

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

Ilkka Suntio

Ydinvoiman säädettävyys laajamittaisesti sähköä
varastoivassa energiajärjestelmässä

Työn tarkastajat: Professori Juhani Hyvärinen

Professori Riitta Kyrki-Rajamäki

Hamina 16.05.2015

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta
Energiatekniikan koulutusohjelma

Ilkka Suntio

Ydinvoiman säädettävyys laajamittaisesti sähköä varastoivassa energiajärjestelmässä

Diplomityö
2015

81 sivua, 23 kuvaa, 11 taulukkoa

Hakusanat: ydinvoima, säädettävyys, sähkön varastointi, energiajärjestelmä, säätövoima

Tarkastajat: Professori Juhani Hyvärinen
Professori Riitta Kyrki-Rajamäki

Tulevaisuudessa tuuli- ja aurinkovoiman osuus sähköntuotannosta tulee kasvamaan. Näiden uusiutuvien energiamuotojen tuotanto kuitenkin vaihtelee sääolosuhteiden mukaan. Tästä johtuen tarvitaan lisää säätövoimaa, jotta voidaan vastata sähkönkulutukseen tuuli- ja aurinkosähkön tuotannon laskiessa.

Tässä työssä tarkastellaan mahdollisuutta toteuttaa sähkönkulutuksen ja tuotannon tasapainottaminen Suomessa sähkön varastoinnin avulla sekä ydinvoiman soveltuvuutta säätövoimaksi ja ydinsähkön varastoinnin kannattavuutta. Työssä vertaillaan mahdollisuuksia sähkön varastointitekologioiksi, joista valitaan potentiaalisimmat vaihtoehdot kustannus- ja soveltuvuustarkasteluun. Varastointikapasiteetin tarvetta tarkastellaan Suomen nykyisen sähkönkulutuksen ja -tuotannon mukaan sekä tilanteessa, jossa tuuli- ja aurinkovoiman osuus on molemmilla 15 % kokonaistuotantokapasiteetista. Vanhempien sekä nykyaikaisten ydinvoimaloiden soveltuvuutta säätövoimaksi tarkastellaan laitosten säädettävyyden perusteella. Ydinvoimalaa on kuitenkin kannattavinta käyttää mahdollisimman suurella käyttökertoimella, joten tarkastelussa on myös mahdollisuus varastoida sähköä tilanteissa, joissa tuotantoa jouduttaisiin rajoittamaan.

Varastointitekologioiden ja eri skenaarioissa vaadittujen varastointikapasiteettien perusteella voidaan todeta, ettei sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottaminen sähkön varastoinnilla ole kannattavaa nykyisillä varastointikustannuksilla ja sähkön hinnoilla. Ydinvoiman voidaan todeta soveltuvan hyvin säätövoimaksi ominaisuuksien puolesta, mutta taloudellisesti se ei ole paras vaihtoehto. Ydinvoimalla tuotetun sähkön varastointi ei ole tällä hetkellä Suomessa kannattavaa matalien sähkön hintojen ja korkeiden varastointikustannusten vuoksi. Sähkön varastoinnista on mahdollista tulla kannattavaa 2020-luvulla. Tämä edellyttää Yhdysvaltojen energiaministeriön asettaman strategian toteutumista, jonka tavoitteena on varastoimalla tuotetun sähkön kustannusten saaminen alle 75 €/MWh.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Technology
Master's Degree Programme in Energy Technology

Ilkka Suntio

Manoeuvrability of nuclear power in energy system with large scale electricity storing

Master's Thesis
2015

81 pages, 23 pictures, 11 tables

Keywords: nuclear power, manoeuvrability, electricity storage, energy system, load following

Examiners: Professor Juhani Hyvärinen
Professor Riitta Kyrki-Rajamäki

Share of wind and solar power in electricity production will get bigger in the future. Electricity production of these technologies is highly dependent of weather conditions. When production of wind and solar power decreases, more load following is needed to respond the electricity demand.

In this Master's thesis possibility of balancing electricity demand and production with electricity storing in Finland is studied. Also is studied nuclear power suitability to load following and viability of storing nuclear electricity. Different storage technologies are compared and most potential technologies are chosen to cost and suitability inspection. Size of electricity storage is based on Finland's current electricity demand and production. In another scenario both wind and solar power cover 15 % of overall production capacity. Load following characteristics of older and modern nuclear power plants are studied. Because using nuclear power plant as high capacity factor as possible is most profitable, possibility of storing electricity when electricity demand is low is studied as well.

Based on storing technologies and size of storage in different scenarios it can be said that balancing electricity production and demand with electricity storing is not profitable at the moment. Nuclear power suits well for load following because its good manoeuvrability features but it's not best option in point of economics. Storing electricity produced with nuclear power is not profitable in Finland because of low electricity prices and high storing costs. Electricity storing can become profitable in 2020s. Prerequisite is that strategy for energy storage made by U.S. Department of Energy will succeed. In the strategy goal for costs of electricity made by storing is 75 €/MWh.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Lappeenrannan teknilliselle yliopistolle. Professori Juhani Hyväriselle kiitokset hänen tarjoamasta mielenkiintoisesta työn aiheesta, jossa pääsin tutkimaan myös sähkön varastointia, joka oli itselle täysin uusi ja tulevaisuuden kannalta tärkeä energiatekniikan aihealue. Kiitokset myös ohjauksesta sekä hyvistä kommentteista ja ideoista työn teon aikana.

Kiitokset äidille, isälle ja veljelle kannustuksesta ja tuesta sekä diplomityön teon että koko opiskelujen aikana.

Lopuksi kiitokset myös kavereille, joiden kanssa vietetty vapaa-aika antoi lisäenergiaa diplomityön tekemiseen.

Hamina 16.05.2015

Ilkka Suntio

SISÄLLYSLUETTELO

Sisällysluettelo.....	5
Symboli- ja lyhenneluettelo.....	7
1 JOHDANTO.....	9
2 SÄHKÖNKULUTUKSEN JA -TUOTANNON TASAPAINO.....	10
2.1 Tuuli- ja aurinkosähkön tuotannon vaihtelu.....	10
3 SÄHKÖN VARASTOINNIN KÄYTTÖ TUOTANNON JA KULUTUKSEN TASAPAINOTTAMISEEN SUOMESSA.....	13
3.1 Varastointikapasiteetin tarve nykyisellä sähköntuotannolla.....	13
3.2 Varastointikapasiteetin tarve lisääessä uusiutuvaa energiaa sähkön tuotantoon.....	16
3.3 Varastointitarpeiden vertailu.....	18
4 SÄHKÖN VARASTOINTITEKNOLOGIAT.....	19
4.1 Pumppuvoimalaitos (PHS).....	19
4.1.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa.....	21
4.2 Paineilmavarasto (CAES).....	21
4.2.1 AA-CAES.....	23
4.2.2 SS-CAES.....	23
4.2.3 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa.....	24
4.3 Lyijyakku (PbA).....	25
4.3.1 Suljetut lyijyakku-mallit.....	28
4.3.2 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa.....	29
4.4 Litiumioni-akku (Li-Ion).....	30
4.4.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa.....	33
4.5 Natrium-rikkiakku (NaS).....	35
4.5.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa.....	37
4.6 Virtausakut.....	37
4.6.1 Vanadium-vanadium redoxakku (VRB).....	40
4.6.1.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa.....	42
4.6.2 Sinkki-bromiakku (ZnBr).....	42
4.6.2.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa.....	43
4.7 Sulametalliakku.....	44
4.8 Power to Gas (PtG).....	46
5 VARASTOINTITEKNOLOGIOIDEN VERTAILU.....	49
6 SÄHKÖNKULUTUKSEN JA -TUOTANNON TASAPAINOTTAMISEN MAHDOLLISUUDET JA KUSTANNUKSET ERI VARASTOINTITEKNOLOGIOILLA SUOMESSA.....	52
6.1 PHS:lla sähkön varastointi.....	53
6.2 CAES:lla sähkön varastointi.....	54
6.3 Lyijyakuilla varastointi.....	55
6.4 Natrium-rikkiakuilla varastointi.....	56
6.5 VRB:lla varastointi.....	57

6.6 ZnBr-akuilla varastointi.....	57
6.7 Kustannusten ja vaadittujen tilavuuksien yhteenveto	58
7 YDINVOIMAN SÄÄDETTÄVYYS.....	60
7.1 Vaatimukset säädettävyydelle.....	60
7.2 Säädön vaikutus laitokseen.....	62
7.2.1 Komponenttien kestävyys.....	63
7.2.2 Polttoaineen kestävyys.....	64
7.3 Laitosten säätökyky.....	65
7.3.1 Vanhempien laitosten säätökyky.....	65
7.3.2 Nykyaikaisten laitosten säätökyky.....	66
7.4 Tehon säätötavat.....	68
7.4.1 Painevesireaktorit.....	68
7.4.2 Kiehumusvesireaktorit.....	70
7.5 Tehon säädön vaikutus sähkön tuotantokustannuksiin.....	72
8 TULOKSET JA YHTEENVETO.....	79
Lähdeluettelo.....	82

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Roomalaiset aakkoset

CO_2	hiilidioksidikustannus	[\$/kWe]
D	käytöstäpoistokustannus	[\$/kWe]
E	sähköntuotanto	[MWh]
F	polttoainekustannus	[\$/kWe]
I	investointikustannus	[\$/kWe]
OM	käyttö- ja kunnossapitokustannus	[\$/kWe]
P	teho	[MW]
r	diskonttauskorko	[%]
t	käyttöikä	[y]

Alaindeksit

N	nimellinen
t	vuosi

Lyhenteet

AA-CAES	Advanced Adiabatic - Compressed Air Energy Storage
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor
BWR	Boiling Water Reactor
CAES	Compressed Air Energy Storage
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
EPR	European Pressurized water Reactor
ESBWR	Economic Simplified Boiling Water Reactor
EUR	European Utility Requirements
FMCRD	Fine Motion Control Rod Drive
IEA	International Energy Agency
KWU	Kraftwerk Union
LCOE	Levelised Cost Of Electricity
LFP	litium-rauta-fosfaatti
Li-Ion	Lithium-Ion
LMO	litium-mangaani-oksidi
MIT	Massachusetts Institute of Technology
NaS	Natrium-rikki
PbA	Lead-Acid
PHS	Pumped Hydro Storage

PtG	Power to Gas
PWR	Pressurized Water Reactor
SS-CAES	Small Scale - Compressed Air Energy Storage
VRB	Vanadium Redox Battery
VRLA	Valve-Regulated Lead-Acid
VVER	Vodo-Vodyanoi Energetichesky Reaktor
ZnBr	Zinc-Bromine

1 JOHDANTO

Sähkönkulutus vaihtelee jatkuvasti ja eri vuorokauden- sekä vuodenaikoina sähköntarve on erilainen. Tähän vaihteluun on perinteisesti vastattu säätelemällä sähköntuotantoa kulutuksen mukaan. Tulevaisuudessa vaihtelevan sähköntuotannon omaavien tuuli- ja aurinkoenergian osuus kokonaissähköntuotannosta kasvaa. Tällöin tarvitaan lisää säätövoimaa, jotta säilytetään kyky vastata sähkönkulutukseen tilanteissa, joissa tuuli- ja aurinkosähkön tuotantomäärät laskevat. Lisäksi uusiutuvan energian tuotannon ollessa suurta, voidaan muiden tuotantolaitosten tehoa joutua laskemaan sähkön ylituotannon välttämiseksi.

Tässä työssä tutkitaan mahdollisuutta käyttää sähkön varastointia sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottamiseksi. Työssä perehdytään mahdollisesti sopiviin varastointiteknologioihin ja vertaillaan niiden teknisten ominaisuuksien perusteella sopivuutta laajamittaiseen sähkön varastointiin. Lisäksi arvioidaan mahdollisuuksia ja kustannuksia toteuttaa Suomessa tällä hetkellä sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottaminen sähkön varastoinnin avulla tilanteessa, jossa sähköntuotanto pidettäisiin tasaisena, jolloin tuotannon ylittäessä kulutuksen sähköä varastoitaisiin ja varastoitu sähkö otettaisiin käyttöön tuotannon jäädessä kulutusta pienemmäksi.

Ydinvoimalaitokset ovat alunperin tarkoitettu perusvoiman tuotantoon, jolloin saadaan tuotettua sähköä mahdollisimman halvalla. Työssä tarkastellaan ydinvoiman sopivuutta ja mahdollisuutta osallistua tehon säätöön tilanteissa, joissa sähköntuotanto muuten ylittäisi kulutuksen. Tarkasteluun on otettu vanhojen ja nykyaikaisten laitosten tehon säätömahdollisuudet sekä säädön vaikutukset ydinvoimalaitoksen käyttöturvallisuuteen. Arvioidaan myös mahdollisuutta ja kustannuksia toteuttaa sähkön varastointia ydinvoimalaitoksen yhteydessä, jolloin saataisiin tuotettua sähköä jatkuvasti täydellä teholla sekä lisäksi myytyä esimerkiksi talvella aiemmin halvan hinnan aikaan varastoitua sähköä.

2 SÄHKÖNKULUTUKSEN JA -TUOTANNON TASAPAINO

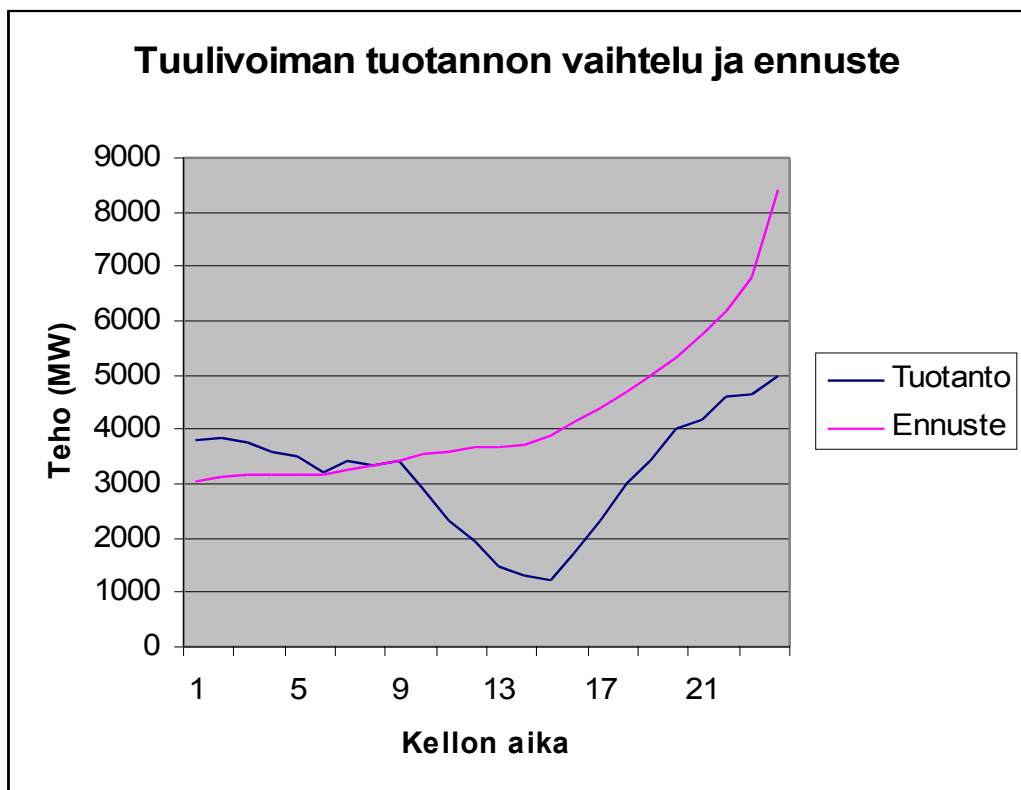
Sähkönkulutus vaihtelee jatkuvasti ja kulutuksen tasoon vaikuttavat esimerkiksi vuodenajat ja vuorokauden aika. Sähköntuotannossa tapahtuu myös muutoksia sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä. Kulutuksen ja tuotannon tasapainoa kuvaa sähköverkon taajuus, joka on Euroopassa 50 Hz. Sähkönkulutuksen ollessa suurempaa kuin tuotanto taajuus laskee alle 50 Hz:n ja vastaavasti sähkön tuotannon ollessa suurempaa kuin kulutus nousee taajuus yli 50 Hz:n. Sallittu taajuuden vaihtelu väli on 49,9 – 50,1 Hz. Sähköntuotannon ja kulutuksen tasapainottaminen yritetään suunnitella etukäteen, mutta toteuma poikkeaa aina suunnitellusta. Suomessa Fingridin tehtävänä on huolehtia sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainosta. Tämä toteutetaan aktivoimalla säätötarjouksia säätösähkömarkkinoilta sekä varaamalla reservejä, jotka ovat tuotantolaitosten ja kulutusyksiköiden vapaata säätökykyistä pätötehokapasiteettia. (Fingrid)

2.1 Tuuli- ja aurinkosähkön tuotannon vaihtelu

Sääolosuhteista riippuvaisten uusiutuvien energiamuotojen, kuten tuuli- ja aurinkoenergian, käyttö on energiantuotannossa on kasvanut huomattavasti viime vuosina. Tuulivoiman käyttö on maailmanlaajuisesti lisääntynyt keskimäärin 24,5 % vuodessa vuosien 2003 – 2012 välisenä aikana ja tuulivoimatuotanto vastasi vuonna 2013 2,5 % koko maailman sähköntuotannosta. (European Commission 2014, s. 12; IEA 2013, s. 5) Tuulivoiman käytön lisääminen tulee edelleen jatkumaan muunmuassa EU:n asettamien tavoitteiden vuoksi. Vuonna 2030 EU-alueella uusiutuvan energian osuus kokonaisenergiantuotannosta tulee olla 27 %. (Euroopan Komissio 2014) EU:n alueella tuulivoima vastasi 13 % koko käytössä olevasta energiantuotantokapasiteetista vuoden 2013 lopussa. (EWEA 2014, s. 3) Muutamissa maissa tuulivoiman osuus on jo melko suuri sähköntuotannossa, kuten esimerkiksi vuonna 2012 Tanskassa 30 %, Espanjassa 18 %, Irlannissa 16 % ja Saksassa 8 %. (European Commission 2014, s. 13) Saksassa tuulivoiman osuuden kasvu on ollut erittäin nopeaa kahdessa vuodessa ja vuoden 2014 lopulla Saksan tuulivoiman osuus käytössä olevasta energiantuotannosta oli noin 20 %.

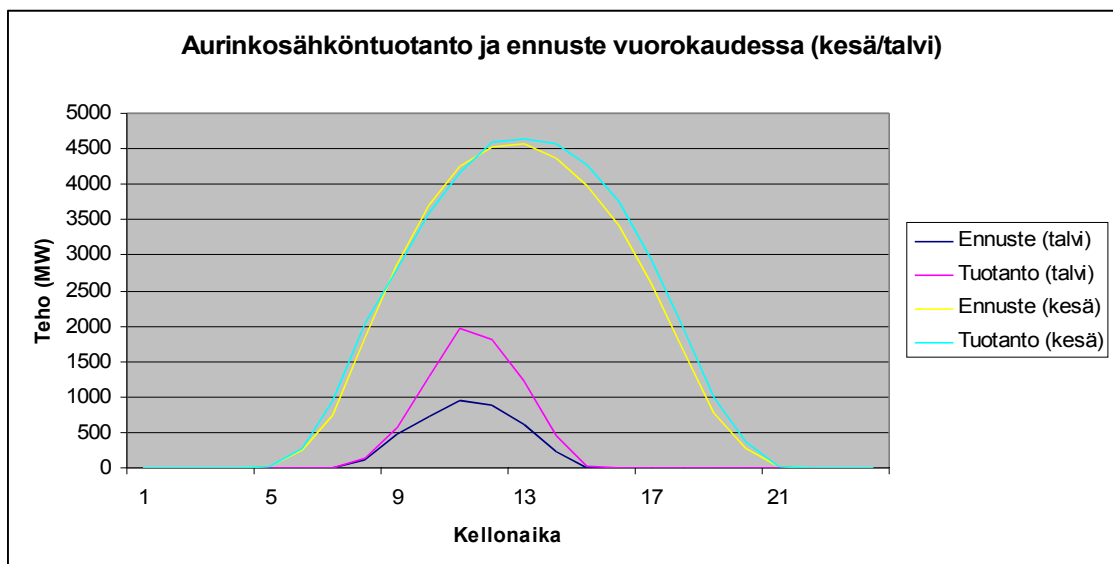
(Burger 2014, s. 5) Kansainvälisen energiajärjestön IEA:n (International Energy Agency) arvion mukaan tuulivoimalla katettaisiin vuonna 2035 7,3 % koko maailman sähköntuotannosta. (European Commission 2014, s. 13)

Tuulivoimalla tuotettavan sähkön määrä vaihtelee luonnollisesti tuulen voimakkuuden mukaan. Tuotanto alkaa tuulen ollessa noin 4 m/s, jolloin saadaan tuotettua alle 10 % voimalan kapasiteetista. Tuotantomäärä kasvaa tuulen nopeuden kasvaessa ja tuulen ollessa noin 12 m/s saadaan tuotettua yli 85 % kokonaiskapasiteetista. Tuulen nopeuksilla 12 – 25 m/s saadaan käyttöön koko tuulivoimalan kapasiteetti ja tuulen nopeuden ylittäessä 25 m/s joudutaan voimala pysäyttämään tuulen aiheuttamien mahdollisten vahinkojen vuoksi. (Center for Sustainable Energy 2011, s. 7-8) Tuulivoiman tuotantoa yritetään arvioida etukäteen, jotta pystytään ennalta varautua sähköntuotannon ja -kulutuksen välillä tapahtuvien muutosten tasapainottamiseen. Kuvassa 1 on esitetty esimerkkinä saksalaisen sähkönsiirtoverkonhaltijan 50Hertz:n tuulivoiman tuotannon ennuste ja toteutunut tuotanto vuorokauden aikana 1.1.2014. (50Hertz)



Kuva 1. Tuulivoiman tuotannon vaihtelu ja ennuste 50Hertz alueella.

Aurinkosähkö on myös tuulivoiman lisäksi kasvattanut viime vuosina osuuttaan maailmalla käytössä olevasta energiantuotantokapasiteetista. EU:n alueella vuonna 2012 tuotantokapasiteetista 8,5 % oli aurinkosähköä ja esimerkiksi Italiassa ja Saksassa osuus on jo melko suuri (noin 30 % ja noin 20 %). Italiassa saadaan aurinkosähköllä tuotettua 5,6 % ja Saksassa 5,7 % sähkön kokonaiskulutuksesta. Euroopan aurinkosähköteollisuusyhdistyksen EPIA:n tavoitteena oli vuonna 2009 saada tuotettua aurinkosähköllä 12 % koko Euroopan sähköntuotannosta vuonna 2020. (European Commission 2014, s. 18) Aurinkosähköntuotannon nopeat vaihtelut ovat huomattavasti vähäisempiä kuin tuulivoiman. Kuvassa 2 on esitetty 50Hertz:n alueella tuotettavan aurinkosähkön vaihtelu vuorokauden aikana kesällä ja talvella.



Kuva 2. Aurinkosähkön tuotannonvaihtelu 50Hertz:n alueella vuorokauden aikana kesällä/talvella.

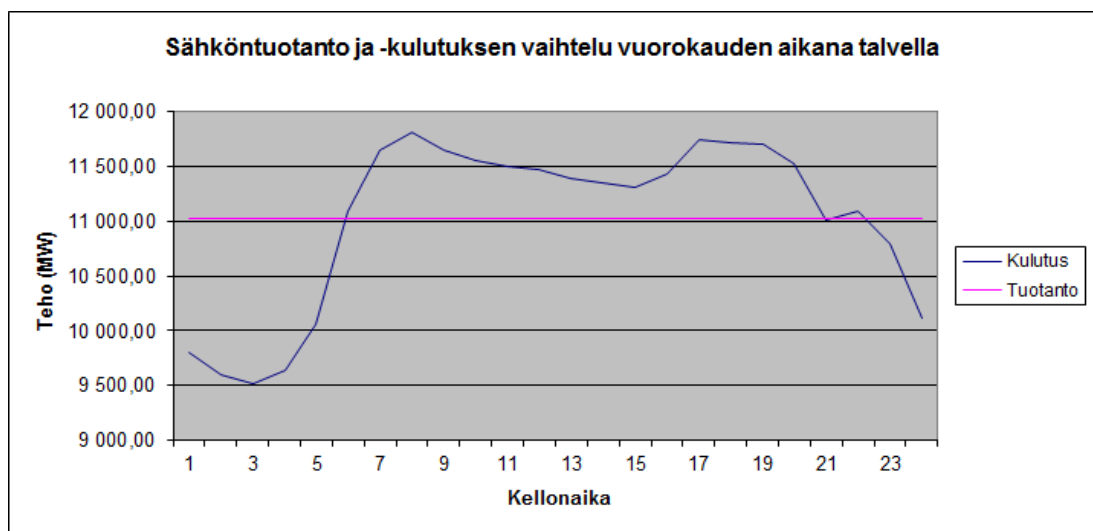
Kuvasta 2 voidaan huomata tuotannon vaihtelu vuorokauden sekä vuodenajan mukaan. Tuotannon ennustettavuus Keski-Euroopassa on 40 – 60 %, johon vaikuttaa mm. alueen sääolosuhteet. Mitä aurinkoisemmat olosuhteet alueella on, sitä pienempi on ennustettavuuden virhe. (De Brabandere et al. 2013, s. 24 - 25)

3 SÄHKÖN VARASTOINNIN KÄYTTÖ TUOTANNON JA KULUTUKSEN TASAPAINOTTAMISEEN SUOMESSA

Tässä luvussa arvioidaan karkeasti kuinka paljon sähkön varastoinnin teho- sekä energiakapasiteettia vaadittaisiin Suomessa tämän hetkisellä sähkönkulutusrakenteella, jos tuotannon ja kulutuksen tasapainottaminen toteutettaisiin sähkövarastoilla. Tarkasteltavina kulutuksenvaihtelun ajanjaksoina ovat yö ja päivä vaihtelu sekä kesällä että talvella. Lisäksi tarkastellaan kesän ja talven välistä vaihtelua. Lopuksi tarkastellaan tilannetta, jossa aurinko- ja tuulienergian tuotantoa on lisätty siten, että molempien osuus sähköntuotantokapasiteetista on 15 %.

3.1 Varastointikapasiteetin tarve nykyisellä sähköntuotannolla

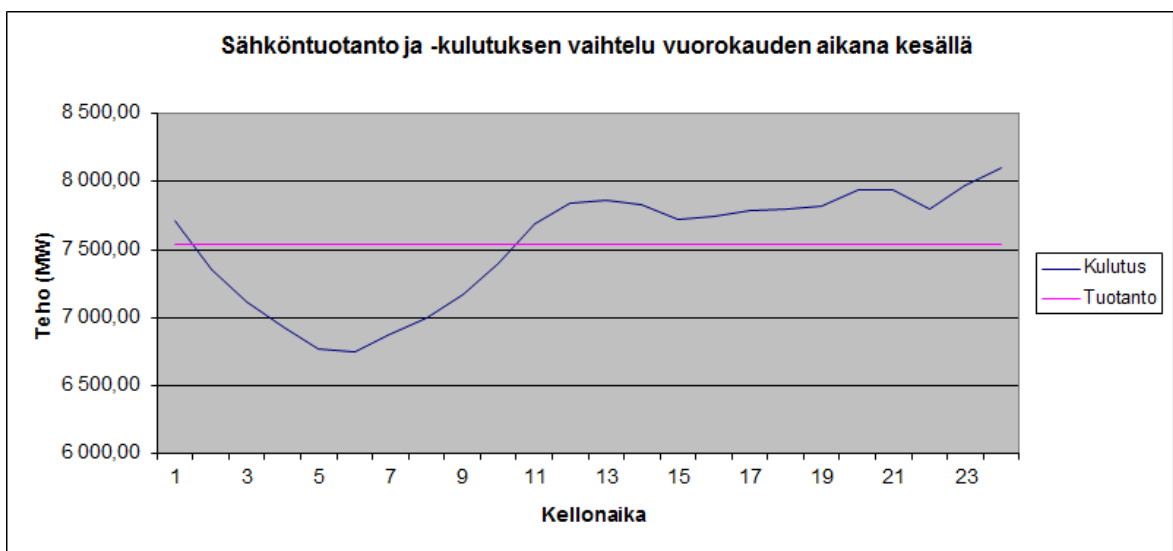
Sähkön varastointikapasiteetin tarvetta vuorokauden aikana tapahtuvan sähkönkulutuksen tasaamiseksi arvioitiin sähkönkulutuksen ja tuotannon välisellä erolla tilanteessa, jossa sähköntuotanto on oletettu tasaiseksi vastaamaan vuorokauden keskimääräistä sähkönkulutusta. Oletetaan lisäksi, että Suomessa pystyttäisiin omavaraisesti tuottamaan kulutuksen vaatima sähkö. Sähkönkulutuksen arvot on saatu Fingridin verkkosivuilta. Kuvassa 3 on esitetty todellinen sähkönkulutus ja vuorokauden keskimääräinen tuotanto 1.1.2015.



Kuva 3. Sähköntuotanto ja -kulutuksen vaihtelu Suomessa 1.1.2015.

Kuvasta 3 nähdään keskimääräisen sähköntuotannon (noin 11 000 MW) ylittävän sähkönkulutuksen yöaikaan, jolloin ylimääräisellä sähköllä on mahdollista ladata sähkövarastoja. Varastoitu sähkö voidaan purkaa päivällä, jos tuotanto on kulutusta matalampi. Varastoja pystyttäisiin lataamaan talvella noin seitsemän tuntia vuorokaudesta ja loput 17 tuntia sähköä tulisi syöttää varastoista sähköverkkoon. Tässä tilanteessa talvella tarvittavien varastojen latausteho tulisi olla noin 1 500 MW ja purkuteho tulisi vastaavasti olla noin 795 MW ja tarvittava energiakapasiteetti noin 7 500 MWh, jolla saataisiin katettua päivällä tarvittava suurempi sähkömäärä.

Kuvassa 4 on esitetty vastaavalla tavalla toteutettu vuorokauden kulutuksen ja tuotannon välinen arviointi kesällä. Kulutuksen vaihtelu ja tuotanto on tilastoitu 1.6.2014.

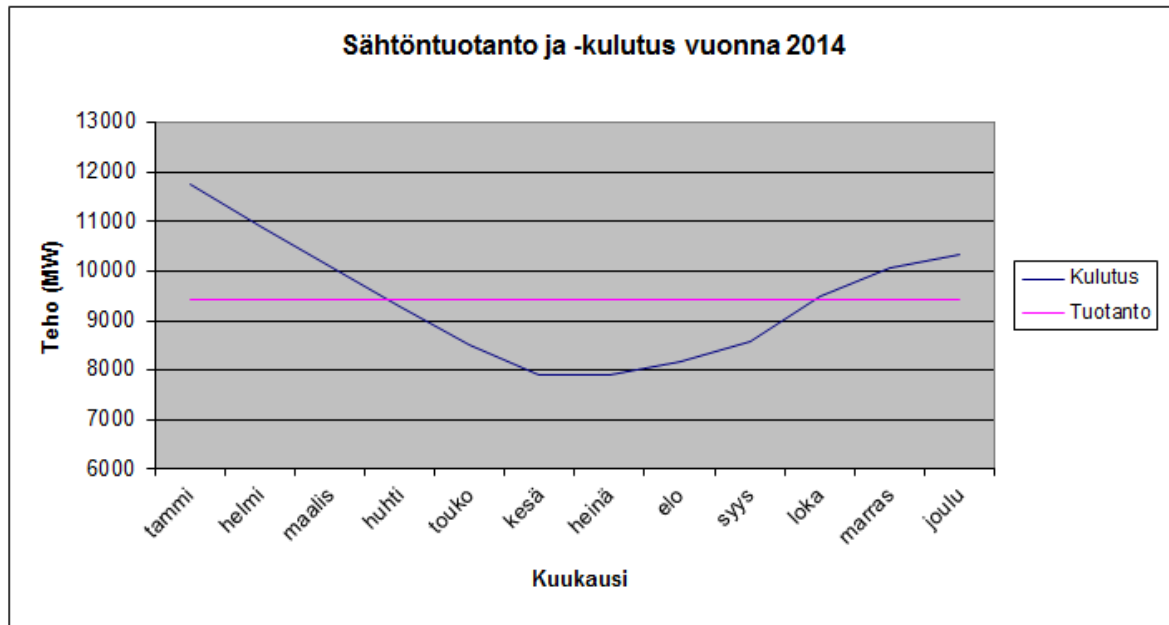


Kuva 4. Sähköntuotanto ja -kulutuksen vaihtelu Suomessa 1.6.2014

Kuvasta 4 huomataan sähkönkulutuksen käyttäytyvän jonkin verran erilailla, kuin talvella kuvassa 3. Keskimääräisellä tuotannolla (noin 7 540 MW) ja nykyisellä sähkönkulutuksella kesällä olisi 9 tuntia käytettävissä varastojen lataamiseen ja 15 tuntia tarvittaisiin varastoista sähköä. Tällöin varastoinnilta vaadittava purkuteho olisi noin 560 MW, latausteho noin 790 MW ja energiakapasiteettia vaadittaisiin noin 4 500 MWh.

Kesän ja talven välinen sähkönkulutuksen vaihtelu on laskettu jokaisen kuukauden keskimääräisen sähkönkulutuksen vaihtelun mukaan. Sähköntuotannoksi on arvioitu vuoden keskimääräinen sähköntuotanto, jolla tuotettaisiin sähköä koko ajan tasaisesti.

Kuvassa 5 on esitetty vuoden aikana tapahtuva sähkönkulutuksen vaihtelu ja keskimääräinen sähköntuotanto. Arviossa on käytetty vuoden 2014 sähkönkulutuksen ja -tuotannon tietoja.



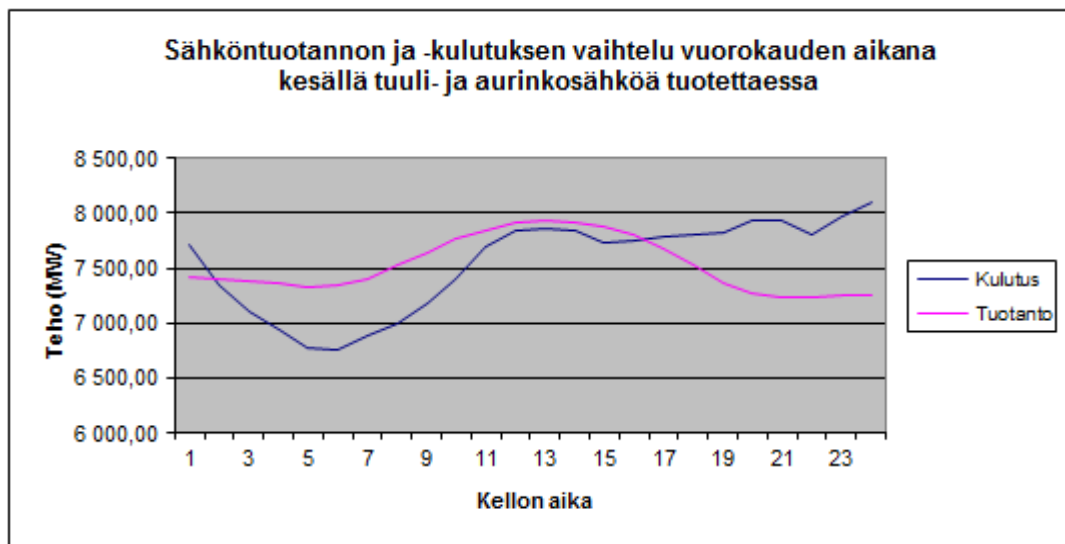
Kuva 5. Sähköntuotanto ja -kulutuksen vaihtelu Suomessa vuonna 2014.

Vuonna 2014 sähköä olisi riittänyt keskimääräisellä tasaisella tuotannolla (noin 9 400 MW) varastoitavaksi 18. huhtikuuta ja 14. lokakuuta väliseksi ajaksi. 185:n vuorokauden ajan olisi tarvittu varastoitua sähköenergiaa. Tässä tilanteessa tarvittava varastoinnin purkuteho olisi noin 2 300 MW ja energiakapasiteettia olisi tarvittu noin 4,63 TWh. Lataustehoa vaadittaisiin noin 1 500 MW. Tarvittava energiakapasiteetti on niin suuri, ettei ole järkevää eikä edes käytännössä mahdollista varastoida kesällä tuotettua sähköä koko talven vaatimaksi tarpeeksi. Sähkövaraston koko tulee hyvin ilmi verrattaessa tarvittavaa varastointikapasiteettia esimerkiksi Loviisan ydinvoimaloiden yhdistettyyn vuoden kokonaistuotantoon, joka vuonna 2014 oli 7,88 TWh (Fortum, s. 44). Suomen koko vuoden sähkönkulutus oli vuonna 2014 oli 83,3 TWh (Suomen virallinen tilasto (SVT)).

3.2 Varastointikapasiteetin tarve lisättäessä uusiutuvaa energiaa sähkön tuotantoon

Seuraavaksi oletetaan tuuli- ja aurinkoenergian osuuden kasvavan sähköntuotantokapasiteetista. Tässä tapauksessa oletetaan tuuli- ja aurinkoenergian korvaavan hieman aiemmin esitettyjen vuorokauden keskimääräraisten sähköntuotantojen kapasiteetista ja asennettavan aurinko- ja tuulivoimaa kokonaiskapasiteetin kasvattamiseksi. Tässä arviossa auringon ja tuulen osuus kokonaissähköntuotantokapasiteetista on molemmilla 15 %. Tuulisähkön tuotantolosuhteet on arvioitu samoiksi kun Saksassa ja aurinkosähkön tuotanto on oletettu olevan 3/4 Pohjois-Saksan tuotantomäärästä alueellisen aurinkosähkötuotannon potentiaalin perusteella (European Commission). Tuotantomäärien vaihtelu on otettu saksalaisen sähkönsiirtoverkonhaltijan 50Hertz:n tuotantotilastoista suhteutettuna edellä mainittuihin osuuksiin kokonaistuotantokapasiteetista.

Kuvassa 6 on esitetty sähkönkulutus ja arvioitu sähköntuotanto kesällä, kun sähköntuotannon kokonaistuotantokapasiteetista tuuli- ja aurinkovoiman osuus on molemmilla 15 %.

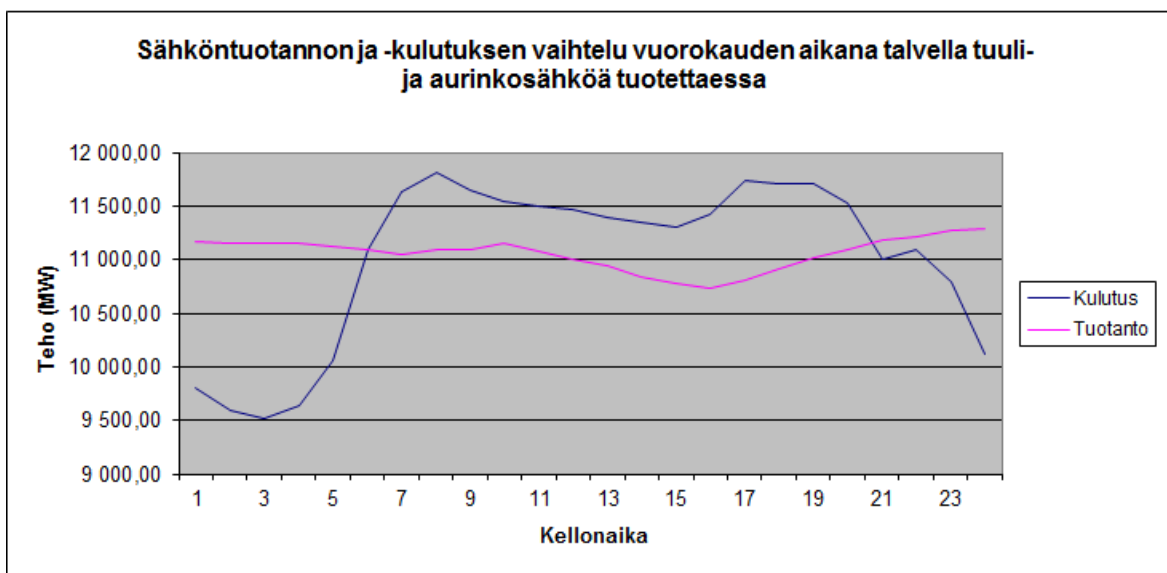


Kuva 6. Sähköntuotannon ja -kulutuksen vaihtelu vuorokauden aikana kesällä tuuli- ja aurinkosähköä tuottaessa.

Kuvasta 6 huomataan hyvin aurinkovoiman kulutusta tasaava vaikutus kesällä. Tuotannon muutoksen ovat yhden vuorokauden aikana hyvin paljon saman suuntaisia kuin

kulutuksessa tapahtuvat muutokset. Tuulivoiman vaikutukset tarkastelussa olevassa vuorokaudessa ovat melko vähäiset, mutta vuorokauden alussa voidaan huomata tuulivoiman aiheuttamaa tuotannon laskua. Tässä tapauksessa varastoitua sähköä tarvittaisiin illalla ja yöllä 8 tunnin ajan. Tarvittava sähkön varastoinnin purkuteho olisi noin 850 MW, latausteho 590 MW ja tarvittava energiakapasiteetti noin 4 500 MWh.

Kuvassa 7 on esitetty sähkönkulutus ja arvioitu sähköntuotanto talvella, kun sähköntuotannon kokonaiskapasiteetista tuuli- ja aurinkovoiman osuus on molemmilla 15 %.



Kuva 7. Sähköntuotannon ja -kulutuksen vaihtelu vuorokauden aikana talvella tuuli- ja aurinkosähköä tuottaessa.

Kuvasta 7 voidaan todeta uusiutuvien energialähteiden kulutuksen ja tuotannon suhdetta heikentävä vaikutus talvella kesään verrattuna. Auringosähkön tuotto on lähes olematonta ja tuuli aiheuttaa tuotannossa jonkin verran vaihtelua. Tässä tapauksessa varastoista tarvitaan sähköä noin 14 tuntia vuorokaudessa. Tarvittava sähkön varastoinnin latausteho olisi tällöin noin 1 640 MW ja purkuteho olisi noin 930 MW. Tarvittava varastointikapasiteetti olisi noin 8 200 MWh.

3.3 Varastointitarpeiden vertailu

Tarkastellaan edellä laskettuja vuorokauden aikaisen sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottamiseen tarvittavien sähkövarastojen varastointikapasiteetteja sekä purku- ja lataustehoja. Taulukossa 1 on esitetty varastoinnin arvot nykytilanteessa kesällä ja talvella sekä tilanteessa, jossa tuulivoiman ja aurinkovoiman osuus sähköntuotannon kokonaiskapasiteetista olisi molemmilla 15 %.

Taulukko 1. Tarvittava varastointi nykytilanteessa sekä tuulen ja auringon osuuden ollessa 15 %.

<i>Nykytilanne</i>	<i>Purkuteho [MW]</i>	<i>Latausteho [MW]</i>	<i>Varastointikapasiteetti [MWh]</i>
Kesä	560	790	4500
Talvi	795	1500	7500
<i>Tuulen ja auringon osuudet 15 %</i>	<i>Purkuteho [MW]</i>	<i>Latausteho [MW]</i>	<i>Varastointikapasiteetti [MWh]</i>
Kesä	850	590	4500
Talvi	930	1640	8200

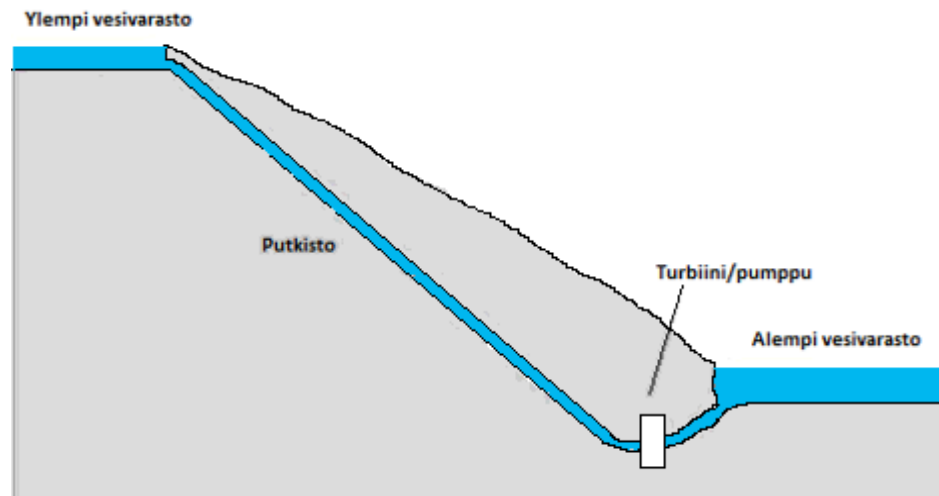
Taulukosta voidaan todeta sähkön varastoinnin tarpeen kasvavan huomattavasti talvella verrattuna kesällä vaadittavaan varastointikapasiteettiin. Latausteho määrittää vaadittavan varastoinnin tehon kaikissa muissa tapauksissa paitsi kesällä uusiutuvaa energiaa lisättäessä, jolloin purkuteho määrittää varastoinnin tarvitseman maksimitehon. Uusiutuvien lisääminen ei kesällä vaikuta vaadittavaan varastointikapasiteettiin ja vaadittu maksimitehokin nousee vain noin 60 MW. Talvella vastaavasti varastointikapasiteettia tarvitaan noin 700 MWh enemmän uusiutuvaa lisättäessä. Myös tarvittava teho nousee 140 MW.

4 SÄHKÖN VARASTOINTITEKNOLOGIAT

Tässä luvussa käydään läpi potentiaalisia varastointiteknologioita laajamittaisen sähkön varastoinnin toteuttamiseen. Tarkasteluun on valittu jo pidemmän aikaa kaupallisessa käytössä olleet pumppuvoimalaitokset ja paineilmavarastot sekä mahdollisia akkuteknologioita, jotka eivät ole paikkariippuvaisia kuten pumppuvoimalaitokset ja paineilmavarastot.

4.1 Pumppuvoimalaitos (PHS)

Pumppuvoimalaitoksessa (PHS, Pumped Hydro Storage) vesi on varastoituna kahteen eri korkeuksille sijoitettuun varastoon. Sähköä tuotetaan pumppuvoimalaitoksessa samalla tavalla kuin tavallisillakin vesivoimalaitoksilla juoksuttamalla vettä turbiinin läpi. Turbiinina käytetään usein kaksisuuntaista turbiinia, jolloin yhdellä järjestelmällä saadaan suoritettua sähkön tuotanto ja veden pumppaaminen takaisin ylempään varastoon. On myös olemassa laitoksia joissa pumppu ja vesiturbiini ovat erillisinä komponentteina. Pumppuvoimalaitos ”ladataan” pumppaamalla vettä alemmasta varastosta takaisin ylempään varastoon. Veden pumppaaminen suoritetaan silloin, kun se sähkön hinta on alhainen ja tuotantoa on enemmän kuin kulutusta. Laitosten hyötysuhde, 70 - 80 %, on matalampi kuin tavallisista vesivoimaloista saatava hyötysuhde, koska hyötysuhteeseen vaikuttavat turbiinin/pumpun hyötysuhde, generaattorin hyötysuhde sekä käytön aikana tapahtuvat häviöt. Pumppuvoimalaitoksia käytetään erityisesti tasaamaan hetkellisiä sähkönkulutuksen piikkejä sekä jännitetason tasaamiseen ja sähköreservinä. (IRENA 2012, s. 7-8) PHS:n käyttöikä on pitkä, yli 40 vuotta. (Luo et al. 2014, s. 513) Pumppuvoimalaitoksen kaaviokuva on esitetty kuvassa 8.



Kuva 8. PHS:n kaaviokuva.

Pumppuvoimalaitos voidaan perustaa rakentamalla keinotekoiset vesivarastot tai käyttämällä luonnossa olevia vesivarastoja, kuten järviä, tai rakentamalla patoja. Keinotekoisiiin altaisiin perustuvat laitokset ovat usein teholtaan hyvin suuria, jopa useita gigawatteja, ja niiden käyttöaika on usein vain joitain tunteja. Luonnonmukaisiin varastoihin perustuvat laitokset ovat teholtaan yleensä 200 – 400 MW, mutta niillä tuotetaan sähköä päivittäiseen käyttöön ja jopa pidemmäksikin ajaksi. Energiatiheys pumppuvoimalaitoksissa on suhteellisen matala, koska 100 m korkeuserolla 1 m³:stä vettä saadaan 0,27 kWh potentiaalienergiaa. Tämän vuoksi laitokset tarvitsevat erittäin suuret vesivarastot tai vastaavasti suuren korkeuseron ylemmän ja alemman vesivaraston välille. Tästä johtuen pumppuvoimalaitokset ovat käyttökelpoisia paikoissa, joissa luonnonmukaisesti on suuria korkeuseroja. (IRENA 2012, s. 7-8) Pumppuvoimalaitosten rakentamisesta on myös haittaa ympäristölle, kun joudutaan rakentamaan suuria vesivarastoja. (stoRE 2014, s. 6)

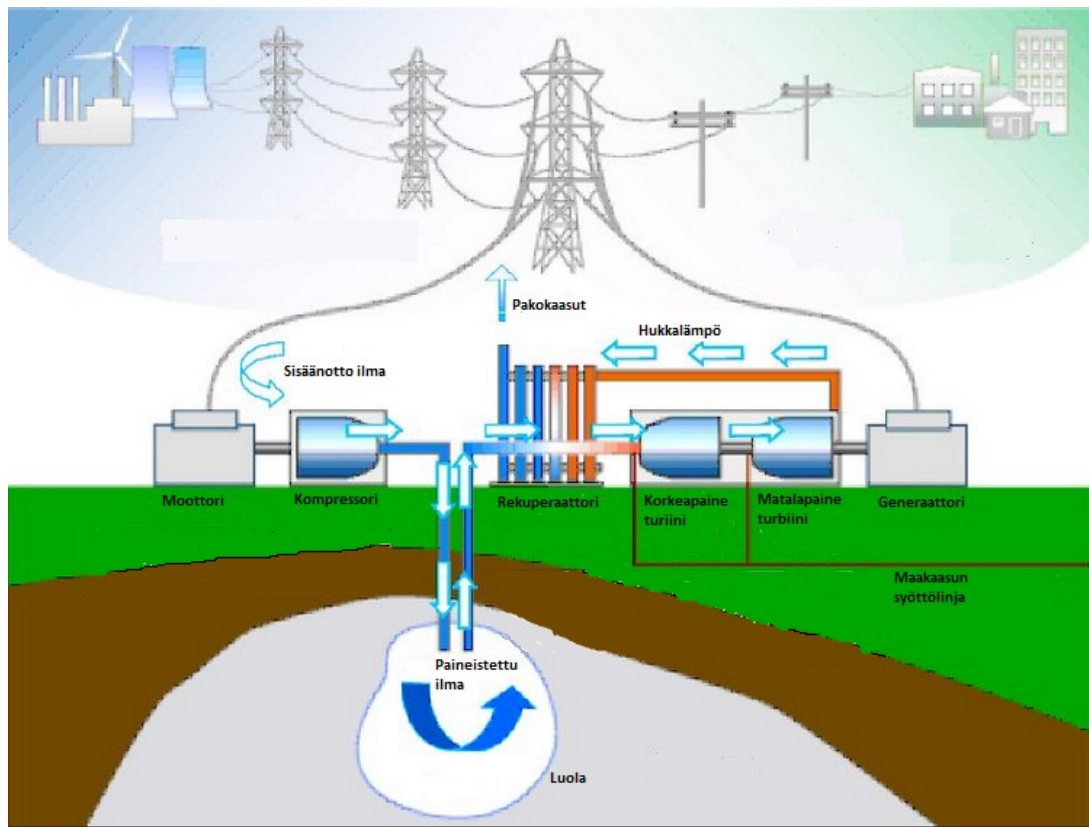
Laitosten rakennuskustannukset vaihtelevat melko paljon riippuen paikasta, mihin voimalaitos rakennetaan. Investointikustannukset vaihtelevat 190 – 330 €/kWh välillä. (stoRE 2014, s. 6, 14-16; Carnegie et al. 2013, s. 24) Tuotetun sähkön kustannus LCOE (Levelized Cost of Electricity) kuvaa kokonaiskustannuksia yhtä tuotettua MWh:a kohti. Kustannuksissa on mukana kaikki laitoksen aikana tulevat kustannukset. LCOE vuorokausittain käytettävällä 60 vuoden käyttöiän laitoksella on noin 110 – 160 €/MWh. (Akhil et al. 2013, s. 36)

4.1.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa

Maailmalla käytössä olevasta sähkön varastointikapasiteetista 99 % koostuu tällä hetkellä pumppuvoimalaitoksista. Kokonaisuudessa pumppuvoimalaitoksia on rakennettu sähkön varastointiin noin 140 GW. (IEA 2014, s. 16) Kolme suurinta käytössä olevaa laitosta ovat Bath County Yhdysvalloissa (n. 3 GW) sekä Kiinassa sijaitsevat Huizhou ja Guangzhou, jotka molemmat ovat noin 2,4 GW. Myös uusia suuria pumppuvoimalaitoksia on tällä hetkellä rakenteilla, kuten 2,4 GW Hongping Kiinassa ja 1,88 GW Kannagawa Japanissa. (DOE)

4.2 Paineilmavarasto (CAES)

Paineistetun ilman energiavarasto CAES (Compressed Air Energy Storage) kehitettiin vuonna 1949, kun keksittiin mahdollisuus paineistetun ilman säilömisestä maanalaisiin luoliin. Vähäisen sähkönkulutuksen aikana energiaa varastoidaan paineistetun ilman elastiseksi potentiaalienergiaksi. Ilma puristetaan maanalaisiin luoliin yleensä 40 – 80 bar paineeseen kompressorin avulla. (Zobaa 2013, s. 102) Ilman lämpötila nousee puristettaessa sitä korkeampaan paineeseen ja tällöin tarvitaan aina enemmän energiaa puristuksen toteuttamiseksi. Tästä johtuen ilmaa on puristuksen aikana jäähdytettävä. (IRENA 2012, s. 9) Kun puristetusta ilmasta halutaan tuottaa energiaa, johdetaan puristettu viileä ilma ulos säiliöstä, sekoitetaan maakaasun kanssa tehotason kasvattamiseksi ja poltetaan. Polttamisen jälkeen ilma johdetaan edelleen kaasuturbiinille. Turbiinissa ilma laajenee, jolloin turbiiniin kytketty generaattori tuottaa sähköä. Paineistettua ilmaa voidaan varastoida esimerkiksi kovaan kallioperään louhittuihin luoliin, vanhoihin kaivoksiin tai kuivuneisiin kaasu- tai öljykenttiin. Kuvassa 9 on esitetty CAES:n kaaviokuva. (Zobaa 2013, s. 102-103)



Kuva 9. CAES kaaviokuva. Muokattu lähteestä (Zobaa 2013)

CAES on pumppuvoimalaitosten lisäksi tällä hetkellä ainut kaupallisessa käytössä oleva energian varastointimenetelmä. Laitosten koko vaihtelee yleensä 50 – 300 MW välillä ja suurilla maan alle sijoitetuilla varastoilla saadaan tuotettua sähköä yhtäjaksoisesti yleensä 10 - 30 tuntia. (Zobaa 2013, s. 104; Akhil et al. 2013, s. 38; Carnegie et al. 2013, s. 26) Varastointiaika paineilma-varastolla on erittäin pitkä, jopa yli vuoden, minkä mahdollistavat järjestelmän erittäin pienet varastointihäviöt. Varastoinnin kokonaishyötysuhde on noin 60 – 80 % ja laitoksen käyttöikä 20 – 40 vuotta. Jos järjestelmästä poistuva pakokaasu johdetaan rekuperattorin kautta ennen poistumista ilmakehään, saadaan otettua talteen myös prosessissa syntyvää hukkalämpöä, joka voidaan käyttää ilman esilämmittimessä turbiinien välillä. Lisäksi lisäämällä ilman puristuksen vaiheisiin väli- ja jälkijähdytykset saadaan prosessissa tarvittavan polttoaineen kulutusta laskettua noin 25 % lisää. Energiatiheys järjestelmässä on tyypillisesti 3 – 6 Wh/l. (Zobaa 2013, s. 104, 108) Investointikustannukset riippuvat siitä, mihin paineilmaa tullaan varastoimaan. Investointikustannukset vaihtelevat välillä 45 - 120 €/kWh (Carnegie et al.

2013, s. 31). LCOE 30 vuotta käytettävälle laitokselle 365:lla käyttökerralla vuodessa tulisi olemaan noin 100 – 160 €/MWh. (Akhil et al. 2013, s. 40)

4.2.1 AA-CAES

Kehittyneempi version CAES:sta on AA-CAES (Advanced Adiabatic – Compressed Air Energy System). Adiabaattisessa prosessissa saadaan talteen paineistetusta ilmasta potentiaalienergia sekä ilmaa korkeampaan paineeseen puristettaessa muodostuva lämpöenergia, joka tavallisessa paineilmaparastossa menetetään ilman jäädytyksessä. (IRENA 2012, s. 9) Lämmön varastointiin käytettäviä teknologioita ovat tuntuvan lämmön varastointi, latenttilämmön varastointi sekä termokemiallinen varastointi. Tällä hetkellä käytetyin ja edullisin varastointitekniikka on tuntuvan lämmön varastointi. Varastointi toteutetaan lämmittämällä nestemäistä tai kiinteää varastoa. Yleisimmin lämpövarastona käytetään vettä, mutta CAES:n yhteydessä todennäköinen vaihtoehto on lämmön varastointi maaperään. (IRENA 2013, s. 6) Ilmaa purettaessa varastosta saataisiin varastoitu lämpö hyödynnettyä ilman lämmittämiseen. Tämän ansiosta järjestelmässä ei tarvita enää maakaasupolttoa, jolloin järjestelmästä saadaan kokonaan hiilidioksidivapaa. Kustannukset ovat 20 – 30 % korkeammat kuin tavallisessa CAES:ssa ja tarvitaan vielä teknologian kehitystä lämpöenergian varastointiin, kompressoriin ja turbiiniin, kunnes järjestelmästä saadaan taloudellisesti kannattava. (Zobaa 2013, s. 108) Maailman ensimmäinen AA-CAES demonstraatiolaitos on rakenteilla Saksi-Anhaltiin Saksaan. Laitoksen koko tulee olemaan 90 MW ja varastointi kapasiteettia laitoksella on 360 MWh. Ilman puristamiseen tarvittava energia tullaan tuottamaan tuulivoimalla. (Luo et al. 2014, s. 515)

4.2.2 SS-CAES

Pienen kokoluokan CAES eli SS-CAES (Small Scale – Compressed Air Energy System) on alle 10 MW kokoinen järjestelmä, jossa ilmaa ei tarvitse säilöä maanalaisiin varastoihin.

SS-CAES:ssa puristettu ilma säilötään maan pinnalle valmistettuihin painesäiliöihin, joten järjestelmän käyttö ei ole riippuvainen paikasta, kuten tavallisessa CAES:ssa. (Zobaa 2013, s. 109) SS-CAES:n kehitys on viime aikoina ollut nopeaa. Tutkimuksen kohteena on erityisesti painesäiliöiden malli ja koko sekä säiliöiden valmistuskustannusten minimoiminen. (Luo et al. 2014, s. 515)

4.2.3 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa

Maailmalla on olemassa vain kaksi kaupallisessa käytössä olevaa CAES-laitosta, vaikka tekniikka on ollut käytössä jo pitkään. Vanhin on vuonna 1978 Saksan Hundedorfiin rakennettu laitos, jonka teho on 290 MW. Paineilman varastointitilana käytetään noin 310 000 m³ vanhaa suolakaivosta, joka on 600 m syvyydessä. Suurin käyttöpaine laitoksella on 100 bar ja energiaa siitä voidaan saada 580 MWh.

Toinen kaupallisessa käytössä oleva CAES sijaitsee Yhdysvalloissa (McIntosh, Alabama). 110 MW laitos otettiin käyttöön vuonna 1991 ja suurin mahdollinen käyttöpaine on 75 bar. Toiminta-aika laitoksella on jopa 26 tuntia, jolloin laitoksesta voidaan saada energiaa 2 860 MWh. Varastointi suoritetaan tässäkin tapauksessa vanhaan suolakaivokseen, jonka koko on yli 500 000 m³. (Zobaa 2013, s. 106)

Olemassa olevien laitosten lisäksi suunnitteilla on useita uusia laitoksia. Kaksi suurinta suunnitteilla olevaa uutta laitosta on tällä hetkellä tulossa Yhdysvaltoihin. Kolmas kaupallinen CAES on suunniteltu rakennettavaksi Nortoniin, Ohioon. Kyseinen laitoskokonaisuus on erittäin suuri, 2 700 MW, ja se koostuu 9:stä 300 MW CAES kompressori-turbiinijärjestelmästä, joka on esitetty kuvassa 9. Ilma tultaisiin varastoimaan 670 m syvyyteen kalkkikivikaivokseen, jossa varastointitilaa olisi noin 9 500 000 m³. Laitoksessa ilma puristettaisiin noin 100 bar paineeseen. Varastointikapasiteetti tulisi olemaan 43 200 MWh. (AzRISE 2010, s. 38; Muyeen 2010, s. 433; Zobaa 2013, s. 106)

Toiseksi suurin suunnitteilla oleva projekti on Texasiin suunniteltu laitos, jossa laitoksen teho on 317 MW. Laitos koostuu 2:sta 158,5 MW CAES kompressori-

turbiinijärjestelmästä ja varastointitilat ilmalle on tarkoitus rakentaa paikalla olevaan suolamuodostumaan. Ilma puristettaisiin huomattavasti tavallista korkeampaan paineeseen, 120 – 190 bar. Käyttöajaksi nimellisteholla on suunniteltu noin 100 tuntia, jolloin laitoksen varastointikapasiteetti olisi 31 700 MWh. Ilman varastointiin vaadittavaa tilavuutta ei ole julkisesti saatavissa lähteissä kerrottu, mutta varastointitilat on tarkoitus rakentaa liuottamalla tilat suolakupoliin. (CH2M HILL 2012, s. 13)

4.3 Lyijyakku (PbA)

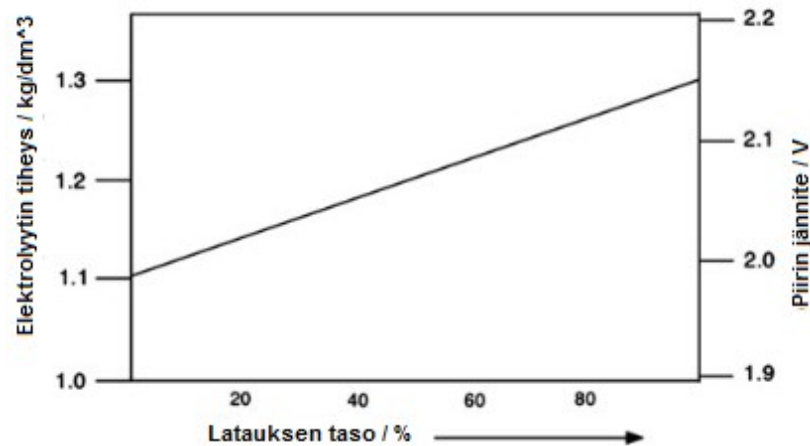
Vuonna 1860 G. Planté keksi lyijyakun, kun hän upotti pellavalla erotetut kierretyt lyijynauhat rikkihappoon ja johti tasavirtaa lyijynauhojen välille. Positiivisen puolen lyijynauhaan alkoi muodostua lyijydioksidia ja nauhojen välille syntyi jännite. Pian huomattiin, että latausta pystyttiin siirtämään myös käänteisesti eli järjestelmä pystyi varastoimaan sähköenergiaa. Vuosien aikana on tapahtunut paljon kehitystä, tärkeimpinä liitetyn levyelektrodin kehittäminen. Levyelektrodilla korvattiin kiinteän metallin negatiiviset elektrodit massalla, jossa hienoja hiukkasia on laitettu lyijyn tai lyijylejeeringin hilaan, ja saatiin näin kasvatettua reaktiopinta-alaa. Toinen tärkeä kehitys on ollut suljetun lyijyakun kehittäminen. Lyijyakut ovat olleet yleisesti käytössä jo kauan monissa eri sovelluksissa, kuten esimerkiksi autoissa, ja siitä käytetäänkin puhuttaessa yleensä vain nimitystä ”akku”. Lyijyakkujen etuja ovat suhteellisen matalat kustannukset, valmistuksen yksinkertaisuus sekä hyvät sähkökemialliset ominaisuudet, kuten nopea kinetiikka ja saavutettavissa oleva hyvä käyttöikä oikeissa olosuhteissa. (Huggins 2010, s. 237-238)

Lyijy-happo järjestelmässä hienojakoinen alkuaine lyijy toimii negatiivisena elektrodina, jauhettu lyijydioksidi positiivisena elektrodina ja happo nestemäisenä elektrolyytinä. Lyijyakussa tapahtuvat kemialliset reaktiot on esitetty yhtälössä (1).



Yhtälössä liikutaan vasemmalta oikealle, kun akkua puretaan ja vastaavasti oikealta vasemmalle, kun akkua ladataan. Elektrodihilat koostuvat kokonaisuudessaan metalliseoksesta, jossa reaktiossa mukana olevan lyijyn lisäksi on myös muuta alkuainetta. Tällaisen metalliyhdisteen tarkoituksena on parantaa elektrodien mekaanista kestävyyttä, korroosio-ominaisuuksia sekä valmistettavuutta verrattuna pelkästä lyijystä valmistettuun elektrodiin. Laajalti käytettyjä elektrodeja ovat lyijy-antimoni- ja lyijy-kalsium-yhdisteet. Antimonin lisääminen elektrodiin parantaa erityisesti elektrodin mekaanista kestävyyttä ja kalsiumia käyttämällä saadaan eniten parannettua elektrodin korroosio-ominaisuuksia. Myös muita vaihtoehtoja elektrodien materiaaleiksi on tutkittu. Esimerkiksi 0,5 % arseenia (As) lisää elektrodin vanhenemiskovettuvuutta ja virumisen vastustusta, joka aiheuttaa ongelmia purettaessa suuri osa akun varastoimasta sähköstä kerralla. Lisäämällä vastaavasti tinaa (Sn) 2,5 % helpottuu elektrodin valmistus sekä saadaan myös pidennettyä elektrodin käyttöikä. (Huggins 2010, s. 238-246)

Akun latausta purettaessa veden määrä elektrolyytissä kasvaa ja rikkihapon määrä vähenee. Tästä johtuen elektrolyytin tiheydessä tapahtuu muutoksia. Akun ollessa täydennä latauksessa rikkihappoa on noin 40 % elektrolyytin painosta, kun taas akun kokonaan tyhjennyttyä rikkihapon osuus koko painosta on vain noin 16 %. Vastaavasti myös tasapainossa oleva avoimen piirin jännite vaihtelee elektrolyytin muuttuessa, jolloin akun optimaalisessa käyttölämpötilassa 25 °C täydellä latauksella jännite on 2,15 V ja latauksen purkauduttua 1,98 V. Vaikka jännitettä ei vielä ole onnistuttu saamaan pysymään täysin tasaisena, pystytään elektrolyytin tiheyttä mittaamaan ja käyttämään saatua tietoa kennon latauksen tason ilmoittamiseen. Lyijyakkukennon jännitteen ja elektrolyytin tiheyden muutos lataustason vaihtuessa on esitetty kuvassa 10. (Huggins 2010, s. 239-240)



Kuva 10. Lyijyakun kennon jännitteen muutos latauksen tason muuttuessa. Muokattu lähteestä (Huggins 2010)

Lyijyakusta saatava teoreettinen suurin ominaisenergia on noin 170 Wh/kg. Tätä ei kuitenkaan ole käytännössä mahdollista saavuttaa ja akuista saatava ominaisenergia on tällä hetkellä 25 – 40 Wh/kg (Huggins 2010, s. 239). Energiatiheys akuilla on 60 – 75 Wh/l (Olla 2012, s. 44). Käyttöikä lyijyakuilla vaihtelee akun tyyppin ja tarkoituksen mukaan ollen pienimmillään vain muutamia vuosia tai muutamia satoja lataus/purku-kiertoja. Kiinteästi asennetulla tulvitetulla kehittyneemmällä akulla on mahdollista saavuttaa 15 – 20 vuoden käyttöikä, minkä johdosta kyseinen malli onkin lyijyakuista kiinnostavin vaihtoehto laajamittaiseen energianvarastointiin. Hyötysuhde yhdellä lataus/purku-kierrolla on 75 – 85 %. Akku on melko altis itsepurkautumiselle, kun akku on ladattu täyteen ja se on pois toiminnasta. Ratkaisuna tähän ongelmaan on jännitteen syöttäminen täyteen akkuun samalla tasolla akun itsepurkautumistason kanssa. (Carnegie et al. 2013, s. 35) Tällöin lyijyakulla on matala itsepurkautumisaste (< 0,3 %/vrk) sekä pienet rakennuskustannukset perinteisillä PbA-akuilla (40 – 450 €/kWh). (Luo et al. 2014, s. 516) Kehittyneemmällä akuilla, joissa käyttöikää ollaan saatu kasvatettua myös pääomakustannukset ovat korkeammat, noin 310 – 730 €/kWh. Näiden kehittyneempien akkujen LCOE oletetulla päivittäisellä käytöllä ja 15 vuoden käyttöiällä on noin 160 – 450 €/MWh akusta riippuen. Lyijyakun ongelmana ovat siinä käytetyt myrkylliset materiaalit, jotka voivat aiheuttaa vaaratilanteita akun käytössä sekä ongelmia ympäristölle. Tulvitetuilla akuilla tarvitaan myös veden lisäystä akun reaktioiden aiheuttaman veden haihtumisen vuoksi. (Carnegie et al. 2013, s. 36-38; Akhil et al. 2013, s. 82)

Lyijyakut jaetaan tulvitettuihin ja VRLA-akkuihin (valve-regulated lead-acid). Tulvitetussa akussa elektrodit on upotettu nestemäiseen elektrolyyttiin.

4.3.1 Suljetut lyijyakku-mallit

VRLA-akut on jaettu kahteen ryhmään niissä käytetyn elektrolyyttitekniikan mukaan. Elektrolyytti ei ole vapaana nesteenä, kuten tulvitetussa akussa, vaan toisessa akkumallissa käytetään geelitekniikkaa ja toisessa lasikuitumattotekniikkaa. Akkuryhmä VRLA saa nimensä akuissa olevasta pienestä paineventtiilistä, joka parantaa akun käytön turvallisuutta laskemalla painetta sen noustessa liian suureksi. Venttiili aukeaa, kun akun sisäinen kaasun paine ylittää 1,5 bar.

Geelitekniikassa rikkihappoelektrolyyttiin lisätään höyrystettyä piidioksidia, jolla on erittäin suuri pinta-ala. Höyrystetty piidioksidi tekee elektrolyytistä tiheämpää ja se muuttuu geelimäiseen muotoon. Elektrolyytissä olevan veden haihtuessa yllätauksen sattuessa tällainen rakenne muodostaa halkeamia, joiden kautta kaasumainen happi pääsee kulkemaan kennon läpi positiiviselta elektrodilta negatiiviselle elektrodille.

Lasikuitutekniikassa käytetään suurihuokoista lasikuitumattoa elektrodien välillä. Lasikuitumaton tehtävä on toimia mekaanisena erottimena sekä säiliönä elektrolyyttille. Lasikuitumatto imee elektrolyyttiä itseensä ja jos elektrolyytti ei täytä mattoa kokonaan, niin tilaa jää myös kaasuille liikkua positiivisen ja negatiivisen elektrodin välillä.

Molemmissa akuissa positiivisen elektrodin kapasiteetti on pienempi kuin negatiivisen elektrodin. Positiivisen elektrodin käytettyä koko kapasiteettinsa, alkaa veden hajoaminen, jos akun lataamista edelleen jatketaan. Samalla alkaa muodostua happikaasua yhtälön (2) mukaan



Muodostunut happi siirtyy elektrolyytin läpi negatiiviselle elektrodille, missä se reagoi elektrodilla olevat vedyn kanssa muodostaen taas vettä.



Edellä mainittua tapahtumaa kutsutaan *sisäiseksi happikierroksi* tai *hapen rekombinaatiokierroksi*. Reaktio aiheuttaa akun itsestään purkautumista, kun negatiivisen elektrodin kapasiteetti alkaa pienentyä. Latausta jatkettaessa osa muodostuneesta sähköenergiasta kuluu hapen rekombinaatiokiertoon ja osa muuttuu lämmöksi. (Huggins 2010, s. 246-247)

4.3.2 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa

Sähkökemiallisista akuista lyijyakku on ollut pisimpään kaupallisessa käytössä ja siitä on siten myös eniten käyttökokemuksia. Tästä huolimatta lyijyakkuja ei ole tullut samassa suhteessa käyttöön laajamittaiseen sähkön varastointiin. Suurimmat syyt tähän ovat yleisesti lyhyt käyttöikä, matala energiatiheys sekä matala ominaisenergia. Lyijyakkujen tutkimus ja kehittäminen keskittyykin erityisesti tällä hetkellä parantamaan edellä mainittuja ominaisuuksia uusilla materiaaliratkaisuilla. Lyijyakkuja on kuitenkin tällä hetkellä käytössä jonkin verran laajamittaisessa sähkön varastoinnissa. Suurimmat toiminnassa olevat laitokset on esitetty taulukossa 2. (Luo et al. 2014, s. 516)

Taulukko 2. Suurimmat toiminnassa olevat lyijyakkulaitokset. (DOE)

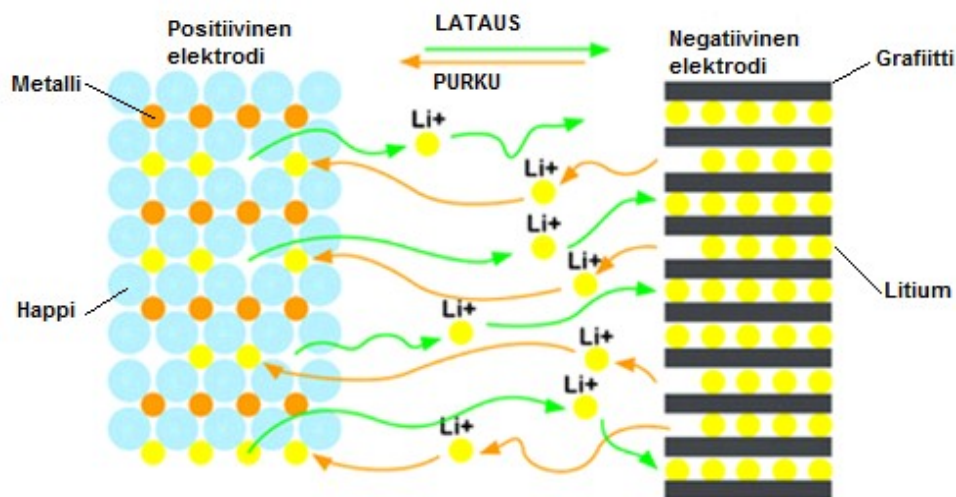
<i>Sijainti</i>	<i>Teho [MW]</i>	<i>Käyttöaika [hh:mm]</i>	<i>Kapasiteetti [MWh]</i>	<i>Ensisijainen käyttötarkoitus</i>	<i>Käyttöönotto</i>
Texas, USA	36	00:40	24	Tuulivoiman ajoittaisuuden tasaaminen	2012
Puerto Rico, USA	20	00:40	14	Varasähköjärjestelmä	2004
Havaiji, USA	15	00:15	3,75	Toiminta uusiutuvien rinnalla	2011
Havaiji, USA	10	00:45	7,5	Toiminta uusiutuvien rinnalla	2012
Shiura, Japani	4,5	02:20	10,5	Toiminta uusiutuvien rinnalla	2009

Taulukossa esitellyistä laitoksista Puerto Ricon PREPA BESS 2 (20 MW, 14 MWh) ja Havaijin Kahuku Wind Farm (15 MW, 3,75 MWh) ovat tällä hetkellä poissa käytöstä laitoksilla sattuneiden tulipalojen vuoksi. (DOE) Taulukosta huomataan suurimpien laitosten sijaitsevan tällä hetkellä Yhdysvalloissa ja ne toimivat pääasiassa yhdistettynä uusiutuviin energialähteisiin. Japanissa Hitachin kehittämä lyijyakku on otettu käyttöön muunmuassa Shiuran tuulipuistossa ja käyttö tulee todennäköisesti lisääntymään, koska Hitachin tavoitteena on kilpailla akullaan NaS- ja Li-Ion-akkujen kanssa. (Akhil et al. 2013, s. 78)

4.4 Litiumioni-akku (Li-Ion)

Litiumin käyttöön perustuvat litiumioni (Li-Ion) akkuratkaisut ovat olleet jo pitkään laajalti käytössä erilaisissa pienemmissä elektronisten laitteiden, kuten matkapuhelimien ja kannettavien tietokoneiden virranlähteenä. Sähköautojen yleistyessä Li-Ion-akkujen käyttö tulee todennäköisesti lisääntymään. Li-ion-akkujen hyödyntäminen on myös mahdollisuus laajamittaisemmassakin sähkön varastoinnissa. (European Commission 2014, s. 101)

Litiumilla on erityisesti kaksi tärkeää ominaisuutta, jotka tekevät siitä kiinnostavan akkujen suunnittelun näkökulmasta. Litiumin erittäin korkea elektropositiivisuus on ensimmäinen ominaisuus, minkä ansiosta litiumia käytettäessä kennossa saadaan aikaan korkeita jännitteitä (noin 4 V). Toinen ominaisuus, joka lisää litiumin houkuttelevuutta akkukäytössä on sen keveys, jolloin olisi mahdollista valmistetaa lyijyakkua kevyempiä akkuja. Li-Ion-akkuratkaisuja on useita erilaisia, joissa negatiivisen elektrodin ja positiivisen elektrodin koostumus vaihtelevat riippuen akulta halutuista ominaisuuksista. Yhteistä kuitenkin kaikille litiumakuille on litiumionien siirtyminen negatiiviselta elektrodilta positiiviselle elektrodille akkua purettaessa ja taas päinvastoin akkua ladattaessa. Kuvassa 11 on esitetty Li-Ion-akun toimintaa. (Huggins 2010, s. 291)



Kuva 11. Li-Ion-akun toiminta. Muokattu lähteestä (Carnegie et al. 2013)

Vaikka alkuaine litiumilla saataisiin akusta kaikista suurin jännite ja valmistettua kaikista kevyin akku, ei litiumin käyttö negatiivisena elektrodina ole mahdollista turvallisuustekijöiden ja akun elinikään liittyvien ongelmien vuoksi. Pelkkää litiumia elektrodina käytettäessä akun orgaaninen elektrolyytti muuttuu epävakaaksi korkean litiumpitoisuuden vuoksi ja alkaa reagoida tuottaen lämpöä. Tutkimuksissa on huomattu lämmöntuoton lisääntyvän rajusti ladattaessa ja purettaessa akkua, joka aiheuttaa suuren turvallisuusongelman. Tästä syystä siis negatiivisena elektrodina on käytettävä litiumia sisältäviä seoksia. Litium-grafiitti-yhdiste on tällä hetkellä yleisesti käytössä pienemmissä kaupallisissa litiumakuissa. Myös metalli-litium-seoksien käyttöä tutkitaan, jotta saataisiin kasvatettua akuista saatavaa kapasiteettia. Elektrolyytinä käytettäisiin tällöin sulaa suolaa,

jolloin akun käyttölämpötila nousisi melko korkeaksi, 400 – 450 °C. Suurimpina tutkimuksen kohteina ovat alumiinin ja piin käyttäminen litiumin kanssa yhdisteenä negatiivisessa elektrodissa. Ongelmana on kuitenkin ollut elektrodin tilavuuden muutosten kasvaminen kapasiteettia kasvatettaessa. (Huggins 2010, s. 294-295, 304)

Positiivisen elektrodin koostumuksella voidaan vaikuttaa hyvinkin paljon kennon ominaisuuksiin, jonka vuoksi erilaisia vaihtoehtoja on tutkittu ja kehitetty. Tärkeimpiä kaupallisessa käytössä tällä hetkellä olevia positiivisia elektrodeja ovat litium-koboltti-oksidi (LiCoO_2), litium-rauta-fosfaatti eli LFP (LiFePO_4), litium-mangaani-oksidi eli LMO (LiMn_2O_4) ja niin sanottu NMC ($\text{LiNi}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{O}_2$). Näistä erityisesti NMC on vaihtoehtona suurikokoisia akkuja rakennettaessa. NMC-kennon jännite on keskimäärin 3,8 V ja teoreettinen suurin mahdollinen energia tiheys 610 – 650 Wh/kg. Todellisuudessa NMC:stä saatava energiatiheys on tällä hetkellä 125 – 250 Wh/kg, joka on myös erittäin hyvää luokkaa. Saatavissa oleva energiatiheys on tällä hetkellä 250 – 640 Wh/l. Hyötysuhde Li-Ion-akuilla on korkea, jopa 95 %. Elinikä akuilla on 10 – 15 vuotta tai 2 000 – 3 000 latauskiertoa. Elinikä akulla kuitenkin laskee, jos akusta puretaan siitä saatava maksimi kapasiteetti. Li-Ion-akkujen itsepurkautumistaso on matala ympäristöä vastaavassa lämpötilassa (21 °C lämpötilassa 4 – 5 % kuukaudessa). Akkujen ongelmana on niiden korkea hinta, 370 – 1 120 €/kWh, sekä muita korkeampi LCOE 15 vuoden käyttöiällä (520 – 860 €/MWh) (Akhil et al. 2013, s. 105; Doeff 2013 s. 10; IRENA 2012, s. 13; Lighting Global 2012, s. 6)

NMC:n etuja ovat suuri kapasiteetti ja saatavilla oleva korkea jännite. Se myös reagoi hitaasti elektrolyytin kanssa ja turvallisuus on kohtuullisella tasolla. Huonoja puolia on nikkelin ja koboltin korkea hinta ja akkuun käytettävien aineiden mahdollisesti rajoittunut saatavuus. Koboltin hinta on noin 22 €/kg ja nikkelin vastaavasti 13 €/kg. Hinnat ovat korkeita verrattuna esimerkiksi akussa käytettävään mangaaniin, jonka hinta on noin 3 €/kg. Akkuteknologia on myös melko uusi, joten siinä on edelleen tutkittavaa ja kehitettävää. (Doeff 2013, s. 12; Renard 2014, s. 8)

Elektrolyyttinä käytetään useimmiten litiumsuolaa yhdistettynä orgaaniseen liuottimeen. Orgaanisen aineen käyttö elektrolyytissä johtuu litiumin voimakkaasta reagoimisesta veden

kanssa, jonka vuoksi vesipohjaisten elektrolyyttien käyttö ei ole mahdollista. (IRENA 2012, s. 13)

4.4.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa

Seuraavaksi tarkastellaan suurimpia tällä hetkellä käytössä olevia litiumioniakkuja sekä suurimpia suunnitteilla ja rakenteilla olevia projekteja. Li-Ion-akkuja on maailmalla rakennettu melko paljon tukemaan sähköjärjestelmiä, mutta suurin osa on kooltaan hyvin vaatimattomia. Akkujen korkeasta hinnasta huolimatta on rakennettu myös suuremman kokoluokan järjestelmiä. Taulukossa 3 on esitetty viisi suurinta tällä hetkellä toiminnassa olevaa Li-Ion-järjestelmää.

Taulukko 3. Viisi teholtaan suurinta käytössä olevaa Li-Ion -järjestelmää. (DOE)

<i>Sijainti</i>	<i>Teho</i> [MW]	<i>Käyttöaika</i> [hh:mm]	<i>Kapasiteetti</i> [MWh]	<i>Ensisijainen käyttötarkoitus</i>	<i>Käyttöönotto</i>
Länsi-Virginia, USA	32	00:15	8	Taajuuden säätö	2011
Antofagasta, Chile	20	00:20	6,66	Taajuuden säätö	2011
Ohio, USA	20	-	-	Taajuuden säätö	2013
Atacama, Chile	12	00:20	4	Taajuuden säätö	2009
Havaiji, USA	11	00:24	4,4	Säätövoima	2012

Taulukosta 3 voidaan todeta nykyisten käytössä olevien Li-Ion-varastointijärjestelmien olevan vain melko pienimuotoiseen ja lyhytaikaiseen käyttöön tarkoitettuja, joiden tärkein käyttötarkoitus on taajuuden säätö. Kuten aiemmin todettiin, akkujen kustannukset ovat toistaiseksi vielä erittäin korkeita ja esimerkiksi Ohioon 2013 perustetun 20 MW energiavaraston investointikustannukset ovat noin 14,9 miljoonaa euroa. Energian

varastointikapasiteetista ei ole kerrottu julkisesti saatavissa lähteissä, mutta taajuuden säätöön tarkoitettun akun purkuajaksi voidaan olettaa taulukon 3 perusteella noin 20 minuuttia, jolloin varastointikapasiteetti olisi noin 6,66 MWh. (DOE) Taulukossa esitettyjen viiden teholtaan suurimman järjestelmän lisäksi on kuitenkin olemassa myös useita järjestelmiä, jotka on tarkoitettu pidemmälle käyttöjaksolle, kuin kymmenet minuutit. Esimerkiksi kesäkuussa 2014 Kaliforniaan Yhdysvaltoihin on rakennettu 8 MW ja 32 MWh järjestelmä, jonka tarkoituksena on demonstroida Li-Ion-akun tehokkuutta sekä mahdollisuuksia lisätä vaihtelevien uusiutuvien energiamuotojen käyttöä, kuten tuuli- ja aurinkoenergian. Kyseisen projektin kustannukset ovat noin 37,7 miljoonaa euroa. (DOE) Projektissa sähköautojen akkutekniikka yhdistyy laajamittaiseen sähkönvarastointiin, kun varastointijärjestelmässä käytetään samoja Li-Ion-kennoja kuin General Motorsin Chevrolet Volt hybridi-auton akuissa. (Edison International 2014)

Käytössä olevien laitteiden lisäksi myös uusia Li-Ion-akkuihin liittyvää projektia on käynnissä. Taulukossa 4 on esitetty viisi teholtaan suurinta käynnissä olevaa projektia.

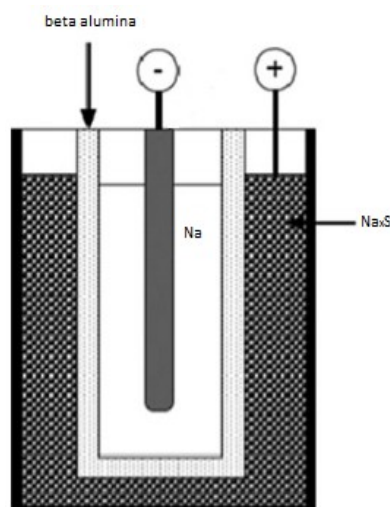
Taulukko 4. Viisi teholtaan suurinta Li-Ion -projektia. (DOE)

<i>Sijainti</i>	<i>Teho [MW]</i>	<i>Käyttöaika [hh:mm]</i>	<i>Kapasiteetti [MWh]</i>	<i>Ensisijainen käyttötarkoitus</i>	<i>Tilanne</i>
Kalifornia, USA	100	04:00	400	Sähkön jakelu	Toimitussopi- mus tehty
Carrickfergus, Pohjois-Irlanti	50	-	-	Toiminta uusiutuvien rinnalla	Projekti julkistettu
Miyagi, Japani	40	00:30	20	Taajuuden säätö	Rakenteilla
Alaska, USA	25	00:34	14	Sähköreservi	Projekti julkistettu
Sardinia ja Sisilia, Italia	20	-	-	Taajuuden säätö	Projekti julkistettu

Kuten taulukosta 4 voidaan huomata, järjestelmien koko sekä niistä saatava energia tulee kasvamaan tulevaisuudessa verrattuna tällä hetkellä käytössä oleviin Li-Ion-järjestelmiin korkeista kustannuksista huolimatta. Erittäin suuri projekti on Kaliforniaan rakennettava 100 MW ja 400 MWh järjestelmä, joka julkistettiin marraskuussa 2014. Projektin arvioituja kustannuksia ei toistaiseksi ole saatavilla, mutta se on tällä hetkellä ylivoimaisesti suurin sähkökemialliseen akkuun perustuva energian varastointiprojekti ja erittäin todennäköisesti valmistuessaan myös maailman suurin. (DOE)

4.5 Natrium-rikkiakku (NaS)

Natrium-rikkiakku (NaS) kehitettiin 1960-luvulla Ford Motor Companyssa. Natrium-rikkiakun toimintalämpötila on melko korkea, noin 300 – 350 °C. Järjestelmä eroaa niin sanotuista ”tavallisista” akuista erityisesti siten, että elektrodit ovat nestemäisessä muodossa ja elektrolyytti kiinteässä, kun taas perinteisesti elektrodit ovat kiinteitä ja elektrolyytti nestemäistä. Negatiivisena elektrodina toimii nestemäinen natrium (Na) ja positiivisena elektrodina nestemäinen natriumrikki (Na_xS). Elektrolyyttinä toimii kiinteä $\text{NaAl}_{11}\text{O}_{17}$, jota kutsutaan nimellä *beta alumina*. Beta alumina johtaa erittäin hyvin natriumioneja ja sen ominaisvastus on pieni, noin 4 Ω cm, akun toimintalämpötilan ylärajalla. Kuvassa 12 on esitetty natrium-rikkikennon kaaviokuva. (Huggins 2010, s. 369)



Kuva 12. Natrium-rikkikennon kaaviokuva (Huggins 2010)

Kuvan 12 negatiivisen elektrodin natrium kulkee sitä ympäröivän kiinteän elektrolyytin läpi ja reagoi nestemäisessä natrium-rikkiyhdisteessä olevan natriumin kanssa. Koska positiivinen elektrolyytti Na_xS johtaa huonosti sähköä, se on sisällytetty huokoiseen hiileen, jolloin sähkönjohtavuus saadaan paranemaan. (Huggins 2010, s. 369) Natrium-rikkiseoksen tulee toimiakseen sisältää enemmän rikkiä kuin natriumia pysyäkseen nestemäisenä. Tämä vaihtelee akun varaustason muuttuessa ja samoin vaihtelee myös kennosta saatava jännite. Natriumin moolimäärän ollessa noin 0 – 40 % rikin moolimäärästä pysyy saatava jännite tasaisena. Kun natriumin määrä $\text{Na}_{0,4}\text{S}$ ylittyy, alkaa nesteessä tapahtumaan nukleoitumista, eli faasimuutoksen ensimmäisiä vaiheita. Tässä vaiheessa akkuun varastoidusta energiasta on jäljellä noin 40 %. Natriumin määrän lisääntyessä faasimuutos jatkuu, jolloin myös jännite alkaa laskea. Natriumin mooliosuuden saavuttaessa noin 67 % rikin moolimäärästä on akku kokonaan tyhjentynyt ja positiivinen elektrolyytti muotoa Na_2S_3 . Tämän jälkeen kemiallinen reaktio pysähtyy, koska natriumin määrän lisääntyessä alkaa neste muuttua edelleen kiinteäksi, jolloin elektrodin ja elektrolyytin välille muodostuu rajapinta, josta natriumionit eivät pääse enää kulkeutumaan. (Huggins 2010, s. 175-176)

Natrium-rikki-akun kennolla saadaan noin 2 V jännite sekä korkea ominaisenergia (noin 120 Wh/kg) ja energiatiheys (150 - 300 Wh/l). Akulla on myös pitkä purkuaika, yli 6 tuntia. Latauksen ja purkamisen hyötysuhde on > 86 %. Käyttöikä akulla on 15 vuotta, jolloin akulla saadaan toteutettu 4 500 latausta ja purkua. Sähköä pystytään varastoimaan NaS-akulla pitkiäkin aikoja johtuen akun erittäin matalasta itsepurkautumistasosta, joka on hyvin lähellä nollaa prosenttia vuorokaudessa. (Zobaa 2013, s. 98; Luo et al. 2014, s. 518; Akhil et al. 2013, s. 44)

Natrium-rikkiakkua pidetään yleisesti kaupallisena tuotteena erityisesti pienemmän kokoluokan NaS-akkujen kehittyneisyyden ansiosta. Suuren kokoluokan kantaverkkoon liitettävät akut ovat vasta kaupallistumisensa alkuvaiheessa. Tästä johtuen akkujen hinnat ovat vielä melko korkealla, noin 330 - 410 €/kWh. LCOE 365:lla lataus-purkukierrolla vuodessa ja 15 vuoden käyttöiällä olevalle akulle vaihtelee välillä 190 – 220 €/MWh. Käytön kannalta ongelmia akussa aiheuttavat sen erittäin korkea käyttölämpötila ja vaara räjähtää joutuessaan kosketuksiin veden kanssa. Myös aineiden myrkyllisyys voi aiheuttaa

ongelmia erityisesti akun käytöstäpoiston yhteydessä. (Carnegie et al. 2013, s. 45-46, Akhil et al. 2013, s. 47)

4.5.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa

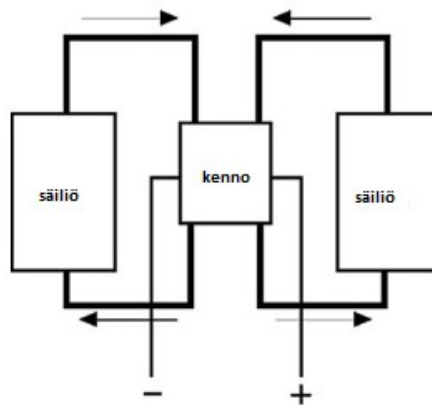
Maaillalla on tällä hetkellä toiminnassa 221 paikalla yhteensä 316 MW NaS-akkuja, joissa on energiavarastoa 1 896 MWh. Esimerkiksi Tokiossa Japanissa rakennettu natriumrikkiakkuja 160 MW ja 960 MWh. Käytössä oleva 160 MW varastointitehoa on toteutettu rakentamalla useita 1 MW ja 6 MWh akkuja, jotka muodostamat hajautettuina useisiin eri kohteisiin 2 – 10 MW järjestelmiä. Japanin Rokkashossa sijaitsee suurin yksittäinen käytössä oleva järjestelmä, kooltaan 34 MW. Tämä Pohjois-Japanissa sijaitseva yksikkö on ollut toiminnassa elokuusta 2008 ja sen tehtävänä on toimia tuulivoiman tuotannon tasoittajana. Myös Yhdysvalloista Lucernesta löytyy tuulivoiman kanssa integroitu NaS-akkujärjestelmä, joka koostuu 20:sta 50 kW yksiköstä ja jonka energian varastointikapasiteetti on 7,2 MWh. (Akhil et al. 2013, s. 45-46)

Tällä hetkellä on rakenteilla kolme NaS-järjestelmää, jotka kaikki sijaitsevat Italiassa Campanian alueella. Rakennettavista järjestelmistä kaksi suurinta on kooltaan 12 MW ja kolmas kooltaan 10,8 MW. Kaikkien toiminta-aika on kahdeksan tuntia. Nämä kolme rakennettavaa järjestelmää toteutetaan osana Terna SANC projektia, jonka tarkoituksena on ottaa NaS-akkuja käyttöön sähköntuotannon ja -kulutuksen tasaamiseksi sekä avuksi kantaverkon toiminnan vakauttamiseen laajamittaisen uusiutuvan energian rakentamisen vuoksi. (DOE)

4.6 Virtausakut

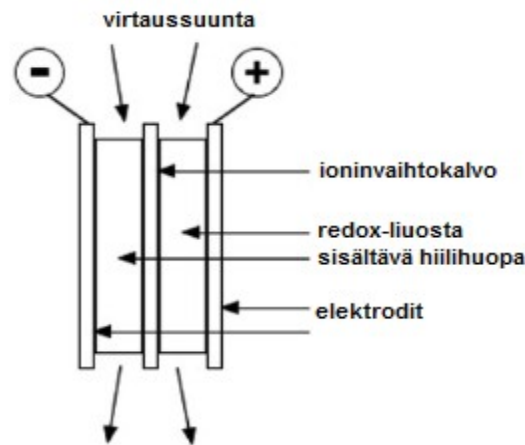
Virtausakut koostuvat kahdesta nestemäisestä elektrolyytistä ja kennosta, joiden läpi elektrolyytit virtaavat. Kennossa elektrolyyttien välissä on niitä erottamassa ioninvaihtokalvo, joka mahdollistaa ionien siirtymisen elektrolyyttien välillä ja estää

samalla elektronien siirtymisen. Virtausakkujen elektrolyytteinä toimivat reaktiiviset nesteet kierrätetään pumppujen avulla kennon läpi, ja tästä akkutyyppi on saanut myös nimensä. Elektrodi on kiinteää polymeeriä, joka johtaa hyvin protoneja. Reaktiiviset nesteet sijaitsevat säiliöissä, joista niitä kierrätetään kennon lävitse, missä reaktiot tapahtuu. Virtausakun kaaviokuva on esitetty kuvassa 13.



Kuva 13. Virtausakun kaaviokuva. Muokattu lähteestä (Huggins 2010)

Reaktiivisen nesteiden virtaamisen ansiosta kennon koko ei ole enää kapasiteetin määrittävä tekijä, kuten esimerkiksi natrium-rikkiakussa, vaan säiliöiden koko määrittää käytettävissä olevan kapasiteetin. Tästä syystä virtausakut voisivat olla potentiaalisia vaihtoehtoja laajamittaisen sähkönvarastoinnin ratkaisuksi. Reaktantteina käytettävät nesteet ovat virtausakuissa ioni-vesiliuoksina. Vesi eristää elektronien kulkemisen ja samalla sähkövirran syntymisen kennosta. Ongelma on ratkaistu laittamalla virtaavien reaktanttien reitille elektroneja johtavaa grafiitista valmistettua ”huopaa”, jonka läpi nesteet virtaavat. Kennon osat on esitetty kuvassa 14. (Huggins 2010, s. 370-371)



Kuva 14. Virtausakun kenno. Muokattu lähteestä (Huggins 2010)

Järjestelmän toiminta perustuu elektrolyyttien reaktanttien kokemaan hapetus-pelkistysreaktioon eli redox-reaktioon. Elektrolyytit koostuvat yleensä liuoksesta, joka sisältää happoa, kuten H_2SO_4 , sekä redox-reaktion mahdollistavia ioneja. Elektrodina toimiva kiinteä polymeeri siirtää protoneja puolelta toiselle, jolloin myös liuosten pH sekä reaktanti-ionien varaus muuttuu. Saatava jännite määräytyy elektrolyyttien potentiaali eroista. Taulukossa 5 on virtausakuissa käytettäviä eri reaktanttiparimahdollisuuksia. (Huggins 2010, s. 372)

Taulukko 5. Virtausakuissa käytettäviä reaktanttipareja. (Huggins 2010)

<i>Reaktanttipari</i>	<i>Negatiivisen elektrolyytin reaktantti</i>	<i>Positiivisen elektrolyytin reaktantti</i>	<i>Nimellisjännite (V)</i>
V/Br	Vanadium	Bromi	1,0
Cr/Fe	Kromi	Rauta	1,03
V/V	Vanadium	Vanadium	1,3
Sulfidi/Br	Polysulfidi	Bromi	1,54
Zn/Br ₂	Sinkki	Bromidi	1,75
Zn/Ce	Sinkki	Cerium	< 2

Taulukossa on esitetty alkuainepareista saatavat nimellisjännitteet. Saatava jännite kuitenkin vaihtelee riippuen akun varauksen tilasta. Täydellä akulla jännite on suurin ja jännite alkaa laskea akun varaustason laskiessa.

Seuraavaksi käydään läpi lupaavimmat virtausakkumallit, joissa reaktantteina toimivat vanadium-vanadium ja sinkki-bromidi.

4.6.1 Vanadium-vanadium redoxakku (VRB)

Vanadiumin käyttöön perustuvassa virtausakkujärjestelmässä (VRB, Vanadium Redox Battery) elektrolyytteinä toimivat liuokset ovat varauksettomassa tilassa eli molemmissa elektrolyyttiliuoksissa on sama kemiallinen koostumus. Alkutilanteessa liuoksissa on yhtä suuret pitoisuudet V^{3+} ja V^{4+} ioneja. Tällainen sekoitus saadaan aikaiseksi lisäämällä rikkihappoon vanadyylisulfaattia ($VOSO_4$). Järjestelmä ladataan johtamalla siihen sähkövirtaa, jolloin protonit eli H^+ ionit alkavat siirtyä polymeerisen elektrodin läpi ja elektrodin eri puolilla olevien elektrolyyttiliuosten ionipitoisuudet muuttuvat. Positiivinen reaktanttiliuos koostuu tällöin V^{2+} ja V^{3+} ionien sekoituksesta ja negatiivinen reaktanttiliuos taas koostuu V^{4+} ja V^{5+} ionien sekoituksesta. Elektrolyyteissä tapahtuva kemiallinen reaktio on esitetty yhtälössä (4).



Reaktiot voidaan kirjoittaa myös pelkästään vanadiumionien avulla, jolloin negatiivisen elektrolyytin yhtälö on



ja vastaavasti positiivinen elektrolyytti



Vanadiumia käyttävän virtausakun optimaalinen toimintalämpötila on lähellä ympäristön lämpötilaa ($10\text{ °C} - 35\text{ °C}$). Tällaisessa järjestelmässä saatava ominaisenergia on noin

15 Wh/kg ja energiatiheys noin 18 - 25 Wh/l. Akun hyötysuhde yhdellä latauskierrolla on noin 70 – 75 %. Kennosta saatava jännite laskee akun varaustason laskiessa, jonka vuoksi vanadium virtausakun varaus pidetään yleensä 20 – 80 % välillä. Tällöin kennosta saatava jännite vaihtelee välillä 1,30 – 1,58 V. Kennosta saatavan suhteellisen pienen jännitteen vuoksi kennoja on kytkettävä suuri määrä sarjaan, jotta saadaan aikaiseksi korkeampia jännitteitä. (Li et al. 2011, s. 395; Huggins 2010, s. 374)

Virtausakun käyttöikä on pidempi verrattuna tyypillisiin sähkökemiallisiin akkuihin (yli 10 000 lataus/purku-kiertoa), joissa elektrodit ovat kiinteässä muodossa. Ajassa mitattuna VRB-akkujen käyttöikä voi olla jopa yli 15 vuotta. Kiinteitä elektrodeja käyttävissä akuissa tapahtuu elektrodien tilavuuden muutosta akun latauksen ja purkamisen aikana tapahtuvien reaktioiden vuoksi. Esimerkiksi lyijyakuissa PbO_2 muuttuessa PbSO_4 :ksi tilavuus kasvaa 92 % ja $\text{Pb} \rightarrow \text{PbSO}_4$ reaktiossa tilavuus kasvaa 164 %. Tämä rasittaa elektrodeja ja lyhentää akun käyttöikää. Tätä ongelmaa ei virtausakuissa ole. VRB-akuissa itsepurkautuminen ei tavallisesti aiheuta ongelmia. Itsepurkautumista voi vanadium redox-virtausakussa tapahtua, kun useiden kennojen muodostamaan pakettiin jää täyteen ladattua elektrolyyttiä pumppujen pysähtyessä järjestelmän ollessa pois toiminnasta. Tällöin kennoissa alkaa tapahtua energiahäviötä ja lämmön muodostumista. Tämä voidaan kuitenkin estää sijoittamalla kennot elektrolyyttisäiliöiden yläpuolelle, jolloin pumppujen pysähtyessä elektrolyyttiliuos valuu kennoista takaisin säiliöihin. Vanadium virtausakun etuna on pelkästään vanadiumin käyttö reaktanttina. Tällöin mahdollisesti vuototilanteissa tapahtuva liuosten sekoittuminen ei tuota ongelmaa, koska tilanne palautuu myöhemmin takaisin alkuperäiseen ja akun käyttöä voidaan jatkaa normaalisti. (Akhil et al. 2013, s. 54; Huggins 2010, s. 244, 374) VRB on varastointiteknologiana tällä hetkellä vielä demonstraatiotasolla ja valmistuskustannukset ovat noin 450 – 600 €/kWh ja purkuaika akulla on 4 – 8 tuntia (Carnegie et al. 2013, s. 52-53) LCOE yli 10 MW akuilla päivittäisessä käytössä 15 vuoden käyttöiällä on noin 320 – 360 €/MWh. (Akhil et al. 2013, s. 58)

4.6.1.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa

VRB-virtausakku on virtausakkujärjestelmistä pisimmälle kehittynyt ja siitä on eniten käyttökokemuksia. Maailmalla on tällä hetkellä toiminnassa noin 18 MW ja 41 MWh VRB-järjestelmiä. Suurimpia järjestelmiä ovat Kiinassa Shenyangissa ja Zhangbeissä sijaitsevat järjestelmät (Shenyang 5 MW ja 10 MWh, Zhangbei 2 MW ja 8 MWh). Molemmat järjestelmät on rakennettu uusiutuvan energian tuotannon yhteyteen. Nykyisiä varastoja suurempi vanadium-redoxjärjestelmä tulee tulevaisuudessa olemaan Japanissa, missä on tehty sopimus 15 MW ja 60 MWh järjestelmän rakentamisesta aurinkoenergiantuotannon yhteyteen. (DOE)

4.6.2 Sinkki-bromiakku (ZnBr)

Sinkki-bromivirtausakku koostuu kahdesta sinkkiä ja bromia sisältävästä elektrolyyttiliuoksesta, joista positiivista elektrolyyttiä kutsutaan katolyytiksi ja negatiivista elektrolyyttiä anolyytiksi. Anolyytti ja katolyytti eroava toisistaan liuosten alkuaine bromin pitoisuudessa. Elektrolyyttivirtauksia erottaa mikrohuokoinen kalvo, joka mahdollistaa sinkki-ionien ja bromi-ionien siirtymisen elektrolyyttivirtojen välillä. Kalvo estää myös bromin siirtymisen katolyytistä anolyyttiin, mikä aiheuttaisi akun varauksen itsepurkautumista bromin reagoiessa sinkin kanssa. Kennojen elektrodit on valmistettu hiilimuovista ja ne on järjestetty bipolaarisesti sarjaan. Akkua ladattaessa elektrolyyttien sisältämä alkuaine sinkki asettuu negatiiviselle elektrodille ja alkuaine bromia alkaa muodostua positiiviselle elektrodille. Akkua purettaessa sinkkiä liukenee takaisin nestemäiseen elektrolyyttiin. Akun ollessa tyhjä negatiivinen elektrodi ei sisällä ollenkaan sinkkiä. (Akhil et al. 2013, s. 63)

ZnBr-akun kennon ominaisjännite on noin 1,75 V, kuten taulukossa 5 aiemmin mainittiin. Akusta saatava ominaisenergia on 65 – 75 Wh/kg ja energiatiheys 60 – 70 Wh/l. Sinkki-bromivirtausakulla on korkea itsepurkautumisaste täydellä akulla, noin 1 %/h akun kokonaisenergiakapasiteetista. Itsepurkautumisaste pienenee kuitenkin bromin liuetessa elektrodista takaisin elektrolyyttiin akun tyhjentäessä. (Butler et al. 2000, s. 7-10). ZnBr-

akuissa on suhteellisen korkea hyötysuhde, noin 70 – 80 %, riippuen järjestelmän rakenteesta. Hyötysuhteeseen vaikuttaa suuresti elektrodien ja kennon läpi siirtyvän sinkin määrän muuttuminen akun latauskertojen välillä. Tästä johtuen akku täytyy purkaa kokonaan tyhjäksi 5 – 10 latauskierron välillä, jolloin elektrodeista saadaan kaikki sinkki siirrettyä elektrolyyttiin. Järjestelmän toimintalämpötila vaihtelee välillä 20 – 50 °C. ZnBr on muihin sähkökemiallisiin akkuihin verraten melko edullinen valmistaa, pääomakustannusten ollessa noin 220 – 260 €/kWh. Akusta saadaan purettua sähköä kerrallaan noin 5 tuntia täydellä teholla. (Carnegie et al. 2013, s. 54-56) Suurten yli 10 MW akkujen LCOE 15 vuoden käyttöiällä on noin 150 €/MWh. (Akhil et al. 2013, s. 67)

ZnBr-akun käyttöiän suurin rajoittava tekijä on erittäin syövyttävä bromi, joka rasittaa kennon elektrodia. (Butler et al. 2000, s. 9) Tästä johtuen käyttöikä ei yleisesti määritetä lataus/purkukiertojen lukumäärän mukaan, kuten yleensä, vaan akun käyttötuntien mukaan. ZnBr-akun käyttöiän arvioidaan olevan 6 000 tunnin luokkaa, joka vastaa noin 2 000 lataus- ja purkukiertoa käytettäessä joka kerta 100 % akun kapasiteetista. Matalammilla akun käyttöasteilla akun lataus- ja purkukiertojen määrä luonnollisesti nousee edellä mainitusta 2 000:sta. (Carnegie et al. 2013, s. 54) Valmistajat ilmoittavat pystyvänsä valmistamaan 20 vuotta kestävä ZnBr-akun. Tähän pääsemiseksi on kuitenkin kennot vaihdettava tietyin väliajoin, mikä lisää käytönaikaisia kustannuksia. (Akhil et al. 2013, s. 65) Vahvasti syövyttävä nestemäinen bromi elektrolyyteissä aiheuttaa myös riskin ympäristölle ja järjestelmän käyttöhenkilökunnalle erityisesti mahdollisissa vuoto-tilanteissa. Pienet määrät bromia voivat lisäksi päästä laitoksen ympäristöön vaikkei vuotoja tapahtuisi. Järjestelmän käytön loppuessa syövyttävä bromi voi aiheuttaa myös ympäristöongelmia laitoksen käytöstäpoistossa ja purkamisessa. (Carnegie et al. 2013, s. 54)

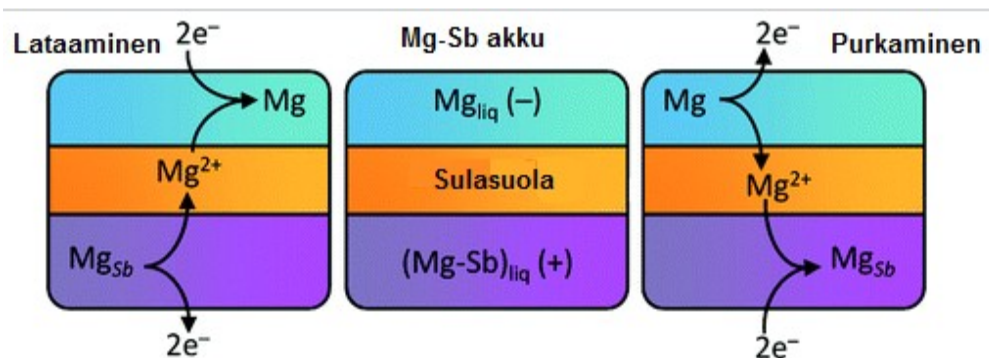
4.6.2.1 Käyttö laajamittaisessa sähkön varastoinnissa

Sinkki-bromivirtausakuista ei vielä toistaiseksi ole saatavilla kovinkaan paljoa kokemuksia testilaitteistoja lukuunottamatta. Kaupallisia laitteistoja on jonkin verran käytössä, joista

kaikki ovat pieniä alle 500 kW järjestelmiä. (Akhil et al 2013, s. 65) Kaliforniaan Yhdysvaltoihin on kuitenkin suunnitteilla 25 MW ja 75 MWh ZnBr-järjestelmä, jonka tehtävänä on tasoittaa tuuli- ja aurinkoenergian tuotannon vaihteluja. Järjestelmä tulisi korvaamaan aikaisemmin paikalle suunnitellun maakaasulaitoksen, jonka rakentamista pidetään pitkällä aikavälillä huomattavasti paljon kalliimpana kuin ZnBr-järjestelmän rakentamista. (Primus Power 2012)

4.7 Sulametalliakku

Sulametalliakussa kaikki kennon kolme komponenttia, elektrodit sekä elektrolyytti, ovat nestemäisessä muodossa. Lupaavimmassa sulametalliakkumallissa nestemäiset elektrodimateriaalit sekä elektrolyytti muodostavat kolme päällekkäistä kerrosta, joista elektrolyytin tulee olla keskellä. Tämän vuoksi toisen elektrodeista tulee olla tiheämpää kuin elektrolyytin ja toisen elektrodin tulee olla taas vastaavasti vähemmän tiheää. Esimerkkinä tällaisessa mahdollisessa sulametallikkumallissa, elektrolyytinä voidaan käyttää sulaa suolaa (Na_2S), jonka tiheys on keskimäärin noin $4,0 \text{ g/cm}^3$. Negatiivisena elektrodimateriaalina toimii magnesium (Mg), jonka tiheys on $1,6 \text{ g/cm}^3$ ja positiivisena elektrodina käytetään antimonia (Sb), jonka tiheys on $6,5 \text{ g/cm}^3$. Tällainen sulametalliakku toimii käytännössä samalla periaatteella kuten ”tavalliset” kiinteillä elektrodeilla varustetut akut, joissa alkuaineet siirtyvät toiselta elektrodilta elektrolyytin läpi ja reagoivat seuraavan elektrodin alkuaineen kanssa. Magnesium-antimonisulametalliakun toiminta on esitetty kuvassa 15. (Huggins 2010, s. 374-376)



Kuva 15. Magnesium-antimoni-sulametalliakun toiminta. Muokattu lähteestä (Bradwell et al. 2012)

Toinen toimintamahdollisuus on elektrodien alkuaineiden reagoidessa muodostuvan yhdisteen liukeneminen nestemäiseen elektrolyyttiin. Tämän mallin toiminnan edellytyksenä elektrolyytin tulee olla vakaampi, kuin elektrodien muodostaman yhdisteen. Toisin sanoen elektrolyytin negatiivinen Gibbsin vapaan energian arvo tulee olla suurempi kuin siihen liukenevan yhdisteen.

Sulametalliakun etuna on se ettei nestemäisissä elektrodeissa tapahdu samanlaisia tilavuuden muutoksen vaihteluita, mitkä aiheuttavat ongelmia kiinteitä elektrodeja käytettäessä. Kennot voidaan myös suunnitella siten, että ne saadaan toimimaan suhteellisen korkeilla jännitteillä. Tämä onnistuu, kun kennoissa elektrodeille saadaan mahdollisimman suuri kontaktipinta ja elektrodeina käytettäisiin lisäksi erittäin korkean johtokyvyn omaavia aineita. Lisäksi elektrolyytinä käytettävän sulan suolan johtokyky on huomattavasti suurempi kuin esimerkiksi elektrolyytinä käytettävällä rikkihapolla. Sulametalliakun valmistuskustannuksiin vaikuttavat suurimmilta osin elektrodeina sekä elektrolyytinä käytettävät aineet, jolloin materiaaleista riippuen valmistuskustannukset voivat olla huomattavastikin matalammat kuin monilla tällä hetkellä käytössä olevilla akkujärjestelmillä. Elektrodien avulla muodostuneen yhdisteen liuetessa riittävän hyvin saadaan etua myös virtausakkuihin verrattuna. Sulametalliakun koko saadaan tällöin pidettyvä pienempänä kuin virtausakussa, jossa tarvitaan suurempia säiliöitä reaktanttiliuksille. Ongelmana ovat korkeat lämpötilat, erittäin kuuma sulasuola ja helposti reagoivat metallit. Aineiden eristäminen ilmasta tulee toteuttaa erittäin huolellisesti, jotta vältetään vakavat onnettomuudet. (Huggins 2010, s. 374-376) Kennon aktiiviset materiaalit aiheuttavat myös paljon korroosiota. Suurin mahdollinen ominaisenergia on melko matala $< 200 \text{ Wh/kg}$ ja kennon jännite on lisäksi verrattaen matala, tyypillisesti $< 1,0 \text{ V}$. (Kim et al. 2012, s. 2077)

Magnesiumia ja antimonin on tähän mennessä tutkittu paljon sulametalliakun elektrodeina, mutta niiden ongelmana on korkea lämpötila, $700 \text{ }^\circ\text{C}$, jonka järjestelmä vaatii toimiakseen. Uusia elektrodimateriaaleja tutkitaan jatkuvasti ja MIT (Massachusetts Institute of Technology) on osoittanut tutkimuksissaan, että käyttämällä elektrodeina lyijyä ja lyijyn sekä antimonin yhdistettä saadaan järjestelmän vaatimaa käyttölämpötilaa pudotettua $450 - 500 \text{ }^\circ\text{C}$:een. Lyijyn ja antimonin yhdisteen käyttö laskee järjestelmän käyttölämpötilaa

lyijyn matalamman sulamispisteen ansiosta, mutta säilyttää kuitenkin antimonin korkean jännitteen. Laskemalla järjestelmän tarvitsemaa käyttölämpötilaa yritetään myös kasvattaa akun käyttöikä. Testien perusteella edellä mainitun lyijy ja lyijy-antimoniakun tehokkuus laskee kymmenen vuotta kestävä jatkuvan käytön aikana noin 15 % alkuperäisestä. (Wonderful Engineering 2014)

Elektrodimateriaalien tutkimuksessa kustannukset ovat tärkeässä osassa, kun halutaan saada akusta taloudellisesti kannattava. Akun materiaalien arvioidaan muodostavan neljäsosan akun kustannuksista ja materiaalien kustannusten on arvioitu oltavan alle 80 €/kWh, jotta akusta saataisiin taloudellisesti kilpailukykyinen tällä hetkellä kaupallisessa käytössä olevien energian varastointimuotojen kanssa (PHS, CAES). Tällöin koko akun kustannukset olisivat noin 320 €/kWh. Tämän vuoksi aiemmin esimerkkinä mainittu Mg-Sb-akku on todettu kannattamattomaksi taloudelliseen tuotantoon, koska pelkästään kyseisten elektrodien kustannukset ovat yhteensä noin 320 €/kWh. (Kim et al. 2012, s. 2077, 2088)

Vuonna 2015 sulametalliakkuja valmistava Ambri aikoo aloittaa oman sulametalliakkunsa prototyypin testaukset viidessä paikassa Yhdysvalloissa ja vuonna 2016 tarkoituksena on toimittaa kyseisiin paikkoihin laitosten kaupalliset versiot. Kaupallisissa versioissa yhden järjestelmän varastointikapasiteetti on 200 kWh. (The Boston Globe 2014)

4.8 Power to Gas (PtG)

Power to Gas (PtG) menetelmässä sähköenergia varastoidaan tuottamalla kaasua halvan sähkön aikana, joka varastoidaan myöhempää käyttöä varten. Sähköllä saadaan tuotettua vetyä veden elektrolyysin avulla. Tuotettu vety voidaan käyttää sellaisenaan tai käyttää vetyä ja hiilidioksidia metaanin tuottamiseen. Elektrolyysi tehdään elektrolyytisellä kennolla, joka koostuu positiivisesta sekä negatiivisesta elektrodista, elektrolyytistä ja ioninvaihtokalvosta. Elektrolyysin toteuttamiseen on kehitetty muutamia tekniikoita, jotka

kaikki perustuvat elektrolyyttisen kennon toimintaan. (Benjaminsson, Benjaminsson & Rudberg 2013, s. 14-17)

Elektrolyysiin tuotava sähkö johtaa elektroneja negatiiviselle elektrodille, jolloin vesimolekyylit hajoavat vedyksi ja ioneiksi elektrodin pinnalle. Muodostuneet ionit siirtyvät elektrolyytissä ioninvaihtokalvon läpi positiiviselle elektrodille, jossa niistä muodostuu happea ja elektronit siirtyvät positiiviselle elektrodille. Elektrodien materiaaleina käytetään usein nikkeliä sekä kobolttia ja elektrolyytti sisältää veden lisäksi esimerkiksi kaliumhydroksidia (KOH), jota lisätään sähkönjohtavuuden parantamiseksi. Tuotettu vety voidaan syöttää esimerkiksi maakaasulinjaan. (Benjaminsson, Benjaminsson & Rudberg 2013, s. 14-17) Vedyn tuottamisen hyötysuhde elektrolyysillä on 54 – 77 %. Jos tuotettu vety halutaan ottaa takaisin käyttöön sähköenergiana laskee hyötysuhde jo erittäin matalaksi, 29 – 41 %. Investointikustannukset vedyntuotannolle ovat noin 1 500 €/kW_{H₂}. (Grond, Holstein & Schulze 2013, s. 22, 67)

Vedyn määrää maakaasuverkossa joudutaan kuitenkin rajaamaan mahdollisten ongelmien, kuten järjestelmän eheyden vuoksi. Määrä vaihtelee 0 – 25 % tilavuudesta ja on tilanteesta riippuvainen, johon vaikuttaa esimerkiksi sijainti, kaasuverkon ominaisuudet, virtausominaisuudet ja loppukäyttäjät. Lisäksi vedyn varastointimahdollisuudet ovat rajalliset. Tästä johtuen tuotettua vetyä voidaan käyttää metaanin tuotantoon metanoinnilla. Metanoinnissa vedystä ja hiilidioksidista muunnetaan katalyyttisesti metaania. Metaanin tuottaminen perustuu Sabatier-reaktioon, jossa vety ja hiilidioksidi muuttuvat nikkelikatalyytin ja korkean lämpötilan vaikutuksesta metaaniksi ja vedeksi. Hyötysuhde metanoinnilla on noin 75 – 85 %. Kun otetaan huomioon ensin tuotetun vedyn hyötysuhde saadaan sähkö-metaani hyötysuhteeksi 35 – 65 %. Jos metaani muunnetaan myöhemmin takaisin sähköksi, saadaan hyötysuhteeksi enää 19 – 35 %. Metanoinnin investointikustannukset vaihtelevat välillä 100 – 1000 €/kW_{CH₄}. (Grond, Holstein & Schulze 2013, s. 26-30, 67)

Euroopassa on toiminnassa noin 30 PtG demonstraatiolaitosta. Laitokset ovat pääasiassa pieniä alle 1 MW laitoksia. Suurimmat laitokset ovat Saksassa Werltessä 6 MW, jossa on

käytössä sekä elektrolyysi ja metanointi, ja Espanjassa Aragoniassa 4 MW, jossa käytössä on pelkästään vedyn tuotanto elektrolyysillä. (Grond, Holstein & Schulze 2013, s. 67)

Power to Gas teknologian etuna on erityisesti mahdollisuus säilöä suuria määriä metaania maakaasuverkkoon. Lämpöarvo kaasuina vedyllä on 2,74 Wh/l ja metaanilla noin 9 Wh/l (DOE Hydrogen Program 2009, s. 2). Paras ratkaisu on käyttää tuotettu vety tai metaani esimerkiksi lämmityksessä tai autojen polttoaineena. Muunnettaessa tuotetut kaasut takaisin sähköksi laskee hyötysuhde liian matalaksi toiminnan kannattavuuden kannalta. Tästä johtuen PtG ei sovellu tässä työssä tarkasteltavaan sähkönkulutuksen ja tuotannon tasapainottamiseen huonon sähköntuotantohyötysuhteen vuoksi.

5 VARASTOINTITEKNOLOGIOIDEN VERTAILU

Vertaillaan edellisessä luvussa esiteltyjen potentiaalisten sähkön varastointiteknologioiden teknisiä ominaisuuksia, joiden avulla voidaan päätellä mitkä varastointiteknologiat olisivat tällä hetkellä sopivimpia vaihtoehtoja laajamittaisen sähkön varastoinnin toteuttamiseen. Varastointiteknologioista vertaillaan seuraavia asioita, joita voidaan pitää tärkeinä varastoitaessa suuria määriä sähköä:

- energiatiheys (Wh/l)
- käyttöikä
- pisin varastoinnin purkuaika
- itsepurkausaste
- kokonaishyötysuhde
- investointikustannus (€/kWh)
- tuotetun sähkön kustannus LCOE (€/MWh)

Taulukossa 6 on koottu luvussa 4 esiteltyjen sähkön varastointiteknologioiden teknisiä ominaisuuksia. Sulametalliakku on jätetty vertailun ulkopuolelle johtuen teknologian varhaisesta kehitysvaiheesta, minkä vuoksi tiedot teknisistä ominaisuuksista eivät ole saatavilla. Power to Gas on myös jätetty pois vertailusta johtuen erittäin huonosta sähköntuotannon hyötysuhteesta, jolloin se ei ole soveltuva tässä työssä tarkasteltuun sähkönkulutuksen ja tuotannon tasapainottamiseen.

Taulukko 6. Varastointiteknologioiden teknisten ominaisuuksien vertailu.

<i>Varasto</i>	<i>Energiatiheys (Wh/l)</i>	<i>Käyttöikä (y)</i>	<i>Itsepurka- usaste</i>	<i>Purku (h)</i>	<i>Hyötysuhde (%)</i>	<i>Investointi (€/kWh)</i>	<i>LCOE (€/MWh)</i>
PHS	0,27 (100 m)	> 40	matala	> 30	70 - 80	190 - 330	110 - 160
CAES	3 - 6	20 - 40	matala	30	60 - 80	45 - 120	100 - 160
PbA	60 - 75	3 - 15	9 %/kk	5	75 - 85	310 - 730	160 - 450
Li-Ion	250 - 640	10- 15	4 – 5 %/kk	4	> 95	370 - 1110	520 - 860
NaS	150 - 300	max 15	matala	> 6	> 85	330 - 410	190 - 220
VRB	18 - 25	max 15	matala	8	70 - 75	450 - 600	320 - 360
ZnBr	60 - 70	max 20	max 1 %/h	5	70 - 80	220 - 260	150

Sähkön markkinahinta oli pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2014 keskimäärin noin 30 €/MWh (Nord Pool Spot). Kaikista suurimmat hinnat sähköllä ovat tehon ylössäädöllä, josta kaikkein suurin maksettu hinta on ollut 2000 €/MWh yksittäisen tunnin aikana joulukuussa 2012. (Fingrid 2013, s. 5)

Talulukosta huomataan hyvin minkä vuoksi PHS ja CAES ovat kaupallisia varastointiteknologioita verrattuna sähkökemiallisiin akkuratkaisuihin. Niiden kustannukset ovat vielä tällä hetkellä matalammalla tasolla kuin akkujen kustannukset ja käyttöiässä on suuret erot. Akkujen käyttöikä on noin 1/3 – 1/4 PHS:n ja CAES:n käyttöiästä, mikä vähentää huomattavasti akkujen kiinnostavuutta. Pumppuvoimalaitoksella pystytään myös tarvittaessa pidempään kausiluontoiseen sähkön varastointiin. Akkuteknologiat soveltuvat sähkön purkuajan puolesta hyvin sähköntuotannon ja -kulutuksen vaihteluiden tasapainottamiseen vuorokauden sisällä.

Pumppuvoimalaitoksen ja paineilmavoimalaitoksen ongelmia verrattuna akkuihin on suuri riippuvaisuus paikasta, johon varasto sijoitetaan. Koska monissa paikoissa ei ole maantieteellisiä mahdollisuuksia PHS ja CAES varastojen rakentamiseen, näissä paikoissa kyseeseen tulisivat sähkökemiallisten akkujen käyttäminen varastointiin.

Akuista reilusti suurimman energiatihedden omaava Li-Ion on myös paras vaihtoehto hyötysuhdetta tarkasteltaessa. Ongelmalliseksi Li-Ion-akkujen muodostuu kuitenkin hinta, joka sekin on suurin kaikista edellä taulukossa olevista vaihtoehdoista. Taulukossa 6 tarkasteltujen ominaisuuksien perusteella NaS-, lyijy- sekä ZnBr-akut näyttävät kokonaisuutena potentiaalisimmilta akkuteknologiavaihtoehdoilta sähkön varastointiin erityisesti kustannusten perusteella.

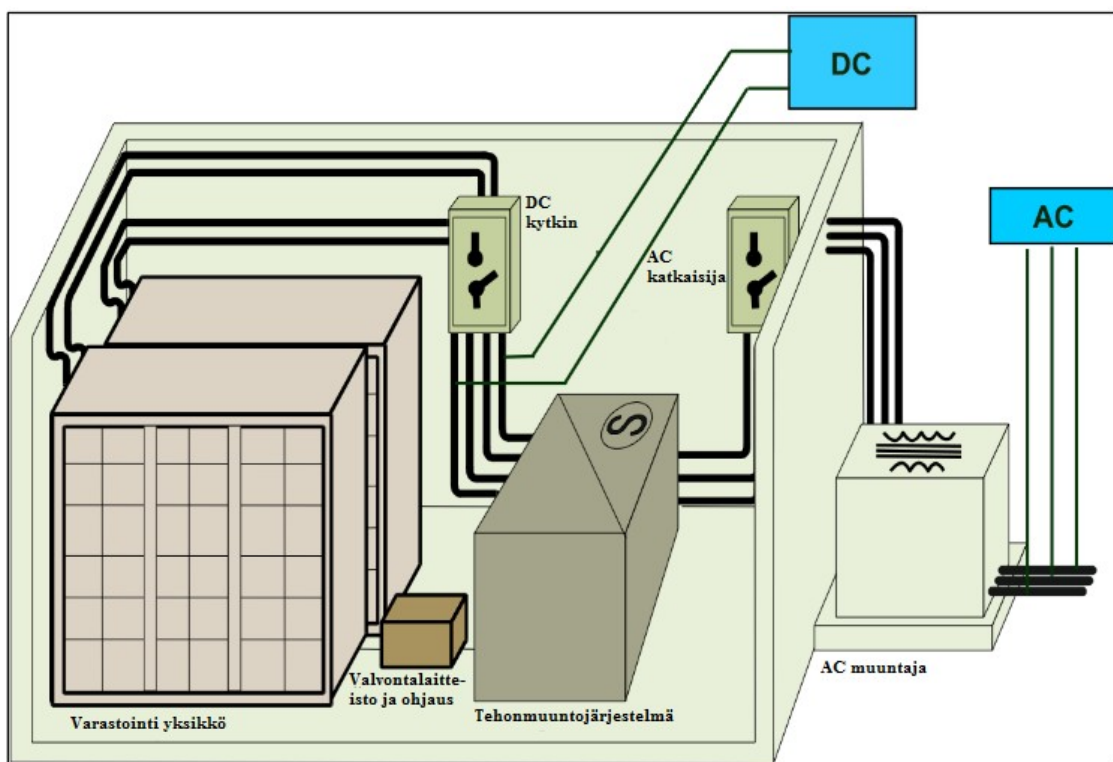
NaS:n etuina PbA- ja ZnBr-akkuihin on huomattavasti korkeampi energiatiheys, jolloin tarvittava varastointikapasiteetti vaatii vähemmän tilaa, sekä matalampi itsepurkautumisaste. Akkujen potentiaali on kuitenkin vuorokautisen sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottamisessa, jolloin kaikkien akkujen itsepurkautumisasteet ovat tähän tarkoitukseen riittävän matalia.

6 SÄHKÖNKULUTUKSEN JA -TUOTANNON TASAPAINOTTAMISEN MAHDOLLISUUDET JA KUSTANNUKSET ERI VARASTOINTITEKNOLOGIOLLA SUOMESSA

Tässä luvussa arvioidaan eri sähkön varastointiteknologioiden käytön mahdollisuuksia Suomessa. Lisäksi lasketaan kustannukset varastoinnin rakentamiselle, jos luvussa 3 arvioitu sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottaminen toteutettaisiin kyseisellä

varastointiteknologialla. Litiumioniakut on jätetty tarkastelun ulkopuolelle niiden korkeiden kustannusten vuoksi.

Varastointiteknologioiden vaatimien tilavuuksien tarkastelussa on huomioitava, että kyseessä olevat tilavuudet ovat pelkästään sähkövaraston vaatimat tilavuudet eikä niihin sisälly muu varastoinnin vaatima infrastruktuuri. CAES:lla tarvitaan kyseisen paineilmapvaraston tilavuuden lisäksi kuvassa 9 esitetyt komponentit. Kuvassa 16 on esitetty akkujen vaatimat komponentit sähkön varastointiyksikön rinnalle.



Kuva 16. Akkujen tarvitsemat lisäkomponentit. Muokattu lähteestä (Akhil et al. 2013)

6.1 PHS:lla sähkön varastointi

Suomessa maanpinnan pienten korkeuserojen vuoksi pumppuvoimalaitosten rakentaminen on melko hankalaa. Kuitenkin muutamia mahdollisuuksia PHS:n rakentamiselle on selvitetty sähkön varastoimista varten.

Esimerkiksi tällä hetkellä tutkitaan mahdollisuutta rakentaa pumppuvoimalaitos säätövoiman tuotantoon Pohjois-Pohjanmaalle Pyhäsalmen malmikaivoksen yhteyteen,

jossa kaivostoiminta tulee tämän hetken tietojen mukaan loppumaan vuonna 2019. Ylempänä vesivarastona on suunniteltu käytettävän noin 6 000 000 m³ avolouhosta ja alempi varasto on tarkoitus louhia osaksi valmiina olevaa kaivosta. Putouskorkeutta kyseisellä voimalaitoksella tulisi olemaan 1 400 m ja tuotantotehoksi on kaavailtu 200 MW. Jos alempi vesivarasto olisi mahdollista louhia saman kokoiseksi kuin ylempänä varastona toimiva avolouhos, niin varastointikapasiteetiksi saataisiin noin 22 700 MWh. (Oulun Energia; Tukes 2014, s. 17-18)

Myös Lapissa Enontekiöllä tutkitaan mahdollisuutta pumppuvoimalaitoksen rakentamiselle. Laitokselle on suunniteltu pudotuskorkeutta 150 m ja yläaltaan tilavuudeksi 2 380 000 m³. Näillä arvoilla varastointikapasiteetiksi saataisiin noin 960 MWh. Pumppuvoimalaitoksen tehtävänä olisi tuottaa säätövoimaa yhteydessä alueelle rakennettavan tuulivoiman rinnalla. Laitoksen on kerrottu tuottavan Enontekiön vaatiman sähkön useamman päivän ajaksi. Enontekiön vuoden aikainen sähkönkulutus on keskimäärin noin 3 MWh/h, joten pumppuvoimalaitoksen tehoksi riittäisi hyvin esimerkiksi noin 10 MW. (Energiateollisuus; Enontekiön Sanomat 2014; Ramboll 2014, s. 10)

Jos oletetaan pumppuvoimalaitosten rakennusmahdollisuuksien olevan Suomessa niin suuret, jotta voitaisiin toteuttaa sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottaminen luvussa 3 lasketuilla varastointikapasiteetilla, voidaan arvioida varastoinnin kustannuksia. Tämän hetkiselällä keskimääräisellä sähköntuotannolla sekä uusiutuvaa energiaa lisäämällä kesällä tarvittavan vuorokausivaihtelun tasaamisen 4 500 MWh varaston kustannukset olisivat noin 855 – 1 485 milj. € ja talvella nykyisellä sähköntuotannolla vaadittavan 7 500 MWh varaston noin 1,43 – 2,48 mrd. €. Uusiutuvan energian lisääminen luvussa 3 esitetyllä tavalla lisää sähkön varastoinnin tarvetta talvikulutuksen kattamiseen, jolloin uusiutuvan energian tuotantomäärien laskiessa vaaditaan vuorokausi vaihtelun enemmän varastointikapasiteettia, joiden kustannukset pelkästään pumppuvoimaa rakennettaessa olisivat noin 1,56 – 2,71 mrd. €.

Sähkönkulutuksen kesä- ja talvivaihteluiden tasaamiseen tarvittavan 4,63 TWh varastoimisen rakentaminen tulisi maksamaan noin 880 – 1 528 mrd. €.

6.2 CAES:lla sähkön varastointi

Paineilmavaraston käyttöä on Suomessa tutkittu jo 1990-luvulla. Tuolloin tarkasteltiin Pyhäsalmen sinkkikaivoksen käyttömahdollisuutta CAES:n paineilmavarastona. Laitoksen suunniteltu sähköteho oli noin 35 MW ja varastointikapasiteetti 210 MWh, mutta varaston perustaminen hylättiin taloudellisten seikkojen vuoksi. (Alanen et al. 2003, s. 44; Sipilä, Väätäinen & Wistbacka 1993, s. 3)

Oletetaan Suomesta löytyvän erittäin paljon mahdollisuuksia paineilmavarastojen rakentamiselle, jolloin voidaan arvioida varastoinnin rakentamisen kustannuksia. Nykyisellä sähköntuotannon rakenteella vuorokaudenaikaisen sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottamiseen kesäaikana tarvittavan varastointikapasiteetin kustannukset olisivat noin 180 – 540 milj. € ja talviaikana vastaavasti 300 – 900 milj. €. Myös paineilman varastointiin tarvittavan tilan kokoa voidaan arvioida CAES:n energiatiheyden avulla, joka on 3 – 6 kWh/m³. Kesällä tarvittavan varastoinnin koko olisi 750 000 – 1 500 000 m³. Talvivarastoinnin koko on suurempi, kuten tarvittava varastointi kapasiteettikin, 1 250 000 – 2 500 000 m³.

Tuuli- ja aurinkovoimaa lisättäessä paineilmavarastoinnin kustannukset ja varastoinnin koko olisivat kesällä 180 – 540 milj. € ja 730 000 – 1 450 000 m³. Talvella pääomakustannukset olisivat noin 330 – 980 milj. € ja tarvittava varastointitilavuus 1 367 000 – 2 733 000 m³.

Vuosittaisen sähkönkulutuksen vaihtelun tasaamiseksi rakennettavan 4,6 TWh CAES:n kustannukset olisivat noin 185 – 556 mrd. €. Varastointitilaa kyseinen energiamäärä vaatisi 772 – 1543 milj. m³.

6.3 Lyijyakuilla varastointi

Sähkön varastoiminen lyijyakuilla voitaisiin toteuttaa kehittyneillä lyijyakuilla, joilla kustannukset ovat perinteisiä lyijyakkuja suuremmat, mutta käyttöikäksi voitaisiin saada parhaimmillaan noin 15 vuotta. Nykyisellä sähköntuotannolla lyijyakkuvarastoinnin rakentamiskustannukset kesäaikana olisivat noin 1,40 – 3,29 mrd. € ja akkujen vaatima tilavuus 60 800 – 75 000 m³. Talviaikana varastoinnin kustannus ja vaatima tila olisivat noin 2,33 – 5,48 mrd. € ja 100 000 – 125 000 m³.

Uusiutuvan energian lisääminen luvun 3 tapaan pitäisi kesällä tarvittavan varastoinnin vaatiman tilan ja varastoinnin pääomakustannukset samana kuin kesällä nykyisellä sähköntuotannolla. Talviaikaan tarvittava varastointikapasiteetti olisi 8 200 MWh, jonka täyttämiseksi lyijyakuilla kustannus olisi noin 2,54 – 5,99 mrd. €. Tilaa kyseinen varastointikapasiteetti vaatisi 109 000 – 137 000 m³.

Akussa käytettävät myrkylliset materiaalit ja akun vaatima ylläpito, kuten virransyöttö itsepurkautumisen vähentämiseksi, voivat madaltaa kiinnostusta lyijyakkujen käyttöön. Melko matalan energiatiheiden vuoksi akun vaativat myös paljon tilaa.

Lyijyakkujen painosta noin 60 % koostuu lyijystä (Linden & Reddy 2002, s. 23.5), jonka perusteella voidaan arvioida akuissa tarvittavaa lyijyn määrää ja verrata sitä maailman vuotuisen lyijyn tuotantoon, joka vuonna 2014 oli 11,246 miljoonaa tonnia. (International Lead and Zinc Study Group) Tarkastellaan tarvittavaa lyijymäärää työn pienimmällä (4 500 MWh) ja suurimmalla (8 200 MWh) varastointikapasiteetilla. Varastointikapasiteetin ollessa 4 500 MWh tarvittaisiin lyijyä 67 500 – 108 000 tonnia, joka on lyijyn vuotuisesta tuotannosta noin 0,6 – 0,9 %. Kun varastoinnin koko on 8 200 MWh, tarvitaan lyijyä 123 000 – 197 000 tonnia, joka vuotuisesta tuotannosta on noin 1,1 – 1,7 %. Vaikka osuus kokonaistuotantomäärästä on erittäin pieni olisi lyijyn tuotantoa pystyttävä lisäämään, koska vuonna 2014 lyijyä kulutettiin 13 000 tonnia enemmän kuin tuotettiin. (International Lead and Zinc Study Group)

6.4 Natrium-rikkiakuilla varastointi

NaS-akut voisivat olla mahdollisuus toteuttaa sähkön varastointia Suomessa. Kyseisistä akuista on maailmalla jonkin verran jo käyttökokemusta ja varastointi vaatisi pienemmän tilan kuin esimerkiksi lyijyakut. Suuren kokoluokan varastojen puuttumisesta huolimatta maailmalla on lähes 1 900 MWh NaS-akkujen varastointikapasiteettia. Jos haluttaisiin käyttää kyseistä akkuteknologiaa tasoittamaan luvun 3 esitettyjä sähkönkulutuksen ja -tuotannon vaihteluita Suomessa, tarvittaisiin noin 2 – 4 kertaa koko maailman tämän hetkinen natrium-rikkiakkujen kapasiteetti.

Nykyisellä keskimääräisellä sähköntuotannolla kesäaikana varastoinnin rakennuskustannukset olisivat noin 1,49 – 2,85 mrd. €. Kyseisen varastoinnin vaatima tilavuus tulisi olemaan 15 000 – 30 000 m³. Talvella kustannukset ja tarvittava tilavuus olisivat vastaavasti 2,48 – 3,08 mrd. € ja 25 000 – 50 000 m³. Uusiutuvan energian lisäyksessä kesäaikana vaaditun varastoinnin kustannukset olisivat noin 1,49 – 2,85 mrd. € ja tarvittava tilavuus noin 15 000 – 30 000 m³. Talviaikana varsinkin aurinkoenergian tuotannon ollessa vähäisempi tarvittavan 8 200 MWh varastointikapasiteetin kustannukset olisivat noin 2,71 – 3,36 mrd. € ja tarvittava tilavuus 27 000 – 55 000 m³.

Vaikka natrium-rikkiakun kustannukset eivät ole kovin korkeat muihin akkuteknologioihin verrattuna, niin käyttöturvallisuuden riskit ja akussa käytettävien aineiden myrkyllisyys rajoittaa NaS-akkujen käyttöä.

6.5 VRB:lla varastointi

Vanadium-redoxakulla on monia hyviä ominaisuuksia, joiden puolesta se voisi soveltua hyvin laajamittaiseenkin sähkön varastointiin. Akun kustannukset ovat kuitenkin vielä toistaiseksi korkealla ja matalan energiatiheuden vuoksi vaaditaan suuria säiliöitä reaktanttiliuoksille.

Vuorokauden aikana tapahtuvan sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottamiseen tarvittavan VRB varastointi kapasiteetin kustannukset tulisivat olemaan kesällä noin

2,03 – 2,70 mrd. € ja talvella noin 3,38 – 4,50 mrd. €. Varastoinnin vaatima tilavuus olisi vastaavasti kesällä noin 180 000 – 250 000 m³ ja talvella noin 300 000 – 416 000 m³.

Tuuli- ja aurinkovoiman lisäyksellä luvun 3 tapaan tulee varastoinnin investointikustannuksiksi VRB-teknologialla kesäaikana noin 2,03 – 2,70 mrd. € ja talviaikana noin 3,38 – 4,50 mrd. €. Tilavuus kyseisillä järjestelmillä tulisi olemaan 180 000 – 250 000 m³ ja 328 000 – 456 000 m³.

6.6 ZnBr-akuilla varastointi

Sinkki-bromiakkujen verrattaen matalat valmistuskustannukset ja VRB:a korkeampi energiatiheys suosivat sen käyttöä sähkön varastointiin. Kesällä vuorokaudessa tarvittavan 4 500 MWh varastointikapasiteetin rakentaminen vaatisi noin 990 – 1 170 milj. €. Talvella vastaavasti tarvittavat 7 500 MWh maksaisi noin 1,65 – 1,95 mrd. €. Varastointi vaatisi tilaa kesäaikaisella varastoinnilla 64 000 – 75 000 m³. Talvella tilavuudet olisivat noin 107 000 – 125 000 m³. Vastaavat kustannukset ja vaaditut tilavuudet uusiutuvan energian lisäyksellä olisivat kesällä 990 – 1 170 milj. € ja 64 000 – 75 000 m³. Talvella puolestaan luvut olisivat noin 1,80 – 2,13 mrd. € ja 117 000 – 137 000 m³.

Sinkki-bromiakkuja ei toistaiseksi ole valmistettu yli 500 kW koossa ja teknologia on muutenkin vielä aikaisessa kehitysvaiheessa. Lisäksi ongelmana on akussa käytettävä erittäin syövyttävä nestemäinen bromi, joka kuluttaa akun kennoa ja lisää käytönaikaisia kustannuksia, jos akusta halutaan saada pitkäikäinen. Syövyttävä bromi aiheuttaa myös ongelmia käytönaikana ja ympäristöasioissa.

6.7 Kustannusten ja vaadittujen tilavuuksien yhteenveto

Taulukossa 7 on esitetty nykyisen sähköntuotannon tilanteessa toteutettu sähkön varastointi ja taulukossa 8 tilanne, jossa tuuli- ja aurinkosähkön tuotantokapasiteettia on lisätty molempia 15 %. PHS:n vaatimaa varastointi tilavuutta ei ole laskettu johtuen

energiatiheyden riippuvuudesta pudotuskorkeuteen. Lisäksi akkuteknologioissa on jätetty kesä-talvivaihtelun tasaaminen huomioimatta niiden sopimattomuuden vuoksi kyseiseen tarkoitukseen.

Taulukko 7. Varastoinnin kustannukset ja koko nykyisellä sähköntuotannolla.

<i>Teknologia</i>	<i>Kesä kustannus [mrd. €] koko [m³]</i>	<i>Talvi kustannus [mrd. €] koko [m³]</i>	<i>Kesä-talvivaihtelu kustannus [mrd. €] koko [m³]</i>
PHS	0,86 – 1,49 -	1,43– 2,48 -	880 – 1528 -
CAES	0,18 – 0,54 0,75 – 1,5 milj.	0,30 – 0,90 1,25 – 2,50 milj.	185 – 556 772 – 1543 milj.
PbA	1,40 – 3,29 60 000 – 75 000	2,33 – 5,48 100 000 – 125 000	-
NaS	1,49 – 1,85 15 000 – 30 000	2,48 – 3,08 25 000 – 50 000	-
VRB	2,03 – 2,70 180 000 – 250 000	3,38 – 4,50 300 000 – 417 000	-
ZnBr	0,99 – 1,17 64 000 – 75 000	1,65 – 1,95 107 000 – 125 000	-

Taulukko 8. Varastoinnin kustannukset ja koko, kun uusiutuvia on lisätty 15 %.

<i>Teknologia</i>	<i>Uusiutuvat +15 % kesä kustannus [mrd. €] koko [m³]</i>	<i>Uusiutuvat +15 % talvi kustannus [mrd. €] koko [m³]</i>
PHS	0,86 – 1,49 -	1,43– 2,48 -
CAES	0,18 – 0,54 0,75 – 1,5 milj.	0,33 – 0,98 1,56 – 2,71 milj.

PbA	1,40 – 3,29 60 000 – 75 000	2,54 – 5,99 109 000 – 137 000
NaS	1,49 – 1,85 15 000 – 30 000	2,71 – 3,36 27 000 – 57 000
VRB	2,03 – 2,70 180 000 – 250 000	3,69 – 4,92 328 000 – 456 000
ZnBr	0,99 – 1,17 64 000 – 75 000	1,80 – 2,13 117 000 – 137 000

Taulukoista 7 ja 8 voidaan todeta tässä työssä tarkastellun sähkön varastoinnin toteuttamisen kustannusten olevan vielä tällä hetkellä erittäin korkeita. Varastointiteknologioista ainoastaa CAES sekä PHS parhaimmassa tapauksessa pystytään toteuttamaan alle miljardin euron investoinnilla.

7 YDINVOIMAN SÄÄDETTÄVYYS

Ydinvoimaa on käytetty perinteisesti perusvoiman tuottamiseen mahdollisimman tasaisesti korkealla käyttöasteella. Syitä tähän ovat taloudellinen kannattavuus ja laitoksen helpompi ja vakaampi käyttö. Kuitenkin osassa maista, joissa ydinvoimalla tuotetaan suuri osuus koko sähköntuotannosta, täytyy ydinvoimaloiden osallistua sähkön kulutuksenvaihteluiden tasapainottamiseen. Esimerkiksi Ranskassa, jossa ydinvoimalla tuotetaan yli 75 % sähköstä, on ydinvoimaloiden tuotantoa säädeltävä sähkön kulutuksen mukaan. Toinen syy ydinvoimaloiden säätämiseen on epäsäännöllisten uusiutuvien energiantuotantomuotojen, erityisesti tuulivoiman, käytön laajamittainen lisääminen. Tällöin ydinvoimaa voidaan

käyttää tuotantoa tasapainottamaan säätelemällä tehoa tuulivoiman tuotannon mukaan. (OECD 2011, s. 9)

7.1 Vaatimukset säädettävyydelle

Ydinvoimaloille on olemassa eurooppalaisten sähköyhtiöiden tekniset vaatimukset, EUR (European Utility Requirements), jotka määrittävät mm. laitosten turvallisuutta, järjestelmiä ja komponentteja. EUR määrittää myös nykyaikaisille laitoksille vaatimukset tehon säädettävyydestä. EUR vaatimukset ovat seuraavat: (OECD 2011, s. 17-19)

- ***”Laitoksen täytyy kyetä jatkuvaan toimintaan 50 ja 100 % välillä sen nimellistehosta P_N (mutta ei alle minimi tehotason).”*** Laitoksen suunnittelija voi kuitenkin tehdä laitosmallin, joka voi toimia matalammalla tehotasolla, mikä on yleensä 20 % asti. Näin mahdollistetaan tehon pudotus alas sähkönkulutuksen laskiessa sammuttamatta kuitenkaan reaktoria, jolloin tehon nosto takaisin saadaan toteutettua nopeammin.
- ***”Standardi laitossuunnittelun tulee sallia suunnitellun ja suunnittelemattoman kuorman seuraamistoimenpiteen toteuttaminen 90 % polttoainekierron aikana.”*** Laitoksen säätövara pienentyy polttoainekierron lopussa polttoaineen palaman kasvaessa. Palaman kasvaessa polttoaineen reaktiivisuus laskee, jonka kompensoimiseksi kierron lopussa säätösauvat ovat kokonaan ulkona reaktorista ja painevesireaktoreissa boorihapon konsentraatio primäärijäähdytteessä on lähellä nollaa. Tämän takia tehon säätöä ei voida toteuttaa koko polttoainekierron ajan. (Stacey 2007, s. 207-208)

Kuorman seuraaminen on pystyttävä toteuttamaan täyden tehon ja pienimmän tehon välillä. Sähkötehon muutosnopeuden tulee olla 3% P_N /min ja suuremmat arvot, noin 5% P_N /min asti, voidaan sopia laitosoperaattorin ja sähköverkko-operaattorin kesken. Laitoksen tulee pystyä toteuttamaan tehon muutos täydeltä teholta minimiin ja takaisin täydelle teholle seuraavasti:

- 2 kertaa vuorokaudessa
- 5 kertaa viikossa
- 200 kumulatiivisesti vuodessa

PWR:lla kuorman seuraaminen tulee toteuttaa ilman jäähdytteen booripitoisuuden muutosta. BWR:lla kuorman seuraaminen tulee toteuttaa kiertoaiirin veden virtausnopeutta säätämällä, jos vain mahdollista, ja välttämällä säätösauvojen liikuttamista. Luonnonkierrolla toimivissa reaktoreissa kuorman seuraaminen toteutetaan säätösauvoja liikuttamalla. Polttoaineen suunnittelu tulee toteuttaa siten, ettei se aseta rajoituksia tehonnostolle kuumavalmiudesta tai kylmäseisokista käynnistettäessä.

- ***”Laitoksen tulee pystyä osallistumaan sähköverkon primäärisäätöön.”***
Primäärisäätöön osallistuminen on edellytyksenä sähköverkkoon liittymiselle. Primäärisäädön tulee olla $\pm 2\% P_N$. Sähköverkon ja laitoksen operaattorien sopiessa arvo voi olla korkeintaan $\pm 5\% P_N$. Primäärisäätö toteutetaan automaattisesti verkon taajuusmittausten avulla muutaman sekunnin aikajaksoilla. Säädöllä tasoitetaan sähkönkulutus ja -tuotanto tasapainossa, jolloin verkon taajuus pysyy tasapainossa. Sähköverkko-operaattori ja sähköntuottaja päättävät primäärisäätöön osallistuvat yksiköt. Laitokset tulee aktivoitua 30 sekunnin aikana, pyydetty säädön vaihteluväli ± 200 mHz ja säätöön tulee pystyä osallistumaan ainakin 15 minuutin ajan. Primäärisäädön tulee olla käytettävissä uudelleen 15 minuuttia aktivoitumisen jälkeen.
- ***”Standardi laitossuunnittelun tulee sallia sekundäärinen taajuussäätö (vapaaehtoinen)”*** Osallistuminen sekundääriseen taajuussäätöön sovitaan sähköverkko-operaattorin ja sähköntuottajan kesken. Säätö toteutetaan manuaalisesti tai automaattisesti valituilla laitoksilla tietyllä alueella taajuuden palauttamiseksi sekä tehonvaihteluiden palauttamiseksi suunnitelluille arvoille. Pienin säätöväli tulee olla $\pm 10\% P_N$ pienimmän tehotason yläpuolella. Tehon muutosnopeus tulee olla $1\% P_N/\text{min}$ ja järjestelmän sekä laitoksen operaattorien sopiessa muutosnopeus voi olla korkeintaan $5\% P_N/\text{min}$.

- **Kiireellinen kuormitusvaihtelu.** Osallistuminen kiireelliseen kuormitusvaihteluun sovitaan sähköverkko-operaattorin ja laitosoperaattorin kesken. Osallistuessa kiireelliseen kuormitusvaihteluun tulee laitoksen täyttää seuraavat vaatimukset:
 - **Tuotannon lisäys:** sekundäärinen taajuussäädön vaatimukset
 - **Tuotannon lasku:** Kuorman pudotus maksimista minimille; muutosnopeus $20\% P_N/\text{min}$.
- *”Laitoksen on pystyttävä osallistumaan sähköverkon palauttamiseen.”* Sähköverkon palautukseen osallistuminen päätetään järjestelmäoperaattorin ja laitosoperaattorin kesken. Laitoksen osallistuessa sähkön uudelleen toimittamiseen asiakkaille sen tulee pystyä $10\% P_N$ äkilliseen kuorman muutokseen.

7.2 Säädön vaikutus laitokseen

Reaktorin tehon säätely aiheuttaa vaihtelua jäähdytysveden lämpötilassa, joka aiheuttaa siten lämpötilan vaihteluita laitoksen komponenteissa sekä polttoaineessa. Tällä on vaikutusta komponenttien ja polttoaineen kestävyys.

7.2.1 Komponenttien kestävyys

Ydinvoimalaitoksen komponentit on suunniteltu kestämaan tehon vaihteluita. Osa komponenteista on kuitenkin enemmän alttiita tehon vaihtelun aiheuttamalle kuormitukselle kuin toiset. Seuraavassa on listattu venäläisen painevesireaktorin AES-2006 komponentit, joiden rasituksen kestävyys on tehoa säädettäessä ratkaisevassa asemassa.

- painestimen ruiskutuslinja ja ruiskutuslinjan haaraputki
- ruiskutuslinjan suutin kylmähaaraan
- painestimen ja kuumahaaran välinen linja

- paineistimen ja kuumahaaran välisen linjan suuttimet
- syöttöveden sisääntulo höyrystimelle

Pienet tehon muutokset, joissa tehon vaihteluväli on korkeintaan $\pm 10\% P_N$ eivät aiheuta normaalikäytöstä poikkeavaa rasitusta laitoksen komponenteille. Suuremmat tehon muutokset, joissa on siten myös suuremmat erot jäähdytteen lämpötilavaihteluissa, asettavat rajat komponenttien väsymiskestävyydelle. Seuraavat tehon muutos tapahtumat alkutilanteesta takaisin alkutilanteeseen voidaan toteuttaa 20 000 kertaa laitoksen käyttöiän aikana: (OECD 2011, s. 41)

- Suunniteltu tai suunnittelematon kuorman seuraaminen 50 – 100% P_N tehovälillä alle 5% P_N/min
- Tehon muutos hätätilanteissa tehovälillä 50 – 100% P_N , kun tehon nosto 5% P_N/min tai tehon lasku 20% P_N/min
- Tehon muutos $\pm 20\% P_N$ tehon muutosnopeudella $\pm 20\% P_N/\text{min}$

Edellä mainitut 20 000:een kertaan rajoitetut suuret tehon muutokset eivät suuresti vaikuta säädettävyysskykyyn. Kyseisiä toimenpiteitä pystytään suorittamaan laitoksen oletetun 60 vuoden käyttöiän aikana esimerkiksi vuoden aikana yli 300 kertaa.

7.2.2 Polttoaineen kestävyys

Polttoaineessa tapahtuvat muutokset aiheuttavat rajoituksia ydinvoimalan tehon säädettävyydelle. Polttoaineen toiminta ja turvallisuus tulee olla hyväksyttävällä tasolla kaikissa laitoksen käyttötilanteissa. Laitoksella usein tapahtuva tehon säätely aiheuttaa vaihtelua polttoaineen lineaariseen lämmöntuotantokertoimeen sekä polttoainepellettien sisäiseen lämpötilagradienttiin. Tällöin lämpölaajenemisen vaikutuksesta suurilla tehon muutoksilla polttoainematriisissa tapahtuva murtuminen lisääntyy ja tämän seurauksena polttoaineen halkeamista pääsee vapautumaan fissiokaasuja polttoainepelletin ja polttoaineen suojakuoren väliin.

Polttoaineen käyttöönotossa ensimmäisellä kerralla tehoa nostettaessa reaktorin käyttöteholle polttoainepelletin radiaalinen lämpötilagradientti nousee erittäin korkeaksi (noin 100 °C/mm), jolloin lämpötilaero pelletin keskiosan ja reunan välillä voi olla lähes 500 °C. Tällainen suuri lämpötilaero aiheuttaa pelletissä suurta sisäistä rasitusta ja pellettiin muodostuu useita halkeamia. Halkeamien määrä kasvaa lisättäessä lineaaritehoa. Polttoainepelletin lämpölaajenemiskerroin eroaa polttoaineen suojakuoren lämpölaajenemiskertoimesta, jolloin laajeneminen ja pieneneminen tapahtuu pelleteissä eri tavalla kuin suojakuoressa. Suurissa tehonvaihteluissa pelletti voi joutua puristuksiin suojakuorta vasten, jolloin kontakti voi aiheuttaa vaurioita suojakuoreen. Tällöin myös fissiokaasujen vapautuminen lisääntyy. Lineaarisen lämpötehon muutokselle on asetettu rajat, joiden sisällä toimiessa polttoaineen ja suojakuoren välistä kontaktia ei tapahdu. (OECD 2011, s. 43-44)

Polttoaineessa tapahtuvat vauriot eivät kuitenkaan ole odotettavissa, vaikka laitoksessa suoritettaisiin enemmänkin tehon säätelyä. Esimerkiksi Saksassa, jossa on käytetty ydinvoimalaitosten tehon säätöä osana sähköntuotantoa, ei yksikään harvoista polttoainesauvassa tapahtuneista vuotoista ole ollut yhteydessä tehon säätelyyn. Ydinvoiman käyttöä sähköntuotannon säätelyyn ei olisi edes käytössä Ranskassa ja Saksassa, jos polttoainesauvan eheys olisi aiheuttanut laitoksissa ongelmia niiden käytön aikana. (Ludwig et al 2010, s. 6)

7.3 Laitosten säätökyky

7.3.1 Vanhempien laitosten säätökyky

Vanhemmissa ranskalaisissa ydinvoimaloissa säädettävyys on kehittynyt ajan kuluessa. Ensisijaiseen taajuuden säätöön osallistumisen säätökyky vaihtelee $\pm 2 - \pm 3\% P_N$ välillä laitoksen mukaan, jossa vanhimmilla laitoksilla arvo on pienempi. Sekundäärisessä taajuuden säädössä vaihteluväli on vastaavasti $\pm 3 - \pm 5\% P_N$. Kuorman vaihtelun seuraamisessa on PWR-900 ja PWR-1300-laitoksissa tehon muutosnopeus $2 - 5\% P_N/\text{min}$

polttoainekierron ensimmäisen 80 % aikana. Polttoainekierron loppuaikana tehoa voidaan muuttaa 0,2 - 2% P_N /min. Vuodesta 1984 alkaen valmistetuilla N4-laitoksilla voidaan koko polttoainekierron aikana tehoa muuttaa nopeudella 5% P_N /min. Ranskalaisilla laitoksilla on yleisesti käytössä 12-3-6-3 tehon muutos tila, jossa ensimmäiset 12 tuntia laitos on täydellä teholla ja seuraavat 3 tuntia tehoa lasketaan. Seuraavaksi laitos tuottaa 50 % nimellistehostaan 6 tunnin ajan, esimerkiksi yöllä, ja lopuksi nostetaan laitos takaisin täydelle teholle 3:ssa tunnissa. PWR-900 ja PWR-1300-laitoksissa tätä kyseistä tilaa voidaan käyttää 85 % ajan polttoainekierrosta. N4-laitoksilla vastaava osuus on 95 %. (OECD 2011, s. 19-20; Ludwig et al. 2010, s. 12)

Ensimmäisillä venäläisillä 1980-luvulla valmistetuilla VVER-1000 painevesireaktoreilla tehotasoa voidaan vaihdella 30 – 100% P_N välillä polttoainekierron ensimmäisen 2/3 aikana. Viimeisen kolmasosan aikana tehoa voidaan laskea täydeltä teholta 70 %:iin asti. Tehon säätelyä ei voida toteuttaa polttoainekierron ensimmäisen 10 % aikana. Tehon säätelyn rajoituksen jälkeen tehoa voidaan säätää 3 – 4% P_N /min siihen asti, kunnes polttoainekierrosta on takana 70 %. Polttoainekierron loppuajan tehoa voidaan säätää vain 1 – 1,5% P_N /min. (OECD 2011, s. 21) Säätöominaisuudet ovat parantuneet VVER-1000 eri kehitysversioiden mukana. Esimerkiksi VVER-1000 (V-466B):ssa $\pm 5\%$ P_N tehon muutos voidaan toteuttaa erittäin nopeasti 1% P_N /s. Tehoa voidaan muuttaa nopeudella 5% P_N /min, kun tehtävä tehon muutos on $\pm 10\%$ P_N ja reaktorin teho on vähintään 20% P_N . (IAEA 2011, s. 14)

Saksalaisissa Siemens/KWU:n 1 300 MW painevesireaktoreissa tehoa voidaan muuttaa 2%/min P_N , kun tehon muutos on alle 80% P_N , 5% P_N /min, kun tehon muutos on alle 70 % P_N ja 10% P_N /min tehon muutoksen ollessa alle 20 %. Erittäin nopeita 1% P_N /s askelmia voidaan suorittaa, kun tehoa säädetään alle 15 %. (IAEA 1994, s. 259)

7.3.2 Nykyaikaisten laitosten säätökyky

Ranskalaisen Arevan suunnitteleman EPR (European Pressurized water Reactor) ydinvoimalaitoksen säädettävyysominaisuudet täyttävät luvussa 8.1 esitellyt vaatimukset.

Laitoksella voidaan toteuttaa ”kevyttä” kuorman seuranta 60 – 100% P_N välisellä tehotasolla tehon muutosnopeuden ollessa korkeintaan 5% P_N /min. Alle 60% P_N teholla kuorman seuranta voidaan suorittaa nopeudella 2,5% P_N /min ja tehoa voidaan laskea 25% P_N asti. Molemmat kuorman seurannan tehon muutosnopeudet ovat käytössä 80 % polttoainekierrosta. Polttoaineen palaman loppuvaiheessa korkein sallittu tehon muutosnopeus määritetään aina erikseen tilanteen mukaan.

Ensisijaista taajuussäätöä voidaan toteuttaa $\pm 2,5\% P_N$ koko laitoksen tehovälillä (25 – 100% P_N) nopeudella 1% P_N /s. Sekundääristä taajuussäätöä voidaan tehdä $\pm 10\% P_N$ nopeudella 2% P_N /min laitoksen tehon ollessa 60 – 100% P_N . Tehon ollessa 25 – 60% P_N pystytään sekundääristä taajuussäätöä toteuttamaan $\pm 4,5\% P_N$ nopeudella 1% P_N /min. Suurissa sähköverkon häiriötilanteissa voidaan käyttää myös suurempia tehon muutosnopeuksia. Taulukossa 9 on koottu yhteen tiedot EPR:n säädettävyydestä.

Taulukko 9. EPR säädettävyys ($P_N=1600$ MW).

<i>Tehon säätö (toiminta-alue)</i>	<i>Nopeus</i>
Kuorman seuraaminen 60 – 100 % P_N 25 - 60 % P_N	5% P_N /min; 80 MW/min 2,5% P_N /min; 40 MW/min
$\pm 2,5\% P_N$ 25 – 100 %	1% P_N /s; 16 MW/s
$\pm 10\% P_N$ 60 – 100 % P_N	2% P_N /min; 32 MW/min
$\pm 4,5\% P_N$ 25 - 60 % P_N	1% P_N /min; 16 MW/min

Myös venäläisen Rosatomin suunnittelema AES-2006 on tehty täyttämään EUR:n asettamat vaatimukset. Kuorman seuranta voidaan toteuttaa laitoksella 50 – 100% P_N vaihtelu välillä tehon muutoksen ollessa korkeintaan 5% P_N /min. Sähköverkon taajuuden säätöä pysytään toteuttamaan EUR:n vaatimusten mukaan. Laitoksella on myös mahdollisuus toteuttaa erittäin nopeita tehon muutoksia (5% P_N /s), kun tehoa muutetaan $\pm 10\% P_N$. Tehoa voidaan myös laskea 20% P_N /min tehovälillä 50 – 100% P_N . Tehon korotus 20% P_N voidaan toteuttaa nopeudella 10% P_N /min. Nämä erittäin nopeat tehon muutokset kuitenkin rasittavat laitoksen komponentteja, joten niiden mahdolliselle

käyttökerroille on asetettu raja-arvot, kuten luvussa 8.2.1 aiemmin jo mainittiin. Taulukossa 10 on koottu yhteen tiedot AES-2006:n säädettävyydestä. (OECD 2011, s. 22-23)

Taulukko 10. AES-2006 säädettävyyys ($P_N=1200$ MW).

<i>Tehon säätö (toiminta-alue)</i>	<i>Nopeus</i>
Kuorman seuraaminen 50 – 100 % P_N	5% P_N /min; 60 MW/min
± 10% P_N	5% P_N /s; 60 MW/s
Tehonpudotus 50 – 100 % P_N	20% P_N /min; 240 MW/min
+ 20% P_N	10% P_N /min; 120 MW/min

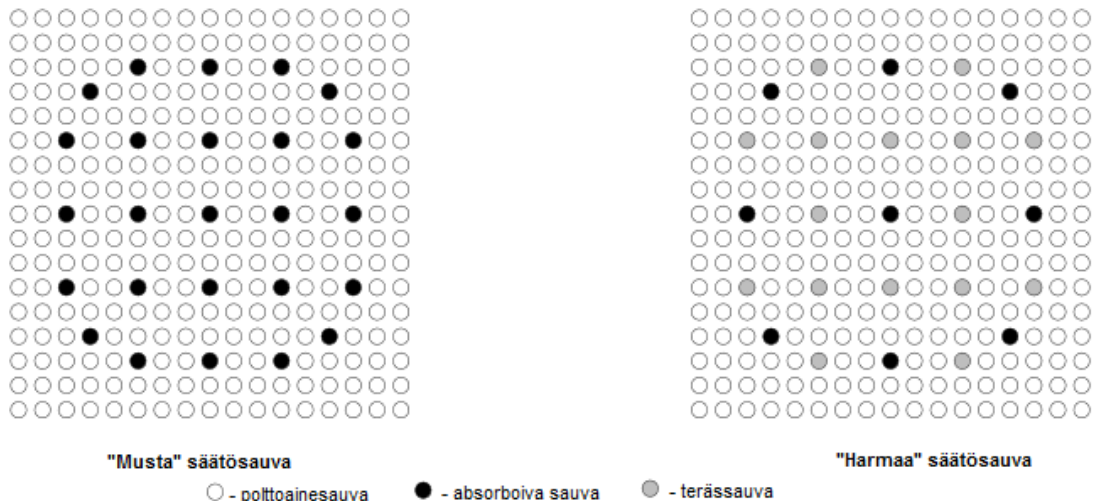
General Electricin ABWR-kiehutusvesireaktorissa reaktorin tehoa säädetään automaattisesti taajuden ja kuorman muutosten mukaan. Tehovälillä 65 – 100% P_N tehoa voidaan säätää noin 1% P_N /s pääkiertopumppuja käyttämällä. Alle 65% P_N tehotasolla tehon muutos voidaan toteuttaa säätösauvoja liikuttamalla 2,5% P_N /min. (GE 2006, s. 125)

7.4 Tehon säätötavat

7.4.1 Painevesireaktorit

Painevesireaktoreissa reaktiivisuuden kautta tehoa säädettäessä voidaan käyttää säätösauvoja ja jäähdytteeseen lisättävää boorihappoa. Säätösauvat on jaettu pikasulkusäätösauvoihin ja tehon säätämiseen tarkoitettuihin säätösauvoihin. Pikasulkusauvat on tarkoitettu pelkästään pikasulkua varten ja tehon säätöön käytetään pelkästään kyseiseen tarkoitukseen käytössä olevia säätösauvoja. (Stacey 2007, s. 250) Tähän tarkoitukseen on kehitetty erilaisia säätösauvajärjestelmiä, joiden avulla on saatu parannettua laitosten säätöominaisuuksia. Esimerkiksi yhdestä tällaisesta

säätösauvajärjestelmästä on säätötapa ”X”. Kyseessä on mm. ranskalaisissa N4-reaktoreissa käytetty järjestelmä, jossa säätösauvat ovat länsimaalaisia sormisäätösauvoja ja ne on jaettu kahteen ryhmään niiden absorptiovaikutuksen mukaan. Kuvassa 17 on esitetty ”mustan” ja ”harmaan” sormisäätösauvan koostumus.

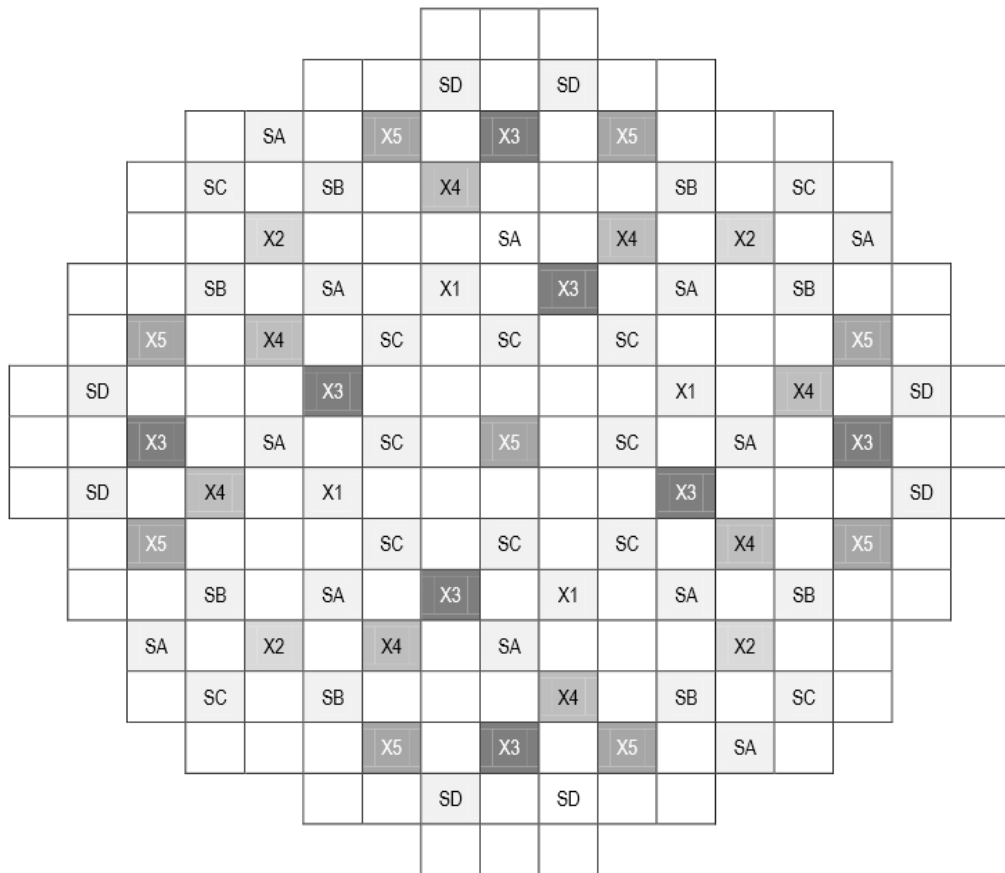


Kuva 17. Säätösauvojen koostumus. Muokattu lähteestä (OECD 2011)

Mustassa säätösauvassa kaikki sormisäätösauvat on absorboivia sauvoja, kun taas harmaassa, vähemmän reaktiivisuuteen vaikuttavassa säätösauvassa, osa absorboivista sormisäätösauvoista on korvattu teräksestä valmistetuilla sauvoilla. Säätötavassa X käytetään viittä erilaista säätösauvaryhmää, jotka koostuvat seuraavasti:

- X1: 4 harmaata säätösauvaa
- X2: 4 mustaa säätösauvaa
- X3: 4 mustaa ja 4 harmaata säätösauvaa
- X4: 8 mustaa säätösauvaa
- X5: 9 mustaa säätösauvaa

Kuvassa 18 on esitetty säätösauvaryhmien sijoittuminen reaktoriin, jossa SA, SB, SC ja SD ovat reaktorin pikasulkusäätösauvaryhmiä.



Kuva 18. Säätosauvoryhmien sijoittuminen reaktoriin säätötavassa X. (OECD 2011)

Säätosauvoryhmillä säädetään samaan aikaan sekä jäähdytysveden lämpötilaa että reaktorin aksiaalista tehojakaamaa. Tämä on toteutettu siten että säätosauvat sijaitsevat reaktorissa eri korkeuksilla. Esimerkiksi säätosauvoryhmä X2 sijaitsee reaktorisydämen yläosassa ja säätosauvoryhmä X1 reaktorisydämen alaosassa. Pienissä tehon muutoksissa, kuten ensisijaisessa taajuussäädössä käytetään yhtäaikaisesti ryhmiä X1, X2 ja X3. Laittamalla kyseiset säätosauvoryhmät reaktoriin saadaan tehoa laskettua ja vastaavasti poistettaessa säätosauvat reaktorista teho nousee.

Erilaisia säätosauvajärjestelmiä kehitettäessä on saatu laitosten säätökykyä tarvittaessa erittäin hyvälle tasolle. Haittapuolena erittäin hyvin säädettävissä järjestelmissä on järjestelmän monimutkaisuus ja reaktorin eri korkeuksilla käytettävien säätosauvojen aiheuttama epätasainen palama polttoaineessa.

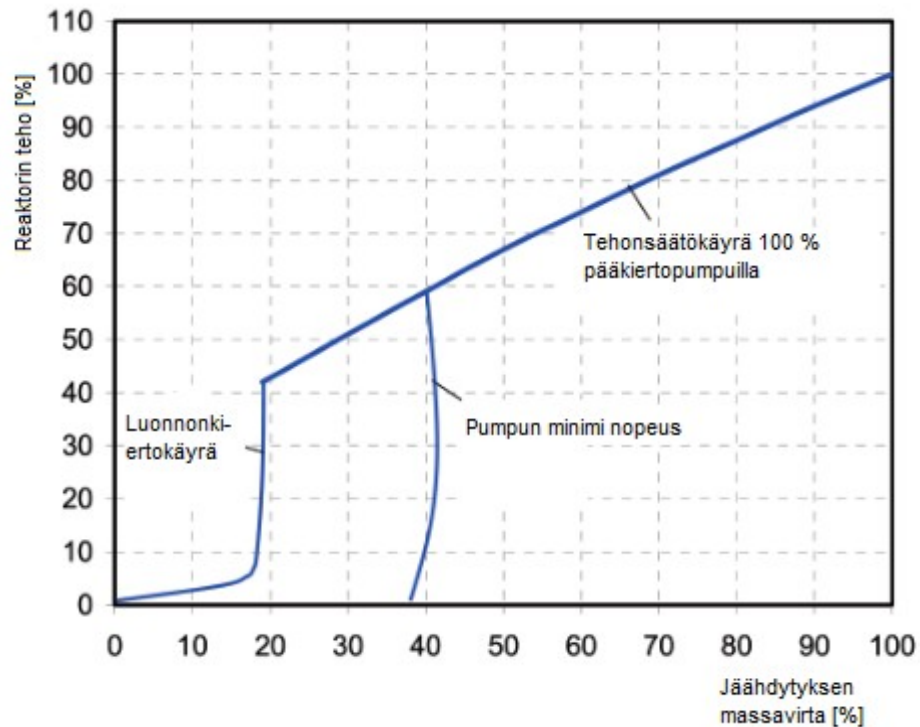
PWR:ssä reaktiivisuuden säätöä jäähdytteen booripitoisuuden määrää säätelemällä voidaan käyttää tehtäessä pidemmän aikavälin tehon säätöä sekä tasoittamaan xenonin aiheuttamaa negatiivista reaktiivisuutta. Yleistä on boorin määrän säätely samanaikaisesti säätösauvojen liikuttamisen kanssa kuorman seuranta tilanteissa, jolloin molempien yhtäaikaaisella säädöllä saadaan reaktorin reaktiivisuus pidettyä sopivalla tasolla, josta voidaan nopeasti palautua takaisin täydelle teholle tarvittaessa. Pelkkiä säätösauvoja liikuttaessa xenonin negatiivinen vaikutus estää reaktorin palautuksen takaisin täydelle teholle, vaikka säätösauvat poistettaisiinkin reaktorista kokonaan. (OECD 2011, s. 30-37)

Tuotettavaa tehoa voidaan myös säätää käyttämällä turbiinin ohitusjärjestelmää. Turbiinin ohitusjärjestelmässä höyrystimiltä tulevaa höyryä voidaan johtaa suoraan lauhduttimelle, jolloin turbiinille menevän höyryn määrä ja samalla tuotettava sähköteho laskee. Arevan EPR-ydinvoimalaitoksessa turbiinin ohituksen venttiilit aukeavat automaattisesti höyrystimien höyryntuotannon ylittäessä turbiinin kyvyn ottaa höyryä vastaan. Yhden venttiilin vikaantuessa voidaan edelleen siirtää 50 % tuotetusta höyrystä suoraan lauhduttimelle. (AREVA 2013, s. 1)

7.4.2 Kiehutusvesireaktorit

Kiehutusvesireaktoreilla tehon säätöä toteutetaan yleisesti pääkiertovirtausta säätämällä tai säätösauvojen avulla. Veden virtausnopeutta muutetaan säätämällä pääkiertopumppujen nopeutta. Pääkiertopumppujen kierrosnopeutta laskettaessa veden pääkiertovirtaus hidastuu ja kiehuminen reaktorissa lisääntyy, jolloin jäähdytteen kyky hidastaa neutroneja huononee ja siten reaktiivisuus laskee. Reaktiivisuuden laskiessa alkaa myös reaktorin teho laskea, mikä lisää reaktiivisuutta, ja lopulta saavutetaan tasapainotilanne halutulla tehotasolla. (Stacey 2007, s. 255) Kyseisen säätötavan etuina ovat mahdollisuudet erittäin nopeisiin tehon muutoksiin (noin 10% P_N /min) sekä säätösauvojen liikuttelua ei tarvita, jolloin tehojakauma reaktorissa pysyy lähes ennallaan. Tehon säätö veden virtausnopeutta muuttamalla soveltuu erityisesti tehovälille 60 – 100% P_N . Toiminta kyseisellä tehovälillä perustuu pääkiertopumpun matalimpaan kierrosnopeuteen, jolloin jäähdytteen virtaus on noin 40 % maksimista. Tällöin reaktorin teho on noin 60 % P_N , kun säätösauvoja ei olla

käytetty osana tehon säätöä. Pääkiertopumppujen kierrosnopeuden vaikutus tehoon on esitetty kuvassa 19. (Ludwig et al. 2010, s. 6)



Kuva 19. Pääkiertovirtauksen säätökäyrä. Muokattu lähteestä (Ludwig et al. 2010)

Pienemmillä tehotasoilla tehon säädöt toteutetaan säätösauvoja liikuttelemalla. Luonnonkierrolla toimivissa reaktoreissa, joissa jäähdytysvettä ei kierrätetä pumpuilla, kuten General Electricin ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor), tehon säätö toteutetaan pelkästään säätösauvojen avulla. Uudemmissa kiehutusvesilaitoksissa on käytössä FMCRD (Fine Motion Control Rod Drive), jolla saadaan tarkasti toteutettua reaktorin tehon säätöä. Säätösauvoja on kolmeen tarkoitukseen, pikasulkuun, reaktorin tehojakauman tasaamiseen ja tehon säätöön. (Ludwig et al. 2010, s. 39; GE Hitachi Nuclear Energy 2014, s. 23, 97)

7.5 Tehon säädön vaikutus sähkön tuotantokustannuksiin

Ydinvoimalaitoksen kustannuksista suuri osa koostuu laitoksen investointikustannuksista ja tuotantokustannukset ovat pienet. Tästä syystä on kannattavinta ajaa ydinvoimaloita mahdollisimman suurella käyttökertoimella. (Aalto et al. 2012, s. 32) Seuraavaksi arvioidaan tehon säädön vaikutusta sähkön tuotantokustannuksiin käyttökertoimen muuttuessa. Yhtälöllä (7) saadaan laskettua tuotetun sähkön kustannus LCOE

$$LCOE = \frac{\sum \left(\frac{I_t + OM_t + F_t + CO_{2t} + D_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (7)$$

missä	I_t	on	investointikustannus vuonna t
	OM_t	on	käyttö- & kunnossapitokustannus vuonna t
	F_t	on	polttoainekustannus vuonna t
	CO_{2t}	on	hiilidioksidikustannukset vuonna t
	D_t	on	käytöstäpoistokustannukset vuonna t
	E_t	on	sähköntuotanto vuonna t
	r	on	diskonttaus korko
	t	on	käyttöikä.

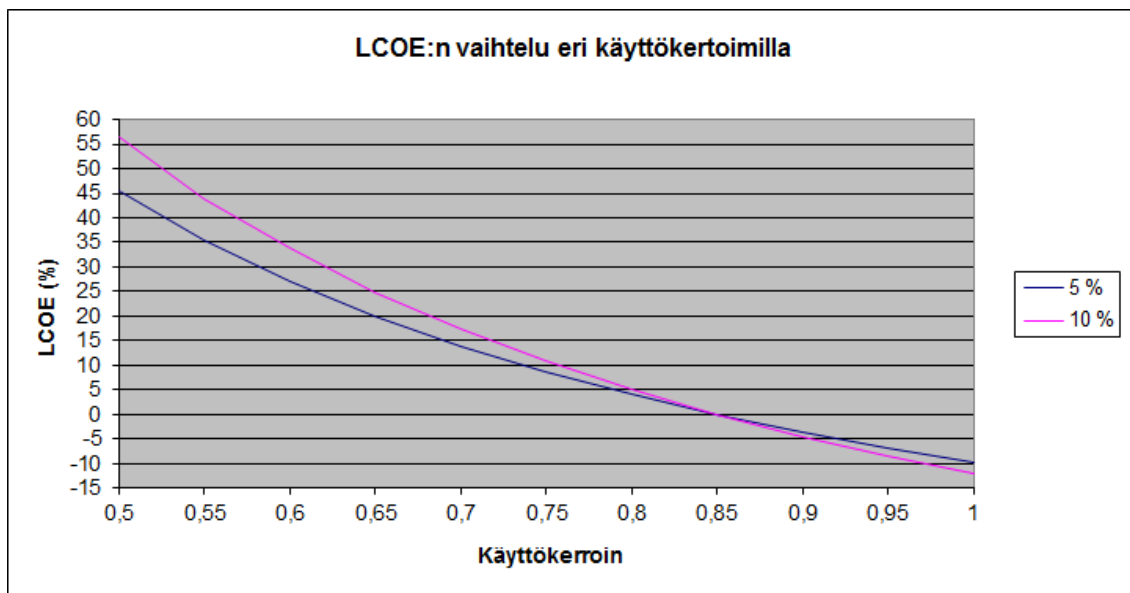
Tarkastellaan EPR-1600-laitosta, jonka arvot on esitetty taulukossa 11.

Taulukko 11. EPR-1600 kustannukset. (IEA 2010)

Sähköteho (MWe)	Investointi 5% (\$/kWe)	Investointi 10% (\$/kWe)	Purku 5% (\$/MWh)	Purku 10% (\$/MWh)	Polttoaine (\$/MWh)	O&M (\$/MWh)
--------------------	----------------------------	-----------------------------	----------------------	-----------------------	------------------------	-----------------

1600	5575	6592	0,19	0,02	9,33	11,80
------	------	------	------	------	------	-------

Taulukossa 6 on käytöstäpoiston-, polttoaineen sekä käytön- ja kunnossapidon kustannukset arvioitu yhtä tuotettua MWh:a kohden. Hiilidioksidista ei aiheudu kustannuksia ydinvoimaa tuottaessa. Investointikustannukset kattavat ison osan kustannuksista, joten laitoksen käyttöaste vaikuttaa tuotetun sähkön hintaan. Laitoksen käyttöajaksi on oletettu 60 vuotta. Kuvassa 20 on esitetty tuotantokustannusten muutos prosentteina laitoksen käyttökertoimen muuttuessa sekä viiden että kymmenen prosentin diskonttauskorolla. Referenssi käyttökertoimeksi on valittu 0,85, jolloin tuotantokustannukset ovat 0 %.



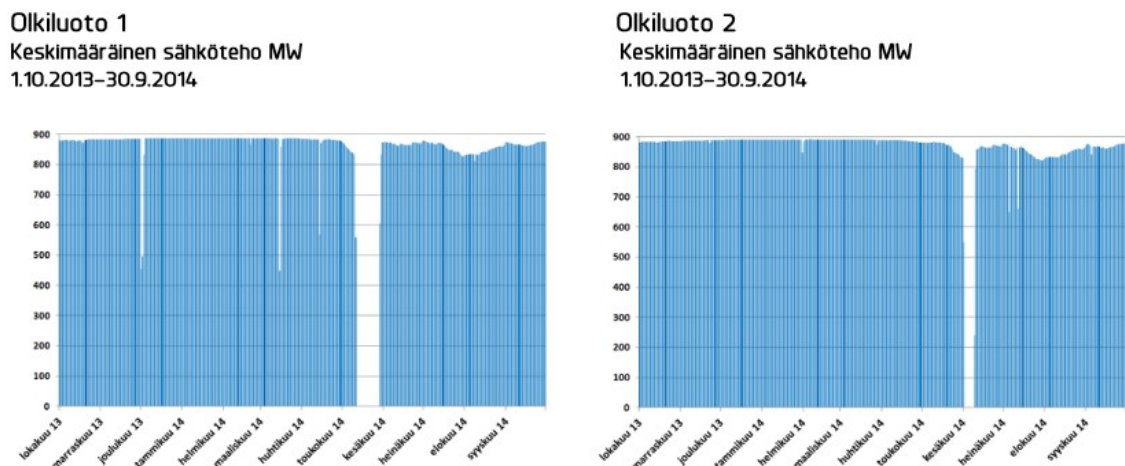
Kuva 20. LCOE:n vaihtelu eri käyttökertoimilla.

Kuvasta nähdään hyvin laitoksen käytön vähenemisen vaikutus sähkön tuotantokustannuksiin. Esimerkiksi laitoksen käyttökertoimen laskiessa 0,85 → 0,75 nousee sähkön tuotantokustannukset 8,7 % ($r = 0,05$) ja 10,8 % ($r = 0,10$). Käyttökertoimen pudotessa vielä rajummin, 0,85 → 0,55, kasvavat tuotantokustannukset vielä rajummin 35,4 % ($r = 0,05$) ja 44,0 % ($r = 0,10$).

Tuotantokustannusten arvioidaan olevan kyseisessä tapauksessa noin 45 €/MWh referenssikäyttökertoimella 0,85 ja diskonttauskoron ollessa 5 %. (IEA 2010, s. 59) Tällöin käyttökertoimen laskiessa 10 % eli laitoksen käyttöajan laskiessa 876 tuntia,

tuotannonmenetystä aiheutuu EPR-1600 laitokselle noin 1,4 TWh. Tuotantokustannusten noustessa 8,7 %, voidaan arvioida kyseisen EPR-1600 laitoksen tuotantotappioiksi karkeasti noin 41 milj.€.

Tällaisia sähkön kulutuksen vaihtelun aiheuttamia tuotantotappioita voitaisiin pienentää sähkön varastoinnin avulla. Tällöin sähköä varastoitaisiin halvan sähkön aikana kulutuksen ollessa pientä, jolloin sähkön tuotantoa jouduttaisiin normaalisti rajoittamaan. Kuvassa 21 on kuvattu Olkiluodon 1 ja 2 yksiköiden vuoden aikaiset tuotannon vaihtelut.

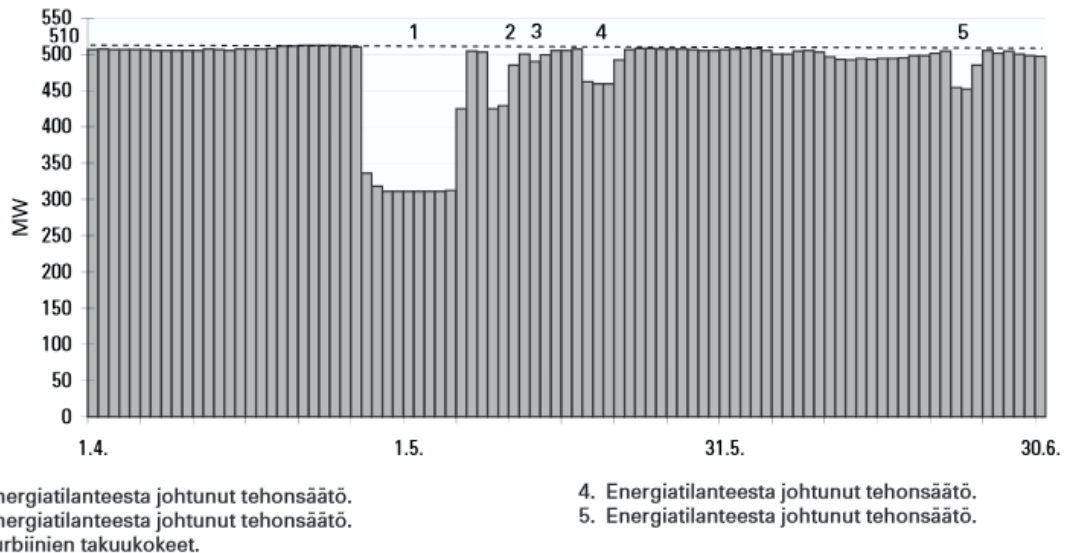


Kuva 21 Olkiluoto 1 ja 2 sähköntuotannon vaihtelu vuoden aikana. (TVO 2014)

Kuvasta 21 nähdään kuinka laitoksen tuottamaa sähkötehoa on laskettu molemmilla yksiköillä heinäkuun ja syyskuun välisenä aikana. Sähkön varastoinnin avulla voitaisiin käyttää laitosta täydellä teholla myös tällaisina aikoina kesällä ja varastoitu sähkö olisi mahdollista myydä talvella, jolloin sähkön tarve on suurin ja samalla siitä saatava hinta korkeampi.

Suomessa kuitenkin ydinvoimalaitosten käyttö tällä hetkellä sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottamiseen on erittäin vähäistä. Kuvassa 21 esitettyjen tuotantokuvaajien ajanjaksolla kyseisten yksiköiden käyttökertoimet olivat erittäin hyvällä tasolla kesällä tapahtuvasta pienestä tuotannon laskusta huolimatta (OL1 92,6 % ja OL2 96,3 %). (TVO 2014, s. 3)

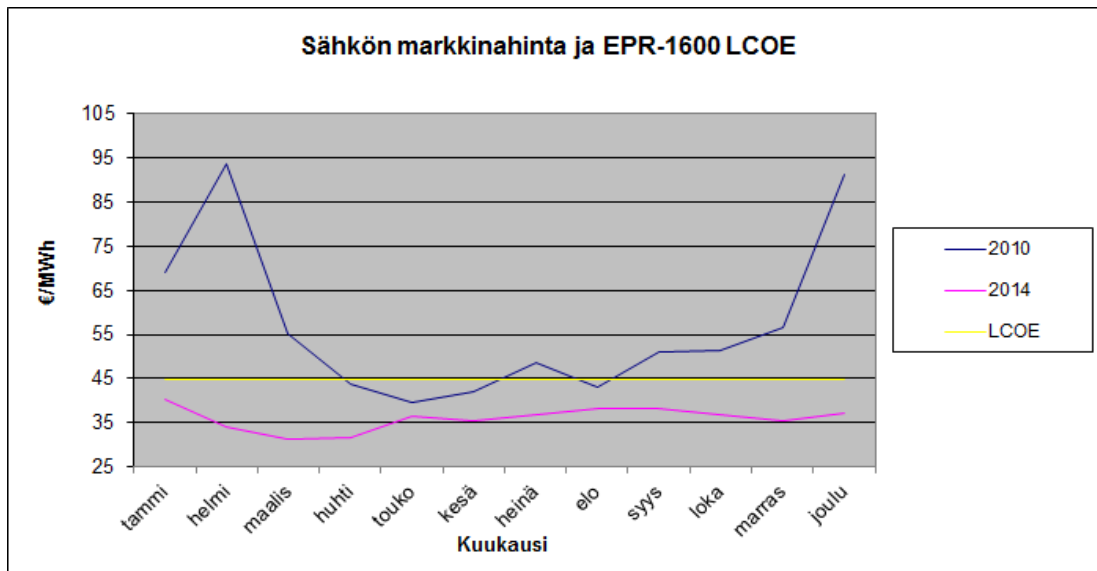
Kuvassa 22 on esitetty Loviisan kakkosyksikön sähköntuotanto huhtikuun alun ja kesäkuun lopun välisenä aikana vuonna 2002, jolloin jouduttiin toteuttamaan sen hetkisestä energiatilanteesta johtunutta tehon säätöä.



Kuva 22. Loviisa 2 tuotanto 1.4 – 30.6.2002. (Tossavainen 2002)

Kuvasta 22 voidaan karkeasti arvioida energiatilanteesta johtuneen tehon säädön aiheuttaneen noin 51 GWh tuotannonmenetyksen. Koska Loviisa 1:llä tehon säätöä toteutettiin kyseisenä aikana lähes samalla tavalla (Tossavainen 2002, s. 7), niin voidaan arvioida tarvittavaksi sähkön varastointikapasiteetiksi noin 100 GWh, jos laitoksilla haluttaisiin ajaa jatkuvasti täydellä teholla ilman tuotannonmenetyksiä. Tuotannonmenetys on kuitenkin huomattavasti pienempi verrattuna esimerkiksi aiemmin laskettuun 1,4 TWh ja 41 milj.€, joten taloudellinen menetyskin on siten pienempi. Jos kyseisen 100 GWh:n varastoimiseksi rakennettaisiin tässä työssä tarkastelu kaikista halvin sähkön varastointivaihtoehto CAES (45 €/kWh), niin kyseinen varasto tulisi tässä tapauksessa maksamaan 4 mrd. €. Tuotannonmenetysten tulisi olla tällöin lähes 67 milj. € vuodessa laitoksen oletetun 60 vuoden käyttöiän aikana, jotta saataisiin varastointi kannattamaan. Edellä lasketuissa kustannuksissa ei ole otettu huomioon sähkön varastoinnin aiheuttamia käyttökustannuksia, jotka tulee vielä lisätä kustannusarvioon.

Esimerkkinä voidaan lisäksi tarkastella kuvasta 23, milloin ydinvoiman varastointi olisi kannattavaa. Kuvassa 23 on esitetty vuosien 2010 ja 2014 kuukausittaisen sähkön keskihinnan vaihtelu sekä EPR-1600 laitoksen LCOE 45 €/MWh käyttökertoimella 0,85.



Kuva 23. Sähkön markkinahinnan vaihtelu 2010 ja 2014 (Nord Pool Spot)

Vuonna 2010 sähkön markkinahinta oli huhtikuun ja kesäkuun välisenä aikana matalampi kuin laitoksen LCOE, jolloin sähköä olisi mahdollista varastoida. Varastoinnin ajanjakso olisi noin 76 vuorokautta, jonka aikana tuotetun sähkön varastointiin tarvittaisiin varastointikapasiteettia yli 2,9 TWh. Jos jälleen varastointi toteutettaisiin halvimalla varastointiteknologialla CAES:illa (45 €/kWh), varastoinnin toteuttaminen maksaisi noin 130 mrd. €. Varastoitu 2,9 TWh sähköä myydään joulukuussa, jolloin sähkön markkinahinta on noin 90 €/MWh, saadaan tuottoa noin 263 milj. €. Jos sähkön hinnan vaihtelu noudattaisi samaa kaavaa joka vuosi, saataisiin 60 vuoden käyttöiän aikana varastoidun sähkön myynnillä 15,8 mrd. €, joten kausittainen varastointi ei ole lähellekään kannattavaa. CAES:n käyttöiäksi on arvioitu 40 vuotta, joten kannattavuus heikkenee vielä lisää.

Lisäksi sähkön markkinahinta on viime aikoina ollut alhaalla, kuten kuvasta 23 nähdään. Vuoden 2014 kuukausittaiset hinnat eivät kertaakaan ole olleet LCOE:tä korkeammalla. Tällöin teoriassa sähköä kannattaisi varastoida, mutta varastot vaatisivat niin suuren

kapasiteetin ettei se ole mahdollista. Lisäksi sähkön markkinahinta tulee pysymään alhaisena ainakin vuoden 2016 loppuun asti (Fortum, s. 97).

Näin voidaan todeta, ettei sähkön kausittainen varastointi ydinvoimatuotannon yhteydessä ole taloudellisesti kannattavaa näillä varastointihinnoilla. Taloudellisesti parempi vaihtoehto on edelleen käyttää laitoksia mahdollisimman suurella käyttökertoimella ja energiatilanteesta riippuen mahdollisesti säädellä sähköntuotantoa sähkönkulutuksen mukaan. Ennen ydinvoiman käyttöä tehon säätöön tulisi mahdollisuuksien mukaan käyttää laitoksia, joilla polttoainekustannukset kattavat suuremman osan tuotetun sähkön kokonaiskustannuksista, kuin ydinvoimalla. Esimerkiksi kaas- ja hiilivoimaloiden käyttö säätöön olisi kannattavampaa taloudellisesti kuin ydinvoiman (IEA 2010, s. 60 – 61).

Päivittäisten sähkönkulutuksen vaihteluiden tasapainottamiseen sähkön varastointi voisi soveltua, kun sähkönkulutuksen vaihtelu on suurta, jolloin myös sähkön hinnan vaihtelut ovat suuria. Lisäksi sähkön varastointiteknologioiden kustannusten tulee laskea vielä huomattavasti. Yhdysvaltojen energiaministeriö on teollisuuden kanssa asettanut strategiset tavoitteet laajamittaisen sähkön varastoinnin kustannuksille lyhyelle sekä pitkälle aikavälille. Lyhyt aikaväli ulottuu vuoteen 2019 asti, jolloin tavoitteena olisi varastoinnin pääomakustannusten saaminen alle 185 €/kWh ja LCOE:n alle 150 €/MWh. Pitkän aikavälin tavoitteet ulottuvat vuoteen 2023 asti. Tällöin pääomakustannusten tulisi olla alle 110 €/kWh ja LCOE:n alle 75 €/MWh. (U.S. Department of Energy 2013, s. 33) Jos pitkän aikavälin tavoitteet saadaan toteutettua, voidaan varastoinnista saada kannattavaa riippuen tulevaisuuden sähkön markkinahinnoista.

Jos sähköntuotantoa joudutaan kulutuksen mukaan säätämään päivittäin, pumppuvoimalaitoksen tai CAES:n rakentaminen ydinvoimalaitoksen yhteyteen voi tulla kannattavaksi. Edellytyksenä on, että vähäisen kulutuksen aikana yöllä varastoitu sähkö pystytään myymään riittävän korkealla hinnalla päivällä. Esimerkiksi Etelä-Ukrainan ydinvoimalaitoksen yhteyteen on rakennettu pumppuvoimalaitos, jolloin ydinvoimalaitosta voidaan käyttää mahdollisimman suurella käyttökertoimella riippumatta sähkönkulutuksen vaihteluista. (World Nuclear Association)

8 TULOKSET JA YHTEENVETO

Suomessa sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainottaminen sähkön varastoinnin avulla nykyisellä keskimääräisellä vuorokauden sähköntuotannolla vaatisi varastointikapasiteettia kesäaikana noin 4 500 MWh ja talviaikana noin 7 500 MWh. Vaadittu latausteho määrittää varastojen tehon, joka kesällä olisi 790 MW ja talvella 1 500 MW.

Varastointiteknologioista matalimmat tuotetun sähkön kustannukset ovat paineilmaparastolla, jolla voisi erittäin hyvässä tilanteessa saada kustannuksiksi noin 100 €/MWh. Sähkön markkinahinta on tällä hetkellä noin 30 €/MWh.

Aurinko- ja tuulivoiman osuutta lisättäessä reilusti energiajärjestelmässä kasvaa myös säätövoiman tarve. Tämä korostuu erityisesti talviaikana, jolloin aurinkosähköntuotanto on erittäin vähäistä. Tällöin vaadittu varastointikapasiteetti olisi 8 200 MWh ja vaadittu teho 1 640 MW. Tässä työssä uusiutuvaa lisättäessä kesällä tarvittava varastointikapasiteetti nousi vain hieman (~ 4 500 MWh) ja tarvittavan tehon määritti purkuteho 850 MW.

Vuodenaikaisen sähkönkulutuksen vaihtelun ja keskiteholla tapahtuvan tuotannon tasapainottaminen ei ole kannattavaa tai edes mahdollista vaaditun suuren varastointikapasiteetin vuoksi (4,63 TWh), joka on lähes 60 % Loviisan ydinvoimalaitosten vuotuisesta sähköntuotannosta. Jos varastointi olisi teknisesti mahdollista toteuttaa, nousisi rakentamisen kustannukset vähintään satoihin miljardeihin euroihin.

Varastointiteknologioista parhaimmat mahdollisuudet sähkön varastointiin tarjoavat tällä hetkellä pumppuvoimalaitos ja paineilmaparasto. Kyseiset teknologiat ovat kustannuksiltaan, käyttöiältään ja -turvallisuudeltaan edellä sähkökemiallisia akkuteknologioita. Ongelmana pumppuvoimalaitoksilla niiden vaatimat korkeat maanpinnan korkeuserot sekä paineilmaparastoilla niiden vaatima erityinen maaperä varastointiluolan rakentamiseksi. Suomessa edellä mainittujen varastointiteknologioiden käyttöönotto voisi olla mahdollista käyttämällä vanhoja kaivoksia osana varastointia. Näitä mahdollisuuksia on tutkittu jo aiemmin, mutta tähän mennessä hankkeita ei ole saatu taloudellisesti kannattaviksi.

Akkuteknologiat eivät toistaiseksi ole vielä sellaisella kehitysasteella, että niitä voitaisiin käyttää laajamittaiseen sähkön varastointiin. Ongelmia ovat tällä hetkellä mm. useimpien teknologioiden erittäin korkea hinta, suhteellisen lyhyt käyttöikä kustannuksiin nähden, käyttöturvallisuuteen liittyvät ongelmat sekä useimmissa akuissa käytettävät myrkylliset aineet. Akkuja kehitetään ja tutkitaan paljon tällä hetkellä, ja voidaankin olettaa kustannusten laskevan ja käytettävyyden parantuvan tulevaisuudessa. Yhdysvaltojen

energiaministeriön strategiset tavoitteet asettavat vuoteen 2023 mennessä varastoinnin investointikustannuksiksi alle 110 €/kWh ja sähkön tuotantokustannuksiksi alle 75 €/MWh. Jos kyseiset tavoitteet saadaan toteutettua, saattaa sähkön varastoinnista tulla taloudellisesti kannattavaa.

Ydinvoimaa on perinteisesti käytetty perusvoimantuotantoon, johtuen suurista investointikustannuksista ja suhteellisen pienistä käytönaikaisista kustannuksista. Ydinvoiman tuotannon säätelystä on kuitenkin kokemuksia erityisesti Ranskassa ja Saksassa jo pidemmältä ajalta. Sekä vanhemmat että erityisesti nykyaikaiset laitokset soveltuvat ominaisuuksiensa puolesta erittäin hyvin tehon säätöön. Laitoksen pystyvät nopeimmillaan tekemään pieniä tehon muutoksia nopeudella 1% P_N/s . Tavallisesti sähkönkulutuksen mukaan tehoa säädettäessä nopeus on 5% P_N/min .

Polttoaineen eheys asettaa rajat laitoksen säädettävyydelle. Saksassa ja Ranskassa saatujen kokemusten perusteella kyseisissä maissa toteutettu ydinvoiman säätely ei ole aiheuttanut kertaakaan ongelmia polttoaineen eheydelle. Myös jotkin laitoksen komponentit asettavat rajoituksia säädettävyydelle. Esimerkiksi tehon muutoksen ollessa AES-2006 reaktorissa yli $\pm 10\% P_N$ primääripiirissä tapahtuva lämpötilanvaihtelu aiheuttaa osaan komponenteista rasiutusta, jolloin säätökertojen määrää on jouduttu rajoittamaan 20 000:een kertaan. Näitä suurempiakin tehon muutoksia pystytään toteuttamaan lähes päivittäin laitoksen oletetun 60 vuoden käyttöiän aikana.

Sähkön varastointi antaa mahdollisuuden tuottaa ydinvoimalaitoksella sähköä jatkuvasti täydellä teholla tilanteissa, joissa muuten sähköntuotantoa jouduttaisiin rajoittamaan sähkönkulutuksen laskiessa. Suomessa kyseinen tilanne tapahtuu joskun kesäisin, jolloin laitosten sähköntuotantoa on alennettu. Jos haluttaisiin ajaa kesäisin aina laitoksia täydellä teholla, tarvittaisiin kausittaista sähkön varastointia, jolloin kesällä varastoitu sähkö otettaisiin käyttöön myöhemmin syksyllä tai talvella. Sähkön varastoinnin rakentaminen Suomessa ydinvoimatuotannon yhteyteen ei ole kannattavaa, koska tarvittava varastointikapasiteetti olisi niin suuri, että tehon säädön aiheuttamat tuotantotappiot tulevat halvemmaksi kuin varastoinnin rakentaminen.

Päivittäisen sähkönkulutuksen vaihtelun tasapainottamiseen rakennettu sähkön varastointi voi taas vastaavasti osoittautua kannattavaksi, jos varastoitu sähkö saadaan myytyä eteenpäin sähkön hinnan ollessa tarpeeksi paljon korkeampi kuin varastoitaessa. Edellytyksenä on riittävän suuri sähkön hinnanvaihtelu vuorokauden aikana, jonka tulisi tapahtua päivittäin. Tällöinkin varastointiteknologiaksi soveltuvat tällä hetkellä PHS ja CAES. Esimerkki tällaisesta sähkön varastoinnista on Etelä-Ukrainan ydinvoimalaitoksen läheisyyteen rakennettu pumppuvoimalaitos.

LÄHDELUETTELO

50Hertz. Grid data. [viitattu 21.1.2015] Saatavissa: <http://www.50hertz.com/en/Grid-Data>

Aalto Ari et al., 2012. Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään? – Loppuraportti. [viitattu 12.2.2015] 123 s. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/mista_lisajoustoa_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf

Akhil Abbas A. et al., 2013. DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. [viitattu 20.11.2014] 164 s. Saatavissa: <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2013-5131.pdf>

Alanen et al., 2003. Energian varastoinnin nykytila. VTT Tiedotteita 2199. [viitattu 2.3.2015] 169 s. Saatavissa: <http://www2.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2003/T2199.pdf>

AREVA, 2013. U.S. EPR FINAL SAFETY ANALYSIS REPORT. 10.4.4 Turbine Bypass System. 4 s. Saatavissa: <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1322/ML13220A866.pdf>

AzRISE, 2010. APS Final Draft Report - Compressed Air Energy Storage and Photovoltaics Study. University of Arizona. [viitattu 25.3.2015] 77 s. Saatavissa: <http://u.arizona.edu/~sreynold/caes.pdf>

Benjaminsson Gunnar, Benjaminsson Johan & Rudberg Robert Boogh, 2013. Power-to-Gas – A technical review. SGC Rapport 2013:287. [viitattu: 9.4.2015] 67 s. Saatavissa: http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC284_eng.pdf

Bradwell David J. et al., 2012. Magnesium-Antimony Liquid Metal Battery for Stationary Energy Storage. Journal of American Chemical Society: 2012. 134 (4). 1895-1897 s. Saatavissa: <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ja209759s>

Burger Bruno, 2014. Electricity production from solar and wind in Germany in 2014. [viitattu 20.1.2015] 271 s. Saatavissa: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads->

englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf

Butler Paul C. et al., 2000. Zinc/Bromine Batteries. 16 s. Saatavissa: <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2000-0893.pdf>

Carnegie Rachel et al., 2013. Utility Scale Energy Storage Systems - Benefits, Applications, and Technologies. [viitattu 27.2.2015] 90 s. Saatavissa: <http://www.purdue.edu/discoverypark/energy/assets/pdfs/SUFG/publications/SUFG%20Energy%20Storage%20Report.pdf>

Center for Sustainable Energy, 2011. Common concerns about wind power. [viitattu 21.1.2015] 34 s. ISBN 978-0-9568981-1-1. Saatavissa: http://www.cse.org.uk/downloads/reports-and-publications/renewables/common_concerns_about_wind_power.pdf

CH2M HILL, 2012. Prevention of Significant Deterioration Greenhouse Gas Permit Application Matagorda Energy Center, Matagorda County, Texas. [viitattu: 25.3.2015] 68 s. Saatavissa: <http://www.epa.gov/earth1r6/6pd/air/pd-r/ghg/apex-matagorda-app.pdf>

De Brabandere Karel et al., 2013. Photovoltaic and Solar Forecasting: State of Art. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Program. Report IEA-PVPS T14-01:2013. [viitattu: 14.5.2015] 36 s. ISBN 978-3-906042-13-8. Saatavissa: [http://www.iea-pvps.org/index.php?id=278&no_cache=1&sword_list\[\]=forecast](http://www.iea-pvps.org/index.php?id=278&no_cache=1&sword_list[]=forecast)

DOE. Global Energy Storage Database. [viitattu 25.10.2014] Saatavissa: <http://www.energystorageexchange.org/projects>

DOE Hydrogen Program, 2009. A Comparison of Hydrogen and Propane Fuels. [viitattu: 13.4.2015] 4 s. Saatavissa: <http://www.hydrogen.energy.gov/permitting/pdfs/45408.pdf>

Doeff Marca M., 2013. Battery Cathodes. Batteries for Sustainability: Selected Entries from the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology. 5 – 49 s.

Edison International, 2014. SCE Unveils Largest Battery Energy Storage Project in North America. [viitattu 28.11.2014] Saatavissa: <http://newsroom.edison.com/releases/sce-unveils-largest-battery-energy-storage-project-in-north-america>

Energiateollisuus. Kunnat sähkönkäytön suuruuden mukaan. [viitattu: 30.3.2015] Saatavissa: <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkonkulutus/sahkonkaytto-kunnittain>

Enontekiön Sanomat, 2014. Pumppuvoimalaitos Laassavaaraan? [viitattu: 30.3.2015] Saatavissa: <http://www.enontekionsanomat.fi/arkisto/pumppuvoimalaitos-laassavaaraan.html>

Euroopan Komissio, 2014. Lehdistötiedote - Vuoteen 2030 ulottuvat ilmasto- ja energiatavoitteet kilpailukykyiselle, varmalle ja vähähiiliselle EU:n taloudelle. Päivitetty 12.2.2015. [viitattu 12.2.2015] Saatavissa: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-54_fi.htm

European Commission. Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe (Africa). Päivitetty 4.9.2012. [viitattu: 29.3.2015] Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm>

European Commission, 2014. 2013 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan. [viitattu 20.1.2015] 156 s. ISBN 978-92-79-34720-7. Saatavissa: https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc13_tmap_08ap14_ns-web.pdf

EWEA, 2014. Wind in power: 2013 European statistics. [viitattu 20.1.2015] 12 s. Saatavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf

Fingrid. Kulutuksen ja tuotannon tasapaino eli taajuuden ylläpito. [viitattu 17.9.2014] Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%C3%A4rjestelm>

%C3%A4nhallinta/kulutuksen%20ja%20tuotannon%20tasapainon%20yll
%C3%A4pito/Sivut/default.aspx

Fingrid, 2013. Sähköjärjestelmän toiminta talven 2012 – 2013 huippukulutustilanteessa. Raportti. [viitattu: 27.3.2015] 5 s. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimajarjestelmaliitteet/S%C3%A4hk%C3%B6n%20toimitusvarmuus/2013/S%C3%A4hk%C3%B6j%C3%A4rjestelm%C3%A4n%20toiminta%20talven%202012-2013%20kulutushuipun%20aikana_final.pdf

Fortum. Vuosikertomus 2014. [viitattu 25.3.2015] 282 s. Saatavissa: http://apps.fortum.fi/gallery/Fortum_vuosikertomus_2014_low.pdf

GE, 2006. ABWR Plant General Description. [viitattu 25.2.2015] 148 s. Saatavissa: www.foronuclear.org/images/stories/recursos/zona-descarga/Descripcion_general_ABWR_GE.pdf

GE Hitachi Nuclear Energy, 2014. ESBWR Design Control Document Tier 2. Chapter 4 Reactor. 180 s. Saatavissa: <http://pbdupws.nrc.gov/docs/ML1410/ML14100A517.pdf>

Grond Lukas, Holstein Johan & Schulze Paula, 2013. Systems analyses Power to Gas: A technology review. [viitattu: 9.4.2015] 70 s. Saatavissa: http://www.dnv.com/binaries/dnv%20kema%20%282013%29%20-%20systems%20analyses%20power%20to%20gas%20-%20technology%20review_tcm4-567461.pdf

Huggins Robert A., 2010. Energy Storage. 406 s. ISBN 978-1-4419-1024-0

IAEA, 1994. Draft report of consultants meeting on core control and protection strategy of WWER-1000 reactors. [viitattu 15.2.2015] 431 s. Saatavissa: http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/38/056/38056928.pdf

IAEA, 2011. Status report 93 - VVER–1000 (V-466B) (VVER–1000 (V-466B)). Päivitetty 21.7.2011. [viitattu 15.2.2015] 40 s. Saatavissa: <https://aris.iaea.org/sites/..%5CPDF%5CVVER-1000%28V-466B%29.pdf>

IEA, 2010. Projected Costs of Generating Electricity. [viitattu: 12.2.2015] 198 s. Saatavissa:

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf

IEA, 2013. Technology Roadmap - Wind energy. [viitattu: 15.1.2015] 58 s. Saatavissa:

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf

IEA, 2014. Technology Roadmap – Energy storage. [viitattu 23.1.2015] 59 s. Saatavissa:

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>

International Lead and Zinc Study Group. Lead and Zinc Statistics. [viitattu: 8.4.2015]

Saatavissa: <http://www.ilzsg.org/static/statistics.aspx?from=1>

IRENA, 2012. Electricity Storage – Technology Brief. [viitattu 2.2.2015] 23 s.

Saatavissa: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Electricity%20Storage%20-%20Technology%20Brief.pdf>

IRENA, 2013. Thermal Energy Storage . Technology Brief. [viitattu 25.3.2015] 20 s.

Saatavissa: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E17%20Thermal%20Energy%20Storage.pdf>

Kim Hojong et al., 2012. Liquid Metal Batteries: Past, Present, and Future. Chemical

Reviews: 2013. 113. 2075 – 2099 s. Saatavissa: http://sadoway.mit.edu/wordpress/wp-content/uploads/2011/10/Sadoway_Resume/145.pdf

Li Liyu et al., 2011. A Stable Vanadium Redox-Flow Battery with High Energy Density

for Large-Scale Energy Storage. Advanced Energy Materials: 2011. 1. 394 – 400 s. Saatavissa: http://availabletechnologies.pnnl.gov/media/333_926201145351.pdf

Lighting Global, 2012. Lithium-ion Battery Overview. Technical Notes: Issue 10. May

2012. 8 s. Saatavissa: https://www.lightingglobal.org/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/67_Issue10_Lithium-ionBattery_TechNote_final.pdf

Linden David & Reddy Thomas B. (toim.), 2002. Handbook of batteries (3rd edition). 1372 s. ISBN 0-07-135978-8

Ludwig et al., 2010. Load cycling capabilities of German Nuclear Power Plants (NPP). International Journal of Nuclear Power: Volume 55 (2010). Issue 8/9 August/September. 8 s. Saatavissa: http://www.vgb.org/vgbmultimedia/News/atw_sonderdruck_8_9_2010.pdf

Luo Xing et al., 2014. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Applied Energy: Volume 137. 1 January 2015. 511 – 536 s. Saatavissa: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>

Muyeen S.M. (toim.), 2010. Wind Power. 578 s. ISBN 978-953-7619-81-7 .

Nord Pool Spot. Market Data. [viitattu: 27.3.2015] Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table>

OECD, 2011. Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants. 51 s. Saatavissa: <http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf>

Olla Phillip (toim.), 2012. Global Sustainable Development and Renewable Energy Systems. 354 s. ISBN 978-1-4666-1626-4

Oulun Energia. Pyhäsalmen kaivokseen suunnitteilla pumppuvoimalaitos. [viitattu 2.3.2015] Saatavissa: <http://www.oulunenergia.fi/vuosikatsaus2013/kasvava-ja-kehittyva-toiminta/pyhasalmelle-suunnitteilla-pumppuvoimalaitos/>

Primus Power, 2012. Wind Firming EnergyFarm. [viitattu 25.11.2014] Saatavissa: <http://energy.gov/sites/prod/files/Primus.pdf>

Ramboll, 2014. Enontekiön tuulivoimayleiskaavan osallistumis- ja arviointisuunnitelma. [viitattu 2.3.2015] 16 s. Saatavissa: http://projektit.ramboll.fi/kaavoitus/enontekio/aineisto/OAS_05_05_2014.pdf

Renard Fabrice, 2014. 2020 cathode materials cost competition for large scale applications and promising LFP best-in-class performer in term of price per kWh. [viitattu: 26.3.2015] 12 s. Saatavissa: https://www.eiseverywhere.com/file_uploads/eb9b04cd75ee9da4619308dffffd78760_O-8.01RenardFabrice.pdf

Sipilä Kari, Väätäinen Anne & Wistbacka Magnus, 1993. Sähkön varastointi paineilman avulla. VTT, Espoo. VTT Tiedotteita - Meddelanden - Research Notes 1516. 74 s.

Stacey Weston M., 2007. Nuclear reactor physics, Second edition, Completely revised and enlarged. 706 s. ISBN 978-3-527-40679-1

Suomen virallinen tilasto (SVT): Energian hankinta ja kulutus [verkkojulkaisu]. ISSN=1799-795X. 4. vuosineljännes 2014. Helsinki: Tilastokeskus [viitattu 24.3.2015] Saatavissa: http://www.tilastokeskus.fi/til/ehk/2014/04/ehk_2014_04_2015-03-23_tie_001_fi.html

stoRE, 2014. Final Publishable Report. [viitattu 13.2.2015] 30 s. Saatavissa: http://www.store-project.eu/en_GB/project-results

The Boston Globe, 2014. Cambridge company's battery may give grid a boost. [viitattu 10.1.2015] Saatavissa: <http://www.bostonglobe.com/business/2014/12/30/cambridge-based-battery-maker-charged-for-manufacturing/Iz5kS7khBgBJ5SolLSKHtl/story.html>

Tossavainen Kirsi (toim.), 2002. Ydinturvallisuus, Suomi ja lähialueet. Neljännesvuosiraportti 2/2002. STUK-B-YTO 218. [viitattu 26.2.2015] 20 s. ISBN 951-712-601-8. Saatavissa: <http://www.stuk.fi/julkaisut/stuk-b/stuk-b-yto218.pdf>

Tukes, 2014. Kuulutus. Turvallisuus- ja kemikaalivirasto (Tukes) kuuluttaa kaivoslain (10.6.2011./621) 40 §:n nojalla alla olevaa kaivospiiriä koskevan kuulemisasiakirjan.

[viitattu: 30.3.2015] 22 s. Saatavissa:
http://www.tukes.fi/Tiedostot/Kuulutukset_yleiset_ja_yksityiset_edut/nettikuulutuspyh%C3%A4salmi.pdf

TVO, 2014. Osavuosikatsaus tammikuu – syyskuu 2014. [viitattu 26.2.2015] 22 s.
Saatavissa:
http://www.tvoy.fi/uploads/files/Sijoittajat/Vuosijulkaisut/OVK_Q3_2014_final.pdf

U.S. Department of Energy, 2013. Grid Energy Storage. [viitattu: 14.4.2015] 66 s.
Saatavissa: <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/12/f5/Grid%20Energy%20Storage%20December%202013.pdf>

Wonderful Engineering, 2014. MIT Unveils An All-Liquid Battery That Will Change The Way We Store Energy. [viitattu 3.11.2014] Saatavissa:
<http://wonderfulengineering.com/mit-unveils-an-all-liquid-battery-that-will-change-the-way-we-store-energy/>

World Nuclear Association. Nuclear Power in Ukraine. Päivitetty 1/2015. [viitattu 11.3.2015] Saatavissa: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/Ukraine/>

Zobaa Ahmed (toim.), 2013. Energy Storage – Technologies and Applications. 328 s.
ISBN 978-953-51-0951-8.