



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JANI LÖNNQVIST
VESIVOIMA - ILMASTONMUUTOKSEN VAIKUTUKSET
VESIVOIMAN TUOTANTOMAHDOLLISUUKSIIN MUUTTUVILLA
SÄHKÖMARKKINOILLA

Diplomityö

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 5.10.2016

TIIVISTELMÄ

JANI LÖNNQVIST: Vesivoima - Ilmastonmuutoksen vaikutukset vesivoiman tuotantomahdollisuuksiin muuttuvilla sähkömarkkinoilla

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 99 sivua, 8 liitesivua

Maaliskuu 2017

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Vaihtoehtoiset sähköenergiateknologiat

Tarkastaja: Lehtori Risto Mikkonen

Avainsanat: vesivoima, SYKE, virtaamaennuste, ilmastonmuutos, mitoitus, investointilaskelma

Ilmastonmuutoksen johdosta vesistöjen virtaamien vuodenaikaisvaihtelut ja suuruudet muuttuvat tulevaisuudessa. Työssä tutkitaan Pohjois- ja Etelä-Savon järvien yhteydessä toimivien Savon Voiman vesivoimalaitoksien sopeuttamista ilmastonmuutoksen aiheuttamaan toimintaympäristön muutokseen. Työssä verrataan referenssijakson 1971-2000 ja tulevaisuusjakson 2010-2039 virtaamia toisiinsa. Tulevaisuusjakson ennusteet on pääosin luonut Suomen ympäristökeskus (SYKE). Tutkittavasta kahdeksasta järvestä ennusteet Maavedelle ja Sorsavedelle luotiin Savon Voiman toimesta. Virtaamat kasvoivat kaikilla järvillä paitsi Sorsavedellä, jossa ne pienenevät. Tähän saattoi vaikuttaa ennusteen epätarkkuus. Järvien lähtövirtaamaennusteiden tietoja hyödynnetään tapauskohtaisen vesivoimalaitoksen Salahmin ja vesivoimalaitoshankkeen Jyrkän turbiinien mitoituksessa.

Salahminjärven virtaamista ilmeni, että Salahmin vesivoimalaitoksella joudutaan tekemään merkittäviä ohijuoksutuksia. Ohijuoksutuksista arvioidut tappiot ovat noin 10 000 euroa vuodessa referenssijaksolla. Tulevaisuudessa ohijuoksutukset tulevat pienemmäksi, sillä kevättulvat pienenevät SYKE:n ennusteen mukaan. Salahmille uusien turbiinien mitoituksen ohella selvitetään vesivoimatuotannon lisäys, kun vanhoista Propeller -turbiineista toinen korvataan edistyneemmällä Kaplan -turbiinilla. Työssä tutkitaan myös tuotannonlisäystä, jos vanhojen Propeller -turbiinien rinnalle lisätään uusi Kaplan -turbiini. Energiantuotanto kasvoi laskelmissa merkittävästi uusien turbiinien mahdollistamassa suuremman läpäisykapasiteetin sekä käyttötuntien määrän.

Jyrkän padolle suunnitellulle vesivoimalaitokselle mitoitettiin niin ikään uudet turbiinit vesivoimalaitoksen yläveden, Kiltuanjärven, lähtövirtaamien mukaan. Turbiineiksi valikoitui Kaplan -turbiinit. Turbiinit mitoitettiin eri läpäisyyille, mikä mahdollistaa sen, että tulevaa vesivoimalaitosta pystyttäisiin ajamaan maksimihyötysuhteella vuoden jokaisena päivänä.

Vesivoimalaitosinvestoinneille tehtiin investointilaskelmat. Investointilaskelmien kannattavuutta arvioitiin nettonykyarvo (NNA) menetelmällä. NNA -menetelmä osoitti Salahmin vesivoimalaitosinvestointien olevan osaltaan kannattamattomia. Investointi oli kannattava siinä tapauksessa, että investointiin pelkästään uuteen Kaplan -turbiiniin, sillä tavalla, että vanhaa vesivoimalaitosta ei hyödynnetty ollenkaan tuotannossa. Jyrkälle investointi oli NNA-menetelmällä kannattava Työ- ja elinkeinoministeriön 20 % tuella. Vesivoimalaitosinvestoinnit toisivat tasaisuutta ajoon, mikä parantaisi huomattavasti energiatehokkuutta ja ympäristön tilaa.

ABSTRACT

JANI LÖNNQVIST: Hydropower - The Impact of Climate Change on Hydropower Production Potential in the Changing Electricity Market
Tampere University of Technology
Master of Science Thesis, 99 pages, 8 Appendix pages
March 2017
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
Major: Alternative Electric Energy Technology
Examiner: Lecturer Risto Mikkonen

Keywords: Hydroelectric Power, SYKE, flow forecast, climate change, sizing, investment calculation

Due climate change the water flow rates of waterways and seasonal variations will change in the future. This thesis inspects the adaptation of the hydro power plants operated by Savon Voima in area the of North and South Savo to changed operational environment that the climate change causes. The flow rates of reference period 1971-2000 and future period 2010-2039 are compared to each other. The forecasts of the future period are mainly implemented by the Finnish Environment Institute (SYKE). The forecasts of lakes Maavesi and Sorsavesi from eight observed lakes are made by Savon Voima. The flow rates increased in every observed lake except for Sorsavesi. The imprecision of the forecast might have led to a decreasing flow rate forecast. The outflow rate forecasts of the lakes will be exploited in the sizing of the turbines at the case-specific examination for the Salahmi hydro power plant and the Jyrkkä hydro power plant initiative.

Lake Salahmi flow rates showed that tremendous amount of water is diverted by the Salahmi hydro power plant. The estimated losses in profit are 10 000 euros at the reference period because of the diversion. Diversions will decrease in the future because of the spring floods are decreasing by the forecast of SYKE. The additional potential of hydro power capacity will be examined along with the sizing of the new advanced Kaplan turbine that is replaced for the old Propeller turbine. The thesis also examines power growth in case of adding a new Kaplan turbine beside the old Propeller turbines. With the new turbines energy production increased significantly as the calculations indicated. Energy production increase is due to a larger designed maximum discharge rate and wider operating hours that the new turbines enables. New turbines were sized for the Jyrkkä hydro power plant initiative. The reservoir of Jyrkkä's present dam, lake Kiltuanjärvi outflows were utilized in the sizing of the new Kaplan turbines. The two turbines were sized for different designed maximum discharge rates. By designed discharge rates the hydro power plant could be operated full time throughout the year at maximum efficiency.

Investment calculations were made for the hydro power plant investments. Profitability of the investments were estimated with the net present value method (NPV). NPV method showed some of the investments at Salahmi hydro power plant as unprofitable. Investment showed to be profitable in case that investment included only the new Kaplan turbine. In that case the production of the old turbines were not exploited. Investment to Jyrkkä turned out to be profitable within the NPV method with the 20 % financial support of Ministry of Employment and the Economy. The Hydro power plant investments would improve remarkably energy efficiency and the lakes environmental status within the balance generated to the water flow rates.

ALKUSANAT

Haluan kiittää Savon Voimaa tämän diplomityön mahdollistamisesta. Haluan kiittää myös koko Savon Voiman ohjausryhmää ohjauksesta.

Erityiskiitos erinomaisesta ohjauksesta kuuluu työni tarkastajalle lehtori Risto Mikko-selle Tampereen teknillisestä yliopistosta.

Lisäksi haluan kiittää opiskelukavereitani ja läheisiäni, avopuolisoani Henna-Maijaa työn oikolukemisesta, kommentoinnista ja valtavasta tuesta sekä vanhempiani Merviä ja Ismo Lönnqvistiä opiskeluaikani taloudellisesta ja mittaamattomasta henkisestä tuesta.

Helsingissä 14.3.2017

Jani Lönnqvist

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1	Tutkimustausta ja -menetelmät	3
1.2	Terminologia	3
2.	VIRTAAMAT POHJOIS- JA ETELÄ-SAVOSSA.....	6
2.1	Referenssijakson virtaamat ja havainnot.....	11
2.2	Virtaamien tutkinta ja tietojen saatavuus	12
2.3	Generoitavien ennusteiden luotettavuus.....	15
2.3.1	Keskivirtaamat referenssijaksolta ja tulevaisuusjaksolta	16
2.4	Virtaamien pysyvyys.....	17
2.4.1	Pysyvyyskäyrät toteutumavirtaamille ja ennustevirtaamille.....	18
2.5	Tarkempaa tarkastelua vaativat vesivoimalaitokset.....	24
3.	SÄHKÖMARKKINAT	28
3.1	Sähkön hinnan muodostuminen	29
3.2	Nord Pool AS ja Spot-markkinat	34
3.3	Johdannaismarkkinat.....	37
3.4	Päästökauppa.....	38
3.5	Sähkökaupan poikkeamien korjaus ja tasesähkö	39
3.6	Vesivoiman rooli sähkömarkkinoilla	40
3.7	Sähkön hinta tulevaisuudessa.....	41
4.	VESIVOIMA SUOMEN OLOSUHTEISSA.....	43
4.1	Yleisimmät vesivoimalaitostyypit Suomen olosuhteissa	43
4.2	Generaattorityypit ja hyötysuhteet	46
4.3	Turbiinitekniikka.....	46
5.	SALAHMI	49
5.1	Generaattorityyppi, turbiinityyppi ja läpäisykyky	50
5.2	Ohjuoksutus.....	50
5.2.1	Ohjuoksutuksista aiheutuvat tulonmenetykset.....	51
5.3	Vesivoimakapasiteetin lisätarve.....	52
5.4	Tehokkuuden ja rakennusvirtaaman tarkastelu	54
5.5	Mitoitukset Propeller- ja Kaplan -turbiinyhdistelmälle	55
5.6	Kaplan -turbiinin sijoittaminen Propeller -turbiinien rinnalle.....	58
5.7	Tehon tuotannon lisäpotentiaali	61
5.7.1	Tavoilla 1 ja 2 aiheutuvat ohjuoksutukset	62
5.7.2	Kokonaishyötysuhde uusien turbiinikombinaatioiden mukaan	62
5.7.3	Kokonaistehon muutos eri turbiinikombinaatioilla.....	64
5.7.4	Energiantuotanto eri turbiinikombinaatioilla	67
5.8	Yhteenveto	68
6.	JYRKKÄ.....	69
6.1	Uusi vesivoimalaitos	69
6.2	Rakennusvirtaaman tarkastelu ja turbiiniratkaisut	69

6.2.1	Kiltuanjärven virtaamat.....	70
6.2.2	Turbiinien mitoitus.....	71
6.2.3	Turbiinin mitoitus – minimivirtaama ajetaan yhdellä turbiinilla ...	73
6.3	Energiantuotannon tarkastelu ja euromääräinen tuotto.....	75
6.4	Yhteenveto	76
7.	VESIVOIMALAITOSYKSIKÖN INVESTOINTILASKELMAT.....	77
7.1	Vesivoimalaitoksen kustannusten selvitys	77
7.2	Sähkön hintaennusteet.....	77
7.3	Investointilaskelmat	78
7.3.1	Nykyarvo.....	78
7.3.2	Nettonykyarvo.....	79
7.4	Salahmi.....	80
7.5	Jyrkkä	84
8.	JOHTOPÄÄTÖKSET	86
	LÄHTEET.....	89
	LIITE A: REFERENSSIJAKSON VIRTAAMA-ARVOT VUOSILTA 1980-2015...	100
	LIITE B: SALAHMIN INVESTOINTILASKELMAT – NYKYARVO.....	104
	LIITE C: JYRKÄN INVESTOINTILASKELMA – NYKYARVO	107

LYHENTEET JA MERKINNÄT

engl.	englanninkielinen ilmaisu
JA	jäännösarvo
ks.	katso
NA	nykyarvomenetelmä
NNA	nettonykyarvomenetelmä
OTC	Over The Counter
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SYKE	Suomen ympäristökeskus
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
vert.	vertaa
vs.	latinaa versus, vastaan
Σ	matemaattinen merkintä summalle
η	hyötysuhde
η_g	generaattorin hyötysuhde
η_t	turbiinin hyötysuhde
ρ	aineen tiheys
C	sähkön hinta
E	energia
g	putoamiskiihtyvyys
H	putouskorkeus
k	kassavirta
K	perusinvestointi
i	laskentakorkokanta
j	tarkastelujakso
m	käyttö- ja kunnossapitokustannukset
n	aikajakso
P	teho
P_k	Kaplan -turbiinikoneiston teho
P_{kok}	kokonaisteho
P_p	Propeller -turbiinikoneiston teho
q	virtaama
Q	suhteellisen virtaaman osuus maksimivirtaamasta
Q_η	virtaama yli 90 prosentin hyötysuhdealueella
Q_k	korkean hyötysuhteen virtaama
Q_r	rakennusvirtaama
Q_{max}	maksimivirtaama
x	x-koordinaatti

1. JOHDANTO

Ilmastonmuutos on näkyvä ja kiistan ilmiö globaalilla mittakaavalla. Ilmastonmuutoksen vaikutukset ovat nähtävillä myös Suomessa. Suomessa korkeiden lämpötilojen todennäköisyys on moninkertaistunut ja Suomen keskilämpötila on noussut yli kahdella asteella 1800 –luvun puolivälistä lähtien. Voimakkainta lämpeneminen on ollut erityisesti alkutalvesta. Joulukuussa ilman lämpötila on lämmennyt lähes viisi astetta. [64]

Ilmastonmuutoksen aiheuttamalla lämpötilanmuutoksella on vaikutuksia sääolosuhteisiin ja erilaisiin sääilmiöihin. Sääolosuhteiden muutokset toteutuvat sadannan kasvuna, rankkasateiden voimistumisena ja erityisesti vuodenaikojen lämpötilojen muuttumisena. Nämä tekijät vaikuttavat suuresti eri eliölajeihin ja vesiluontoon. [17]

Vuodenaikojen lämpötilojen muuttuminen saattaa aiheuttaa merkittäviä vuodenaikaisvaihteluja sääolosuhteisiin. Vuodenaikaisvaihteluilla on vaikutus järvien vesimääriin ja jokien virtaamiin. Tulevaisuudessa kuivuutta saatetaan kohdata eri ajanjaksoilla, joihin yleisesti on totuttu. Edelleen tulvat saatetaan kokea erilaisina eri ajanjaksoina. Tulvien ja kuivuuden hallinta on tärkeää monelta näkökannalta. Niillä on suoria vaikutuksia vesiluontoon, elinkeinon harjoittamiseen, virkistyskäyttöön sekä energiantuotantoon.

Kuivuuteen ja tulviin pystytään vaikuttamaan vesien säännöstelyllä. Vesien säännöstelyllä on ollut suuri rooli energiantuotannossa ja säännöstelyn rooli tulee kasvamaan tulevaisuudessa ilmastonmuutoksesta johtuen. Säännöstelykäytännöt ovat useilla järvillä hyvinkin vanhoja ja siitä johtuen sopeutumattomia ilmastonmuutoksesta aiheutuviin muutoksiin. Säännöstelykäytäntöjä ja ilmastonmuutoksen vaikutuksia vesivoiman tuotantoympäristöön pohditaan Savon Voimalla samanaikaisesti teetetyssä rinnakkaistutkimuksessa, Roy Snellmanin diplomityössä [62].

Sadannan kasvu ja vuodenaikojen sääolojen vaihtelu muuttavat vesivoiman toimintaympäristöä. Toimintaympäristön muutos saattaa sisältää vesivoiman lisätuotannon potentiaalin. Toimintaympäristön muutokseen voidaan sopeutua säännöstelyllä ja vesivoiman tuotannon mukauttamisella.

Työssä tutkitaan ilmastonmuutoksen vaikutuksia Etelä- ja Pohjois-Savon vesivoiman tuotantoon sekä tarkastellaan vaihtoehtoisia menettelyitä muuttuvien tuotantomäärien sopeuttamiseksi vesivoiman tuotantoon. Tutkimuksessa selvitetään mahdollinen tuotantopotentiaalin kasvu ja perehdytään lisäpotentiaalin hyödyntämismahdollisuuksiin. Uuden toimintaympäristön luomaa tilaa vesivoiman tuotannossa pohditaan teknistaloudelliselta kannalta sekä luodaan katsaus sähkömarkkinoiden kehitykseen. Sähkön markkinahintaa

käytetään työn teknistaloudellisessa tarkastelussa. Työssä tehdään myös suppea selvitys vesivoimalaitostyypeistä ja -tekniikoista sekä niiden sopeuttamisesta mahdolliseen vesivoiman tuotannon paikalliseen lisäämiseen.

Savon Voimalla vesivoimalaitostekniikka on osin huonosti sopeutuvaa. Se on osittain vanhentunutta ja kyvyttöä joustavaan ajoon. Joustavammalla ajolla vedenpinnan korkeuden vaihteluita voidaan vähentää. Vedenpinnan korkeuden vaihteluilla on vaikutus ympäristöön ja vesiluontoon. Vedenpinnan korkeusvaihteluiden pienentämisellä voidaan vaikuttaa esimerkiksi rantaeroosioon ja kalojen kutemiseen.

Tässä työssä tutkitaan tapauskohtaisesti Savon Voiman omistamaa Salahmin vesivoimalaitosta, jolla vesiturbiinit ovat tekniikaltaan vanhanaikaisia. Lisäksi tutkitaan mahdollisuutta perustaa Jyrkkäkoscalle, Jyrkän padon tilalle, vesivoimalaitos.

Salahmin vesivoimalaitoksella on jouduttu tekemään merkittäviä ohijuoksutuksia kevät-
tulvien aikaan. Ohijuoksutusten määrään voidaan vaikuttaa uusilla turbiiniratkaisuilla, esimerkiksi turbiinin vaihdolla tai uuden lisäämisellä. Erilaisten turbiinikombinaatioiden yksittäisten turbiinien mitoitus on avaintekijä vesivoimalaitosten suunnittelussa. Turbiinien mitoitus on tärkein määrittävä tekijä vesivoimalaitoksen kannattavuuden kannalta, vesivoimalaitoksen putouskorkeuden ja virtaaman suuruuden ohella.

Vesivoiman kannattavuuteen vaikuttaa suurelta osin myös sähkön hinta. Sähkön hinta on riippuvainen energiatuotannon rakenteesta. Energiantuotannon rakenne on jatkuvassa muutoksessa ja sen rakenteen vaikuttavimmat määrittäjät ovat olleet fossiiliset polttoaineet. Erilaisten ilmastopöimusten myötä, joissa myös Suomi on ollut sitoutuneena, fossiilisten polttoaineiden osuus on vähentynyt energiantuotannon rakenteessa. Pariisin ilmastopöimuksessa fossiilista polttoaineista aiheutuvia päästöjä pyritään vähentämään 80 % 2050-luvulle mennessä vuoden 1990 tasosta. Vuodesta 2050 eteenpäin tavoitteena on saavuttaa päästötön yhteiskunta [19]. Fossiilisten polttoaineiden tilalle on tullut paljon uusiutuvia energiamuotoja jo nykypäivänä, kuten tuulivoimaa ja aurinkovoimaa.

Yhteispohjoismaisen Nord Pool -sähkömarkkinan johdosta, Pohjoismailla on kaikille Nord Poolin jäsenvaltioille yhteinen sähkön hinta. Tällä hetkellä edullinen sähkö ei vielä tavoita Suomea sähkönsiirtokapasiteetin ollessa matala, joskin kapasiteettia kasvatetaan jatkuvasti. Vuoteen 2025 mennessä Suomen ja Ruotsin välille rakennetaan uusi voimayhteys, joka lisää kokonaissiirtokapasiteettia noin 30 % Suomen ja Ruotsin välillä. Tästä johtuen halpa sähkö tavoittaa Suomen yhä paremmin tulevaisuudessa ja edullisesti tuotettu tuulivoima saattaa laskea sähkön hintaa yhä enemmän, mikä vaikuttaa vesivoiman kannattavuuteen. Tuulivoiman syöttötariffi on tehnyt tuulivoimasta erittäin kannattavaa rakentaa. Tuulivoiman tuotanto on tästä johtuen hyvin edullista. Syöttötariffi kuitenkin suljetaan lähitulevaisuudessa 2500 MVA asetetun tuulivoiman kokonaiskapasiteettikiintiön tullessa täyteen [9]. Tuulivoimaa tuotetaan erittäin paljon Tanskassa ja muualla Poh-

joismaissa yhä enenevässä määrin. Toisaalta tuulivoimantuotannon epävarmuuden ansiosta tarvitaan sähkönkulutushuippujen takia säätövoimaa. Vesivoima on säätövoimaan erittäin hyvin soveltuva energiantuotantotyyppi.

1.1 Tutkimustausta ja -menetelmät

Tutkimuksen tausta tukeutuu ilmastonmuutoksesta tehtyihin tutkimuksiin, joiden mukaan lämpötila ja sadanta kasvavat sekä rankkasateet voimistuvat [23]. Taustatietona käytetään myös Suomen ympäristökeskuksen (SYKE) teettämiä tutkimuksia virtaamien muutoksista eri vesistöillä. SYKE on tuottanut Suomen järville ennusteita virtaamista ja vedenpinnan korkeuksista.

Taustatietona ja samalla työn motivaattorina toimii tieto Savon Voiman vesivoimalaitosten mahdollisesta kapasiteettivajeesta tulevaisuudessa. Yleisesti tiedetään, että joillakin vesivoimalaitoksilla ohijuoksuksia joudutaan tekemään mittavia määriä jo nykyisellään.

Sähkömarkkinatilanne on jatkuvassa muutoksessa. Energiatuotannon rakenne on muuttunut fossiilisten tuotantomuotojen huippuajoilta ja muuttuu edelleen. Lisääntyvä uusiutuva energia ja etenkin tuulivoima vaikuttaa sähkön hintaan, jolla on suora vaikutus konventionaalisten energiamuotojen kannattavuuteen.

Työ koostuu kvantitatiivisesta tutkimuksesta, johon sisältyy aikasarja -analyysiä ja keskiarvolaskentaa. Lisäksi vesivoimalaitosten laajennuksia ja hankintoja analysoidaan investointilaskennallisilla menetelmillä, tarkemmin nettonykyarvo ja nykyarvo -laskennan avulla. Työssä apuvälineinä on käytetty Microsoft Excel sekä Matlab -ohjelmistoja.

1.2 Terminologia

Tässä luvussa selvitetään lyhyesti työssä käytettäviä termejä.

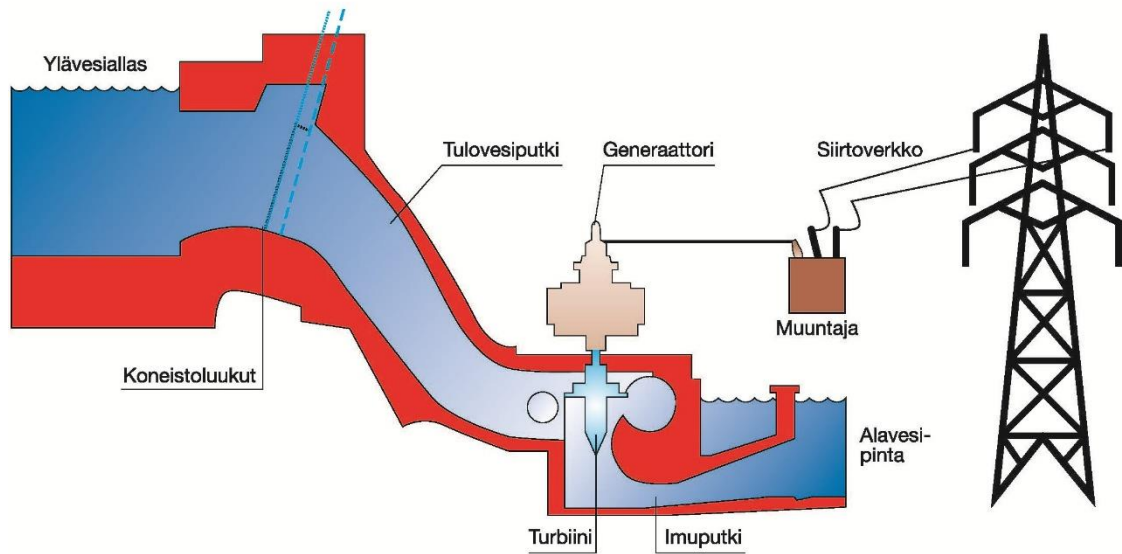
Ajolla tarkoitetaan vesivoimalan käyttöä eli ajon aikana vesivoimala on toiminnassa ja se tuottaa sähköä.

Evapotranspiraatio eli kokonaishaihdunta.

Imuputki on turbiinin alaveteen johtava putki (ks. kuva 1), jolla pienennetään veden virtausnopeuksia.[48, s. 26]

Keskivirtaamalla tarkoitetaan yleisesti tässä työssä tietyltä aikaväliltä laskettujen virtaamien keskiarvoa.

Kiinteä kustannus on kustannus, joka vaikuttaa pitkällä aikavälillä. Kiinteä kustannus on esimerkiksi rakennus.



Kuva 1. Vesivoimalaitoksen keskeisimmät osat. [95]

Lähtövirtaama ilmaisee poistuvan virtaaman suuruuden järvestä.

Läpäisykyky ilmaisee samaa asiaa kuin rakennusvirtaama. [48, s. 26]

Muuttuva kustannus on kustannus, joka realisoituu lyhyellä aikavälillä. Muuttuva kustannus on esimerkiksi materiaalihankinta.

Nettotuotto on euromääräinen tuotto, joka saadaan, kun tuotosta on vähennetty lopulliset kustannukset.

NN eli *normaalinolla* on korkeusjärjestelmä, jonka nollakohtaksi otettiin Helsingin Katajanokan laiturissa sijainneen vedenkorkeusasteikon nollakohta.

Preemio on tietty hintaero tai arvoero.[87]

Putouskorkeus on mitta, joka määritetään vesivoimalaitoksen ylä- ja alavedenpinnan korkeuden erosta. [48, s. 26]

Rakennusvirtaama on maksimi vesimäärä, mikä kulkeutuu vesivoimalaitoksen kaikkien turbiinien läpi. Rakennusvirtaamasta voidaan puhua myös yksittäisen turbiinin kohdalla.

Referenssijaksolla viitataan aikavälin 1971-2000 toteutuneisiin mittausarvoihin vedenkorkeuksista ja virtaamista eri järviltä.

Riskipreemiolla tarkoitetaan sijoitusta, jolle on tuotto-odotus ja se sisältää riskin[87].

Selittävä muuttuja, muuttuja on riippuvainen jostakin ulkoisesta tekijästä.

Sähkömotorinen voima aiheuttaa johdinsilmukkaan jännitteen ja silmukassa alkaa kulkea sähkövirta. [31, s. 5]

Tulevaisuusjaksolla viitataan aikavälin 2010-2039 ennustuksien mittausarvoihin vedenkorkeuksista ja virtaamista eri järviltä.

Tulovirta tarkoittaa tämän työn puitteissa samaa kuin kassavirta.

Tulovirtaamalla tarkoitetaan sitä vesimäärää, mikä järveen kertyy. Kertyminen tapahtuu valuma-alueilta ja sadannan mukana.

Vaihdanta tarkoittaa yleisesti taloudessa tapahtuvaa kauppaa, jossa tuotettu hyödyke ja raha vaihtavat omistajaa.

Valuma-alue on alue, josta tapahtuu valuntaa järveen tai vesistöön.

Vesistö tarkoittaa suurempaa sisävesien muodostamaa kokonaisuutta.

Vesitie kulkee vesivoimalaitoksen läpi. Vesitien läpi kulkevan veden virtaaman energia saadaan muutettua sähköenergiaksi turbiinin avulla.

Virtaamista puhuttaessa tarkoitetaan veden määrää, jota ilmaistaan tilavuusvirtana ja jonka ilmaisussa käytetään yksikköä m^3/s .

Volatiliteetti on arvopaperin tai markkinan taipumus kurssivaihteluihin.

Ylävesi on vesivoimalaitoksen (ks. kuva 1) yläpuolella oleva järvi tai allas, josta vesi johdetaan koneistoluukkujen kautta tulovesiputkeen ja sieltä turbiinille. Turbiinin läpäistyään vesi siirtyy imuputken kautta *alaveteen*. Alavesi on järvi tai se voi olla myös allas, jonka yhteydessä voi olla toinen vesivoimalaitos.

2. VIRTAAMAT POHJOIS- JA ETELÄ-SAVOSSA

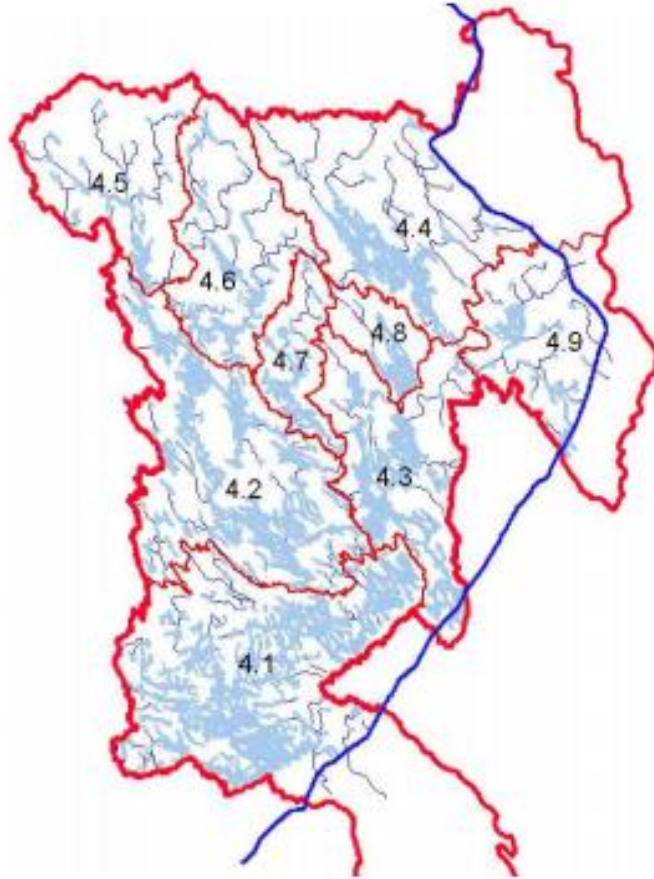
Tässä luvussa vertaillaan järvien lähtövirtaamaennusteita menneisiin lähtövirtaamiin, vesivoimalaitosten läpäisykykyjä tarkastellaan ennustevirtaamien ja menneiden virtaamien suhteen. Työssä hyödynnetään SYKE:n (Suomen ympäristökeskus) muodostamia ennusteita eri järville. Niiltä järviltä, joilta ennustetta ei ole, luodaan sellainen Savon Voiman toimesta. Luvussa määritellään työssä tarkasteltavat järvet. Referenssijakson virtaamia käsitellään luvussa 2.1. Luvussa 2.2 luodaan katsaus tutkittaviin järviin sekä perehdytään tarkemmin tutkimusaineiston saatavuuteen. Lisäksi tehdään virhearviointia luotujen ennusteiden pohjalta sekä käsitellään tulevaisuusjakson ennusteita virtaamille. Luvussa 2.4 tarkastellaan virtaamien pysyvyyttä pysyvyyskäyrien avulla. Lopuksi vertaillaan tarkemmin virtaama-arvojen muutoksia referenssijakson virtaamien ja tulevaisuusjakson virtaamien suhteen.

Pohjois- ja Etelä-Savo kuuluvat Vuoksen vesistöalueeseen. Vuoksen vesistöalue on Suomen suurin vesistö, jonka valuma-alue on 68500 km². Vuoksen vesistö kattaa suurimman osan Pohjois-Savon, Etelä-Savon, Etelä-Karjalan sekä Pohjois-Karjalan maakunnista. Vuoksen vesistön laskujoki on Vuoksi, joka lähtee Saimaasta ja laskee Laatokkaan. Vuoksen vesistö ja sen valuma-alue ovat osittain myös Venäjän puolella. Vuoksen vesistö voidaan jakaa eri osa-alueisiin, joita on yhteensä yhdeksän, jotka on esitetty kuvassa 2. [101][93]

Järvien säännöstelyllä sidotaan juoksetettavan veden määrä kalenteriin. Säännöstelyn tarkoitus on huolehtia, että vedenpinnan korkeus pysyy tiettyjen raja-arvojen sisällä. Säännöstelyjä järviä löytyy jokaiselta osa-alueelta Vuoksen vesistöstä. Haukiveden-Kallaveden -alue erottuu selvästi muista osa-alueista säännöstelyn suhteen. Kallaveden valuma-alueen vesipinta-alasta 70 prosenttia on säännösteltyä [100]. Kuva 3 esittää Vuoksen vesistöalueen merkittävimmät säännöstellyt järvet. Järvien säännöstelystä kerrotaan lisää luvun lopussa.

Koko Vuoksen vesistö on yhtenäinen kokonaisuus, joka vaikuttaa Vuoksen virtaamaan. Koska osa Vuoksesta ja Vuoksen vesistöstä ulottuu Venäjän puolelle, on Suomen ja Venäjän välillä perustettu *rajavesistösojimus*. Rajavesistösojimuksen perimmäinen tarkoitus on säännöstellä Vuoksen virtaamaa ja Saimaan vedenpinnan korkeutta niin, että mahdolliselta kuivuudelta ja tulvatilanteilta vältyttäisiin. Rajavesistösojimus astui voimaan vuonna 1965. Myöhemmin perustettiin suomalais-venäläinen rajavesistösojien käyttökomissio. Käyttökomissio hyväksytti vuonna 1989 valtiosojimuksen, jonka mukaan Suomen tasavallan hallitus sitoutuu noudattamaan *Saimaan ja Vuoksen juoksetussääntöä*. Saimaan ja Vuoksen juoksetussääntö hyväksyttiin käyttökomission toimesta kahta vuotta

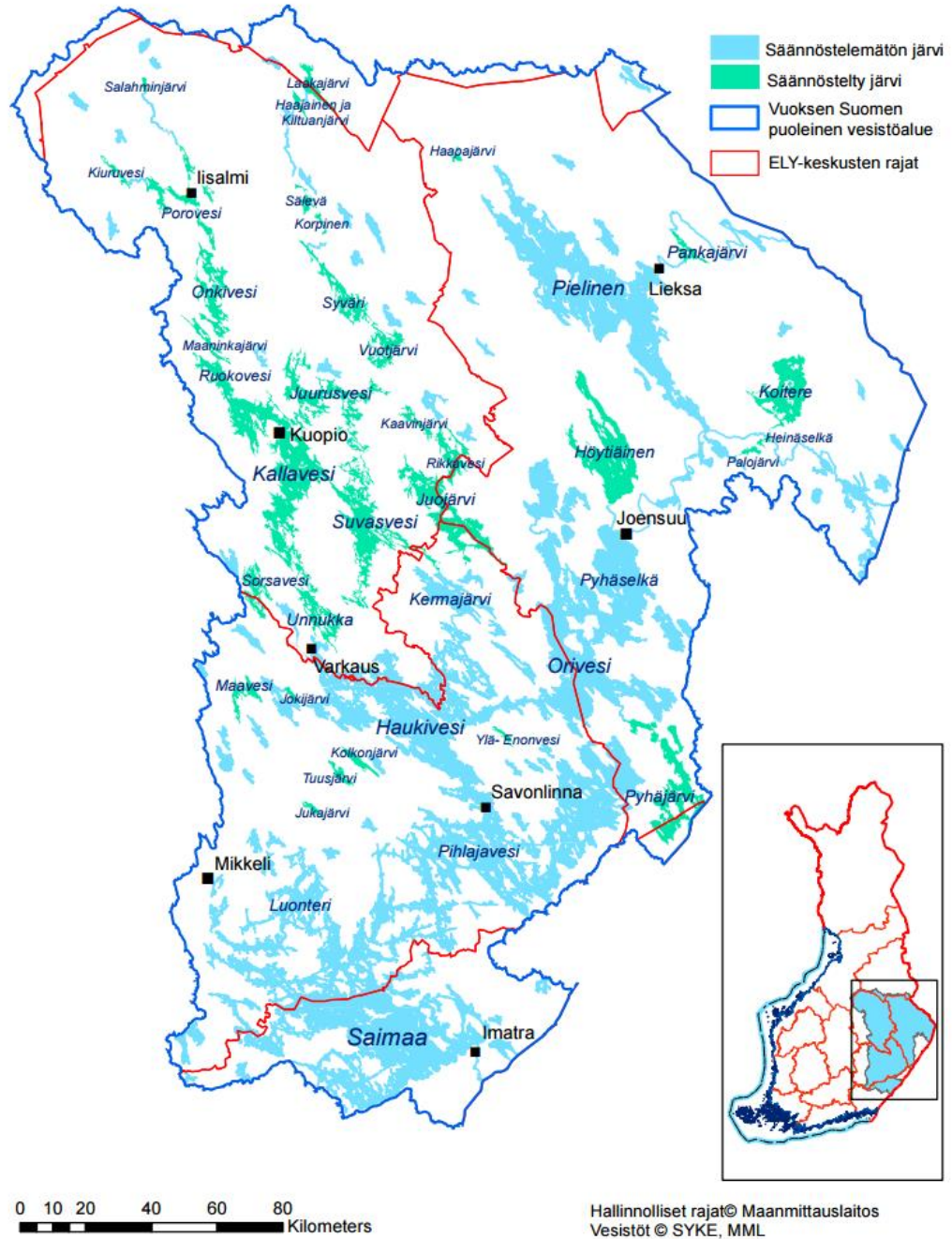
aiemmin. Juoksutussäännössä on määritelty erilliset rajavedenpinnan korkeudet Saimaalle eri kausille. Lisäksi säännössä on määritelty esimerkiksi, että Vuoksen vähittäisvirtaaman täytyy olla 300-350 m³/s, mutta enintään 800-900 m³/s. [41, s. 6-8]



Kuva 2. Vuoksen vesistö jaettuna eri osa-alueisiin. 4.1 Suur-Saimaan alue, 4.2 Haukiveden-Kallaveden alue, 4.3 Oriveden-Pyhäselän alue, 4.4 Pielisen reitin vesistöalue, 4.5 Iisalmen reitin vesistöalue, 4.6 Nilsin reitin vesistöalue, 4.7 Juojärven reitin vesistöalue, 4.8 Höytiäisen vesistöalue ja 4.9 Koitajoen vesistöalue. [98]

Vuoksen vesistössä on yhteensä 25 vesivoimalaitosta. Vesivoimalaitosten yhteisteho on noin 450 MW ja energian tuotto noin 2140 GWh/a (ks. taulukko 1).

Eri ennustemallien mukaan ilmastonmuutoksen on ennustettu aiheuttavan suuria muutoksia jokien virtausmääriin ja vesivarastoihin. Erilaisten ilmastoskenaarioiden mukaan vesimäärät saattavat kasvaa, etenkin vuodenaikaisvaihteluiden suhteellinen vaihtelevuus vesimäärissä saattaa olla hyvinkin merkittävä. SYKE on tuottanut ennusteita Pohjois-Savon ja Etelä-Savon vesistöistä nykypäivästä vuoteen 2099 asti. Tässä luvussa tarkastellaan referenssivedenkorkeuksia ja virtaamia vuodesta 1971 nykypäivään asti ja keskitytään etenkin aikajakson 2010-2039 ennusteisiin. Aikajakson 2010-2039 vedenkorkeuksia ja virtaamia verrataan Savon Voiman vesivoimalaitoksien läpäisykykyihin.



Kuva 3. Vuoksen vesistöalueen merkittävimmät säännöstellyt järvet.[32]

Ennusteet on pyritty kokoamaan kaikille mahdollisille järville, jotka ovat kytkeytyneenä Savon Voiman vesivoimalaitosten yhteyteen. Ennustevirtaamat sisältävät arvokasta tietoa tulevaisuuden tulvasuojelun varalta. Niiden avulla voidaan arvioida myös vesivoimalaitosten kapasiteettia.

Taulukko 1. Vuoksen vesistön vesivoimalaitokset. [89][88][99][65]

	Voimalaitos	Omistus	Putouskor- keus (m)	Teho (MW)	Energia (GWh/a)
1	Imatra	Fortum	25	178	1000
2	Tainionkoski	Fortum	8	62	300
3	Liuna	Savon Voima	6,5	1,2	4,6
4	Maavesi	Savon Voima	11	1,9	5,5
5	Huruskoski	Stora Enso	4,7	4,4	28
6	Ylä-Sorsa	Savon Voima	9	0,5	2,2
7	Ala-Sorsa	Savon Voima	11	0,8	3,2
8	Puhos	Pohjois-Karjalan sähkö	3,7	0,8	1,5
9	Puntarikoski	Pohjois-Karjalan sähkö	12	6	11
10	Kuurna	Kuurnan Voima	6,9	18	115
11	Kaltimo	UPM-Kymmene	10	24	155
12	Pamilo	Pamilo	50	84	256
13	Lieksankoski	Kemijoki	12	16	75
14	Pankakoski	Kemijoki	11	15	65
15	Kuokkasten- koski	Pohjois-Karjalan sähkö	10	1,8	5
16	Louhikoski	Pohjois-Karjalan sähkö	11	0,5	2,2
17	Palokki	Pohjois-Karjalan sähkö	21	7,4	30
18	Karjalankoski	Savon Voima	6,5	6	23
19	Juankoski	Savon Voima	6,5	5,5	21
20	Atro	Savon Voima	14,5	7	19,4
21	Sälevä	Savon Voima	7	3	6,5
22	Kiltua	Savon Voima	18,8	6	7,9
23	Viannankoski	Savon Voima	2,5	0,2	1,3
24	Salahmi	Savon Voima	13	0,8	3
25	Pitkäkoski	Yksityinen	7,4	0,1	0,5
yht.				451	2142

Myös energiategokkuuden näkökannalta katsottuna on ensiarvoisen tärkeää ymmärtää ilmastomuutoksen aiheuttamaa toimintaympäristön muutosta. Mitä useammalle järvelle ennuste on saatavilla, sitä paremmin tulevaisuuteen voidaan kokonaisvaltaisesti varautua.

Työn tarkasteluun otetaan Savon Voima Oyj:n omistamien vesivoimalaitosten säännöstelyjen järvien virtaamat sekä Salahminjärven ja Kiltuanjärven osalta vedenkorkeudet. Säännöstely toteutetaan patojen tai vesivoimalaitosten läpivirtaamaa säätämällä. Yksi säännöstelyn tavoitteista on vesivoiman tuotanto. Säännöstelyllä on myös paljon muita

tavoitteita, kuten esimerkiksi vesiensuojelu, uiton ja vesiliikenteen edistäminen, vedenhankinta, virkistyskäyttö, kalanviljely sekä maankuivatus. Myös tulvien ehkäisyllä on tärkeä rooli säännöstelyn tavoitteissa.

Säännöstelyyn tarvitaan aina lupa. Luvassa määritellään vedenkorkeudelle ylä- ja alarajat, rajat on yleensä määritelty myös erilaisiksi eri ajankohtina. *Säännöstelylupaa* laadittaessa otetaan huomioon yllä mainitut tavoitteet. Säännöstelylupaan liittyy paljon sidosryhmiä, joten joissakin tapauksissa säännöstelyluvan laatiminen saattaa olla pitkä ja monimutkainen prosessi. Säännöstelyluvan haltija on velvollinen noudattamaan säännöstelyluvassa mainittuja tavoitevedenpinnan korkeuksien ylä- ja alarajoja ja joissain tapauksissa myös virtaamalle asetettuja ohjeita. Esimerkiksi vesivoimalaitoksen omistajalla täytyy olla säännöstelylupa omistamansa vesivoimalaitoksen yläveteen. Näin ollen vesivoimalaitoksen omistaja toimii säännöstelyluvan haltijana ja on samalla velvollinen noudattamaan säännöstelylupaan asetettuja säännöstelyohjeita. Taulukossa 2 on Savon Voiman vesivoimalaitokset ja niiden yhteydessä toimivat säännöstelyn piiriin kuuluvat järvet. [74]

Savon Voimalla on säännöstelylupia järville myös alla olevan listauksen (taulukko 2) ulkopuolelta, tietoa näistä järvistä ja säännöstelylupamenettelyistä yleensä löytyy Roy Snellmanin työstä [62]. Tämän tutkimuksen kannalta oleelliset säännöstellyt järvet on listattu taulukkoon 2.

Taulukko 2. Vesivoimalaitokset ja niiden yhteydessä olevat säännöstellyt järvet. Vesivoimalaitosten läpäisykyvyt, tehot, energiantuotanto ja putouskorkeudet. *) Ei vuorokausisäännöstelyä. **) Ei voimalaitosta.

Säännöstelty ylävesi	Voimalaitos	Läpäisykyky (m ³ /s)	Teho (MW)	Energia (GWh/a)	Putouskorkeus (m)
Laakajärvi	Kiltua	39	6,0	7,9	18,8
Sälevä	Sälevä	50	3,0	6,5	7,0
Karsanjärvi	Atro	60	7,0	19,4	14,5
Vuotjärvi	Juankoski	100	5,5	21,0	6,5
Karjalankosken alas	Karjalankoski	100	6,0	23,0	6,5
Salahminjärvi	Salahmi	8	0,8	3,0	12,5
Onkivesi	Vianta	5	0,15	1,3	2,5
Sorsavesi	Yläsorsa	8	0,54	2,2	9,0
Välimeri	Alasorsa	8	0,75	3,2	11,0
Maavesi	Maavesi	20	1,9	5,5	11,0
*Jokijärvi	Liuna	22	1,2	4,6	6,5
Kiltuanjärvi	**Jyrkkä				

Veijalaisen tutkimuksen [90] mukaan, tulovirtaamien vuodenaikaisvaihtelujen suuruus kasvaa tulevaisuudessa. Tämä johtuu ilmastonmuutoksen aiheuttamasta vuodenaikojen pituuden ja lämpötilojen muuttumisesta. Lämpötilojen kohoaminen leudontaa talvia,

mikä voi vaikuttaa sateisiin ja lumen kertymiseen. Lämpötilan kohoaminen myös aikais-
taa kevättä, jolloin lumien sulamisvedet vapautuvat normaalia aikaisemmin. Tämä saattaa
johtaa niin sanotun kevätkuopan aikaistamiseen. Kevätkuoppa aiheutetaan vesivoimaloij-
den ajoa kasvattamalla ja näin kevättulvia saadaan ehkäistyä, kun vesivoimalaitosten al-
taiden vedenkorkeutta madalletaan kasvattamalla vesivoimalaitosten läpivirtaamaa.[40]

Kevättulvien aikaistuminen johtaa myös siihen, että kesällä vedenpinnat ovat normaalia
matalammalla, mistä voi koitua haittaa virkistyskäyttäjille. SYKE:n tuottaman tutkimuk-
sen mukaan vedenkorkeudet tulevat pysymään matalalla myös alkusyksyisin, pidempien
ja lämpimämpien kesien johdosta. Loppusyksystä ja talvisin vedenkorkeudet taas kasva-
vat, johtuen koventuvista sateista.

2.1 Referenssijakson virtaamat ja havainnot

SYKE ylläpitää ympäristö.fi -internet sivuilla ympäristötiedon hallintajärjestelmä Hert-
taa. Se on avoimen tiedon palvelu, joka sisältää julkista, kaikkien saatavilla olevaa tietoa.
Hertasta on saatavilla laajalti tietoa Suomen järvistä. Tieto voi olla esimerkiksi eri järvien
lähtövirtaamat tai vedenpinnan korkeudet, myös eri aikajaksot ovat valittavissa. Tosin
aineistoa eri järville löytyy hyvin vaihtelevasti. Saatavuuteen vaikuttaa myös se, milloin
erinäisiä mitattavaan suureeseen liittyviä arvoja on ryhdytty rekisteröimään kyseiselle jär-
velle. Tässä työssä tarkasteltaville järville (taulukko 2) löytyi tilastoituja virtaama-arvoja
Laakajärvelle, Sälevälle, Karsanjärvelle, Vuotjärvelle, Karjalankosken altaalle, Salah-
minjärvelle, Sorsavedelle, Maavedelle ja Kiltuanjärvelle.[103]

Liitteeseen A on koottu vuosikohtaiset keskiarvokuvaajat edellisessä kappaleessa maini-
tuista järvistä. Aikajakso näihin kuvaajiin on rajoitettu alkamaan vuodesta 1980, lähinnä
tiedon saatavuuden sekä kuvaajien yhtenäisyyden takia. Kaikkiin järviin ei ole saatavilla
mittausarvoja Hertta ympäristötietojärjestelmästä vuodesta 1980. Esimerkiksi Vuotjär-
velle virtaaman mittausarvoja on saatavilla vasta vuodesta 1989, vastaavasti Sorsavedelle
vuodesta 1988 sekä Kiltuanjärvelle vuodesta 1998. Liunan vesivoimalaitoksen virtaamaa
on tilastoitu vasta vuodesta 2016 lähtien, jolloin trendikäyrää ei voida muodostaa vajaasta
vesivuodesta, ja näin ollen tieto tämän työn kannalta ei ole olennaista. Aikajaksot kuvaaj-
ille on päätetty vuoteen 2016. Vaikka tietoa olisi saatavilla aina nykyhetkeen asti, on
referenssijakson tarkastelussa päädytty tarkastelemaan vain kokonaisia vuosia. Näin ollen
trendikäyrät saadaan muodostettua mahdollisimman totuudenmukaisiksi vastaamaan ko-
konaisten vesivuosien trendejä.

Tarkasteltaessa liitteen A kuvaajia, on nähtävillä, että kuvissa A.1, A.2, A.5 ja A.6 kes-
kiarvovirtaamien trendi on selvästi nouseva. Suurinta kasvua virtaamissa on ollut Sälevän
järvellä. Karsanjärvellä kuvassa A.3 trendikäyrä on lievästi laskeva ja kuvissa A.4, A.7
ja A.8 selvästi laskeva.

Liitteen A kuvaajista muodostettu trendikäyrä ei kuitenkaan anna yksiselitteistä kuvaa siitä, ovatko virtaamat pitkällä aikavälillä nousseet vai laskeneet. Trendikäyrän muodostumiseen vaikuttaa oleellisesti otoksen aikaväli. SYKE:n tuottamat ennusteet on muodostettu pidemmältä aikaväliltä. Niiden ennuste on muodostettu myös eri tavalla, käyttäen selittäviä muuttujia, kuten esimerkiksi sadantaa. Lisäksi ennusteista on laskettu kuukausittaiset keskiarvot aikaväliltä 1971-2000, kun liitteen A kuvaajiin on laskettu vuosittaiset keskiarvot. Liitteessä A esitettyjen kuvaajien trendi on tilastollinen trendi. Tästä johtuen myöhemmin luvuissa 2.3.1 ja 2.5 esitetyt SYKE:n tuottamat ennusteet saattavat antaa hyvinkin eroavan näkemyksen virtaamien kehityksestä verrattuna liitteen A trendikäyriin. Liitteen A trendikäyrät kertovat kuitenkin luotettavasti virtaamien keskimääräisen kehityksen suunnan valitulla otoaikavälillä.

2.2 Virtaamien tutkinta ja tietojen saatavuus

Taulukon 2 mukaisten järvien referenssijaksoa ja ennusteita on tutkittu sen mukaan, kuinka järvestä on ollut saatavilla mittaustilastot. SYKE:n ennustus perustuu 19 globaalien ilmastomallin keskiarvoskenaarioon. Yhteen keskiarvoskenaarioon on laskettu keskimääräiset muutokset lämpötiloissa ja sademäärissä kuukausittain. Ilmastomuutoksen aiheuttama epävarmuus on otettu huomioon laskemalla mukaan kolme ääriarvoskenaariota. Ääriarvoskenaariot ovat märkäskenaario, jossa on suuret sademäärien muutokset, lämmin skenaario, jossa on suuret lämpötilan muutokset sekä kylmä skenaario, jossa on pienet lämpötilan muutokset. Lisätietoa 19 globaalien ilmastomallin keskiarvoskenaariosta J. Jakilan raportista 119/2014 [25, s. 6,7].

SYKE:n ilmastomallien ennustukset kohdistuvat kuuteen tutkimuksen kohteena olevaan säännösteltyyn järveen. Taulukko 3 selkiyttää saatavilla olevia tilastoja ja ennusteita. Taulukossa on myös esitetty järvet, joiden osalta tiedot ovat puutteellisia sekä tarkemmin eritelty mitä tietoja puuttuu. Alla on kerrottu miksi joitain tietoja ei voida hyödyntää. Mitäustilasto -sarake perustuu referenssijakson mitattuihin arvoihin, jotka ovat tämän työn puitteissa valittu vaihtelevasti väliltä 1980-2015, mittaustilastojen saatavuuden mukaan.

Viannonkoskelle on saatavilla kattava virtaamatilasto vuodesta 1977 aina nykypäivään asti [103]. Ongelmaksi tosin muodostuu tulva-aikainen juoksutus Ahkionlahden kanavassa [53, s. 2-6]. Ahkionlahden kanava purkaa vettä Onkivedeltä, niin kuin Viannonkoskikin, mutta Ahkionlahden juoksutuksen virtaamaa ei ole tilastoitu. Ympäristötietojärjestelmä Hertasta löytyy Ahkionlahden ylä- ja alaveden vedenpinnan korkeuksien arvot, mutta ei virtaamaa. Koska Viannonkosken virtaama vaikuttaa Ahkionlahden kanavan ylävedenpinnan korkeuteen, ei tieto Ahkionlahden kanavan ylävedenpinnan korkeudesta ole hyödyllinen virtaama-arvon laskemiseksi vedenpinnan korkeuksista. Ahkionlahdenkanavan juoksutukseen vaikuttaa vielä Poroveden kevättulvan suuruus. Porovesi on yhteydessä Onkiveteen, ja Poroveden ja Onkiveden välissä sijaitsee Nerכון kanava.

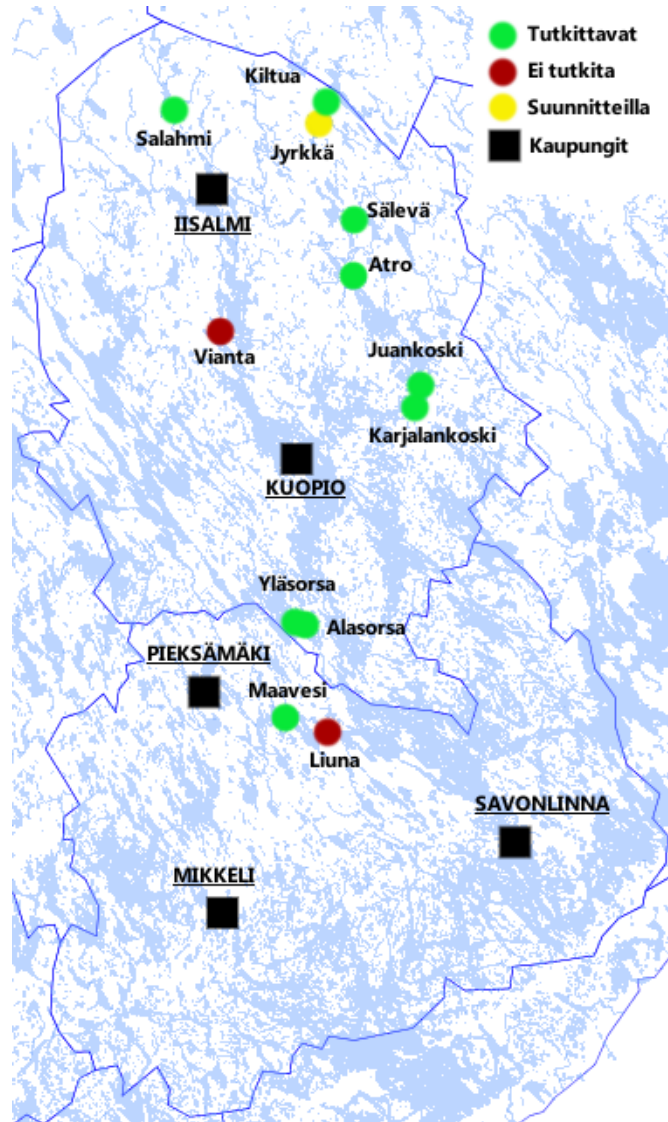
Taulukko 3. Voimalaitokset ja niiden ylävedet. Mittaustilasto -sarake ilmaisee kyseisen järven virtaama-arvotilaston saatavuutta Hertta –ympäristötietojärjestelmästä. SYKE:n tuottama ennuste tarkoittaa SYKE:n tuottamaa 19 globaalin ilmastomallin keskiarvoskenaariota, sarake siis ilmaisee mille järville ennusteet ovat olemassa. *) Ei voimalaitosta. **) Ennusteessa ei ole tarkasteltu säännöstelyä.

Voimalaitos	Ylävesi	Mittaustilasto	SYKE:n ennuste	Vuoksen vesistön osa- alue
Kiltua	Laakajärvi	x	x	Nilsin reitti
Sälevä	Sälevä	x	x	Nilsin reitti
Atro	Karsanjärvi	x	x	Nilsin reitti
Juankoski	Vuotjärvi	x	x	Nilsin reitti
Karjalankoski	Karjalankosken allas	x		Nilsin reitti
Salahmi	Salahminjärvi	x	**x	lialmen reitti
Vianta	Onkivesi			lialmen reitti
Yläsorsa	Sorsavesi	x		Hauki- ja Kallaveden alue
Alasorsa	Välimeri	x		Hauki- ja Kallaveden alue
Maavesi	Maavesi	x		Hauki- ja Kallaveden alue
Liuna	Jokijärvi			Hauki- ja Kallaveden alue
*Jyrkkä	Kiltuanjärvi	x	x	Nilsin reitti

Kun Poroveden vedenpinnan korkeus ylittää tietyn korkeuden, aloitetaan tulva-aikainen juokutus Nerkoon kanavan lisäksi myös Ahkionlahden kanavasta. Muutoin Ahkionlahden kanavaa juoksetaan, jos vedenpinnan korkeus Onkivedellä ylittää tietyn korkeuden [53].

Kokonaisuudessaan Onkiveden lähtövirtaamat joittain on siis vaikea määrittää. Viannonkosken täyttä virtaamakapasiteettia ei käytetä, minkä vuoksi tarkkaa virtaama-arvoa Viannonkosken voimalaitokselle tulva-aikoina ei heikon tiedon saatavuuden takia määritetä. Myöskin referenssikuvaajan ja siitä muodostetun trendikäyrän esittämisestä on luovuttu, sillä epä johdonmukaisen virtaamatilaston käyttäminen ennusteen luomiseen ei ole mielekäästä.

Liunankosken voimalaitoksen virtaama-arvoja on tilastoitu vasta vuoden 2016 alusta saakka. Tämä tutkimus on tehty vuoden 2016 aikana, joten vuosittaista trendikäyriä ei voida muodostaa, ja referenssijaksioon tukeutuvaa ennustetta ei voida myöskään tehdä. Tämän vuoksi Liunankosken virtaama on jätetty myös käsittelemättä tässä työssä. Kuvassa 4 on esitetty vesivoimalaitokset, joiden ylävesien lähtövirtaamia tutkitaan.



Kuva 4. Pohjois- ja Etelä-Savon maakunnat, missä sijaitsevat Savon Voiman vesivoimalaitokset. Vihreät ympyrät esittävät tässä työssä tutkittavia vesivoimalaitoksia. Punaisilla ympyröillä merkityt vesivoimalaitoksia ei tutkita. Keltainen ympyrä esittää työssä tutkittavaa Jyrkän padolle suunniteltavaa vesivoimalaitos -hanketta. Mustat neuliot esittävät kaupunkeja.

SYKE:n tuottamat ennusteet puuttuvat Onkivedeltä, Sorsavedeltä, Maavedeltä ja Jokijärveltä. Yläsorsan ja Alasorsan voimalaitosten väliselle niin kutsutulle Välimerelle ei ole tehty ennusteita. Välimerelle ei löydy myöskään vedenpinnan korkeuden ja virtaaman mittaustilastoa. Välimeri on suhteellisen pieni allas, jonka tilavuus on vain 1000 m^3 [103]. Välimeren veden ainoa poistumisreitti on Alasorsan kautta, joten virtaus voidaan olettaa samaksi kuin Yläsorsan vesivoimalaitoksen läpivirtaus.

Edelleen Karjalankosken altaalta puuttuu ennuste. Karjalankosken altaalle voidaan käyttää kuitenkin samaa virtaamaa kuin Juankosken vesivoimalaitoksen läpivirtaamalle. Tällainen oletus voidaan tehdä samasta syystä kuin Välimerellekin on tehty. Karjalankosken ja Juankosken välisten patojen alue ja Karjalankosken allas ovat pieniä, joten virtaamien

erot ovat pieniä. Näin ollen vaikutuksen merkitys lopputulokseen on vähäinen. Salahminjärvelle SYKE on tuottanut ennusteen. Ennusteessa ei ole kuitenkaan tarkasteltu säännöstelyä ollenkaan, mikä voi johtaa virtaamissa epä johdonmukaisiin tuloksiin. Järvet, joille ennusteet pitäisi muodostaa ovat Sorsavesi ja Maavesi.

2.3 Generoitavien ennusteiden luotettavuus

Kaikkiin järviin ei ole saatavilla ennusteita, joten niitä on lähdetty muodostamaan aikasarja -menetelmien avulla. Ennusteiden generointi ei kuitenkaan ole aivan yksiselitteistä. SYKE:n käyttämä hydrologinen malli sisältää muuttujia esimerkiksi aluesadannasta, evapotranspiraatiosta, lumivarastostoista, maan kosteudesta, järvihaidunnasta, pinta-, väli- ja pohjavesivarastoista, valunnoista, virtaamista ja vedenkorkeuksista [91].

Yllä luetellut ovat selittäviä muuttujia, joita SYKE käyttää ennustuksissaan. Savon Voimalla ei ole ollut mahdollista saada näitä muuttujia. Ennustuksien generoinnissa pohdittiin myös, että ne luotaisiin mukailen SYKE:n ennustuksia. Ongelmana kuitenkin on se, että SYKE:n teettämät ennusteet ovat järviltä Nilsiä reitiltä. Muodostettavat ennustukset kuuluvat taas eri vesistöosa-alueeseen, nimittäin Haukiveden ja Kallaveden osa-alueeseen. Hydrologinen malli sisältää paljon muuttujia, jotka ovat vesistö- ja järvikohtaisia. Muuttuja, joka saattaa suurestikin vaihdella, on haihdunta, koska järvisyysprosentit valuma-alueilla ovat suurempia Maavedellä ja Sorsavedellä, kuin Nilsiä reitillä.

Ennustamattomille järville pitäisi arvioida erikseen kertoimet talvi-, kevät-, kesä- ja syysvirtaamille. Näiden vuodenaikojen ajankohtien vaihtelu sekä äärivirtaamien muutokset suhteessa keskiarvovirtaamiin pitäisi ennustaa erikseen. Lisäksi pitäisi huomioida myös järvien säännöstely.

Ennustuksia ei ole kovinkaan järkevää lähteä muodostamaan SYKE:n ennustuksia mukailen, sillä tällöin siitä syntyisi hyvin epä johdonmukainen ennuste, joka sisältäisi paljon epävarmoja muuttujia. Tästä johtuen ennustetta on lähdetty muodostamaan täysin tilastotieteelliseltä pohjalta. Näin ollen ennuste ei sisällä ollenkaan aikakäsitettä, se perustuu trendiin, joka on laskettu aikaväliltä 1970-2000 ja Sorsaveden tapauksessa aikaväliltä 1988-2000. Trendin otosaikaväli vaikuttaa suuresti lopulliseen ennusteeseen. Sorsaveden tapauksessa data lyhyeltä otosaikaväliltä saattaa vääristää ennustetta. Nämä asiat on kuitenkin otettu huomioon kaikessa laajuudessaan ennustetta muodostettaessa, ja on ymmärretty se, että muodostetut ennusteet ovat vain suuntaa antavia.

Generoitavan ennusteen tuottamisessa hyödynnetään siis referenssijakson toteutuneita virtaamia. Toteutuneista virtaamista pystytään laskemaan trendi *lineaarisen regression* avulla, johon on lisätty kausivaihtelun komponentit. Regressioanalyysi on tilastotieteellinen menetelmä, jolla voidaan tutkia eri muuttujien riippuvuutta toisistaan, kun niiden riippuvuus on tilastollista [39, s. 267-270]

SYKE:n tuottamia ennusteita sekä generoituja ennusteita ei tässä työssä verrata, sillä SYKE:n virtaamaennusteissa käytetään selittäviä muuttujia, kun taas generoiduissa ennusteissa muuttujat ovat riippumattomia. Tämä johtuu siitä, että SYKE:n ilmastomalleihin perustuvat ennusteet tuottavat selittäviä muuttujia, joita käytetään tulevaisuusjakson virtaamien ennusteiden luomisessa. Ilmastomallin selittäviä muuttujia ovat esimerkiksi sadanta ja lämpötila. Generoitavat ennusteet taas tuotetaan referenssijaksosta, josta luodaan Holt-Winters -menetelmällä ennuste. Savon voiman tuottamat ennusteet ovat suoraviivaisempia ja tästä syystä ne ovat epäluotettavampia kuin SYKE:n tuottamat ennusteet.

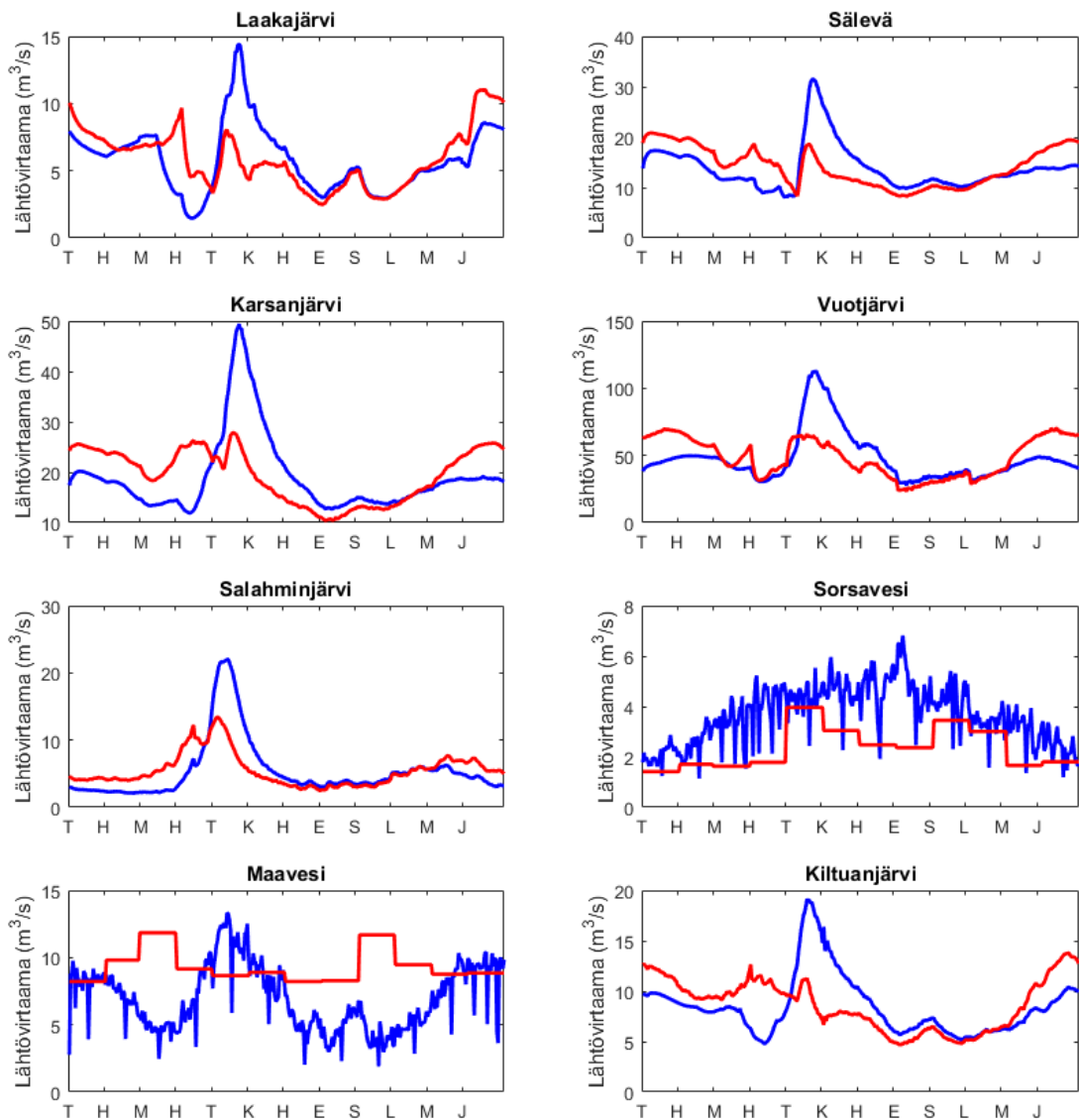
Käytettävä Holt-Winters menetelmä on kolmiparametrinen tasoitusennustemenetelmä. Se on erittäin suosittu esimerkiksi myynnin ja kausittaisluontoisten tapahtumien ennustamisessa. Kolmiparametrinen menetelmä on muunneltu yksi- ja kaksiparametrisesta menetelmästä. Yksiparametrinen menetelmä sisältää tiedon vain datan keskiarvosta, joka sisältää arvolle myös tasoitusparametrin (eng. smoothing parameter). Kaksiparametrinen menetelmä sisältää tiedon keskiarvon lisäksi tiedon myös datan trendistä, edelleen trendille on oma tasoitusparametri. Kolmiparametrinen menetelmä sisältää edellisten lisäksi kausivaihtelu -parametrin ja tälle oman tasoitusparametrin.[3] [29, s. 3-4]

Holt-Winters menetelmä voidaan jakaa kausivaihtelun mukaan additiiviseen ja kerrannaistyyppiseen luokitteluun. Tällä viitataan laskutapaan, jolla ennuste muodostetaan. Additiivisella laskutavalla kausivaihtelun komponentit summataan trendiin. Kerrannaislaskumenetelmällä kausivaihteluiden komponentit kerrotaan trendikäyrään kertoimen avulla.[29, s. 2]

Holt-Winters menetelmässä tasoituksella tarkoitetaan ikään kuin laskennan ”pehmenystä”. Tasoitusparametrit vaikuttavat erittäin paljon lopputulokseen. Tasoitusparametreja voidaan evaluoida esimerkiksi *pienimmän neliösumman menetelmällä*. [3, s. 134] Pienimmän neliösumman menetelmää käytetään esimerkiksi regressiokäyrän muodostamiseen, sillä lasketaan eri havaintopisteiden välisten virheiden neliösummia [39, s. 269-270].

2.3.1 Keskivirtaamat referenssijaksolta ja tulevaisuusjaksolta

Työssä tutkittavien järvien referenssijakson keskivirtaamat ja tulevaisuusjakson ennusteet ovat esitetty kuvassa 5. Sorsaveden ja Maaveden referenssijakson kuvaajat eroavat muista, sillä niille keskiarvot on laskettu eri tavalla. Myös niiden tulevaisuusjakson keskivirtaama -kuvaajat poikkeavat muista ennusteista. Savon Voiman tuottamissa ennusteissa on laskettu jokaiselle kuukaudelle keskiarvo, kun taas SYKE:n tuottamassa datassa ennusteet ovat päiväkohtaisia.



Kuva 5. Tutkittavien järvien keskivirtaamat esitettynä kuukausitasolla. Referenssijakson 1971-2000 keskivirtaamat merkittynä sinisellä käyrällä ja tulevaisuusjakson 2010-2039 keskivirtaamat punaisella käyrällä. Poikkeuksena Sorsavesi ja Maavesi, joiden keskivirtaamat ovat aikaväliltä 2001-2030. [25] (muokattu)

Eri järvien ennusteista nähdään, että tulevaisuusjakson virtaamat verrattuna referenssijakson virtaamiin ovat paljon maltillisempia lähes jokaisella järvellä. Nähdään, että tulevaisuusjaksolla kevättulvat ovat pienentyneet ja aikaistuneet. Lisäksi alku- ja loppupalvesta virtaamat ovat kasvaneet selvästi. Virtaamien muutoksia käsitellään vielä tarkemmin järviakohtaisesti seuraavissa aliluvuissa.

2.4 Virtaamien pysyvyys

Järvien keskivirtaamia pystytään helposti tarkastelemaan kuukausittaisten keskivirtaamien avulla. Kuukausittaiset keskiarvokuvaajat eivät välttämättä kuitenkaan anna kokonaiskuvaa siitä, mikä on virtauksen kokonaismäärä tai mikä on vallitseva virtaama keskimäärin vesivoimalaitoksen lävitse. Vesivoimalaitoksen läpi kulkevan virtaamaan kokonaismäärää voidaan tarkastella virtaaman *pysyvyyden* avulla. Virtaaman pysyvyydellä voidaan mitata eri virtaamien suuruutta ajan suhteen, eli kuinka kauan tietyn suuruinen virtaama on vallitseva tietyllä aikavälillä. Virtaamien pysyvyyksissä voidaan aikaa ilmaista prosentuaalisesti.

Virtaaman pysyvyyttä tarkastellaan seuraavan kaavan avulla:

$$P = \left(\frac{M}{n+1} \right) \cdot 100\% \quad , \quad (1)$$

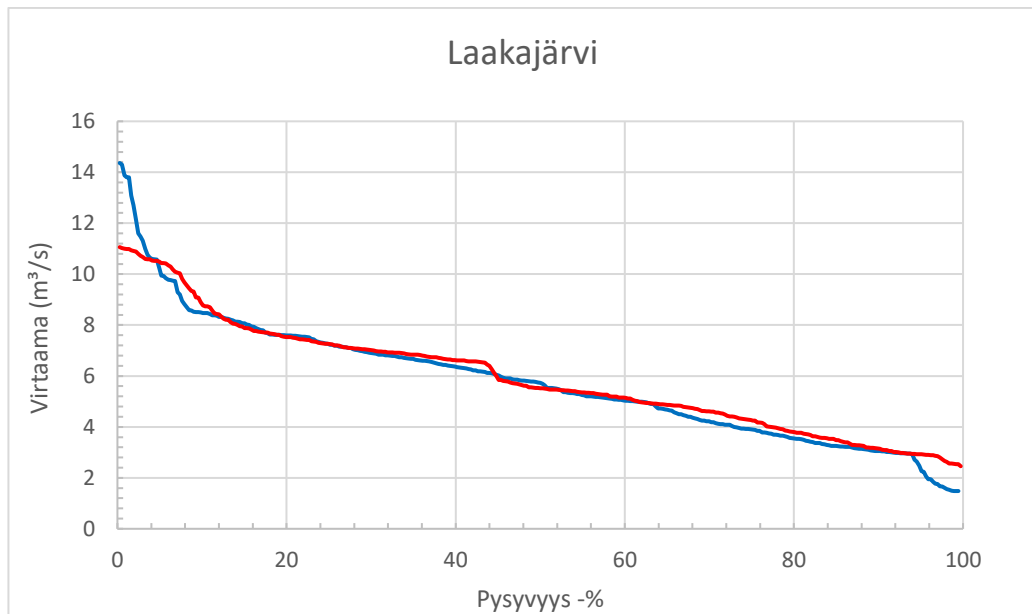
missä P on prosentuaalinen todennäköisyys tietylle virtaamalle tarkasteluhetkellä, M on tarkasteltavan virtaaman arvoaste ja n on tarkasteltujen virtaamien otanta yhteensä. Jos esimerkiksi virtaama-arvoja on rekisteröity 20 päivän ajalta ja tarkoituksena on muodostaa pysyvyysskäyrä tältä ajalta, toimitaan seuraavasti: kaikki 20 virtaama-arvoa ryhmitellään suurimmasta pienempään, jonka jälkeen ne arvotetaan arvoasteella. Arvoaste on juokseva luku, joka aloitetaan numerosta yksi, arvoaste yksi asetetaan suurimmalle virtaama-arvolle. Tämän jälkeen asetetaan arvoaste numero kaksi toiseksi suurimmalle virtaama-arvolle. Tätä jatketaan niin kauan, kunnes viimeinen virtaama-arvo on saavutettu. Esimerkiksi jos 20. eli viimeinen ja samalla pienin virtaama-arvo tässä tapauksessa on vaikka $4 \text{ m}^3/\text{s}$, niin sijoittamalla arvot $M=20$ ja $n=20$ kaavaan 1, saadaan $P \approx 95\%$. Näin ollen pysyvyys virtaamalle $4 \text{ m}^3/\text{s}$ 20 päivän otannalla olisi 95% . Jokaiselle virtaaman arvolle siis lasketaan kaavan 1 mukainen prosentuaalinen todennäköisyys P . [20]

2.4.1 Pysyvyysskäyrät toteutumavirtaamille ja ennustevirtaamille

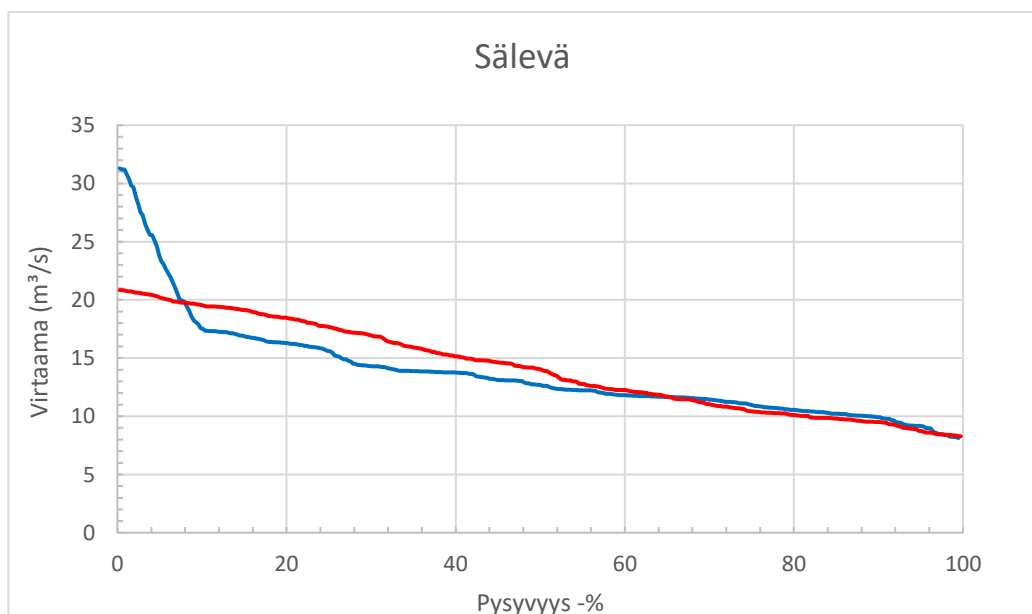
Ryhmittelemällä virtaamatilastot suuruusjärjestykseen ja arvottamalla ne edellisen luvun mukaisesti sekä sijoittamalla tarvittavat muuttujat kaavaan 1, saadaan muodostettua pysyvyysskäyrät. Pysyvyysskäyrät on muodostettu kaikille järville, joiden kohdalla on taulukossa 3 merkintä sarakkeen ”Mittaustilasto”-kohdalla. Näitä järviä ovat Laakajärvi, Sälevä, Karsanjärvi, Vuotjärvi, Karjalankosken allas, Salahminjärvi, Sorsavesi, Maavesi ja Kiltuanjärvi. Välimeren virtaama on sama kuin Yläsorsan läpivirtaama, joten sille ei pysyvyysskäyrän muodostaminen ole tarpeellista. Edelleen Karjalankosken altaan virtaaman oletetaan olevan sama kuin Juankosken läpivirtaama, näin ollen myöskään Karjalankosken altaalle ei muodosteta erikseen pysyvyysskäyrää.

Pysyvyysskäyrät on muodostettu referenssijakson (1971-2000) ja SYKE:n tulevaisuusjakson (2010-2039) keskiarvoista. Alla esitettyjen kuvien pysyvyysskäyrissä sininen kuvaaja edustaa referenssijakson (1971-2000) virtaaman keskiarvokäyrää. Punainen kuvaaja

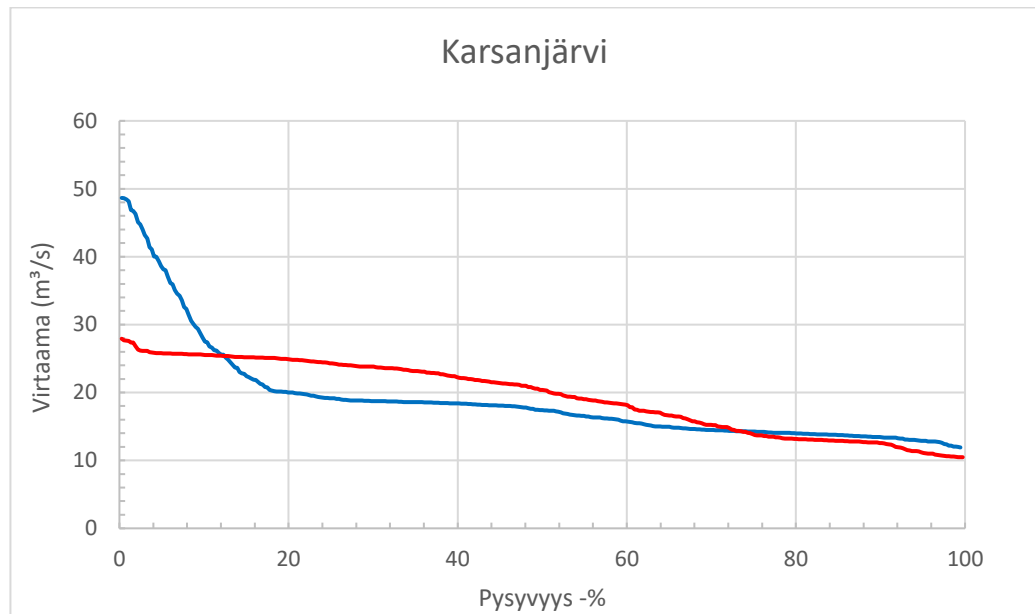
edustaa tulevaisuusjakson (2010-2039) virtaaman keskiarvokäyrää. Käyrät ovat muodostettuina suuruusjärjestykseen alkaen suurimman virtaaman arvosta päättyen pienimpään virtaaman arvoon. Pysyvyydellä pystytään todentamaan, kuinka suuren osan ajasta virtaama on vähintäänkin tietyn suuruinen. Jos halutaan tietää esimerkiksi Vuotjärven referenssijakson ja tulevaisuusjakson virtaaman eron 20 % pysyvyydellä, vertaillaan kuvasta 9 x-akselilta 20 pysyvyys -% kohdalta referenssi- ja tulevaisuusjakson pysyvyydkäyrien ja x-akselin leikkauskohtia. Leikkauskohtista nähdään vastaavat virtaama-arvot y-akselilta. Vuotjärvellä 20% pysyvyydellä referenssijakson käyrän virtaama on noin $50 \text{ m}^3/\text{s}$ ja vastaavasti tulevaisuusjakson noin $65 \text{ m}^3/\text{s}$. Näin ollen näyttäisi, että virtaamat tulevaisuusjaksolla kasvaisivat noin $15 \text{ m}^3/\text{s}$ verrattuna referenssijaksoon 20 % pysyvyydellä.



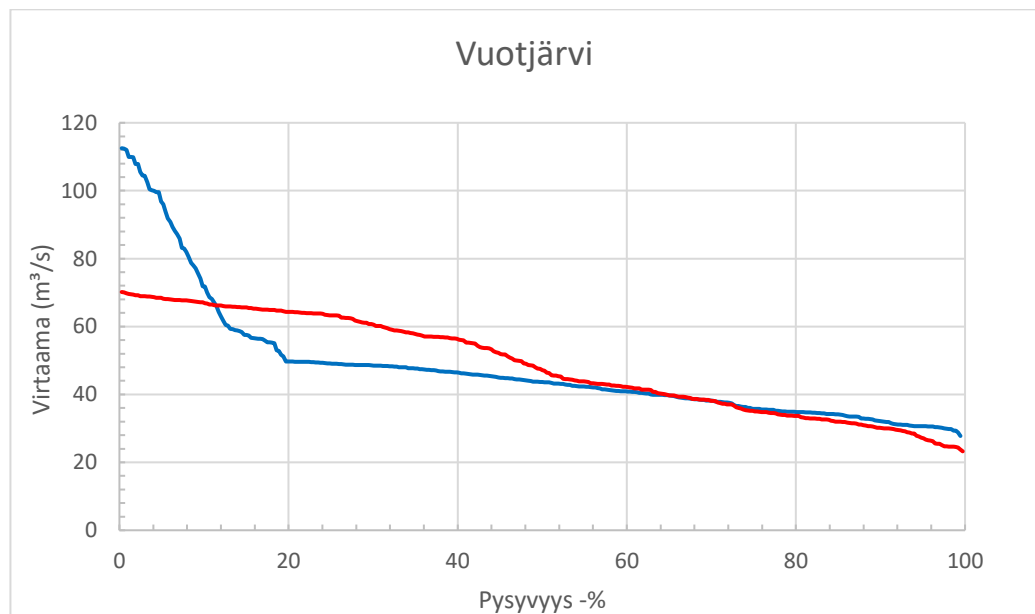
Kuva 6. Laakajärven pysyvyydkäyrä. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä) ja ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (punaisella).



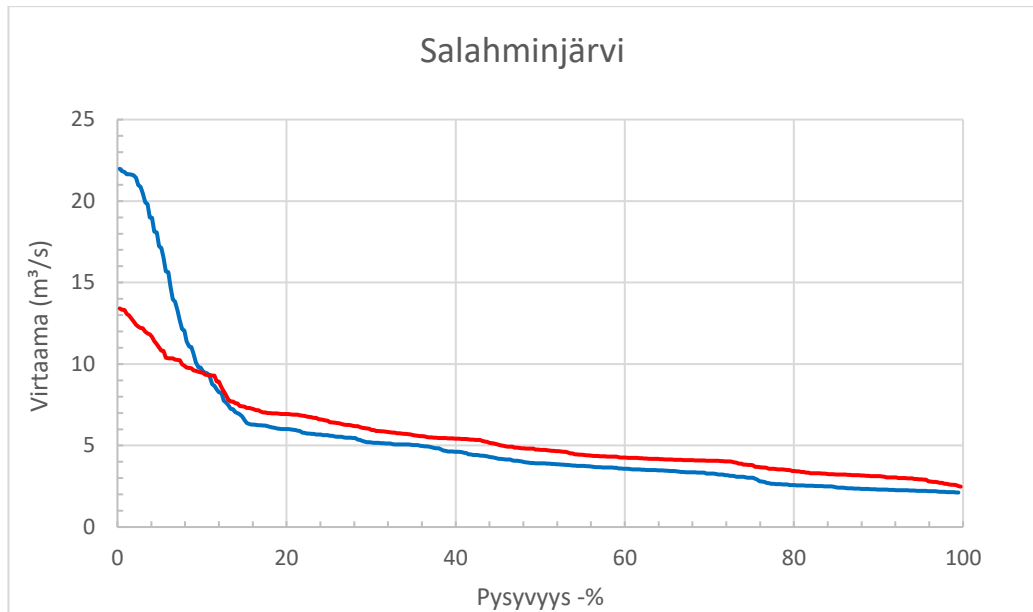
Kuva 7. Sälevän pysyvyyskäyrä. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä) ja ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (punaisella).



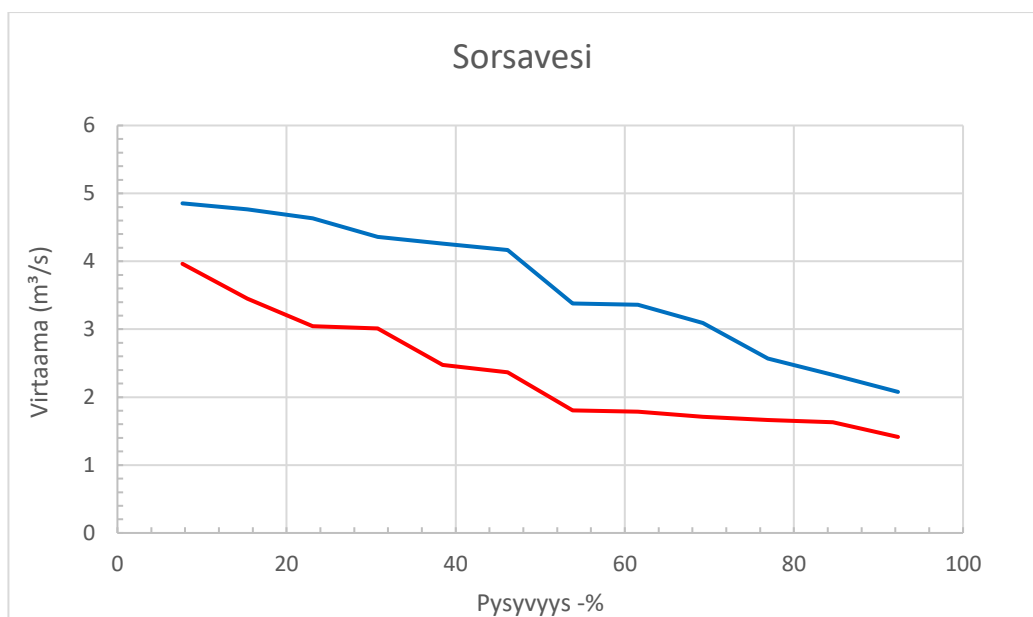
Kuva 8. Karsanjärven pysyvyyskäyrä. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä) ja ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (punaisella).



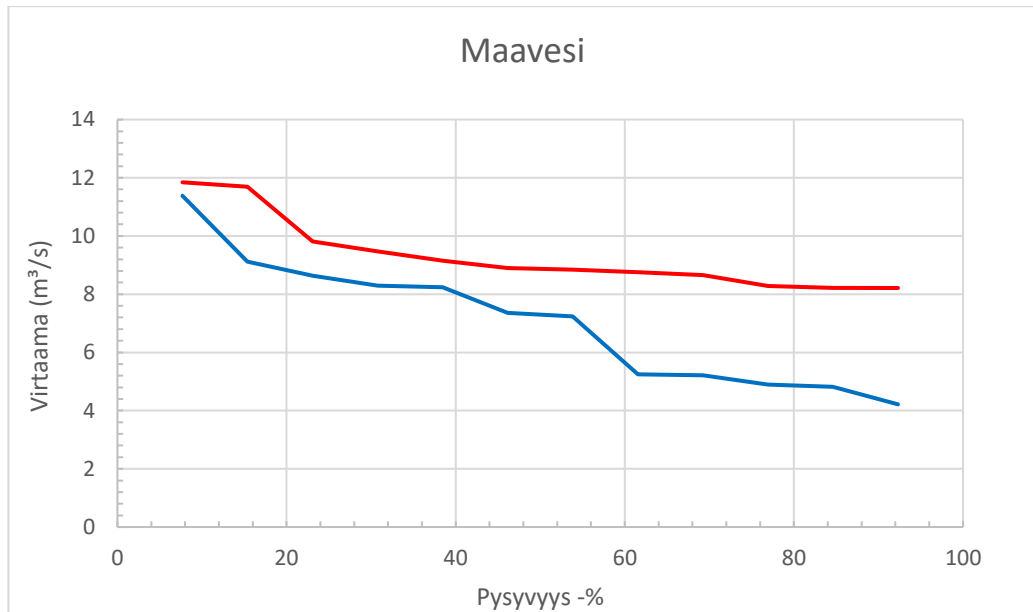
Kuva 9. Vuotjärven pysyvyyskäyrä. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä) ja ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (punaisella).



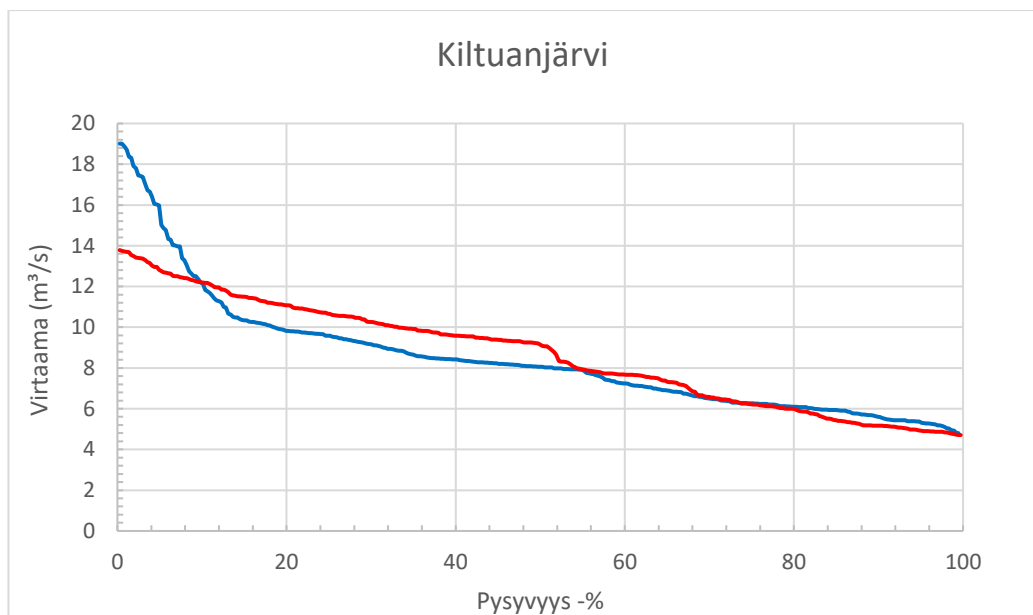
Kuva 10. Salahminjärven pysyvyyskäyrä. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä) ja ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (punaisella).



Kuva 11. Sorsaveden pysyvyyskäyrä. Referenssijakson keskiarvokäyrä (sinisellä) vuosilta 1988-2000 ja ennusteen keskiarvokäyrä (punaisella) vuosilta 2001-2031.



Kuva 12. Maaveden pysyvyyskäyrä. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä) ja ennusteen keskiarvokäyrä (punaisella) vuosilta 2001-2030.

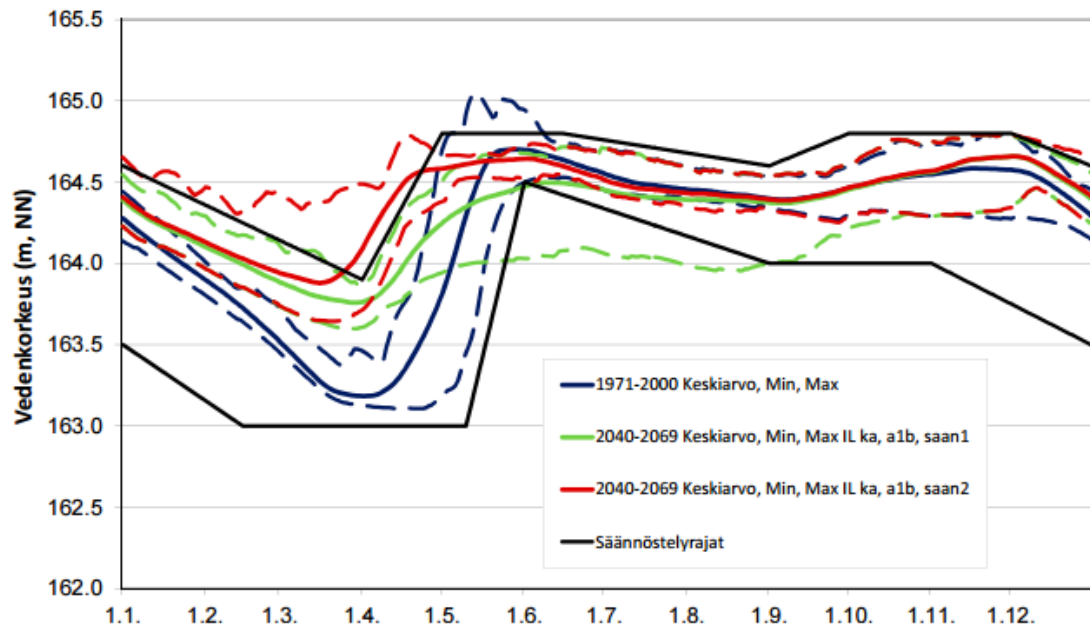


Kuva 13. Kiltuanjärven pysyvyyskäyrä. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä) ja ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (punaisella).

Huomattava ero pysyvyyskäyrissä referenssijakson ja ennusteen välillä on nähtävissä Sälevällä, Karsanjärvellä, Vuotjärvellä, Sorsavedellä, Maavedellä ja Kiltuanjärvellä (kuvat 7, 8, 9, 11, 12 ja 13). Salahminjärven ennuste on myös suurempi referenssijakson käyrään verrattuna välillä 16 – 100 % (kuva 10). Salahminjärvellä virtaamat näyttävät nousseen tasaisesti miltei koko pysyvyys -alueella, kun taas esimerkiksi Sälevälle ennustekäyrä lähtee taittumaan ennen 60 % pysyvyyttä. Karsanjärvellä pysyvyys lähtee taittumaan vasta noin 70 % kohdalla, kun taas Vuotjärvellä ja Kiltuanjärvellä pysyvyyden taittumi-

nen tapahtuu noin 50 % kohdalla. Vertailtaessa ennuste- ja referenssikäyriä voidaan havaita, että pysyvyyskäyrien leikkauspiste kohdistuu noin 10 % kohdalle usealla järvellä, ja että suurimmassa osassa järviä virtaamat ovat lähteneet kasvuun välillä 10-70 %. Tämä saattaa hyvinkin johtua ennusteskenaarioiden arvioista, joissa on arvioitu, että kausittaisvaihtelut kasvavat sekä vedenmäärien vuodenaikaisvaihtelut ovat suuria.

Useilla järvellä ennustekäyrä taas taittuu ennen 80 % pysyvyyttä jopa referenssikäyrän alle. Tämä tukisi teoriaa siitä, että kokonaissadanta ja vedenmäärä ei kokonaisuudessaan kasva kovinkaan paljon, mutta vuodenaikaisvaihtelut kasvavat. Ennustekäyrät ovat maltillisia verrattuna referenssikäyriin, joiden virtaamat saattavat olla korkealla matalilla pysyvyyksillä. Kevättulvien huippuvirtaamat pienenevät tulevaisuudessa, koska tulvat siirtyvät lähemmäksi talvijaksoa. Tämän ansiosta tulvahuiput jakautuvat pidemmällä jaksolle. Ennusteita laatiessa on myös mahdotonta arvioida satunnaisia virtaamapiikkejä, näin ollen korkeat virtaamapiikit leikkautuvat ennustekäyrästä automaattisesti pois. Ainoa poikkeus pysyvyyskäyrissä nähdään Laakajärven (kuva 6) kohdalla, jonka ennustekäyrä noudattaa kohtuullisen tarkasti referenssikäyrää. Laakajärven kohdalla ei ole suuria eroja virtaamien kasvussa. Tosin minimivirtaamat laskevat dramaattisen paljon, 97 – 100 % prosenttien pysyvyydellä. Salahminjärven ennusteen pysyvyyskäyrää tarkastellessa tulee huomata, että ennusteessa ei ole huomioitu säännöstelyä. Säännöstely huomioidaan SYKE:llä ennusteita laadittaessa. Säännöstelyä voidaan selvittää kuvan 14 avulla.



Kuva 14. Esimerkkijärvenä Laakajärven säännöstelyrajat ja sopeutuva säännöstely. Referenssijakson (1971-2000) vedenkorkeudet (sininen käyrä). Tulevaisuusjakson (2040-69) vedenkorkeudet lupaehtojen mukaisella säännöstelyllä (vihreät käyrät). Tulevaisuusjakson (2040-69) vedenkorkeudet sopeutuvalla säännöstelyllä (punaiset käyrät). Katkoviivat esittävät maksimi ja minimiarvoja. Mustat käyrät esittävät säännöstelyn ylä- ja alarajaa. [25]

Kuvassa 14 ylempi musta viiva esittää säännöstelyn ylärajaa ja alempi alarajaa. Näiden viivojen sisäpuolella vedenpinnan korkeuden tulisi pysyä, jotta noudatettaisiin säännöstelyohjetta. Säännöstelyn ylärajan minimi sijoittuu kuvassa päivämäärän 1.4 jälkeen. Tämä on niin kutsuttu kevätkuoppa. Jotta vedenpinnan korkeus ei ylitä säännöstelyn ylärajaa, kasvatetaan vesivoimalaitoksen läpivirtaamaa. Kuvassa punainen käyrä esittää sopeutuvaa säännöstelyä ennusteelle 2040-2069.

Sopeutuva säännöstely ei välttämättä noudata säännöstelyrajoja, vaan se on ehdotelma vaihtoehtoiselle säännöstelylle, joka toimii joustavammin kuin lupaehtojen mukaisesti toimivat säännöstelyrajat. SYKE huomioi nämä säännöstelyrajat ennusteita laatiessaan. Salahminjärven tapauksessa näin ei ole kuitenkaan toimittu. Säännöstelyrajat on kyllä huomioitu, mutta sellaisella mallilla, joka on vanhan juoksutusohjeen mukainen. Juoksutusohjeen käyttäytymistä ei siis ole uuden ilmastoskenaarion mukaan tarkasteltu. Näin ollen vedenkorkeudet saattavat nousta hyvinkin ylös tai laskea erittäin alas, jolloin voi tulla merkittäviä ohijuoksutuksia.

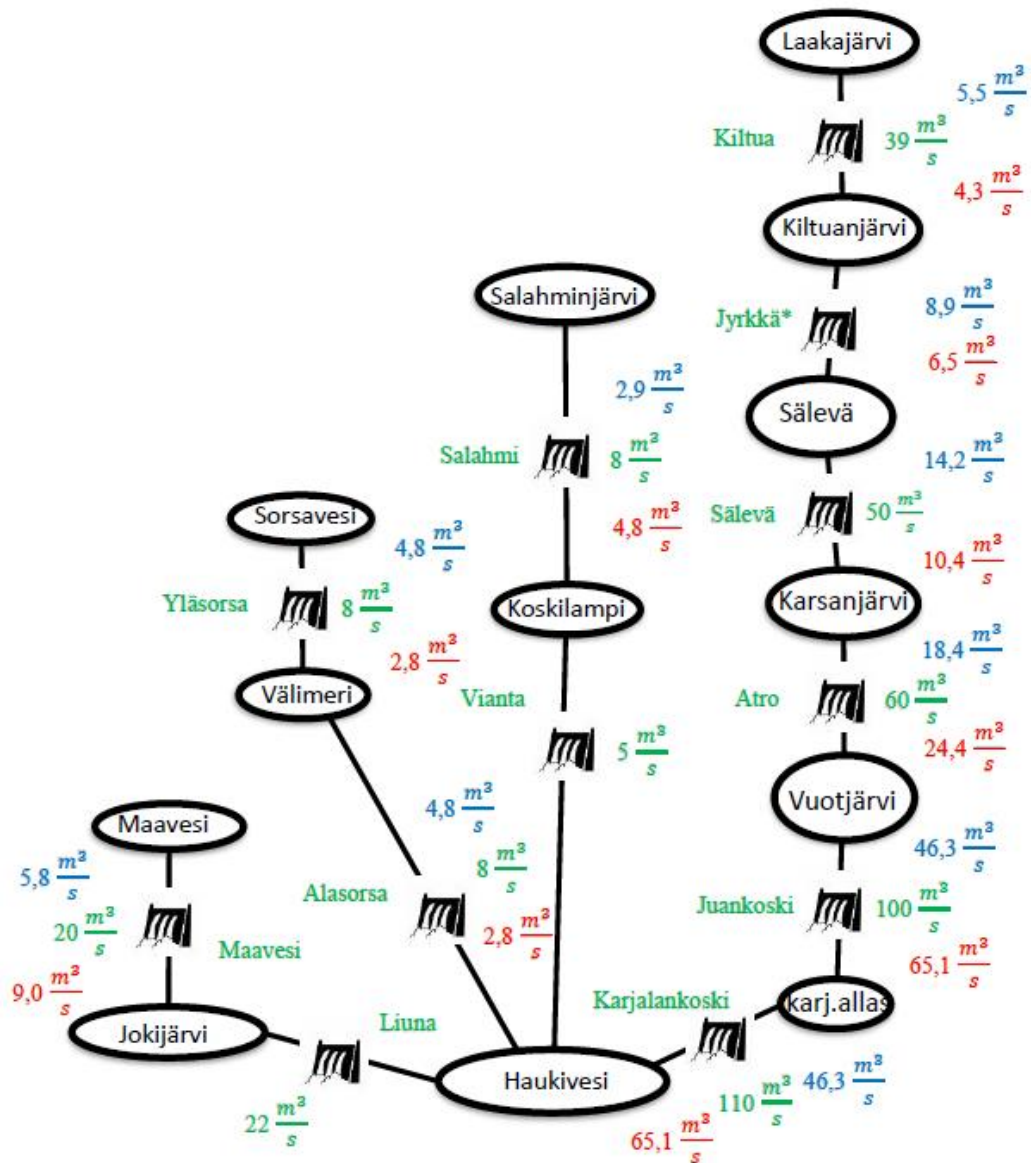
Työssä muodostettiin Sorsavedelle ja Maavedelle pysyvyyskäyrät (kuvat 11 ja 12). Ennusteita Sorsavedelle ja Maavedelle ei ole tehty SYKE:n toimesta. Ennusteet on generoitu Savon Voiman toimesta ja ennusteista on generoitu kuvien mukaiset pysyvyyskäyrät. Sorsavedelle virtaamadataa on saatavilla vuodesta 1988 lähtien. Vastaavasti Savon Voiman toimittamat ennusteet Sorsavedelle ja Maavedelle on tehty vuosille 2001-2030. Sorsavedellä virtaamat näyttäisivät pienentyvän koko pysyvyysalueella, kun taas Maavedellä virtaamat osoittaisivat kasvavan koko pysyvyysalueella. Pysyvyysalueella 54-92 % virtaamat näyttäisivät kasvavan erityisen rajusti. Pysyvyyskäyrien data on muodostettu kuu-kausittaisista keskiarvoista pääosin vuosilta 2001-2030 Sorsaveden ja Maaveden osalta, kun taas muissa pysyvyyskäyrissä käytetty data on muodostettu vuoden jokaiselle päivälle, laskien keskiarvo jokaiselle vuoden päivälle tietyltä aikaväliltä. Tästä johtuen pysyvyyskäyrät ovat erinäköisiä muihin pysyvyyskäyriin verrattuna. [25]

Pysyvyyskäyrät ilmoittavat vain karkeasti virtaaman suuruudet eri pysyvyysprosentteilla. Ne eivät ota esimerkiksi huomioon suuria kevättulvia, jolloin merkittäväksi tekijäksi vesivoiman tuotannossa nousee vesivoimalaitoksen läpäisykyky. Vuodessa voi olla ajanjaksoja jolloin voimalaitosta ajetaan esimerkiksi 20 päivää kerralla täydellä teholla. Muuten laitosta saatetaan ajaa esimerkiksi vain puolella teholla. Avaintekijänä optimaalisen pysyvyyden tarkastelussa on vesimassat, eli millä virtaamalla saadaan eniten energiaa. Vesivoimalaitosten ajoa ja optimaalisen pysyvyyden tarkastelua käsitellään myöhemmin alkaen luvusta 5.4.

2.5 Tarkempaa tarkastelua vaativat vesivoimalaitokset

Kuvan 15 kaaviossa esitetyt virtaama-arvot (sinisellä ja punaisella merkityt arvot) ovat eri vuodenaikojen keskivirtaamia. Referenssijakson ja tulevaisuusjakson vuodenaikais-

keskiarvojen joukosta on valittu sellaiset vertailtavat virtaama-arvot, joiden erot ovat prosentuaalisesti suurimmat. Nämä virtaamat kyseiseltä vuodenajalta ovat esitettynä kaaviossa. Kuvan 15 avuksi taulukossa 4 on esitetty prosentuaalisesti kaikkien vuodenaikojen muutokset keskivirtaamissa. Liunan ja Viannan ylävesille tarkastelu on jätetty tekemättä, eikä virtaama-arvoja näin ollen ole esitetty. Taulukossa ei ilmoiteta Alasorsan keskivirtaamien muutoksia, sillä kuten aikaisemmin todettiin, Ylä- ja Alasorsan virtaamat voidaan hyvin perusteella olettaa yhtä suuriksi. Samalla tavalla on menetelty myös Karjalankosken ja Juankosken voimalaitosten kanssa.



Kuva 15. Savon voiman voimalaitokset ja voimalaitosten kannalta oleelliset altaat. Vihreällä värillä on esitetty voimalaitoksen läpäisykyky virtaaman arvona. Sininen väri esittää referenssijakson keskivirtaamia vuosilta 1971-2000. Punainen väri esittää SYKE:n ilmastoennusteskenaarion keskiarvoskenaariosta muodostettuja keskivirtaamia tulevaisuusjakson vuosilta 2010-2039. Poikkeuksena Maaveden ja Yläsorsan virtaamat, joille tulevaisuusjakson keskivirtaamat on ennustettu Savon Voiman toimesta vuosille 2001-2030. *) Ei voimalaitosta.

Suurimmat erot keskivirtaamissa koetaan eri järvillä talvijaksolla (2.12-28.2) ja kesäjaksoilla (31.5-30.8). Erityisen merkille pantavaa on keskivirtaamien korkea kasvu talvijaksolla melkein jokaisella järvellä. Muutoksista poikkeavat selvästi Sorsavesi ja Maavesi, joiden ennusteet on teetetty Savon Voiman toimesta. Sorsavedellä keskivirtaamat näyttäisivät laskevan jyrkästi jokaisena vuodenaikana. Maavedellä suurin muutos nähtäisiin muista muutoksista poiketen syysjaksolla (31.8-1.12). Lähes jokaisella tutkittavalla järvellä suurin negatiivinen muutos nähdään kesäjaksoilla, paitsi Maavedellä, jossa pienin muutos on kevätjaksolla (1.3-30.5). SYKE:n tuottamien ennusteiden mukaan [90] kevät aikaistuu tulevaisuudessa. Ennusteet näyttäisivät samansuuntaisilta myös taulukon 4 kanssa, sillä taulukon mukaan virtaamat kasvavat talvijaksolla. Tämä kertoisi myös siitä, että lumien sulamisvedet vapautuisivat aikaisemmin, siten kevättulvat tapahtuisivat aikaisemmin.

Taulukko 4. Vesivoimalaitosten ylävesien prosentuaaliset muutokset lähtövirtaamissa. Vertailukohteena referenssijakson virtaamat (1971-2000) suhteessa tulevaisuusjakson (2010-2039) virtaamiin. Tulevaisuusjakson ennusteet on muodostettu SYKE:n ilmastoennusteskenaarion keskiarvoskenaariosta. *) Ei voimalaitosta. **) Tulevaisuusjakson ennusteet on muodostettu Savon Voiman toimesta. Ennusteaikaväli Sorsavedelle ja Maavedelle 2001-2030.

Vuodenaikojen ja vuotuinen prosentuaalinen muutos virtaamissa ajanjaksolle 2010-2039						
Vesivoimalaitos	Ylävesi	Talvi	Kevät	Kesä	Syksy	Vuotuinen
Kiltua	Laakajärvi	18 %	-0,3 %	-22,8 %	8,4 %	1,5 %
Sälevä	Sälevä	25,7 %	6,7 %	-27,1 %	2,4 %	2,2 %
Atro	Karsanjärvi	32,7 %	4,5 %	-30,2 %	3,4 %	1,9 %
Juankoski	Vuotjärvi	40,7 %	-7,9 %	-27,2 %	7,1 %	1,3 %
Salahmi	Salahminjärvi	65,1 %	-8,2 %	-23,3 %	6 %	1,7 %
Yläsorsa	**Sorsavesi	-31,9 %	-26,2 %	-41,8 %	-39,6 %	-36,0 %
Maavesi	**Maavesi	23,0 %	15,5 %	53,2 %	55,4 %	32,2 %
*Jyrkkä	Kiltuanjärvi	26,1 %	3,9 %	-27,2 %	5 %	1,8 %

Edelleen SYKE:n ennusteiden mukaan kesällä koettaisiin enemmän kuivuutta, mitä myös taulukko 4 havainnollistaa. Kiinnostava havainto tehdään keskivirtaamien muutoksessa Salahmin kohdalla. Virtaamat näyttäisivät kasvavan yli 65 % talvijaksolla. Tosin SYKE:n teettämässä ennustuksissa Salahmin tapauksessa ei ole huomioitu säännöstelyä. Tämän takia vuodenaikaisiin muutoksiin Salahmin havainnoissa täytyy suhtautua varauksellisesti. Salahmin vesivoimalaitos otetaan lähempään tarkasteluun luvussa 5.

Lähtövirtaamien hyödyntämistä tarkastellaan tarkemmin myös Jyrkän padon osalta, mahdollista vesivoimalaitosinvestointia silmällä pitäen, luvussa 6. Merkille pantava virtaamien kasvu on myös Vuotjärvellä, jossa talven virtaamat kasvavat peräti 40,7 prosenttia. Keskivirtaamalla ilmaistuna tämä tarkoittaisi noin 18,8 m³/s kasvua virtaamassa. Näin ollen lähtövirtaaman kasvu Juankosken ylävedellä Vuotjärvellä tarkoittaisi lähes yhtä

suurta lähtövirtaamien kasvua myös Karjalankosken ylävedellä Karjalankosken altaalla. Koska Karjalankosken läpi on lähes sama virtaama kuin Juankosken.

3. SÄHKÖMARKKINAT

Tässä luvussa esitetään sähkömarkkinoita ja selvitetään, mitkä tekijät sähkön hinnan muodostumiseen vaikuttavat. Tarkasteluun on otettu oleellisesti vesivoimaan suoraan ja epäsuorasti vaikuttavat tekijät. Sähkömarkkinat on markkinapaikka, joka määräytyy monisyisten syy ja seuraussuhteiden kautta markkinaympäristöksi, johon vaikuttavat erinäiset sidosryhmät, muut markkinapaikat ja viimeisimpänä luonnonolot. Sähkömarkkinat poikkeaa muista markkinapaikoista siinä toimitettavan hyödykkeen luonteen johdosta, sillä sähkön varastoitavuus omassa olomuodossaan nykyteknologian avulla ei ole mahdollista. Näin ollen reagoinnin sähkömarkkinoilla täytyy olla nopeaa, koska valtakunnallisen sähköverkon täytyy olla jatkuvassa tehotasapainossa. Muutokset sähkön kysynnässä saattavat tapahtua nopeasti ja kysyntään tulee vastata tarjonnalla joka hetki.

Sähkökauppa mullistui suomalaisten sähkön tuottajien ja sähkön ostajien osalta vuonna 1995. Tällöin Suomi liittyi osaksi Pohjoismaiden ja Baltian maiden muodostamaa Nord Pool Spot -sähköpörssiä. Vuonna 1995 astui voimaan myös uusi sähkömarkkinalaki, jonka seitsemännessä luvussa on säädetty toimintojen eriyttäminen. Toimintojen eriyttämisen johdosta sähköverkon haltijan ja sähkön myyjän tulee eriyttää sähkön tuotanto, sen myynti ja verkkoliiketoiminta toisistaan[71]. Ennen muutosta 1995 sähköntuottajat toimittivat sähköä toimimallaan alueella, joihin ostajat olivat sidottuja ja sähköntuottajat olivat näin ollen automaattisesti monopoliasemassa. Sähkökaupan vapauduttua sähköä on pystynyt ostamaan sähköpörssistä, eikä myyjät ja ostajat ole olleet sidottuja enää pelkästään niin sanottuun bilateraaliseen kauppaan.

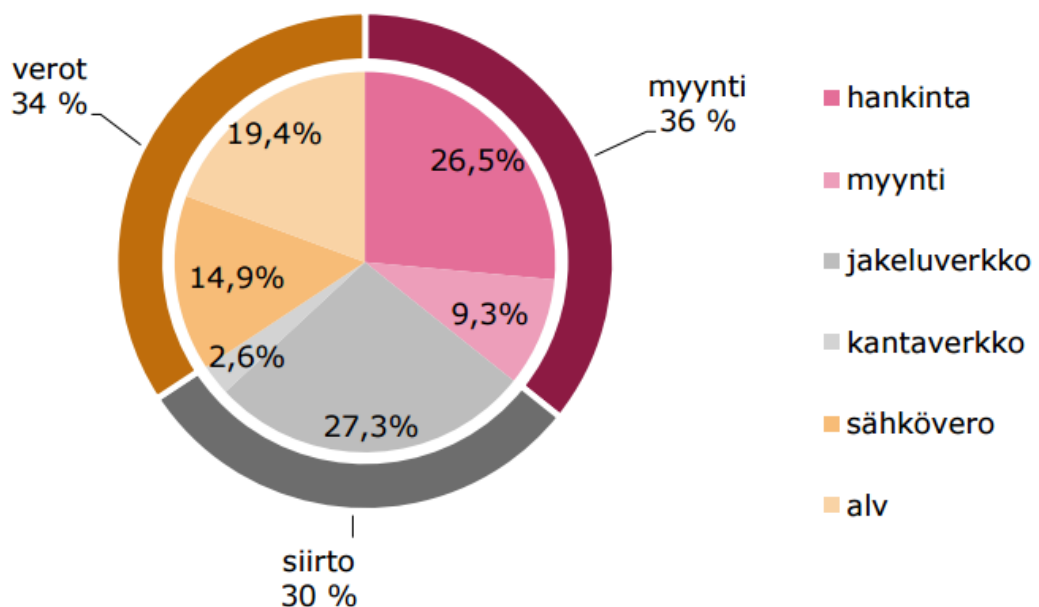
Kuluttajille markkinat avautuivat hiukan myöhemmin, vuodesta 1998 lähtien kuluttajat ovat voineet kilpailuttaa sähkön myyjän[43, s.2]. Sähkön hinta kuluttajalle muodostuu sähkön myynnistä, siirtomaksuista ja veroista. Kokonaisuudessaan sähkön hintaan vaikuttaa myös muita kustannuksia, kuten esimerkiksi markkinointi sekä muut välilliset kustannukset[73, s.21] [43, s.3]. Toisin kuin sähkön myyjän, ei sähkön siirtoverkon haltijaa voi kilpailuttaa. Siirtoverkko on sidottu maantieteelliseen sijaintiinsa, siitä muodostuu näin ollen paikallisen jakeluverkon haltijalle luonnollinen alueellinen monopoliasema ja siten kilpailuttaminen sähkön siirtoverkkoyhtiöiden välillä ei ole kustannustehokasta[43, s. 50].

Suomi on osana Pohjoismaiden ja Baltian maiden muodostamaa Nord Pool Spot -sähköpörssiä, johon kokonaisuudessaan kuuluu Suomen lisäksi Tanska, Norja, Ruotsi, Viro, Latvia ja Liettua. Siirtoyhteyksiä Nord Poolin alueelta on myös Venäjälle, Valko-Venäjälle, Puolaan, Saksaan ja Hollantiin [68]. Nord Pool Spot -sähköpörssi käsittää sähkön fyysisen toimituksen. Nord Pool Spot kokonaisuudessaan koostuu Spot- ja Elbas-markkinoista. Elbas-markkina on Spot-markkinoiden jälkimarkkinapaikka. Kaikkea sähkö-

kauppaa Pohjois- ja Baltian maissa ei käydä pelkästään Spot-markkinoilla. Fyysistä sähkökauppaa käydään myös OTC-markkinoilla, joka on kahdenkeskistä kauppaa. Sähköpörssin ulkopuolista kauppaa käydään myös NASDAQ OMX Commoditiesin johdannaismarkkinoilla. Tässä kappaleessa käytyjä käsitteitä avataan vielä tarkemmin seuraavissa luvuissa.[72]

3.1 Sähkön hinnan muodostuminen

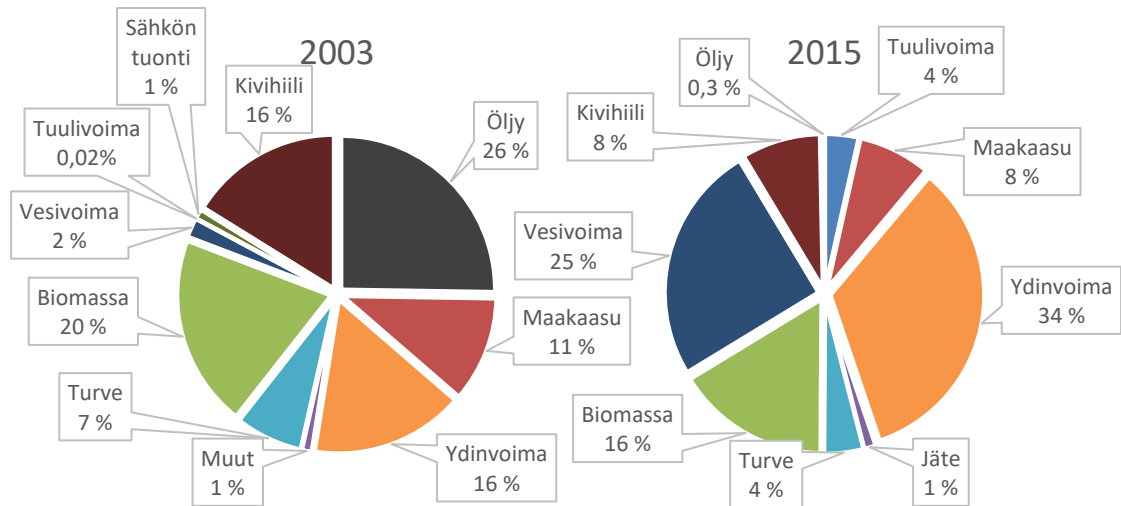
Sähkön hinta koostuu kokonaisuudessaan sähköenergian hankinnasta ja myynnistä. Siirto- ja jakelukulut sisältävät jakeluverkon ja kantaverkon ylläpidosta aiheutuneet kustannukset. Verot koostuvat sähköverosta ja arvonlisäverosta. Kuva 16 esittää tarkemmin sähkön hinnan prosentuaalisen jakautumisen.



Kuva 16. Kotitalouskuluttajan sähkön hinta 1.1.2016, kulutus 5000 kWh/vuosi, 15,08 snt/kWh [68]

Sähkölämmittäjillä ja teollisuusasiakkailla kaavio on muilta osin samanlainen, mutta sähkön hankinnan prosentuaalinen osuus on suurempi ja siirron osuus pienempi kuin kotitalouskuluttajilla [43, s. 3].

Nord poolin sähkön tuottajiin kuuluu yli 370 yhtiötä. Keskimääräinen sähkön tuotanto Pohjoismaissa ja Baltian maissa vuosittain on noin 420 TWh[50]. Suomessa sähköenergiaa tuotettiin vuonna 2015 noin 66 TWh.

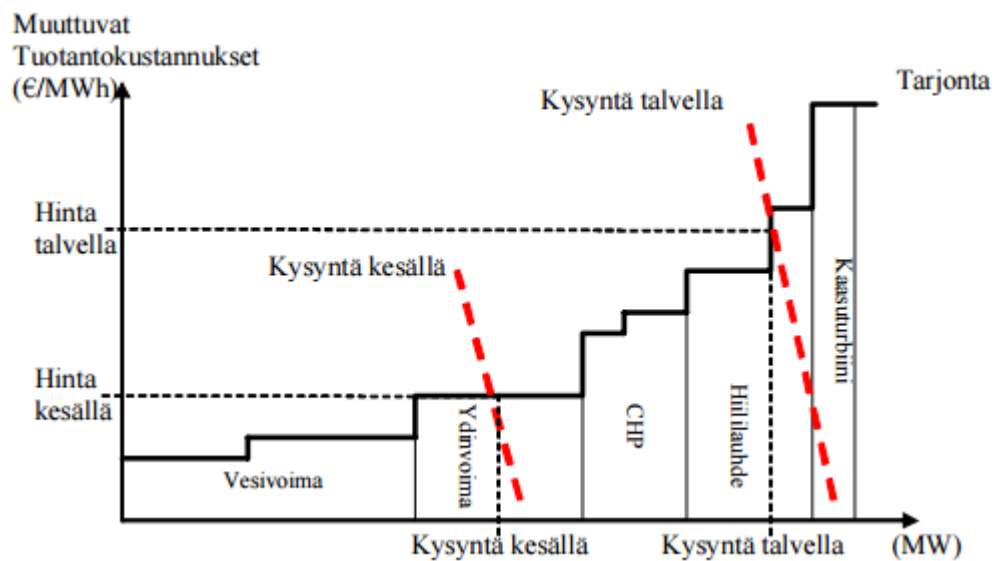


Kuva 17. Suomen sähköntuotanto energialähteittäin vuonna 2003 ja 2015 (66,2 TWh) [69, s. 12] [18, s. 14].

Yllä olevasta kuvasta nähdään, että Suomen sähköntuotannon rakenne on muuttunut 12 vuodessa paljon. Öljyn lisäksi erityisesti on vähentynyt kivihiilen käyttö. Tämä johtuu osittain päästökaupan vaikutuksista. Nykypäivänä kivihiiltä kulutetaan 32 prosenttia vähemmän 2000-luvun keskiarvosta[66]. Kivihiiltä saatetaan satunnaisesti kuluttaa suurikin määriä, mutta pääsääntöisesti sen kulutus on laskenut[58]. Vesivoiman ja tuulivoiman osuudet ovat kasvaneet samalla kun öljyn osuus on pienentynyt energiantuotannossa dramaattisesti. Lisäksi ydinvoiman osuus on kasvanut viime vuosina. Sähkön tuonti vuonna 2015 oli noin 22 TWh [69, s. 21]. Fossiilisten polttoaineiden, kuten öljyn ja kivihiilen, vähentyminen energiantuotannon rakenteessa on lisännyt uusiutuvien energiantuotantomuotojen osuutta sähkömarkkinoilla. Vuonna 2003 uusiutuvien energiamuotojen osuus kokonaisenergiantuotannosta oli noin 22 %. Vuonna 2015 uusiutuvien osuus taas oli noin 45 %. Toisaalta fossiilisten tuotantomuotojen poistuminen sähkömarkkinoilta saattaa laskea sähkön hintaa, joka taas saattaa vähentää esimerkiksi vesivoiman kannattavuutta. [69] [18]

Sähkön hintaan vaikuttaa koko Nord Poolin alueen tuotanto. Eri tuotantomuotojen kustannukset ovat hyvin tärkeässä asemassa sähkön hinnan muodostumisessa. Tuotantomuotojen kustannukset vaihtelevat lähinnä erilaisten voimalaitosten kustannusrakenteen takia. Tuulivoimalla, vesivoimalla ja ydinvoimalla on vaadittaviin pääomainvestointeihin nähden hyvinkin matalat muuttuvat kustannukset. Ydinvoimalaitoksessa suurin muuttuva kustannus aiheutuu lähinnä uraanin hankinnasta. Voimalaitoksia, joilla muuttuvat kustannukset ovat pieniä, kannattaa pitää tuottavana koko ajan. Suuria muuttuvia kustannuksia omaavia tuotantomuotoja ovat lauhdevoimalaitokset, joiden polttoaineena toimii öljy, kaasu ja kivihiili[97]. Näissä voimalaitoksissa suuret muuttuvat kustannukset aiheuttavat niissä käytettävä polttoaine. Voidaan sanoa, että kalleimmilla tuotantomuodoilla on kalleimmat muuttuvat kustannukset.

Sähkön markkinahinta sähköpörssissä muodostuu siten, että se vastaa kaikkein kalleimpien muuttuvien kustannusten omaavien tuotantomuotojen aiheuttamaa kustannusta, joka vaaditaan sähkön kysynnän kattamiseksi sillä hetkellä. Jotta kuluttajalle päätyvä lopullinen lasku ei olisi niin kallis, pyritään kustannuksiltaan kalleimman tuotantomuodon ajamista välttämään. Tämän takia sähköntuottajia velvoittaa sähkömarkkinoiden määräämä ajojärjestys, jonka mukaan sähköenergiantuotanto järjestetään alkamaan alhaisimman marginaalikustannuksen omaavasta tuotantomuodosta. Sähkön hinta enimmäkseen siis aiheutuu sen hetkisen tuotantotavan muuttuvista kustannuksista. Seuraava kuva selittää tilannetta. [56][43, s. 7]



Kuva 18. Sähkön markkinahinnan muodostuminen ja ajojärjestys. [43, s. 7]

Sähkön kysyntä on kesällä paljon pienempi kuin talvella. Tästä johtuen kysyntää vastaava teho saavutetaan jo alhaisimpien marginaalikustannusten omaavilla tuotantomuodoilla. Tämä kohta saavutetaan pisteessä, jossa ”Kysyntä kesällä” ja ”Hinta kesällä” risteävät. Rajakustannusta tuotannolle ilmaistaan pystyakselilla ”Muuttuvat Tuotantokustannukset”. Tilanne kuitenkin muuttuu talvella ja rajakustannus kasvaa huomattavan paljon suuremmaksi, jolloin joudutaan ajamaan kalleimpien muuttuvien tuotantokustannusten omaavia tuotantomuotoja. Pahin tilanne on kulutushuippujen aikaan, jolloin joudutaan käyttämään esimerkiksi lauhdevoimaa, jonka muuttuvat kustannukset ovat suuria riippuen käytettävästä polttoaineesta. Vuoden 2016 tammikuussa saavutettiin Suomessa kaikkien aikojen kulutushuippu. Taulukossa 5 on tarkemmin esitetty sähkön tuotanto tuotantotyypeittäin kulutushuippuajana.

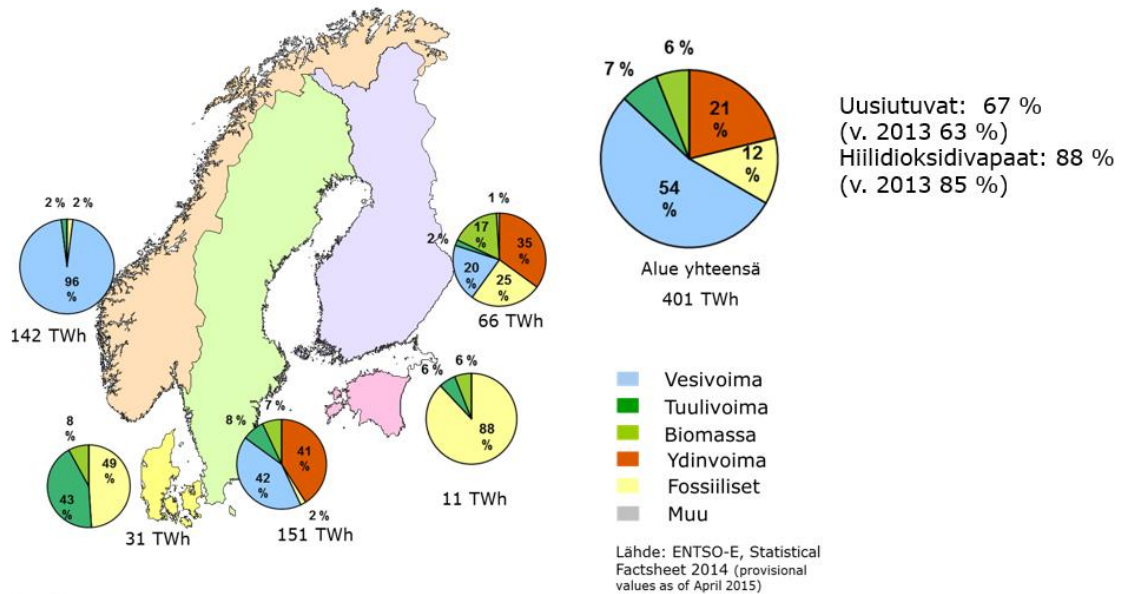
Taulukko 5. Sähkön tuotanto tuotantotyypeittäin tuotanto- ja kulutushuippuna 2016 tammikuussa. *) Tehoreservoimallaitoksia ei aktivoitu talvella, vaan energiaa tuotettiin talvikauden koekäytöissä. **) Laskennallinen arvo. [70, s. 6]

Tuotanto (MWh/h)	Kulutushuippu- tunnilla 7.1.2016 klo 17 - 18	Tuotantohuippu- tunnilla 13.1.2016 klo 17 - 18	Talven korkein
Vesivoima	2 236	2 323	2 469
Ydinvoima	2 776	2 777	2 780
Lauhdevoima	638	635	669
CHP, kaukolämpö	3 134	3 044	3 225
CHP, teollisuus	1 653	1 811	1 935
Tuulivoima (osa arvioitu)	161	672	818
Muu tuotanto (arvio)	274	198	276
Tehoreservi	0	0	80*
Yhteensä	10 874	11 456	12 252**

Tehoreservoimallaitokset kuuluvat tehoreservijärjestelmään, jonka tavoitteena on turvata sähköntoimitus Suomessa tilanteissa, joissa sähkön markkinaehtoisella tarjonnalla ei pystytä kattamaan sähkönkulutusta. Tehoreserviin voivat liittyä voimallaitokset ja sähkönkulutuksen joustoon kykenevät kohteet [79]. Taulukosta nähdään, että esimerkiksi lauhdevoimaa on jouduttu käyttämään suhteellisen paljon kulutus- ja tuotantohuipputunnilla. Lauhdevoiman käyttö kannattamattomuutensa takia nostaa sähkön hintaa merkittävästi [97].

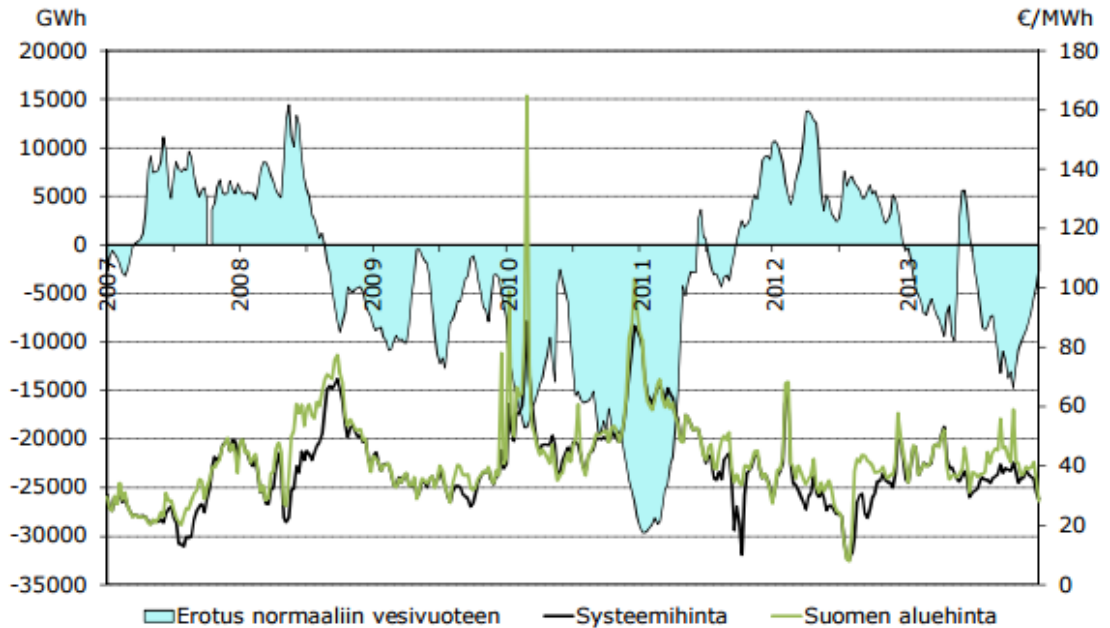
Päivämäärällä 7.1.2016 kulutushuipputunnilla 17-18 Suomen aluehinta oli 99,94 €/MWh. Nettotuontia oli tällöin 4231 MWh/h ja kotimaista tuotantoa 10 874 MWh/h. Tuotantohuipulle (13.1.2016 klo 17-18) vastaavasti aluehinta oli 82,20 €/MWh ja kotimaiselle tuotannolle 11 456 MWh/h. Pohjoismaiden kulutushuippu saavutettiin 21.1.2016 klo 9-10, joka vastasi teholtaan 70 159 MWh/h, tuona päivänä saavutettiin myös Suomen aluehinnan huippu. Talven korkein systeemihinta oli tuolloin 199,97 €/MWh ja Suomen aluehinta 214,25 €/MWh. Tästä voidaan päätellä, että sähkön tuotanto vesivoimalla talvella on erityisen kannattavaa, sillä vesivoimaan liittyvät muuttuvat kustannukset ovat hyvin pieniä ja talvella sähkö on kalliimpaa. Yksiköllä MWh/h tarkoitetaan samaa kuin MW eli tehoa, ensimmäinen esitystapa on voimayhtiöiden tapa esittää teho. [70, s. 1,5,6]

Sähkön hintaan vaikuttaa koko Nord Poolin alueen sähkötuotannon tuotantoyksiköiden kustannusrakenne ja siirtoverkkojen kapasiteetti. Koko Nord Poolin suurin tuotantomuoto on vesivoima, joka vastaa energiamäärältään noin 217 TWh:n tuotantoa vuodessa (vuonna 2014). Nord Poolin alueen sähkön tuotantomuodot ovat suhteellisen moninaiset, alla oleva kuva selvittää tilannetta hiukan lisää.



Kuva 19. Sähkön tuotanto pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla 2014: Suomi 66 TWh: 35 % ydinvoima, 25 % fossiiliset, 20 % vesivoima, 2 % tuulivoima 17 % biomassa. Viro 11 TWh: 88 % fossiiliset, 6 % tuulivoima 6 % biomassa. Ruotsi 151 TWh: 41 % ydinvoima, 2 % fossiiliset, 42 % vesivoima, 8 % tuulivoima 7 % biomassa. Tanska 31 TWh: 49 % fossiiliset, 43 % tuulivoima 8 % biomassa. Norja 142 TWh: 96 % vesivoima, 2 % fossiiliset 2 % tuulivoima. Nord Pool (2014) 401 TWh: 21 % ydinvoima, 12 % fossiiliset, 54 % vesivoima, 7 % tuulivoima 6 % biomassa.[8]

Kuten yllä olevasta kuvasta nähdään, suurin osa Nord Poolin energiatuotannosta saadaan vesivoimasta. Pohjoismaissa suuri osa energiantuotannosta tuotetaan vesivoimalla, poikkeuksellisesti Virossa ja Tanskassa sillä ei tuoteta lainkaan energiaa, kun taas Norjassa vesivoimalla tuotetaan vastaavasti 96 prosenttia sähköstä. Vesivoiman 217 TWh tuotannosta Nord Poolin alueella noin 136 TWh tuotetaan pelkästään Norjassa. Energian tuotanto Nord Poolissa on hyvin riippuvainen vesivoiman tuotannosta. Heikkona vesivuotena energian hinta saattaa nousta hyvinkin korkealle. Seuraava kuva esittää sähkön markkinahinnan riippuvuutta vesivuodesta.



Kuva 20. Vesivarannot, sähkön systeemi-hinta ja Suomen alue-hinta. [43, s. 8]

Kuvasta on nähtävillä, että esimerkiksi vuosille 2010 ja 2011 sijoittuu suuret hintapiikit vesivarantojen ollessa heikot. Vastaavasti sähkön hinta on alhainen hyvinä vesivuosina. Suuri sähkön kulutuksen ja tuotannon vaihtelu on Pohjoismaille ominaista. Jos vesivarannot ovat alhaiset, ja kohdalle sattuu samaan aikaisesti vaikkapa erityisen kylmät sääolot, voi sähkön hinta nousta hyvinkin korkeaksi. Näin tapahtui vuoden 2010 alkupuolella [82].

Tukkusähkö- ja vähittäismarkkinat eroavat toisistaan pääosin toimijoidensa osalta. Tukkusähkömarkkinoilla operoi sähkön tuottajat sekä suuret sähkön ostajat. Suuriin sähkön ostajiin lukeutuvat teollisuus, suuret yritykset sekä sähkön vähittäismyyjät. Vähittäismarkkinoilla toimivat sähkön vähittäismyyjät ja kuluttajat. Sähkön vähittäismyyjät ovat hyvin pitkälle samoja sähkönmyyjiä, jotka ennen vuotta 1998 toimivat monopoli-asemassa tietyillä alueilla. Vähittäismarkkinoille on kuitenkin tullut paljon uusia toimijoita, jotka eivät välttämättä ole aiemmin omistaneet siirtoverkkoa. Suomessa ja Pohjoismaissa yleensä vähittäismarkkinat ovat pysyneet kansallisina. Tavoitteena kuitenkin on tulevaisuudessa käydä kauppaa yhteispohjoismaisilla tukkusähkömarkkinoilla. [43, s. 19-20]

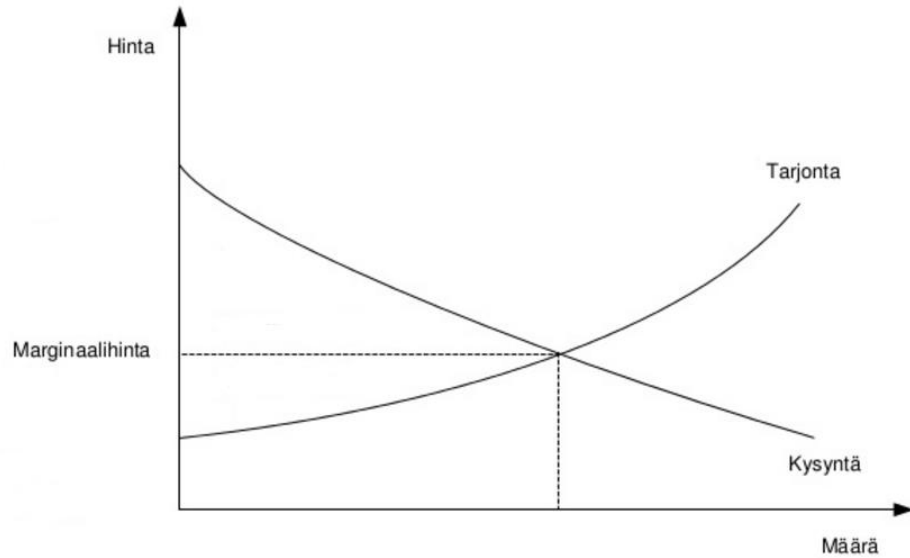
3.2 Nord Pool AS ja Spot-markkinat

Nord Pool Spot AS toimii fyysisten Spot-sähkömarkkinoiden ylläpitäjänä. Spot-markkinoihin kuuluu Elspot- ja Elbas-markkinat. Ensimmäinen nykytoimintaa muistuttava yhtiö perustettiin vuonna 1996. Norjalais-ruotsalaisen yhteistyön tuloksena syntyi Nord Pool ASA-niminen yhtiö[21]. Nord Pool ASA-yhtiön piiriin kuuluivat myös johdannaismarkkinat, yhtiön johdannaiskauppasektori oli jaettu eri toimintoihin, johon kuuluivat Nord Pool Clearing ASA, Nord Pool Consulting AS ja kansainvälinen johdannaiskauppa.

Vuonna 2008 NASDAQ OMX osti itselleen koko Nord Pool ASA johdannaiskauppasektorin, jolle muodostui kaupan yhteydessä nimeksi NASDAQ OMX Commodities[42]. Nord Pool jatkoi edelleen fyysisen sähkökaupan parissa.

Elspot-markkinoilla sähköntarjoajat ja -ostajat asettavat myynti- ja ostotarjouksia omalle tarjousalueelleen. Tarjousten kohteena on vähintään 0,1 MWh tai sitä suuremman hyödykkeen kauppa, osto tai myynti. Tarjouksia asetetaan kokonaisen vuorokauden jokaiselle tunnille. Tuntikohtaisia tarjouksia voi jättää yhdelle tai useammalle tunnille. Tuntikohtaiset tuotteet ovat kaikista joustavimpia ja muodostavatkin suurimman osan vaihdosta Elspot-markkinoilla. Tarjouksen jättäjä voi jättää hintariippuvaisen tai -riippumattoman tarjouksen jokaiselle tunnille. On mahdollista jättää myös blokkitarjouksia. Blokkitarjous sisältää tietyn energiamäärän tietyllä ajalla, mutta ajan vähimmäispituus on kolme tuntia. Lisäksi on mahdollista jättää myös joustavia tarjouksia. Joustavissa tarjouksissa tarjouksen jättäjä voi määrittellä ostettavan tai myytävän energiamäärän tietyllä määrittelyllä rajahinnalla. Juostavaan tarjoukseen tulee määrittellä myös kesto ja aikaväli, esimerkiksi aikavälillä 10:00-18:00 yhdeltä tunnilta tiettyyn hintaan ja tietty energiamäärä. Tarjouksia voi tehdä myös poissulkevien ryhmien kautta. Poissulkevat ryhmät koostuvat blokeista. Maksimissaan yhden blokin tarjous kustakin ryhmästä voidaan hyväksyä. Kaikki tarjoukset jätetään seuraavan vuorokauden tunneille ja ne jätetään edellisen päivänä klo 13 mennessä. Tarjoukset jätetään anonymeinä, tietämättä muiden tarjouksia. Tarjouskierros käydään joka päivä, ja tarjousten perusteella saadaan jokaiselle tunnille määritettyä systeemihinta.[61][2][14][13]

Kun kaikki tarjoukset on jätetty, saadaan niistä muodostettua seuraavalle päivälle osto- ja myyntitarjousten mukaiset kysyntä- ja tarjontakäyrät. Kysyntäkäyrä muodostetaan alkaen korkeimmasta mahdollisesta ostotarjouksesta laskien järjestäen matalimpaan ostotarjoukseen. Päinvastoin, tarjontakäyrä muodostetaan matalimmasta mahdollisesta myyntitarjouksesta nostaen järjestäen korkeimpaan mahdolliseen myyntitarjoukseen. Kysyntä- ja tarjontakäyrät muodostetaan yksitellen jokaiselle vuorokauden käyttötunnille. Systeemihinta saadaan näiden käyrien leikkauspisteestä ja se on sama kaikille markkinaosapuolille. Systeemihinta on koko sähkökaupan perusta. Menetelmällä muodostetun systeemihinnan ansiosta markkina on läpinäkyvä ja tehokas sekä ennen kaikkea tasapuolinen. Lisäksi näin sähköä tuotetaan kullekin tunnille mahdollisimman edullisesti. [43, s. 24]



Kuva 21. Kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteestä luetaan marginaalihinta eli systeemihinta. [10]

Systeemihinta toimii referenssinä kaikelle sähkökaupankäynnille. Systeemihinta on Nord Poolissa kaikille jäsenvaltioille sama, lukuun ottamatta poikkeustilanteita. Poikkeustilanne syntyy, kun siirtotarve on suurempi kuin sähkönsiirtokapasiteetti. Tällöin siirrytään aluehintamenettelyyn, joka poikkeaa systeemihinnasta [43, s. 25]. Koko Nord Pool -alue on jaettu seuravanlaisiin hinta-alueisiin.



Kuva 22. Nord Pool hinta-alueet (engl. Bidding areas). Alueita on 15, DK1-DK2, NO1-NO5, SE1-SE4, FI, EE, LV ja LT. [1] (muokattu)

Jokaisella maalla on omat hinta-alueensa. Siirtokapasiteetin ylittyessä syntyy ns. pullonkaulatilanteita, eikä haluttua energiamäärää pystytä siirtämään halutulle alueelle. Tämän johdosta siirtokapasiteetin ulottumattomissa olevan hinta-alueen kysyntä ja tarjonta ei ole tasapainossa systeemihintaan nähden, jolloin saattaa syntyä tilanne, missä energian tarjonnan pyyntihinta kasvaa kysynnän lisääntyessä hinta-alueella. Siirtoyhteyksiä parannetaan koko ajan. Ruotsin ja Suomen välille rakennettu Fenno-Skan 1 siirtoyhteyden vanhentumisen johdosta sen tilalle kaavaillaan uutta siirtoyhteyttä vuoteen 2025 mennessä. Siirtokapasiteetti lisääntyisi noin 30%. Tämän johdosta pullokaulatilanteita syntyisi jatkossa paljon vähemmän. [36]

Elbas-markkinat toimivat Elspot-markkinoiden jälkimarkkinapaikkana. Kaupankäyntiä Elbas-markkinoilla käydään joka tunti, 24 tuntia vuorokaudessa ja jatkuva-aikaisesti. Kaupanteko täytyy suorittaa viimeistään tuntia ennen toimitusta [43, s. 20]. Elbas-markkina toimii hyvin esimerkiksi siinä tapauksessa, jos ilmenee äkillinen sähkön tarve. Elbas-markkinoiden tarkoitus on täydentää Elspot-markkinoita. Elbas-markkinoilla voi tehdä 15 minuutin tai 30 minuutin tarjouksia, tuntikohtaisia tarjouksia sekä blokkitarjouksia. Tarjouksia voi tehdä Baltian ja Pohjoismaiden ulkopuolelle myös Saksaan ja Iso-Britanniaan. Toisin kuin Elspot-markkinoilla, Elbas-markkinoilla tuotteen hinta saattaa vaihdella kaupan aikana. Elbas-markkinat tarjoavat mahdollisuuden tarjoajille määrittää omaa asemaansa markkinoilla vielä, ennen kuin järjestelmävastaavat ryhtyvät tehotasapainon ylläpitoon erinäisin menetelmin [43, s. 26]. Järjestelmävastaavan toiminnasta ja tehtävistä kerrotaan lisää luvussa 3.5.

Kaikkea fyysistä sähkökauppaa, jota käydään Spot-markkinoiden ulkopuolella, kutsutaan OTC-kaupaksi (Over The Counter). OTC-kauppa on kahdenkeskistä kauppaa, johon sisältyy vastapuoliriski, toisin kuin Spot-markkinoilla. Spot-markkinat ja OTC-markkinat täydentävät toisiaan ja tasapainottavat hintojen volatilitteettiä. OTC-markkinoilla määrä-, hinta-, ja aika-asettelu on vapaata sekä määriteltävissä kaupan eri osapuolien kesken. PK-teollisuus hyödyntää paljon OTC-markkinoita sen yksinkertaisuuden takia [28].

3.3 Johdannaismarkkinat

Nord Poolin sähkökaupan johdannaismarkkinat käydään NASDAQ OMX Commodities-markkinoilla. Spot-markkinoiden luomaa systeemihintaa käytetään referenssihintana johdannaismarkkinoille. Johdannaismarkkinat ovat arvopaperikauppaa, siellä ei välttämättä käydä kauppaa sähkön varsinaisesta fyysisestä toimituksesta. Johdannaismarkkinoilla käytävästä kaupasta vastapuolena toimii aina pörssi, mikä poistaa vastapuoliriskin. Sähköpörssin johdannaiset ovat tuotteita, jotka käsittävät tietyn energiamäärän tietyllä ajalle tulevaisuudessa. Ennalta sovittua hintaa eli sopimushintaa verrataan tulevaisuudessa tiettyinä ajankohtana sähkön referenssihintaan, joka saattaa olla systeemihinta tai aluehintaa. Jos referenssihintaa on korkeampi kuin sopimushinta, maksaa myyjä ostajalle referenssihinnan ja sopimushinnan välisen erotuksen. Jos taas referenssihintaa on mata-

lampi kuin sopimushinta, maksaa ostaja myyjälle sopimushinnan ja referenssihinnan välisen erotuksen. Suuren osan johdannaiskaupasta muodostaa myös OTC-johdannaismarkkinat. [12, s. 11] [72] [43, s. 26]

3.4 Päästökauppa

Päästökauppa on markkinaehtoinen järjestelmä, jonka pyrkimys on vähentää ilmansaasteita ja kasvihuonekaasuja. EU:n muodostama päästökauppajärjestelmä on maailman suurin päästökauppa. EU:n päästökaupassa sovitaan ensin päästokiintiö (cap), jonka jälkeen päästöoikeuksilla käydään kauppaa (trade). Tätä kutsutaan cap-and-trade -periaatteeksi. Koko EU:lle on päätetty päästokiintiö, joka alenee vuosittain. Jotta kasvihuonekaasuja tuottava voimalaitos voi saada päästöoikeuksia, täytyy sen ensin saada päästö lupa.

Päästöluvun Suomessa voi myöntää vain Energiavirasto. Energiavirasto valvoo päästöjen mittauksia ja ottaa kantaa mittausten luotettavuuteen, sekä valvoo päästöluvien noudattamista. Päästöoikeuksia jaetaan voimalaitoksille vuosittain ilmaiseksi ja niistä käydään myös huutokauppaa. Energiavirasto jakaa ilmaiset päästöoikeudet ja toimii päästöoikeuksien huutokaupanpitäjänä. [22, s. 2,4] [52]

Kaikille kasvihuonekaasuja tuottaville voimalaitoksille on asetettu tiukennuksia vähentää päästöjä. Päästöoikeuksien idea piilee siinä, että jos päästöoikeuksien hankinta tulee halvemmaksi kuin päästöjen vähentämistoimenpiteet voimalaitoksessa, on kannattavampaa ostaa päästöoikeudet. Jos taas päästöoikeuksien hankkiminen suhteessa päästöjen vähentämistoimenpiteisiin voimalaitoksessa on kalliimpaa, kannattaa suorittaa tarvittavat toimenpiteet. Voimalaitokselle voi myös jäädä ylimääräisiä päästöoikeuksia, jotka se voi myydä takaisin markkinoille. Näin päästökaupasta saadaan kustannustehokasta. [43, s. 32]

Päästökaupasta on etua voimalaitoksille, jotka eivät tuota päästöjä. Päästöttömässä voimalaitoksessa ei ole paineita vähentää päästöjä, koska niitä ei ole. Näin ollen merkittävä kuluerä jää toteutumatta esimerkiksi vesivoimalaitosten osalta. Toisin on taas esimerkiksi lauhdevoimalassa. Päästöoikeuksien aiheuttavan kulun voidaan ajatella lisäävän suoraan polttoainekustannuksia, onpa kulu sitten laitoksen kasvihuonepäästöjen vähentämistoimenpide tai päästöoikeuksien ostaminen. Poikkeuksena ovat kuitenkin yritykset, jotka kilpailevat kansainvälisillä markkinoilla, ja joille päästökauppajärjestelmästä on merkittävää haittaa kilpailulle. Kansainvälisiä kilpailijoita ei välttämättä sido samat päästökaupan periaatteet tai päästökustannuksia ei ole lainkaan. Jotta tämän tyyppiset yritykset eivät siirtyisi päästökauppajärjestelmän ulkopuolisille alueille, vältetään sitä jakamalla näille yrityksille ilmaisia päästöoikeuksia. Päästöoikeuksien hinnat vaihtelevat, lisäksi sähkön markkinahinnan volatiliteetin takia päästökaupan vaikutusten suuruutta sähkönmarkkinahintaan on vaikea arvioida lyhyellä aikavälillä. [43, s. 35] [22, s. 5]

3.5 Sähkökaupan poikkeamien korjaus ja tasesähkö

Sähkökaupan perimmäinen idea on vastata sähkön kysyntään tarjoamalla sähköä mahdollisimman energiatehokkaasti ja kuluttajakohtaisesti. Nord Poolin Elspot- markkinoilla käydään suurin osa kaupasta, jonka jälkeen markkinapaikkana toimii vielä Elbas-markkinat. Lisäksi näitä fyysisiä sähkömarkkinoita täydentää OTC-markkinat. Vaikka suurilta osin näiden markkinapaikkojen jälkeen kysyntään pystytään vastaamaan tarjonnalla, tulee tilanteita, jolloin näin ei ole, ja kysyntä ja tarjonta ovat epätasapainossa. Tässä tilanteessa otetaan avuksi säätövoima ja tasesähkökauppa. Säätövoiman käytöstä ja tasesähkökaupan toiminnasta vastaa järjestelmävastaava. Jokaisen Nord Poolin alueen jäsenvaltion kantaverkonhaltija valitaan järjestelmävastaavaksi. Järjestelmävastaava siis on viime kädessä vastuussa siitä, että sähköntuotanto vastaa kysyntää koko ajan. Sähkömarkkinalain mukaan Suomessa järjestelmävastaavaksi on valittu kantaverkonhaltija Fingrid Oyj. Sähkömarkkinalain mukaan kantaverkonhaltijan tehtävänä on myös taata Suomen sähköjärjestelmän toimivuus taseselvityksen ja tasevastuuseen kuuluvien tehtävien lisäksi. Järjestelmävastaava vastaa koko ajan valtakunnallisen sähkön kulutuksen ja tuotannon välisestä tehotasapainosta. Kaikkien tasesähköyksiköiden ja tasevastaavien väliset tasepoikkeamat selvitetään valtakunnallisessa taseselvityksessä jokaisen tunnin taseselvitysjakson kohdalla. [76][35][5]

Kaupankäynti säätösähkömarkkinoilla perustuu säätötarjouksiin, joita voivat jättää tuotannon ja kuorman haltijat tasepalvelusopimukseen perustuen tai erillisellä säätösähkömarkkinasopimuksella. Kaupankäyntiä hallinnoi Fingrid. Fingrid ylläpitää Suomen säätösähkömarkkinoita, koska sillä ei ole omaa säätövoimaa valtakunnallisen tehotasapainon ylläpitämiseksi. Säätötarjoukset koostuvat ylössäätötarjouksien ja alassäätötarjouksien jättämisistä. Ylössäätötarjouksen jättävä taho lisää tuotantoaan ja vähentää kulutustaan ja näin ollen myy sähköä Fingridille. Alassäätötarjouksen jättävä taho puolestaan vähentää tuotantoaan ja lisää kulutustaan, ja taas ostaa sähköä Fingridiltä. Säätötarjouksia voi jättää ne osapuolet, joiden kapasiteetti on kykeneväinen 10 MW tehonmuutokseen 15 minuutin kuluessa. Tarjoukset tulee jättää Fingridille viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia säätösäätötarjous -ohjeen mukaisesti. Säätötarjouksen tulee sisältää tiedot tehosta, hinnasta, siirtoalueesta ja säätöresurssin nimi säädettävästä kapasiteetista. Ylössäätöhinta on kalleimman käytetyn ylössäätötarjouksen hinta, jonka täytyy olla kuitenkin vähintään Nord Poolin Suomen aluehinta. Alassäätöhinta on taas halvimman käytetyn alassäätötarjouksen hinta, jonka täytyy olla enintään Nord Poolin Suomen aluehinta. Säätötarjoukset käytetään hintajärjestyksessä niin kuin sähkövoimajärjestelmän käyttötilanne sallii. Ylössäätötarjouksista käytetään halvin ensin ja alassäätötarjouksissa kallein ensin. Uusituvan energian lisääntyessä säätövoiman tarve kasvaa. Pohjoismaissa suurimman säätövoiman tarpeen aiheuttaa alati kasvava tuulivoimatuotanto. [43] [75]

Tasepalvelusopimus sisältää tietoa erilaisista sopimusehdoista. Se sisältää tietoa muun muassa oikeuksista, raportoinnista, maksuista ja yleensä taseselvityksestä. Fingridin

tasepalvelusopimukseen on tullut muutos 3.10.2016 alkaen. Valtakunnalliseen taseselvitukseen liittyvät toiminnot siirretään tuolloin Norjan ja Ruotsin kanssa yhteisomistuksessa olevalle eSett -osakkuusyhtiön tehtäväksi.[35][77]

3.6 Vesivoiman rooli sähkömarkkinoilla

Lämpimämmät talvet ja kasvavat vesimäärät nostavat vesivoimatuotantoa. Suomessa vesivoiman lisätuotantomahdollisuus kasvaa 1,5-2 TWh vuoteen 2040 mennessä [45, s. 93]. Toisaalta sähkön kysyntä saattaa pienentyä lämpimimpien talvien johdosta. Näiden kahden tekijän yhteisvaikutuksena saattaa olla sähkön hinnan lasku. Kuitenkin suurempien sään vaihteluiden takia hintaheilahtelut saattavat olla 3-5 kertaa suurempia kuin sähkön hinnan lasku. Vaikkakin hintaheilahtelut ovat väliaikaisia, saattaa hintatason paluu referenssitasolle kestää kauemman aikaa. Tämän takia vaihdanta saattaa olla hyvin suurta tuottajien ja käyttäjien välillä.

Suuremman volatilitiitin mahdollistumisesta, mutta ennustettavuuden vaikeutumisesta vesivoiman tuotannossa tulevaisuudessa muodostuu riskipremio, jolta saatetaan suojautua esimerkiksi rakentamalla lisää varakapasiteettia, lisääntäviä ja vedenkäsittelyjärjestelmiä. Nämä toimet saattavat johtaa siihen, että sijoitetun pääoman osuus kasvaa, joka saattaa nostaa sähkön tukkumarkkinahintaa. Sään vaihtuvuus kasvaa, tämä saattaa johtaa esimerkiksi hyvinkin pitkiin kuiviin tai märkiin kausiin. Tällainen vaihtelevuus kasvattaa riskiä ja riski saattaa realisoitua sähkön tukku- ja vähittäismarkkinahintaan. Jos kapasiteettia lisätään ja kohdalle sattuu pidempi kuiva kausi, saattaa näiden kapasiteettilisäykseen sijoitetun pääoman takia sähkön hinta nousta. Riskejä lieventämällä voidaan sähkön hintaan mahdollisesti vaikuttaa. Riskejä voidaan lievittää esimerkiksi erilaisilla taloudellisilla suojuuksilla, lisäämällä kapasiteettia, lisäämällä vaihdantaa muilla osa alueilla ja suojata hintaa kysynnän puolelta. Suojaus toteutetaan johdannaisilla. [45, s. 92,95,108]

Vesivoimassa muutokset ovat hitaita veden varastoimisen takia. Äkillinen markkinasähkön hinnanlasku ei aiheuta suurta problematiikkaa vesivoiman tuotannossa, sillä vesivoiman tuotannossa muuttuvat kustannukset ovat matalat. Nord Poolin määräämä sähkön markkinahinta tukeutuu vahvasti Norjasta saatavaan vesivoimaan, kun Norjassa kohdataan huono vesivuosi, pystytään vaikutukset todentamaan paikallisesti Savon Voimalla asti. Sähkön systeemihinta nousee merkittävästi koko Nord Poolin alueella, kun Norjassa sähköntuotanto pienenee. Norjassa pätee sama energiantuotannon kustannusrakennepiirite, kuten aikaisemmin on esitetty.

Pohjoismaat jakavat suhteellisen saman tyyppisen ilmaston. Toisaalta Suomi on suhteellisen erillään Norjasta ja Ruotsista, ilmastollisesti ajateltuna. Suomen ilmastoon vaikuttaa Itämeri sekä Venäjältä tuleva ilmasto. Lisäksi Golfvirran vaikutus ei ole Suomen ilmastoon yhtä vahva kuin Norjassa. Suomi sijaitsee kohdassa, jossa talvella lännen lämmin ilma ja idän kylmät ilmamassat yleensä kohtaavat, tämän takia ilmasto saattaa hyvinkin nopeasti muuttua. Suomen ilmasto eroaa näiltä osin Norjasta ja Ruotsista. Tästä johtuen,

jos Norjassa koetaan heikko vesivuosi ja vesivarat ovat matalalla, ei se välttämättä tarkoita, että Suomessa vesivarojen tila olisi huono.[4] Tilanne, jossa Norjan vesivarannot ovat matalat, saattaa olla todella kannattava suomalaiselle vesivoiman tuotannolle.

Jatkuvasti kasvava tuulivoimatuotanto tuottaa sähköverkolle ja energiantuotannolle haasteita. Tuulivoima kasvattaa säätövoiman tarvetta. Koska vesivoima on edullista tuottaa ja se sopii loistavasti säätövoimaksi, tulee sen merkitys olemaan tulevaisuudessa vähintään yhtä tärkeä kuin tänä päivänä. Toisaalta tuulivoima on tullut suhteellisen halvaksi sijoittajille rakentaa syöttötariffijärjestelmän ansiosta. Tuulivoimaloihin sitoutunut pääoma tulee tulevaisuudessa pienentymään, tämä saattaa laskea sähkön hintaa ja vaikuttaa suurelta osin erilaisten tuotantomuotojen kannattavuuteen, kuten vesivoiman. [67]

3.7 Sähkön hinta tulevaisuudessa

Sähkön hintaan vaikuttaa monta eri komponenttia, joten sitä on vaikea ennustaa. Sähkön hinnan suurin määrittävä komponentti ovat olleet fossiiliset energiamuodot. Esimerkiksi öljyn hintaan vaikuttaa osaltaan poliittinen maailmantilanne. Täten öljyn hinnan heijastuvuutta sähkön hintaan on vaikea ennustaa.

Erilaisista ilmastopimuksista johtuen fossiilisista tuotantomuodoista pyritään luopumaan. Suomi on osallisena usean muun valtion tavoin *Parisiin ilmastopimuksessa*, missä on määritetty erinäisiä hiilidioksidipäästötavoitteita vuosille 2030 ja 2050 (Pariisin ilmastopimuksen eduskunnan hyväksyntä [6] ja sopimuksen tarkempi sisältö [19]). Tämän johdosta, sekä menneiden muutospaineiden takia Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön tuotantorakenne tulee muuttumaan merkittävästi vuoteen 2030 mennessä. Fossiilisten polttoaineiden tuotantomuodot tulevat vähentymään ja hiilidioksidivapaat energiantuotantomuodot tulevat tilalle. Suurimmat sähkön hintaa määrittävät tuotantomuodot ovat edelleen kuitenkin fossiiliset polttoaineet 2030-luvulle saakka. Thomson Reutersin raportin (Power nordic, Long term power outlook 2015) mukaan sähkön hinta nousee Suomessa vuoteen 2035 mennessä, tosin maltillisesti [55]. Hinnan nousuun vaikuttaa fossiilisten polttoaineiden kallistuva hinta. Hintaan vaikuttaa myös niiden kysyntä. Vastoin Thomson Reutersin raporttia, tutkimuksissaan M. Liski ja I.Vehviläinen [37] sekä K. Gabrielsen [15] ennustavat, että sähkön hinta tulee laskemaan tulevaisuudessa.

Tuulivoiman kasvava osuus energiantuotannossa tekee sähköstä edullisempaa. Suuri osa Pohjoismaiden tuulivoimasta tuotetaan Tanskassa (kuva 19). Tanskan tuulivoimatuotanto laskee merkittävästi sähkön hintaa. Tuulivoimaa tuotetaan myös Ruotsissa. Suomessa tuulivoiman tuotanto on verrattain pientä, tosin sen merkitys on kasvanut viime vuosina energiantuotannossa. Muualla Pohjoismaista tuotettava tuulivoimaa laskee siis merkittävästi sähkön hintaa koko Nord poolin alueella. Tällä hetkellä edullista sähköä ei voida vielä siirtää Suomeen asti riittämättömän siirtokapasiteetin vuoksi. Siirtoyhteyksiä paran-

netaan jatkuvasti Suomen ja Ruotsin välillä. Vuonna 2025 Suomen ruotsin välille rakennettava 800 MW siirtolinja parantaa huomattavasti sähkön siirtokapasiteettia. Tällä tulee olemaan Suomen sähköaluehintaan alentava vaikutus. [36]

Sähkön hinnan laskua tai kasvua on vaikea ennustaa. Se, laskeeko hinta kokonaisuudessaan tulevaisuudessa, on riippuvainen monesta eri tekijästä, joiden yhteisvaikutusta on hankala mallintaa.

4. VESIVOIMA SUOMEN OLOSUHTEISSA

Suomessa oli yli 220 jakeluverkkoon liitettyä vesivoimalaitosta vuonna 2016. Suomalaiset vesivoimalaitokset voidaan pääasiassa jakaa kolmeen ryhmään, suur-, pien- ja minivesivoimaan. Tehot jakautuvat vastaavasti yli 10 MW suurvesivoimalle, 1-10 MW pienvesivoimalle ja alle 1 MW minivesivoimalle. Vesivoiman osuus koko sähköntuotannosta Suomessa on noin 10-20 % ja vastaa teholtaan noin 3100 MW.[94]

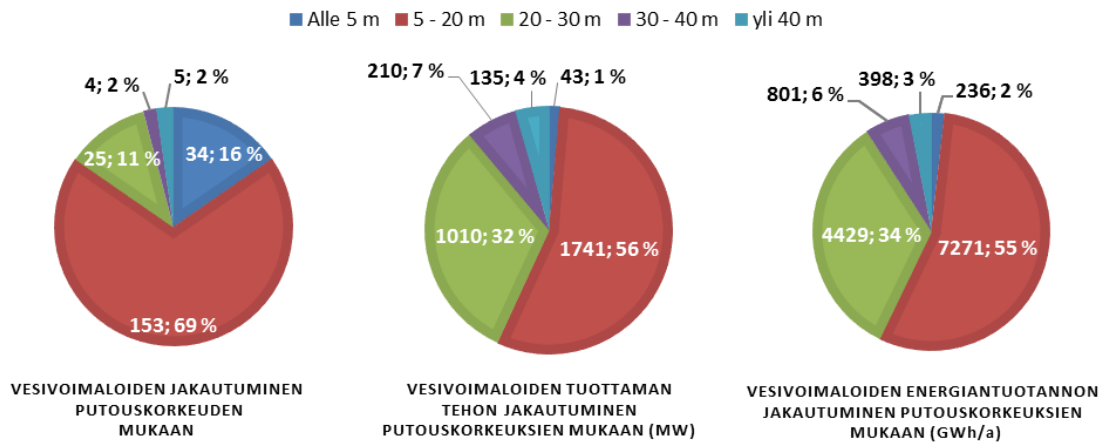
Olosuhteet luovat Suomessa toimiville ja rakennettaville vesivoimalaitoksille omanlaisensa puitteet, jotka määräytyvät muun muassa maaston, sademäärien, ja korkeuserojen mukaan. Edellä mainitut ominaisuudet vaikuttavat vesivoimalaitostyyppihin ja niiden turbiiniratkaisuihin.

Luvussa tehdään yleisluontoinen katsaus Suomen vesivoimalaitostyyppihin sekä jaotellaan ne putouskorkeuksien ja tehotuotannon mukaisesti. Vesivoimalaitostekniikkaa esitellään vain lyhyesti työn toimeksiantajan toiveesta.

4.1 Yleisimmät vesivoimalaitostyypit Suomen olosuhteissa

Vesivoima tuotetaan virtaavan veden voimasta. Vesi varastoidaan patoamalla se varastoitaisiin. Varastoinnilla pystytään säätämään vesivoiman tuotantoa, minkä vuoksi vesivoima soveltuukin hyvin säätövoimaksi. Jotta virtaava vesi voidaan valjastaa energiaksi, täytyy veden sisältämä potentiaalienergia saada hyödynnettyä. Potentiaalienergia voidaan hyödyntää turbiinien avulla. Turbiini on eräänlainen potkuri, joka pyörii veden virtaaman voimasta ja potentiaalienergia saadaan muutettua kineettiseksi energiaksi pyörimisliikkeen avulla. Edelleen kineettinen energia muutetaan sähköksi generaattorin avulla. Jokaiseen energianmuutokseen sisältyy häviöitä. Virtaamahäviöitä muodostuu veden kulkiessa turbiinin läpi, sillä virtaamaa ei pystytä häviöttä muuttamaan pyörimisliikkeeksi vuotohäviöiden takia. Pyörimisliikkeestä aiheutuu lähinnä momentti- ja kitkahäviöitä turbiinin akselistossa. Generaattorissa aiheutuu sähkövirran synnyttämiä lämpöhäviöitä, magnetoimishäviöitä ja pyörrevirtahäviöitä. Edellä luetellut häviöt vaikuttavat vesivoimalaitoksen kokonaishyötysuhteeseen. Hyötysuhteet vesivoimalaitoksilla vaihtelee 80-90 % välillä, tosin myös yli 90%:n hyötysuhteita on saavutettu. [59, s. 15] [60, s. 462]

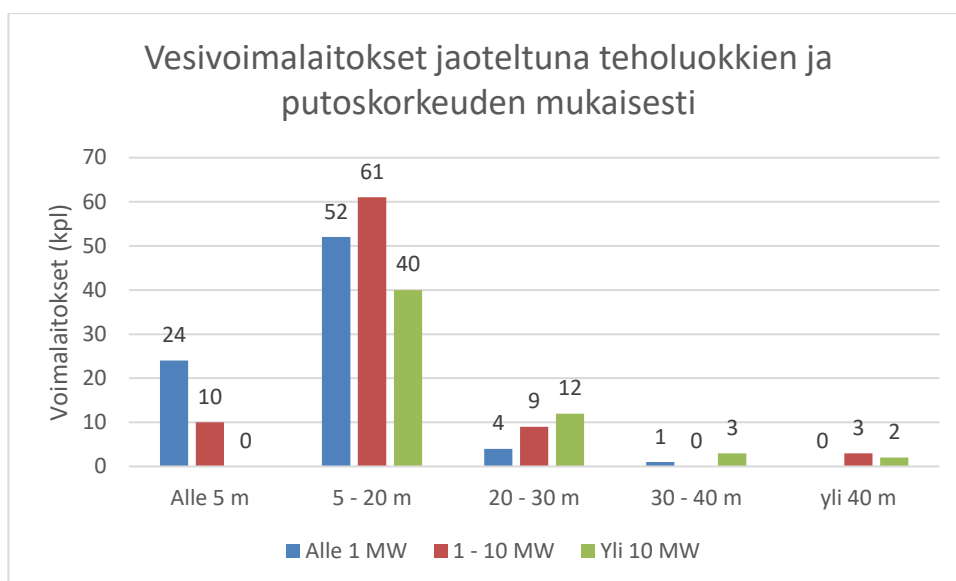
Vesivoimalaitoksen putouskorkeus vaikuttaa käytettävään vesivoimalaitos- ja turbiinityyppiin. Putouskorkeutta voidaan säätää myös altaaseen varastoitavalla veden määrällä. Suomessa maantieteelliset korkeuserot ovat suhteellisen pieniä kansainväliseen tasoon verrattuna. Seuraavassa kuvassa on esitetty, minkälaisille putouskorkeuksille Suomen vesivoimalat jakautuvat.



Kuva 23. Suomen 221 vesivoimalaitosta jaoteltu putoukorkeuksien mukaan. Jaotelu: Alle 5 m, 5-20 m, 20-30 m, 30-40 m ja yli 40 m putoukorkeudet. [65]

Suurin osa Suomen vesivoimalaitoksien putoukorkeuksista on 5-20 metrin välillä. Nämä vesivoimalaitokset omaavat yhteensä eniten tehoa ja niillä tuotetaan myös kaikkein eniten energiaa. Suurin putoukorkeus on Jumiskon vesivoimalaitoksella, jolla putoukorkeutta on 96 m. Jumiskon voimalaitos on maanalainen tunnelityyppinen vesivoimalaitos. Se on Pohjolan Voiman omistama, ja sillä on tehoa 26 MW[27]. Suurin teho saavutetaan Kemijoki Oy:n omistamalla vesivoimalaitoksella Petäjäkoskella, putoukorkeutta vesivoimalaitoksella on 21 m ja tehoa 182 MW[47]. Suomessa keskimääräinen putoukorkeus on noin 12 m. Putoukorkeus ei kuitenkaan ole ainoa tekijä vesivoimalaitoksen energian tuotannossa, eikä se välttämättä tarkoita suurta energiantuotantoa. Kuva 24 selkeyttää vesivoimalaitosten putoukorkeuksia ja tehojen jakaumaa. Kuten kuvasta voidaan havaita, putoukorkeudella on kuitenkin korrelaatio tuotettavaan tehoon. Putoukorkeuksilla 5-20 metriä teholuokat ovat jakautuneet kohtuullisen tasaisesti, kun taas esimerkiksi suurvesivoimaa ei ole ollenkaan alle 5 metrin putoukorkeuden omaavilla vesivoimalaitoksilla ja yli 40 metrin putoukorkeuden omaavilla vesivoimalaitoksilla ei nähdä ollenkaan mini-vesivoimaa.

Suomessa maantieteelliset korkeuserot ovat kohtuullisen pieniä. Tämä on nähtävissä myös vesivoimaloiden putoukorkeuksissa. Vesivoimaloiden voimala- ja turbiinityypit määräytyvät hyvin pitkälle putoukorkeuksien mukaan. Pääasiallisesti turbiineja on neljää eri tyyppiä: Propeller, Kaplan, Francis ja Pelton. Käytettäville putoukorkeuksille turbiinit jakautuvat vastaavasti: 0-15 metriä (Propeller), 0-30 metriä (Kaplan), 10-300 metriä (Francis) ja yli 300 metriä (Pelton)[83]. Pelton -turbiineja Suomen olosuhteissa ei ole kannattavaa käyttää. Kaplan -turbiinit ovat käytettävyyden ja säädettävyytensä ansiosta suosituin turbiinimalli Suomessa. Osassa Suomen vesivoimalaitoksista käytetään edelleen Propeller turbiineita, ja nämä vesivoimalaitokset kaipaisivatkin näiltä osin päivittämistä, koska niiden hyötysuhde on heikko Kaplan-turbiineihin verrattuna (ks. kuva 26) [57, s. 22].



Kuva 24. Vesivoimalaitokset jaettu teholuokkien ja putouskorkeuden mukaiseen järjestykseen. Minivesivoimala: Alle 1 MW. Pienvesivoimala: 1-10 MW. Suurvesivoimala: Yli 10 MW.[94][65]

Suurin osa Suomen vesivoimalaitoksista edustaa mini- ja pienvesivoimaa, näihin kategoriaihin kuuluvat myös kaikki Savon Voiman vesivoimalaitokset. Laitostyyppit voidaan jakaa neljään eri ryhmään, joita ovat säännöstely- ja käyttötapa, rakenne, putouskorkeus ja voimalaitoskoneiston sijainnin mukainen tyyppi.

Laitostyyppit jaoteltuna säännöstely- ja käyttötavan mukaan

- Jokilaitos: vesivoimalaitos, joka on rakennettu jokeen.
- Säännöstelyvoimalaitos on tekojärven tai järvestä alkavan joen reunalle rakennettu vesivoimalaitos
- Pumppuvoimalaitos: voimalaitoksen kummallakin puolella on allas, joista pumpataan ja lasketaan vettä tarpeen mukaan
- Vuorovesivoimalaitos (ei Suomessa)

Laitostyyppit jaoteltuna rakennetyypin mukaan

- Patolaitos tai keskitetty rakenne: Patolaitos toimii itsessään myös vesivoimalaitoksena
- Kanavavoimalaitos: vesivoimalaitoksen ylä- ja alajuoksulle on rakennettu kanavat
- Paineputkilaitos on tarkoitettu korkeisiin putouskorkeuksiin, jolloin vedelle saadaan kova paine
- Tunnelilaitos sijaitsee kallioluolassa ja vesitiet ovat kalliotunneleita

Laitostyyppit jaoteltuna putouskorkeuden (H) mukaan

- Pienpainevoimalaitokset: $H < 10$ m
- Keskipainevoimalaitokset: $H = 10 - 35$ m
- Keskikorkeapainevoimalaitokset: $H = 35 - 250$ m
- Korkeapainevoimalaitokset: $H = 250 - 1800$ m

Laitostyyppit jaoteltuna voimalaituskoneiston sijainnin mukaan

- Märkäasennus: Turbiini asennetaan veden alle, jossa generaattori on suoraan joko kiinni uppogeneraattorina veden alla tai asennettuna kuivaan tilaan erikseen turbiinista.
- Kuiva-asennus: Turbiinit, vaihteistot ja generaattori asennetaan konesaliin.
- Vaaka-akseli turbiini
- Vinoakseli turbiini
- Pystyakseli turbiini

4.2 Generaattorityypit ja hyötysuhteet

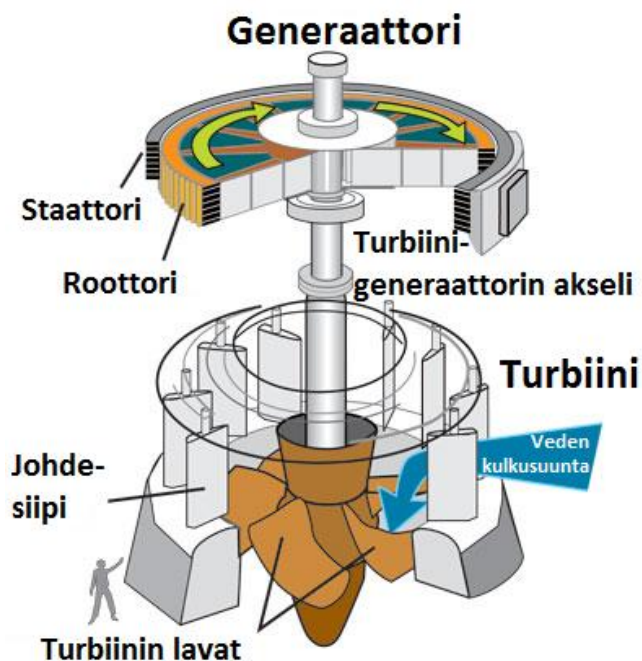
Vesivoimassa käytettävät generaattorityypit jakautuvat tahti-, epätahti ja kestmagneettigeneraattoreihin. Generaattoreilla hyötysuhteet vaihtelevat generaattorityypin lisäksi myös generaattorin spesifikaation mukaan. Hyötysuhteeseen vaikuttaa generaattorin rakenteelliset ratkaisut ja ominaisuudet, kuten generaattorin teho. Mitä tehokkaampi generaattori, sitä suurempi on yleensä hyötysuhde. Kestomagneettigeneraattorin hyötysuhde on parhaimmillaan 98 % [84]. Tahtigeneraattoreilla päästään myös 98 % hyötysuhteeseen [23]. Epätahtigeneraattoreiden hyötysuhteet vaihtelevat 92 – ja 98 % välillä, hyötysuhde on riippuvainen generaattorin ominaisuuksista. Savon Voiman käyttämien jännite- ja tehotasoiltaan vastaavien epätahtigeneraattoreiden hyötysuhteet nykyaikana ovat noin 94-96 % [78]. [46][11]

4.3 Turbiinitekniikka

Yleisimmät käytettävät turbiinityypit ovat Propeller, Francis ja Pelton. Kaplan kuuluu Propeller-potkurityyppeihin, jossa lavat ovat säädettäviä. Yleensä puhuttaessa Propeller-turbiineista, puhutaan niin sanotusta säätämättömästä potkuriturbiinista, jossa lavat ovat kiinteästi kiinni potkurikartiassa.

Turbiinit jaetaan impulssi- ja reaktioturbiineihin. Lisäksi on olemassa painovoimaturbiineja, joihin kuuluu esimerkiksi vesipyörä. Painovoimaturbiinien huono käytettävyys, heikko hyötysuhde ja vaikea huoltaminen tekevät niistä huonosti soveltuvia vesivoimaan moderneihin turbiinityyppeihin verrattuna. [86][85]

Turbiineihin voidaan liittää käsite johdesiipi. Johdesiipien avulla säädetään turbiinille kulkeutuvaa veden määrää sekä veden optimaalista tulokulmaa turbiinille. Kuvassa 25 on esitetty johdesiivet ja vesiturbiini-generaattorin osia.



Kuva 25. Vesiturbiinin ja turbiinikoneiston periaatekuva. Veden kulkureitti ja -suunta on osoitettu kuvassa sinisellä nuolella. Turbiini-generaattorin pyörimissuunta on osoitettu kuvassa vihreillä nuolilla. [44]

Johdesiivillä pystytään vaikuttamaan merkittävästi hyötysuhteeseen. Johdesiipien käyttö vaikuttaa eri turbiinimalleilla eri tavoin hyötysuhteeseen. Kaplan -turbiineilla johdesiipien käyttö vaikuttaa hyötysuhteeseen erityisen paljon, joka on todennettavissa kuvasta 26. Kaplan -turbiinin tapauksessa maksimihyötysuhdetta ei saavuteta täydellä virtaamalla. Tällöin johdesiivillä rajoitetaan maksimivirtaamaa, jotta se saadaan optimaaliseksi. Kaplan -turbiinia, jossa on säädettävät turbiinin lavat, mutta kiinteät johdesiivekkeet kutsutaan semi-Kaplaniksi tai puoli-Kaplaniksi. Kaplan-turbiinia, jossa on sekä säädettävät turbiinin lavat että säädettävät johdesiivekkeet kutsutaan full-Kaplaniksi tai vapaasti suomennettuna täysi-Kaplaniksi. [46, s. 111]

Impulssi- ja reaktioturbiinit

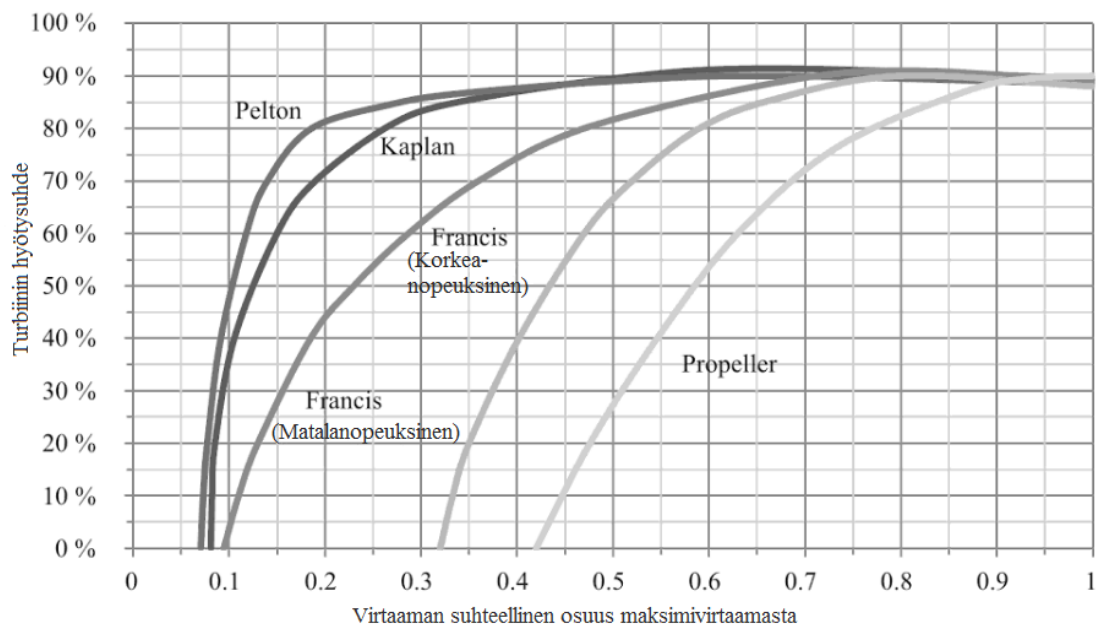
Turbiinimalleista Pelton kuuluu impulssiturbiineihin. Pelton turbiinia käytetään korkeiden putouskorkeuksien omaavissa vesivoimalaitoksissa eli korkeapainevoimalaitoksissa. Pelton turbiinin lapaan kohdistuu impulssimainen voima, jonka korkealla paineella ja nopealla vauhdilla purkautuva vesi aiheuttaa. [86][85]

Reaktioturbiineihin kuuluvat Propeller, Kaplan ja Francis turbiinit. Reaktioturbiinit hyödyntävät virtaavan veden hydrodynaamisen voiman, joka kohdistuu turbiinin lapoihin.

Hydrodynaamiset voimat saavat turbiinin lavat pyörimään turbiinikartion ympärillä. [86][85][80]

Turbiinien hyötysuhteet

Turbiineilla on erilaisia hyötysuhteita. Hyötysuhteisiin vaikuttaa kitka- ja vuotohäviöt. Matalan kierrosnopeuden Francis-turbiineiden käyttö on vähentynyt. Turbiinin nopeutta saadaan kasvatettua esimerkiksi pienentämällä turbiinia, sen lapojen kokoa tai kasvattamalla virtausnopeutta. [46, s. 99]

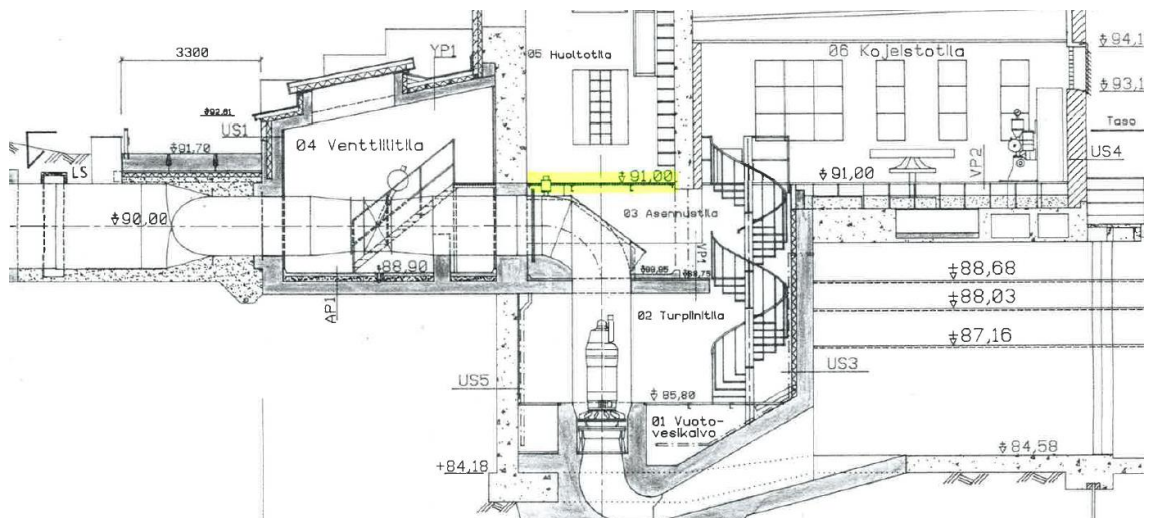


Kuva 26. Turbiinien hyötysuhteet. Y-akselilla esitettyinä hyötysuhde prosentuaalisesti ja x-akselilla suhteellinen virtaaman osuus turbiinin rakennusvirtaamasta. Esitettyinä Pelton, Kaplan, Francis (korkeanopeuksinen), Francis (matalanopeuksinen) ja Propeller -turbiinit. [54]

Kaplan -turbiinin käyttöalue eri virtaamanopeuksilla on laaja. Kuten kuva 26 osoittaa, Kaplan -turbiinilla saavutetaan yli 90 % hyötysuhde suhteellisen virtaaman osuudella turbiinin rakennusvirtaamasta välillä 0,5-0,85. Pelton turbiineilla saavutetaan myös korkea hyötysuhde. Francis turbiinit toimivat selvästi kapeammalla korkean hyötysuhteen alueella. Propeller -turbiinilla maksimi hyötysuhde saavutetaan vasta rakennusvirtaamalla ja matalilla virtaamilla sen hyötysuhde on heikko.

5. SALAHMI

Salahmin vesivoimalaitos on rakennettu vuonna 1953. Salahmin hyötysuhde oli heikko ennen vesivoimalaitoksen uusimista. Uuden turbiini-generaattorin ja vesiteiden muotoilun myötä samasta virtaamasta pystyttiin tuottamaan suurempi teho. Salahmin voimalaitos automatisoitiin ja uusittiin vuonna 1996. Salahmin uudet turbiinigenaattorit toimittsen aikainen ruotsalainen ITT Flygt -yritys. Turbiineja on kaksi ja niiden pyörimisnopeus on 428 kierrosta minuutissa. Turbiinit on liitetty epätahtigenaattoreihin. Generaattorit ovat kiinni turbiinissa ja ne ovat uppoasenteisia eli sijaitsevat veden alla. Vuonna 1996 asennetut turbiinit ovat Propeller-turbiineja. Tehoa vesivoimalaitoksella on nykyisin yhteensä 800 kW, kun vanhan teho oli 450 kW. Asennetut turbiinigenaattorit ovat pysty-akselisia kuten kuvan 27 vaakatasosta pystytasoon muuttuva vesitie osoittaa. Pystyakselisten vuoksi vesivoimalaitoksen rakennetta täytyi muuttaa, sillä pystyakselisilla turbiineilla vesitiet ovat syvempiä kuin vaaka-akselisilla turbiineilla. Tämän vuoksi voimalaitoksen imuputki oli haastava toteuttaa sekä rakennusteknisesti että asennettaessa. Salahmin 43 vuotta palvellut 170 metriä pitkä puinen tulovesiputki korvattiin teräsrakenteisella putkella. Uusi tulovesiputki rakennettiin maan alle. [51]



Kuva 27. Salahmin vesivoimalaitoksen koneisto- ja turbiinitilan poikkileikkaus. [51]

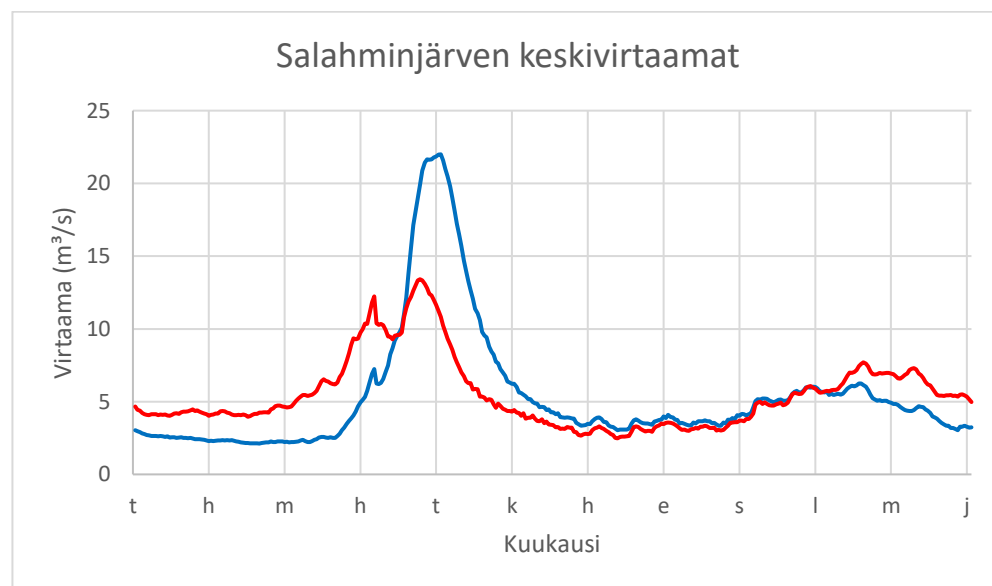
Suurien kevättulvien johdosta sekä Salahmin vesivoimalaitoksen turbiinien huonon säädettävyyden takia on pohdittu mahdollisuutta asentaa Salahmin vesivoimalaitokselle lisäturbiini. Tässä luvussa pohditaan kahta eri ratkaisua vesivoimalaitoslaajennukseen: toisen turbiinin vaihtoa uuteen turbiiniin ja lisäturbiinin asennusta kahden vanhan turbiinin rinnalle.

5.1 Generaattorityyppi, turbiinityyppi ja läpäisykyky

Salahmin vesivoimalaitoksen generaattorit ovat vaihteettomia epätahtigeneraattoreita. Salahmin läpäisykyky on yhteensä $8 \text{ m}^3/\text{s}$, eli $4 \text{ m}^3/\text{s}$ yhtä turbiinia kohden. Virtaamaan säädettävyys Salahmilla on hyvin rajattua, sillä turbiinit ovat säätämättömiä Propeller-turbiineja. Salahmin generaattori- ja turbiinityyppi muodostavat hankalan yhdistelmän, sillä läpäisyä ei voida säätää muulla tavalla kuin kytkemällä toinen turbiini pois käytöstä. Säättömahdollisuudet ovat tällä hetkellä tehon tuotolla mitattuna 400 kW ja 800 kW. Vaihteettoman epätahtigeneraattorin ja säätämättömän Propeller – turbiinin yhdistelmä tarkoittaa käytännössä sitä, että mikäli vesivoimalaitoksella halutaan tuottaa 50 Hz taa-juista ja jännitetasoltaan laadukasta häiriötöntä sähköä, täytyy vesivoimalan turbiinin läpi olla jatkuva $4 \text{ m}^3/\text{s}$ tai molempien turbiinien läpi $8 \text{ m}^3/\text{s}$ virtaama. Koska turbiinit on suunniteltu tietylle rakennusvirtaamalle, niin niiden täytyy toimia jatkuvasti täydellä teholla. [51]

5.2 Ohjuksutus

Kevättulvat Salahmilla kestävät referenssijaksolla keskimäärin 46 päivää eli noin 1,5 kuukautta (ks. kuva 28).



Kuva 28. Kuukausittaiset keskivirtaama -kuvaajat Salahminjärvellä. Referenssijakson (1971-2000) keskivirtaama (sinisellä) ja ennusteen keskivirtaama (punaisella) vuodelta 2010-2039.

Tämä jakso sijoittuu yleensä aikavälille 22.4.-6.6. Jakson aikana vettä on ohjuksutettu Salahmin vesivoimalaitoksella keskimäärin $7,23 \text{ m}^3/\text{s}$ jokaisena päivänä. Tämä vastaa lähes Salahmin vesivoimalaitoksen läpäisykykyä. Vastaavasti tulevaisuusjaksolla kevättulvat siirtyvät noin 2 viikkoa aikaisemmaksi ja keskimäärin kevättulvien kesto on 47 päivää. SYKE:n tulevaisuusjakson ennusteen mukaan Salahmilla täytyisi ohjuksuttaa vettä

voida suoraan päätellä ohijuoksutuksista. Ohijuoksutuksia ei pystyttäisi kokonaan hyödyntämään, sillä ohijuoksutuksen virtaamat ovat pienempiä, kuin vesivoimalaitokselle suunniteltu rakennusvirtaama. Vesivoimalaitosta ei pystyttäisi ajamaan optimaalisella ajotavalla, jolloin saavutetaan maksimiteho ja -hyötysuhde. Ohijuoksutuksesta saatava teho jäisi siis laskettua pienemmäksi. Toisin sanoen tarkan tehon laskeminen vesivoimalaitokselle on monimutkainen prosessi, ja kaava 2 onkin vain suuntaa antava, teoreettinen laskutapa määritettävälle teholle. Lisäksi tulevaisuusjakson ennuste ei välttämättä anna täysin tarkkaa kuvaa huippuvirtaamien suuruuksista, sillä satunnaisia virtaamahuippuja on lähes mahdotonta ennustaa. Näin ollen kevättulvien ohijuoksutukset saattavat ennusteessa jäädä pienemmäksi, vaikka ne todellisuudessa voivat olla arvioitua suurempia.

5.3 Vesivoimakapasiteetin lisätarve

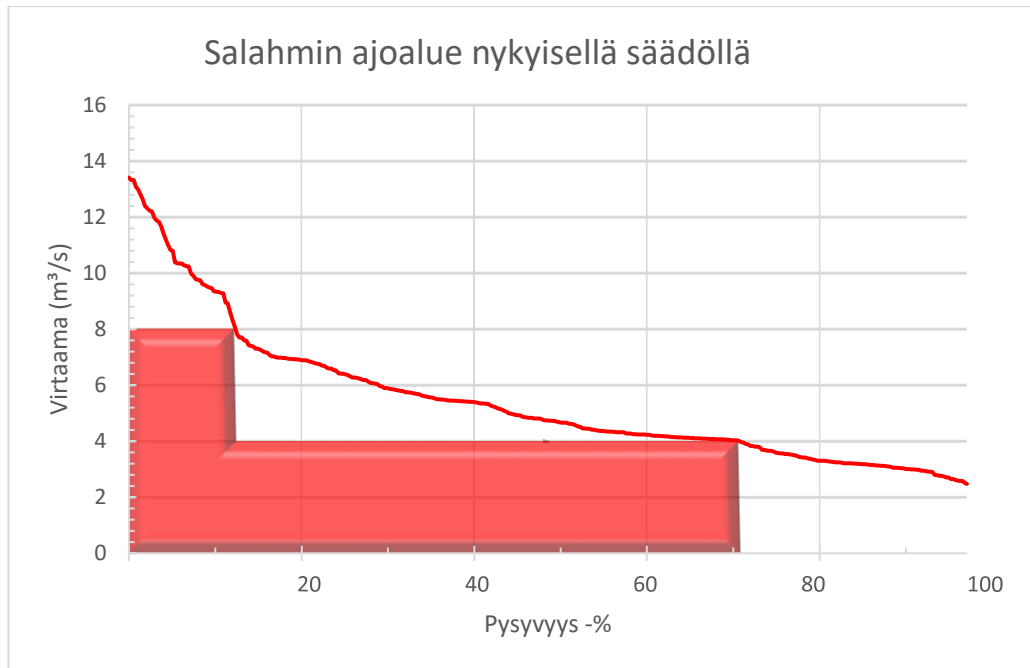
Luvuissa 2.4.1 ja 2.5 tarkasteltiin Salahminjärven pysyvyyskäyrää ja vuodenaikaisvaihteluiden suuruutta virtaamissa. Salahminjärven pysyvyyskäyrästä ilmeni, että virtaamat kasvavat tasaisesti suurimmalla osalla pysyvyysalueesta. Edelleen talvijakson virtaamat kasvoivat tulevaisuusjaksolla suhteessa referenssijaksoon yli 65 prosenttia.

Laskettaessa SYKE:n referenssijakson datasta keskivirtaama koko vuodelle saadaan virtaaman arvoksi noin $5,37 \text{ m}^3/\text{s}$ ja vastaavasti tulevaisuusjaksolle $5,47 \text{ m}^3/\text{s}$ (ks. taulukko 6). Keskivirtaamien perusteella voidaan siis todeta, että kaksi $4 \text{ m}^3/\text{s}$ läpäisykyvyltään olevaa turbiinia Salahmin vesivoimalaitoksella ovat tarpeellisia, sillä pelkkä keskivirtaama ylittää jo yksittäisen turbiinin läpäisykyvyn.

Taulukko 6. Salahminjärven vuodenaikojen keskivirtaamat (m^3/s) laskettuna referenssijaksolle (1971-2000) sekä tulevaisuusjaksolle (2010-2039).

Otosaikaväli	1971 - 2000	2010 - 2039
Talvi	2,92	4,82
Kevät	9,04	8,30
Kesä	4,52	3,47
Syky	4,96	5,26
Keskiarvo	5,37	5,47

Virtaamien suurempi kasvu tulevaisuudessa tuskin tuottaa yhtä suuria ongelmia Salahmin vesivoimalaitoksella kuin muilla vesivoimalaitoksilla. Salahminjärven säännöstely on suhteellisen vapaata verrattuna muihin säännösteltyihin järviin, näin ollen vesivoimalaitoksen ajoa voidaan rytmittää helpommin.[30, s. 75-76] Toisaalta säätämättömän turbiinimallin vuoksi tilanteissa, jossa ajo olisi tehokkainta $4\text{-}8 \text{ m}^3/\text{s}$ virtaaman välillä, ei voida tällä hetkellä toteuttaa. Myöskään alle $4 \text{ m}^3/\text{s}$ tai yli $8 \text{ m}^3/\text{s}$ virtaamia ei voida hyödyntää. Kuva 29 selkiyttää ajoa hiukan paremmin.



Kuva 29. Salahmin vesivoimalaitoksen turbiiniensäätö nykyisillä Propeller- turbiineilla ja niillä saavutettava suurin energiantuotanto. Punainen käyrä esittää tulevaisuusjakson keskivirtaamia. Punainen alue kuvaa hyödynnettävää virtaaman ja pysyvyyden aluetta.

Kuten yllä olevasta kuvasta voidaan havaita, nykyisellä vesivoimalaitoksella pystytään hyödyntämään tulevaisuusjakson virtaamat erittäin heikosti. Seuraavissa kappaleissa on kuvattu, minkälaisilla turbiinivalinnoilla ja mitoituksilla ajoaluetta pystyttäisiin laajentamaan.

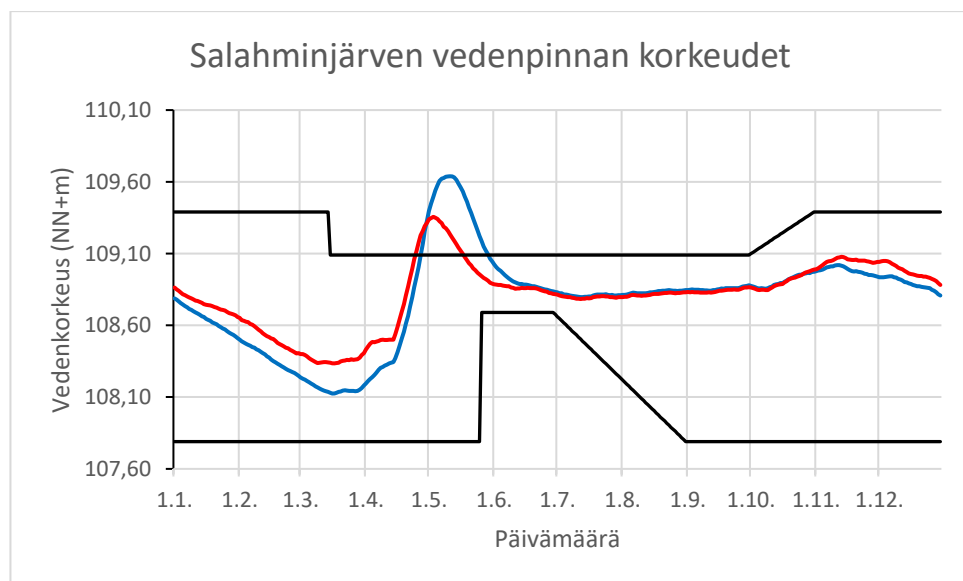
SYKE:n teettämän ennusteen mukaan keskivirtaama kokonaisuudessaan tulisi kasvanemaan vain noin 1,7 prosenttia. Tulevaisuusjakson keskivirtaamien hajonta on maltillisempi verrattuna referenssijakson keskivirtaamiin (ks. kuva 28). Kuvaaja osoittaa, että virtaamat kasvavat alkuvuodesta hyvinkin paljon. Salahminjärvellä ei tällä hetkellä, eikä lähitulevaisuudessakaan, ole tarvetta suureen vesivoimakapasiteetin kasvattamiseen. Kun keskivirtaama on yli 5 m³/s, on tämän tiedon valossa oletettavaa ajatella, että kahdesta turbiinista toista Salahmin vesivoimalaitoksella voidaan pitää päällä lähes koko ajan. Pohtimisen arvoista varmasti olisi, kannattaisiko Salahmille asentaa toisen Propeller-turbiinin tilalle säädettävä Kaplan-turbiini. Tällöin säädettävyys kasvaisi huomattavasti: Propeller-turbiinia voitaisiin pitää käytössä lähes koko ajan ja Kaplan-turbiinia 4 m³/s ylittävillä virtaamilla. Kun virtaamat laskevat alle 4 m³/s voitaisiin voimalaitosta ajaa pelkällä Kaplan -turbiinilla. Luvussa 5.6 pohditaan uuden Kaplan -turbiinin sijoittamista koneistoinen nykyisten Propeller -turbiinigeneraattoreiden rinnalle kolmanneksi turbiiniksi.

Propeller-Kaplan-turbiiniyhdistelmä toisi myös joustoa kevättulvien ajoon. Salahmin vesivoimalaitoksella ei tarvitsisi varastoida vettä molempien koneiden ajamisen varalle,

vaan ajoa voitaisiin Kaplan-turbiinin myötä rytmittää tasaisemmin. Näin ollen ohjuok-
sutusten määrää olisi mahdollista pienentää ajamalla Kaplan-turbiini lävitse vettä pie-
nempiä määriä ennen kevättulvia. Tällä tavalla turbiineita voisi myös ajaa korkeammalla
hyötysuhteella pidemmän aikaa, jolloin saavutettaisiin korkeampi energiantuotanto.

Tarkastelemalla Salahmin säännöstelyrajoja kuvasta 30 voidaan huomata, että vedenpin-
nan alarajan korkeus keväisin on hyvinkin matalalla, eikä Salahmilla ole määritetty eril-
listä kevätkuoppaa. Tätä voitaisiin jatkossa hyödyntää enemmän, ajamalla vettä jo aikai-
semmin keväällä tai jopa vuoden alusta asti suurempia määriä, säädettävän Kaplan-tur-
biinin lävitse. Jos tarkastellaan keskimääräisen vedenkorkeuden kuvaajaa referenssijak-
son osalta maaliskuun puolesta välissä (minimi saavutetaan 17.3) nähdään, että säännös-
telyehdon mukaiseen alarajaan on runsaasti matkaa, tarkalleen ottaen 33,5 cm.

Tulevaisuusjaksolla keskimääräisen vedenkorkeuden kuvaajan minimi saavutetaan sa-
maan aikaan kuin referenssijakson kuvaajalla. Korkeusero minimin ja alarajan välillä on
noin 55 cm. Ohjuokсутuksen minimointi tasaisemmalla ajotavalla kasvattaisi Salahmin
energiantuotantoa. Vanhan Propeller -turbiinin vaihto uuteen Kaplan-turbiiniin tai uuden
Kaplan -turbiinin lisääminen vanhojen turbiinien rinnalle nostaisi myös vesivoimalaitok-
sen hyötysuhdetta.



Kuva 30. Salahminjärven säännöstelyrajat ja keskimääräiset vedenpinnan korkeu-
det. Esitettynä referenssijakson (1971-2000) keskimääräiset vedenkorkeudet (sininen
käyrä). Tulevaisuusjaksolla (2010-39) keskimääräiset vedenkorkeudet. Mustat käyrät
esittävät säännöstelyn ylä- ja alarajaa. [30, s. 76] (muokattu)

5.4 Tehokkuuden ja rakennusvirtaaman tarkastelu

Uuden Kaplan-turbiinin mitoituksessa tulisi pohtia eri vuodenaikojen keskivirtaamien
suuruutta. Taulukon 5 mukaan Salahminjärven virtaamat vaihtelevat kohtuullisesti. Kap-

lan-turbiinia voidaan ajaa korkealla yli 90 prosentin hyötysuhteella laajalla virtaama-alueella. Kuvan 26 Kaplan -turbiinin hyötysuhdekäyrästä voidaan muodostaa ehto. Jos halutaan tavoitella yli 90 prosentin hyötysuhdetta, kuvasta on nähtävissä, että tämä toteutuu virtaaman ja maksimivirtaaman suhteessa välillä 0,5-0,85. Turbiinin mitoitus voidaan lähteä tarkastelemaan maksimivirtaaman kautta. Kuvan 26 x-akselilla on ilmoitettu virtaaman Q suhteellinen osuus maksimivirtaamasta Q_{max} eli x-akselin arvot ovat suhdeluksia maksimivirtaamasta. Tietyn virtaaman mukainen piste on x-akselilta luettuna

$$x = \frac{Q}{Q_{max}}. \quad (3)$$

Yhtälöpari yli 90 % hyötysuhdealueen virtaamille saadaan muodostettua välin [0,5;0,85] ja kaavan 3 avulla.

$$0,5 \leq \frac{Q_\eta}{Q_{max}} \leq 0,85 = \begin{cases} \frac{Q_\eta}{Q_{max}} \geq 0,5, \text{ kun } Q_\eta \leq Q_{max} \\ \frac{Q_\eta}{Q_{max}} \leq 0,85, \text{ kun } Q_\eta \leq Q_{max} \end{cases} \quad (4)$$

Q_η on yli 90 % hyötysuhdealueen virtaama. Maksimivirtaama on samalla myös turbiinin rakennusvirtaama eli $Q_{max} = Q_r$. Edellä olevasta yhtälöstä pystytään ratkaisemaan yli 90 % hyötysuhdealueen ala- ja ylärajavirtaamat Kaplan -turbiinille.

5.5 Mitoitukset Propeller- ja Kaplan -turbiiniyhdistelmälle

Tehokkaan ajotavan mitoitus huippuvirtaaman avulla

Salahminjärven huippuvirtaaman on ennustettu tulevaisuusjaksolla olevan 13,4 m³/s. Mitoitettaessa uutta Kaplan-turbiinia, tulee huomioida toisen Propeller-turbiinin läpäisykyky. Kun toista Propeller-turbiinia ajetaan, huippuvirtaamasta leikkautuu 4 m³/s virtaama. Näin ollen virtaama, mikä jäisi käsiteltäväksi uudelle Kaplan-turbiinille on 9,4 m³/s, joten ratkaisemalla Q_η kaavan 4 yhtälöpareista saadaan

$$4,7 \leq Q_\eta \leq 7,99.$$

Yllä oleva tulos on saatu tulevaisuusjakson huippuvirtaaman avulla, huippuvirtaama oletetaan siis samalla turbiinin rakennusvirtaamaksi. Minimilähtövirtaama Salahminjärvellä SYKE:n tulevaisuusjakson ennusteessa on noin 2,48 m³/s. Tällä mitoituksella ei pystytä ajamaan Kaplan -turbiinin osalta alle 4,7 m³/s ilman, että Q_η toteutuu. Propeller -turbiinilla ei pystytä ajamaan lähes ollenkaan virtaamia alle 4 m³/s, joten Kaplan -turbiinista tulisi huomattavasti ylimitoitettu, ja suuri osa virtaamista jäisi ajamatta vesivoimalaitoksen läpi.

Tehokkaan ajotavan mitoitus keskivirtaamien avulla

Mitoitusta voidaan pohtia myös keskivirtaaman mukaan. Suurin kapasiteetin tarve Salahmin vesivoimalaitoksella on kevätjaksolla. Käytetään siis rakennusvirtaaman arvona taulukon 6 tulevaisuusjakson kevätjakson ennusteen keskivirtaamaa $8,30 \text{ m}^3/\text{s}$. Suoritetaan samanlainen tarkastelu kuten edellä. $Q_{max} = 8,30 \text{ m}^3/\text{s} - 4 \text{ m}^3/\text{s} = 4,30 \text{ m}^3/\text{s}$, missä $4 \text{ m}^3/\text{s}$ on Propeller -turbiinin läpäisykyky. Turbiinin läpi ajettava virtaama yli 90 % hyötysuhdealueella tulisi mitoittaa kaavan 4 ja rakennusvirtaaman mukaan niin, että

$$2,15 \leq Q_{\eta} \leq 3,66.$$

Kyseisellä mitoituksella pystyttäisiin ajamaan matalatkin virtaamat korkealla hyötysuhteella, sillä virtaaman alarajana yli 90 prosentin hyötysuhteelle on $2,15 \text{ m}^3/\text{s}$. Tosin minivirtaama SYKE:n tulevaisuusjakson ennusteessa on noin $2,48 \text{ m}^3/\text{s}$. Tämä tarkoittaisi sitä, että keskivirtaaman arvolla $4,30 \text{ m}^3/\text{s}$ mitoittuna turbiinista tulisi alimitoitettu. Lisäksi kaikkia ylärajan $3,66 \text{ m}^3/\text{s}$ ylittäviä virtaamia ei pystyttäisi ajamaan yli 90 % hyötysuhteella.

Tehokkaan ajotavan mitoitus pysyvyyskäyrän avulla

Pysyvyyskäyrän avulla voidaan myös mitoittaa turbiini. Pysyvyyskäyrästä mitoittamalla saadaan selville, millä turbiinien yhteenlasketuilla ala- ja ylärajoilla saavutetaan korkein energiantuotanto. SYKE:n tulevaisuusjakson ennustevirtaamat on otettu tarkasteluun päiväkohtaisesti. Päiväkohtaisista ennustevirtaamista voidaan estimoida optimaalisin ajoalue koko vuodelle. Tämä on toteutettu niin, että turbiinin yli 90 % hyötysuhdealueen ylärajavirtaamaksi on asetettu pysyvyyskäyrän ennustevirtaamat. Ylärajasta on laskettu turbiinin alarajavirtaama ja lopuksi siitä on vähennetty Propeller -turbiinin läpäisykyky.

Turbiinin mitoituksen alaraja lasketaan päiväkohtaisesta ennustevirtaamasta kaavan 4 mukaisesti. Turbiinin yli 90 % hyötysuhdealueen ylä- ja alarajavirtaamat muodostetaan alkaen suurimmasta ennustevirtaamasta pienimpään. Kun yli 90 % hyötysuhteen alarajat on määritelty jokaisen ennustevirtaaman mukaan, lasketaan jokaiselta ylä- ja alarajavirtaaman virtaamaväliltä niiden välille osuvien virtaamien summa. Sillä ylä- ja alaraja -parilla, millä on korkein virtaamien summa, saadaan tuotettua kaikkein eniten energiaa, koska sillä saadaan vettä määrällisesti kaikkein eniten turbiinin läpi. Excel -ohjelmiston ja kaavan 4 avulla on saatu optimaalisin turbiinienmitoitus ratkaistua ja se on noin

$$2,54 \leq Q_{\eta} \leq 8,32.$$

Kaplan-turbiinin hyötysuhde laskee noin 88-90% välille kun, sitä ajetaan täydellä kapasiteetilla. Tällöin Kaplan -turbiinin hyötysuhdekäyrällä (kuva 26) toimitaan x-akselilta katsottuna välillä $[0,5;1]$, kutsutaan tätä väliä korkean hyötysuhteen alueeksi Q_k . Hyödynnettävä virtaama asettuu lopulta täydellä kapasiteetilla

$$2,54 \leq Q_k \leq 9,08,$$

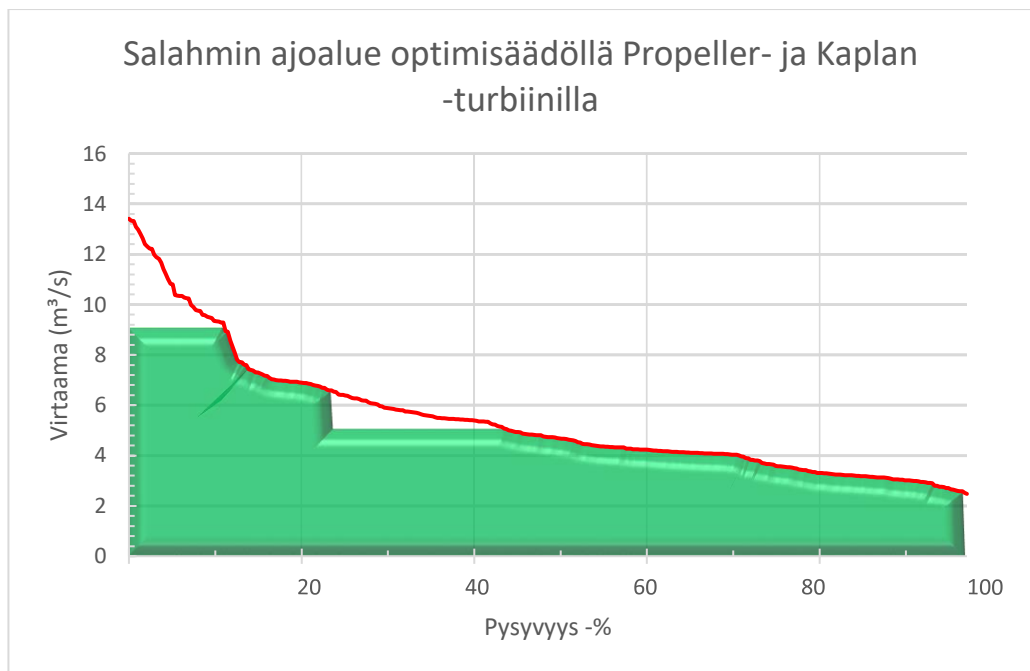
josta Kaplan turbiinin osuus on

$$2,54 \leq Q_k \leq 5,08.$$

Propeller -turbiinin osuus on kiinteä $4 \text{ m}^3/\text{s}$. Kokonaisvirtaamasta ei voida hyödyntää virtaamia lainkaan tai heikolla hyötysuhteelta väliltä

$$5,08 < q < 6,54.$$

Tämä johtuu Propeller -turbiinin säätämättömyydestä. Kuvassa 31 on esitetty maksimaalinen ajettava vesimäärä, mitä optimaalisimmalla Propeller- ja Kaplan-turbiinin mitoituksella voidaan saavuttaa Salahmin vesivoimalaitokselle. Kyseinen pysyvyysalue saavutetaan 99,2 prosenttisesti koko virtaamasta. Välillä 24,3-44,5 % nähdään yllä mainittu hyödyntämätön virtaamaväli $5,08\text{-}6,54 \text{ m}^3/\text{s}$ (valkoinen alue punaisen käyrän ja vihreän alueen välissä). Välillä 0-11,8 %, missä koetaan suurimmat virtaamat, ei voida kuitenkaan hyödyntää läpäisykyvyn $9,1 \text{ m}^3/\text{s}$ ylittäviä virtaamia.



Kuva 31. Salahmin vesivoimalaitoksen optimaalinen turbiiniensäätö Propeller- ja Kaplan -turbiineilla, joilla saavutetaan suurin energiantuotanto. Punainen käyrä esittää tulevaisuusjakson keskivirtaamia. Vihreä alue kuvaa hyödynnettävää virtaaman ja pysyvyyden aluetta.

Käytännössä hyödyntämättömät virtaamavälit pyrittäisiin kuitenkin hyödyntämään, mahdollisesti ajamalla suurempia määriä vettä ennen tai jälkeen virtaamavälin.

5.6 Kaplan -turbiinin sijoittaminen Propeller -turbiinien rinnalle

Seuraavaksi tutkitaan vaihtoehtoa, missä vanhojen Propeller -turbiinigeneraattoreiden rinnalle sijoitettaisiin uusi Kaplan -lisäkone. Näin ollen Salahmin energiantuotanto olisi toteutettu 3 turbiinilla. Tällä kokoonpanolla mahdollisia säätö -ja ajokombinaatiota olisivat 1. Ajo pelkästään säädettävällä turbiinilla. 2. Ajo säädettävällä ja säätämättömällä Propeller -turbiinilla ($4 \text{ m}^3/\text{s}$). 3. Ajo säädettävällä ja kummallakin säätämättömällä Propeller -turbiinilla (yhteensä $8 \text{ m}^3/\text{s}$).

Tehokkaan ajotavan mitoitus huippuvirtaaman avulla

Uuden Kaplan -turbiinin mitoituksessa tulisi huomioida minimivirtaamien sekä maksimivirtaamien suuruudet. Tehokkuuden näkökannalta tärkeää olisi mitoittaa turbiini sillä tavalla, että virtaama-alue sijoittuu Kaplan -turbiinin yli 90 % hyötysuhdealueelle. Hyödynnetään analyysissa jo aikaisemmin tehtyjä laskelmia. Käytetään rakennusvirtaamana virtaamadatan huippuvirtaamaa. Vähennetään ensin Propeller -turbiinien osuus huippuvirtaamasta, näin saadaan virtaaman osuus pelkälle Kaplan -turbiinille. Huippuvirtaaman arvo ennustejaksolla on $13,4 \text{ m}^3/\text{s}$; josta $13,4 \text{ m}^3/\text{s} - 8 \text{ m}^3/\text{s} = 5,4 \text{ m}^3/\text{s}$ olisi uuden Kaplan -turbiinin rakennusvirtaama. Lasketaan kaavan 4 avulla, mikä tulisi uuden Kaplan -turbiinin yli 90 % hyötysuhdealueen ylä- ja alarajavirtaaman arvoksi Q_η , kun $Q_r = 5,4 \text{ m}^3/\text{s}$

$$2,7 \leq Q_\eta \leq 4,59.$$

Tällä mitoituksella Salahmin vesivoimalaitoksen läpi ajettava minimivirtaama voisi olla $2,7 \text{ m}^3/\text{s}$ ja maksimivirtaama Propeller-turbiinit mukaan luettuina yhteensä $4+4+4,59 = 12,59 \text{ m}^3/\text{s}$ yli 90 % hyötysuhdealueella. Vesivoimalaitoksen läpäisykyky on kaikkien turbiinien yhteenlaskettu rakennusvirtaama eli $4+4+5,4 = 13,4 \text{ m}^3/\text{s}$. Yli 90 % hyötysuhdealueen alaraja alitetaan vain 8 päivänä vuodesta SYKE:n ennustedatan mukaan. Näiltä päiviltä minimivirtaamien keskiarvo on $2,56 \text{ m}^3/\text{s}$. Selvitetään Kaplan -turbiinin hyötysuhde tällä virtaamalla. Sijoitetaan kaavaan 3 Kaplan -turbiinin rakennusvirtaama $Q_r = 5,4 \text{ m}^3/\text{s}$ ja minimivirtaama $2,56 \text{ m}^3/\text{s}$

$$x = \frac{2,56}{5,4}$$

$$= 0,47.$$

Tarkastellaan kuvasta 26 Kaplan -turbiinin käyrän ja x-akselin arvon 0,47 leikkauspistettä vastaavaa y-akselin arvoa. Kuvasta nähdään, että minimivirtaaman suhteessa rakennusvirtaamaan hyötysuhde on siis noin 89 %. Alin, 89 % hyötysuhde saavuttaisiin vuodessa 2,2 % ajasta. Tässä mittakaavassa sen tuottamaa tehohäviötä voidaan pitää mitättömänä.

Säätö- ja ajokombinaatiot

Kolmen turbiinin ansiosta Salahmin säätömahdollisuudet kasvaisivat huomattavasti. Säätömahdollisuudet on listattu taulukkoon 7.

Taulukko 7. Salahmin säätö- ja ajokombinaatiot uuden turbiinasennuksen jälkeen. Sarakkeittain: 1. Ajotapa ilmaisee, kuinka monta konetta on käytössä kyseisellä ajotavalla. 2. Q_r ilmaisee kokonaisrakennusvirtaamaa. 3. Sarakkeessa on eritelty jokaisen turbiinin rakennusvirtaama. 4. Tehokkaan ajotavan mukainen virtaama-alue (m^3/s) Kaplan -turbiinilla yli 90 % hyötysuhdealueella. *) yli 90% hyötysuhde pätee vain Kaplan turbiinin osalle virtaamista.

Ajotapa	Q_r	$Q_r/\text{turbiini}$	Q_η (kun $\eta > 90\%$)*
Kaplan	5,4	5,4	$2,70 \leq Q_\eta \leq 4,59$
1xPropeller+Kaplan	9,4	4+5,4	$6,70 \leq Q_\eta \leq 8,59$
2xPropeller+Kaplan	13,4	4+4+5,4	$10,70 \leq Q_\eta \leq 12,59$

Kokonaisuudessaan hyödynnettävä ajoalue yli 90 % hyötysuhdealueella Propeller turbiinit mukaan luettuina olisi siis

$$2,7 \leq Q_\eta \leq 12,59.$$

Kaplan turbiinia voidaan ajaa suhteellisen korkealla hyötysuhteella (88-90%) kuitenkin rakennusvirtaamaan asti, joten ajoalue korkealle hyötysuhteelle voidaan merkitä

$$2,7 \leq Q_k \leq 13,4.$$

Kaksi Propeller turbiinia aiheuttaa ajoon kuitenkin poikkeuksia. Virtaamia ei voida ajaa lähes ollenkaan tai heikolla hyötysuhteella väleillä

$$5,4 < q < 6,7$$

ja

$$9,86 < q < 10,93.$$

Nämä ovat virtaama alueita, joilla siirrytään Propeller -turbiinien käyttöön. Näissä tilanteissa ei suinkaan virtaamaa ohijuokseteta, vaan vettä ajetaan joko pienemmällä virtaamalla ja sitä varastoidaan tai ajetaan suurempaa virtaamaa vesivoimalaitoksen läpi.

Tehokkaan ajotavan mitoitus pysyvyyssäyrän avulla

Mitoituksessa voidaan hyödyntää samaa analyysiä kuin edellisessä luvussa ja mitoitus voidaan toteuttaa Kaplan -turbiinin pysyvyyssäyrän avulla, kun rinnalla on kaksi Propeller -turbiinia. Optimaalisin turbiinien mitoitus, jolla saavutetaan suurin virtaamien

summa, on osoitettu kuvassa 32 vihreänä pinta-alana. Kokonaisvirtaama yli 90 % hyötysuhdealueella vesivoimalaitoksen läpi on

$$2,93 \leq Q_{\eta} \leq 12,98,$$

josta Kaplan -turbiinin osuus on

$$2,93 \leq Q_{\eta} \leq 4,98$$

ja Propeller-turbiinien yhteensä $8 \text{ m}^3/\text{s}$. Kaplan-turbiinin hyötysuhde voidaan olettaa korkeaksi (88-90%) myös rakennusvirtaamilla, joten korkean hyötysuhteen virtaamat ovat

$$2,93 \leq Q_k \leq 13,86.$$

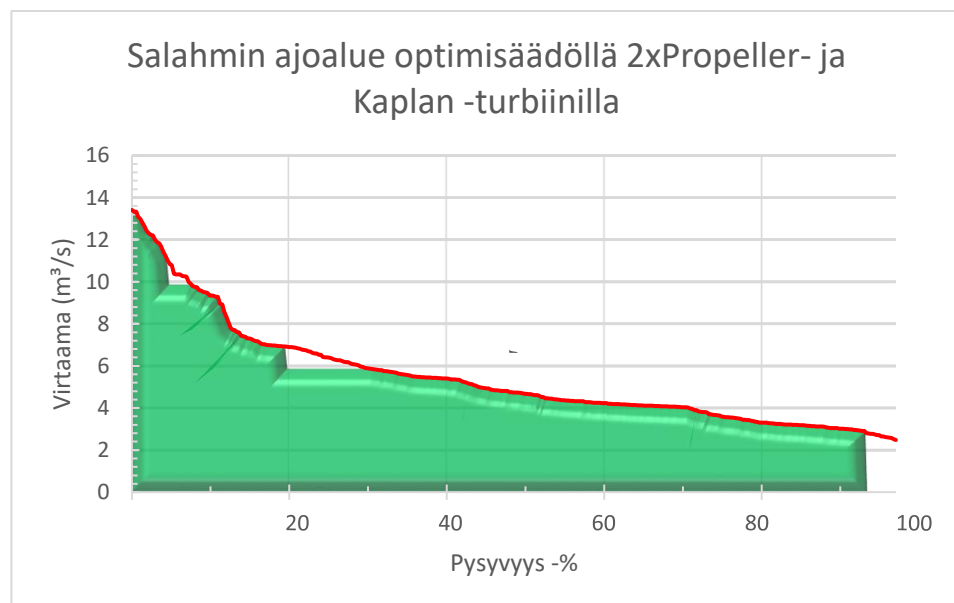
Kahden Propeller -turbiinin säätämättömyydestä johtuen ei voida ajaa virtaamia, jotka ovat

$$5,86 < q < 6,7$$

ja

$$9,86 < q < 10,93.$$

Kuvasta 32 on nähtävillä, että kahdella Propeller -turbiinilla ja yhdellä Kaplan -turbiinilla miltei koko pysyvyysalue on käytettävissä. Käytettävä pysyvyys on 95,6 % koko pysyvyysalueesta. Tällä kombinaatiolla voitaisiin ajaa myös huippuvirtaamat.



Kuva 32. Salahmin vesivoimalaitoksen optimaalinen turbiiniensäätö kahdella Propeller-turbiinilla ja yhdellä Kaplan -turbiinilla, joilla saavutetaan suurin energiantuotanto. Punainen käyrä esittää tulevaisuusjakson keskivirtaamia. Vihreä alue kuvaa hyödynnettävää virtaaman ja pysyvyyden aluetta.

Virtaamia ei voida täysin hyödyntää välillä 19,9-31,4 %, missä virtaamaväliä 5,86-6,93 m³/s, ei voida ajaa. Virtaamaa ei voida myöskään hyödyntää täysin välillä 5,2-7,9 % ja tässä virtaamaväli on 9,86-10,93 m³/s. Nämä alueet näkyvät valkoisena alueena keskivirtaama -käyrän ja vihreän alueen välissä.

5.7 Tehon tuotannon lisäpotentiaali

Mitoituksessa tehokkaan ajotavan mukaan, parhaimmat tulokset saavutettiin seuraavilla vaihtoehdoilla:

Tapa 1. Mitoituksella pysyvyyskäyrän avulla luvussa 5.5., jossa kokonaisrakennusvirtaamaksi kahdella turbiinilla valikoitui noin 9,1 m³/s.

Tapa 2. Edellisessä luvussa, jossa tarkasteltiin mahdollisuutta asentaa kahden turbiinin rinnalle Kaplan -turbiini. Kokonaisrakennusvirtaamaksi valikoitui kolmella turbiinilla 13,9 m³/s, tehokkaan ajotavan mitoituksella pysyvyyskäyrän mukaan.

Toisaalta vaikuttaisi siltä, että turbiininmitoitus huippuvirtaamien mukaisesti johtaisi laajempaan ajoalueeseen kuin ”pysyvyyskäyrä -mitoituksella”. Mitoitus huippuvirtaaman mukaan on

$$2,7 \leq Q_k \leq 13,4.$$

Kun taas ”Tehokkaan ajotavan mitoitus pysyvyyskäyrän avulla” tuottaa ajoalueeksi

$$2,93 \leq Q_k \leq 13,86.$$

Huippuvirtaama tulevaisuusjakson ennusteessa on vain 13,4 m³/s. Näin ollen näyttäisi, että *tavaksi 2* kannattaisi valita ”Tehokkaan ajotavan mitoitus huippuvirtaaman avulla” mukaan, koska ajoalue olisi tällöin laajempi, eikä turbiini olisi ylimitoitettu. Yllä olevat mitoitukset eivät ole kuitenkaan yli 90 % hyötysuhdealueen mitoituksia. ”Pysyvyyskäyrä -mitoituksella” yli 90 % hyötysuhdealueen mitoituksella saadaan

$$2,93 \leq Q_\eta \leq 12,98.$$

Vastaavasti ”Tehokkaan ajotavan mitoitus huippuvirtaaman avulla” -mitoituksella se on

$$2,7 \leq Q_\eta \leq 12,59.$$

Pysyvyyskäyrän avulla tehdyssä mitoituksessa saadaan siis hyödynnettyä korkeammat virtaamat suuremmalla hyötysuhteella. Suurilla virtaamilla saavutetaan määrällisesti suuremmat vesimassat, jolloin hyötysuhteen merkitys kasvaa. Tästä johtuen *tavan 2* valinnassa on päädytty kyseiseen ratkaisuun.

5.7.1 Tavoilla 1 ja 2 aiheutuvat ohjuoksutukset

Tarkastellaan seuraavaksi ohjuoksutuksia *tavan 1* rakennusvirtaamalla referenssijaksolta ja tulevaisuusjaksolta. Salahmin vesivoimalaitoksen rakennusvirtaama *tavalla 1* on $Q_r = 9,1 \text{ m}^3/\text{s}$.

Referenssijaksolta ohjuoksutuksia uudella rakennusvirtaamalla kertyy 41 päivän ajalta ja ohjuoksutukset ovat keskimäärin noin $6,95 \text{ m}^3/\text{s}$. Vastaavasti tulevaisuusjaksolta ohjuoksutuksia kertyy 42 päivän ajalta ja ohjuoksutukset ovat keskimäärin noin $1,82 \text{ m}^3/\text{s}$. Uuden turbiinin myötä referenssijakson ohjuoksutukset vähentyisivät 5 päivällä ja tulevaisuusjakson edelleen 5 päivällä. Ohjuoksutuksen keskivirtaamat laskivat referenssijaksolla noin $0,28 \text{ m}^3/\text{s}$ ja tulevaisuusjaksolla $0,85 \text{ m}^3/\text{s}$.

Tarkastellaan ohjuoksutuksia *tavan 2* rakennusvirtaamalla $Q_r = 13,9 \text{ m}^3/\text{s}$ referenssijaksolta ja tulevaisuusjaksolta. Referenssijakson ohjuoksutukset rakennusvirtaamalla $Q_r = 13,9 \text{ m}^3/\text{s}$ ovat keskimäärin $5,45 \text{ m}^3/\text{s}$. Ohjuoksutuksia referenssijaksolta kertyy 26 päivän ajalta. Tulevaisuusjaksolta ohjuoksutuksia ei kerry ollenkaan, sillä rakennusvirtaama ylittää maksimivirtaaman.

1 tavan ohjuoksutusten keskivirtaamien matala muutos saattaa vaikuttaa merkityksettömältä. Kuitenkin vuorokausissa ohjuoksutusten määrä on vähentynyt, joka vaikuttaa merkittävästi häviöihin.

Salahmilla mitoittamista hankaloittaa Propeller-Kaplan -turbiiniyhdistelmän lisäksi hyvin äkillisesti kasvavat kevättulvat. Jos Salahmin kokonaisläpäisykykyä nostetaan yli $9,1 \text{ m}^3/\text{s}$, tarkoittaa se silloin sitä, että Kaplan -turbiinin rakennusvirtaamaa joudutaan nostamaan yli $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$. Siinä tapauksessa matalimmat virtaamat ajetaan heikommalla hyötysuhteella tai pahimmassa tilanteessa ne joudutaan ohjuoksuttamaan. Salahmilla ei voida tukeutua siis pelkästään optimaalisesti valittuun turbiiniin *tavalla 2*, vaan ajamista pitää myös optimoida. Optimaalisella turbiinien ajolla ja uudella Kaplan -turbiinilla pystytään minimoimaan tulevaisuuden ohjuoksutukset.

5.7.2 Kokonaishyötysuhde uusien turbiinikombinaatioiden mukaan

Arvioidaan seuraavaksi potentiaalinen tehonlisäys, mitä uuden Kaplan -turbiinin avulla voidaan saavuttaa. Lasketaan tehonlisäys myös tulevaisuusjakson virtaaman kasvusta. Aluksi lasketaan Salahmin vesivoimalaitokselle uusi kokonaishyötysuhde turbiinin ja generaattorin uusimisen jälkeen *tavan 1* mukaan. Merkitään vanhan turbiinin hyötysuhdetta symbolilla η_{t1} ja generaattorin hyötysuhdetta symbolilla η_{g1} . Vastaavasti uuden turbiinin ja generaattorin hyötysuhteita symboleilla η_{t2} ja η_{g2} . Kokonaishyötysuhde vanhalle turbiini-generaattorille on $\eta_{t1}\eta_{g1} = \eta_{tot1}$. Merkitään uuden turbiinin ja generaattorin yhteistä kokonaishyötysuhdetta $\eta_{t2}\eta_{g2} = \eta_{tot2}$. Kokonaishyötysuhteen laskennassa tulee huomioida

muutama asia. Turbiinit toimivat itsenäisesti ja ovat toisistaan periaatteessa riippumattomia. Lisäksi turbiineilla on erilaiset läpäisykyvyt. Esimerkiksi eri rakennusvirtaamien omaavien turbiinien hyötysuhteita ei voida laskea keskiarvolaskennalla. Erillisten turbiinien kokonaishyötysuhteen laskennassa ei voida myöskään käyttää kertolaskentaa.

Merkitään Salahmin vesivoimalaitoksen kokonaisrakennusvirtaamaa $q = 9,1 \text{ m}^3/\text{s}$, josta siis Propeller turbiinin rakennusvirtaama on $4 \text{ m}^3/\text{s}$ ja Kaplan -turbiinin $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$. Yksittäisen turbiinin rakennusvirtaama voidaan merkitä kokonaisvirtaaman suhteessa. Näin ollen rakennusvirtaama Propeller -turbiinille olisi $\frac{4}{q}$ ja Kaplan turbiinille $\frac{5,1}{q}$. Turbiinien kokonaisteho on tällöin

$$P_{kok} = P_p + P_k,$$

missä P_p on Propeller -turbiinikoneiston ja P_k on Kaplan -turbiinikoneiston kokonaisteho. Kaavalla 2 saadaan

$$P_{kok} = \eta_{t1} \eta_{g1} \rho g H \frac{4}{q} + \eta_{t2} \eta_{g2} \rho g H \frac{5,1}{q}.$$

Merkitään kaavaan $\eta_{t1} \eta_{g1} = \eta_{tot1}$ ja $\eta_{t2} \eta_{g2} = \eta_{tot2}$,

$$P_{kok} = \eta_{tot1} \rho g H \frac{4}{q} + \eta_{tot2} \rho g H \frac{5,1}{q}$$

Avataan termi P_{kok} ,

$$\eta_{kok} \rho g H \frac{4}{q} + \eta_{kok} \rho g H \frac{5,1}{q} = \eta_{tot1} \rho g H \frac{4}{q} + \eta_{tot2} \rho g H \frac{5,1}{q}$$

$$\eta_{kok} \frac{4}{q} + \eta_{kok} \frac{5,1}{q} = \eta_{tot1} \frac{4}{q} + \eta_{tot2} \frac{5,1}{q}$$

$$\eta_{kok} (4 + 5,1) = \eta_{tot1} 4 + \eta_{tot2} 5,1$$

$$\eta_{kok} = \frac{\eta_{tot1} 4 + \eta_{tot2} 5,1}{9,1}$$

Sijoitetaan vanhan turbiiningeneraattorin $\eta_{tot1} = 0,85$ ja uuden turbiinin $\eta_{tot2} = 0,89$ yllä olevaan kaavaan, saadaan

$$\eta_{kok} = \frac{0,85 \cdot 4 + 0,89 \cdot 5,1}{9,1}$$

$$= 0,872.$$

Salahmin vesivoimalaitoksen uusi kokonaishyötysuhde on toisen turbiinin ja sen turbiinikoneiston uusimisen jälkeen noin 87 %. Kyseinen kokonaishyötysuhteen arvo pätee vain siinä tapauksessa, että vesivoimalaitosta käytetään täydellä teholla.

Lasketaan samaan tapaan uusi kokonaishyötysuhteen arvo kolmelle turbiinille, eli *tavan* 2 mukaan, jossa turbiineista kaksi on vanhoja Propeller -turbiinigeneraattoreita ja yksi Kaplan -turbiinikoneisto. Turbiinien kokonaisrakennusvirtaama on $4+4+5,9=13,9 \text{ m}^3/\text{s}$. Kummallekin Propeller -turbiinigeneraattorille pätee $\eta_{t1}\eta_{g1}=\eta_{tot1}$, sillä koneet ovat samanlaisia. Merkitään uuden Kaplan-turbiinin ja generaattorin yhteistä kokonaishyötysuhdetta $\eta_{t2}\eta_{g2}=\eta_{tot2}$. Merkitään virtaamia samaan tapaan kuten yllä, rakennusvirtaamat Propeller -turbiineille olisi $\frac{2\cdot4}{q}$ ja Kaplan turbiinille $\frac{5,9}{q}$ (missä nyt $q=13,9 \text{ m}^3/\text{s}$). Turbiinien kokonaisteho

$$P_{kok} = 2P_p + P_k,$$

Missä termi $2P_p$ on Propeller -turbiinikoneistojen ja P_k on Kaplan -turbiinikoneiston kokonaisteho. Samaan tapaan kuin edellisen sivun laskelmassa voidaan merkitä virtaamat

$$\eta_{kok} \frac{2\cdot4}{q} + \eta_{kok} \frac{5,9}{q} = \eta_{tot1} \frac{2\cdot4}{q} + \eta_{tot2} \frac{5,9}{q}$$

$$\eta_{kok} = \frac{\eta_{tot1} 2\cdot4 + \eta_{tot2} 5,9}{13,9}$$

$$\eta_{kok} = \frac{0,85\cdot2\cdot4 + 0,89\cdot5,9}{13,9}$$

$$= 0,867$$

Salahmin vesivoimalaitoksen uusi kokonaishyötysuhde Kaplan -turbiinin lisäämisen jälkeen on noin 87 %.

5.7.3 Kokonaistehon muutos eri turbiinikombinaatioilla

Lasketaan seuraavaksi tehontuotanto Salahmin vesivoimalaitokselle nykylaitteistolla, sekä uusilla vaihtoehtoisilla turbiinikombinaatioilla.

Vanhan vesivoimalaitoksen teho

Virtaaman laskennassa täytyy huomioida rakennusvirtaamia suuremmat virtaamat. Vuoden keskiarvoa ei voida suoraan käyttää, sillä se tarkoittaisi sitä, että myös kaikki maksimivirtaamat ajettaisiin vesivoimalaitoksen läpi. Näin ollen on laskettu uusi keskiarvo referenssijakson virtaamalle, jossa läpäisykyky on huomioitu. Uusi keskiarvo keskivirtaamalle vuodessa on $q = 4,7 \text{ m}^3/\text{s}$. Vanhan vesivoimalaitoksen kokonaishyötysuhde $\eta=85 \%$. Sijoitetaan arvot kaavaan 2

$$P = 0,85 \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 12,5 \text{ m} \cdot 4,7 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \approx 489887 \text{ W} \approx 0,490 \text{ MW}.$$

Uusitun vesivoimalaitoksen teho Propeller- ja Kaplan -turbiineilla

Käytetään SYKE:n tulevaisuusjakson ennustetta, jossa on huomioitu vesivoimalaitoksen $9,1 \text{ m}^3/\text{s}$ läpäisykyky huippuvirtaamilla, sekä virtaama-alueet, joita ei voida ajaa. Vesivoimalaitoksen läpi ajettavat virtaamat on nähtävillä kuvan 31 vihreästä alueesta. Näin ollen vesivoimalan läpi ajettavaksi keskiarvoksi ennusteen keskivirtaamasta saadaan $q = 5,13 \text{ m}^3/\text{s}$. Hyötysuhde Propeller-Kaplan -turbiiniyhdistelmän vesivoimalalle on 87,2 %. Sijoitetaan arvot kaavaan 2

$$P = 0,872 \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 12,5 \text{ m} \cdot 5,13 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \approx 548546 \text{ W} \approx 0,549 \text{ MW}.$$

Uusitun vesivoimalaitoksen teho kahdella Propeller- ja Kaplan -turbiinilla

Propeller-Propeller-Kaplan turbiiniyhdistelmällä pystytään ajamaan myös maksimivirtaamat, laskennoissa ei voida käyttää kuitenkaan suoraan keskiarvovirtaamaa. Alle $2,9 \text{ m}^3/\text{s}$ virtaamia ei pystytä täysin hyödyntämään, koska ne ovat yli 90 % hyötysuhdealueen alarajan alapuolella, joten nämä virtaamat jätetään keskiarvolaskuista pois. Laskuissa on huomioitu ajoalue kuvan 32 vihreän alueen mukaisesti. Näin ollen keskivirtaamaksi saadaan $q = 5,51 \text{ m}^3/\text{s}$ ja hyötysuhde Propeller-Propeller-Kaplan -turbiiniyhdistelmän vesivoimalalle on 86,7 %. Sijoittamalla arvot kaavaan 2 saadaan

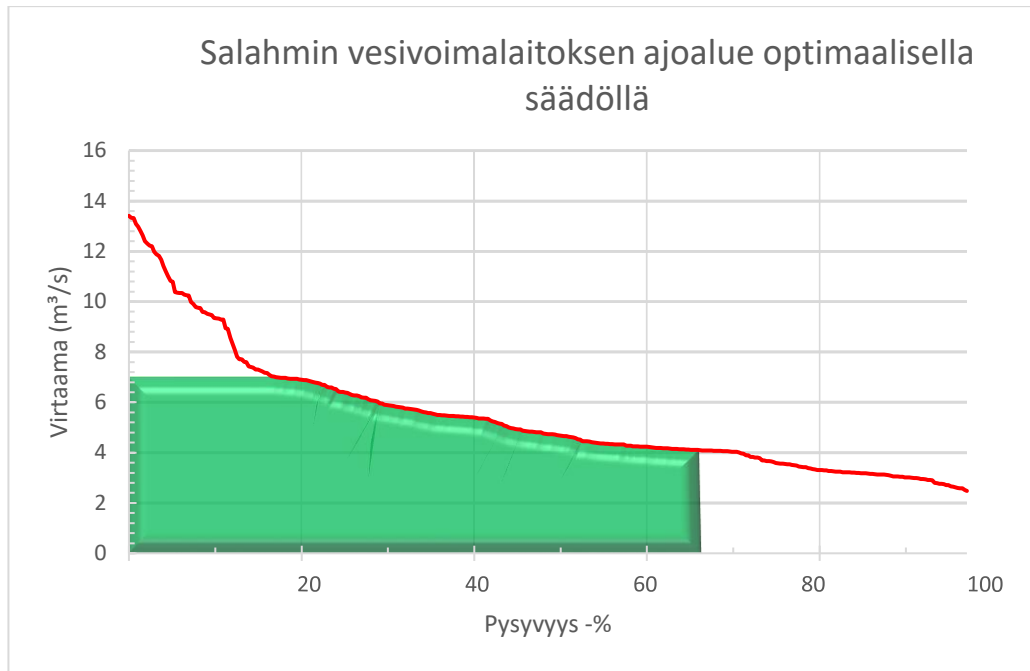
$$P = 0,867 \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 12,5 \text{ m} \cdot 5,51 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \approx 585800 \text{ W} \approx 0,586 \text{ MW}.$$

Uusitun vesivoimalaitoksen teho pelkällä Kaplan -turbiinilla

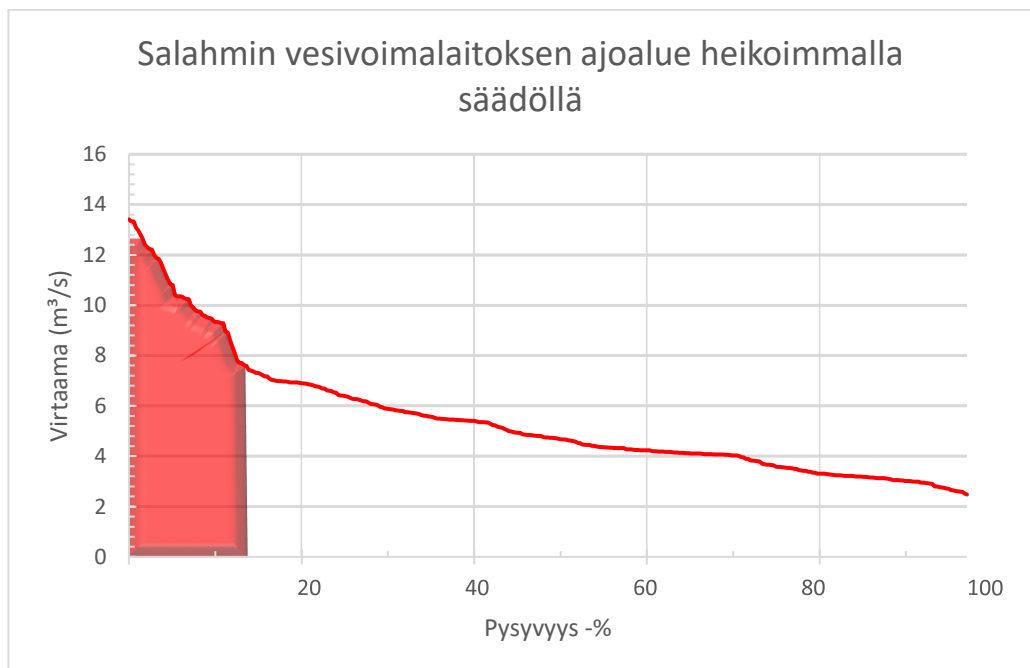
Lasketaan vielä hypoteettinen tilanne, missä uusittua vesivoimalaitosta ajettaisiin pelkällä uusitulla Kaplan-turbiinilla. Optimaalisimmaksi turbiinimitoitukseksi yksittäisellä Kaplan-turbiinilla pysyvyyskäyrän mukaan valikoituu

$$4,1 \leq Q_\eta \leq 7,0.$$

Kuvassa 33 on esitetty maksimaalinen ajettava vesimäärä, mitä optimaalisimmalla Kaplan-turbiinin mitoituksella voidaan saavuttaa Salahmin vesivoimalaitokselle. Kyseinen pysyvyysalue on 68,0 % koko pysyvyysalueesta.



Kuva 33. Salahmin vesivoimalaitoksen optimaalinen turbiinisäätö pelkällä Kaplan-turbiinilla, jolla saavutetaan suurin energiantuotanto. Punainen käyrä esittää tulevaisuusjakson keskivirtaamia. Vihreä alue kuvaa hyödynnettävää virtaaman ja pysyvyyden aluetta.



Kuva 34. Turbiinin mitoitus, jolla saavutetaan heikoin energiantuotanto. Punainen käyrä esittää tulevaisuusjakson keskivirtaamia. Punainen alue kuvaa hyödynnettävää virtaaman ja pysyvyyden aluetta.

Vertailuksi kuvassa 34 on esitetty huonoin vaihtoehto turbiinin mitoitukselle. Energiantuotanto on suoraan verrannollinen kuvissa esitettyihin pinta-aloihin. Kuvassa 34 esiintyvä energiantuotantoa kuvaava pinta-ala (punaisella) on selvästi pienempi, kuin kuvassa

33 esitetty pinta-ala (vihreällä). Kuvan 34 pysyvyysalue saavutetaan turbiinin mitoituksella

$$7,4 \leq Q_{\eta} \leq 12,6.$$

Pysyvyysalue tällä mitoituksella olisi vain noin 14,2 % koko pysyvyysalueesta.

Lasketaan keskiteho, joka saavutetaan kuvan 33 virtaamilla, samaan tapaan kuin muille turbiinikokoonpanoille on laskettu. Virtaamien keskiarvo SYKE:n datasta kuvan 33 mukaisella ajoalueella laskettuna on $5,7 \text{ m}^3/\text{s}$. Jotta pelkän Kaplan –turbiinin teho voidaan laskea, täytyy sille selvittää hyötysuhde. Vesivoimalaitoksen kokonaisyötysuhde saadaan generaattorin ja turbiinin hyötysuhteiden tulosta. Tahtigeneraattorin hyötysuhde on 98 % ja Kaplan-turbiinin 91 %, joten $0,98 \cdot 0,91 \approx 0,89$. Sijoittamalla selvitetty arvot kaavaan 2, saadaan

$$P = 0,89 \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 12,5 \text{ m} \cdot 5,7 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \approx 625351 \text{ W} \approx 0,625 \text{ MW}$$

Lasketuissa virtaamien keskiarvoissa ei ole huomioitu $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ kalaporrasvelvoitetta, joka toteutetaan ohijuoksutuksena sulavesikautena. Laskennassa ei ole myöskään huomioitu perusohijuoksutusta, joka on myös noin $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$.

5.7.4 Energiantuotanto eri turbiinikombinaatioilla

Lasketaan ensin vanhalle vesivoimalaitokselle luvun 5.3 kuvan 29 mukainen energiantuotanto tulevaisuusjakson virtaamista. Tämä toteutetaan siten, että vuoden jokaiselle päivälle lasketaan kaavalla 2 erikseen tuotettu teho, joka kerrotaan käyttötunneilla. Käyttötunteja oletetaan olevan 24 tuntia päivässä. Energiantuotannoksi vanhalla vesivoimalaitoksella saadaan 3,1 GWh/a, mikä on yhteneväinen luvun 2 taulukon 2 Salahmin vuosituotannon kanssa. Tosin, taulukon 2 energiantuotanto on laskettu referenssijakson virtaamista, joten matala energiantuotannon lisäys tulevaisuusjakson virtaamista laskettuna saattaa johtua kasvaneista virtaamista. Turbiinin uusimisen tai lisäämiseen jälkeen voimalaitoksen käyttötunnit vuodessa ja hyödynnettävät virtaamat kasvavat merkittävästi. *Tavan 1* mukaan, jossa kokoonpano on siis Propeller ja Kaplan -turbiiniyhdistelmä, käyttötunnit voidaan laskea niin ikään pysyvyyskäyrästä. Näin ollen *tavalle 1* saadaan energiantuotannoksi vuodessa 4,8 GWh.

Lasketaan vastaavasti energiantuotanto *tavan 2* mukaisella turbiinikombinaatiolla. *Tavan 2* energiantuotanto vuodessa on 4,9 GWh. Energiantuotanto on esitetty taulukossa 8. Taulukosta nähdään, että energiantuotanto kasvaa Salahmilla turbiinin uusimisen jälkeen.

Taulukko 8. Energiantuotanto Salahmin vesivoimalaitoksella eri turbiinikoneistoilla tulevaisuusjakson virtaamalla. Q_r on rakennusvirtaama. η on hyötysuhde. P on teho ja E on energia vuodessa. (Tapa 1: 1xPropeller+Kaplan ja tapa 2: 2xPropeller+Kaplan)

Turbiinikoneisto	Q_r	η	P (MW)	E (GWh/a)
Nykyinen	8	0,85	0,490	3,132
1xPropeller+Kaplan	9,1	0,874	0,549	4,782
2xPropeller+Kaplan	13,9	0,866	0,586	4,918
Kaplan	8,23	0,89	0,625	3,740

Tavalla 2 saavutetaan suurin teho ja suurin energiantuotanto. *Tavalla 1* saavutetaan tosin suurin hyötysuhde. *Tavan 1* ja *2* energiantuotanto vuodessa eroaa 136 MWh. Eroa voidaan pitää niinkin merkittävänä, että vaihtoehdoista jälkimmäinen valitaan lopulliseksi toteutukseksi. Vesivoimalaitoksen kokovuosienergian erotus *tavalla 2* vanhaan turbiinin lisäyksen jälkeen on taulukosta 8 laskettuna noin 1,79 GWh. *Tavalla 1* se on noin 1,65 GWh. Taulukon viimeisellä rivillä on laskettu pelkän Kaplan-turbiinin energiantuotanto.

Lopullisen toteutustapaan vaikuttaa myös perustamiskustannus. *Tavan 1* tapauksessa, vanha Propeller -turbiini täytyisi vaihtaa ja uusi Kaplan -turbiini asentaa vanhan tilalle. Tähän liittyisi huomattavan paljon purkutöitä sekä mahdollisesti vanhojen vesiteiden uudelleen muokkaamista, joka saattaa rakennusteknisesti olla erittäin vaikeaa tai jopa mahdotonta toteuttaa. Lisäksi pitäisi myös huomioida vesivoimalaitoksen muiden tilojen, kuten esimerkiksi koneistotilan soveltuvuus uudelle Kaplan -turbiinille. Purkutytöt saattavat yhdessä uusimisen myötä tulla kustannuksiltaan kalliimmaksi kuin rakentaa kokonaan uusi turbiini, kuten *tavassa 2* meneteltäisiin, tosin Salahmin vesivoimalaitokselle on rakennettu syvemmät vesitiet vuoden 1996 voimalaitoksen uusimisen myötä, jonka puitteisiin uutta Kaplan -turbiinia voitaisiin suunnitella. Vesivoimalaitoksen rakennustekniset ratkaisut ovat kuitenkin tämän työn rajauksen ulkopuolella ja niitä ei täten käsitellä. Vanhaa tuloputkea voitaisiin hyödyntää uuden turbiinin asennuksessa, jolloin saavutettaisiin mittavat säästöt. *Tavalla 2*, jossa olisi kolme turbiinia, täytyisi vesivoimalaitosinvestoinnin yhteydessä rakentaa myös uusi tuloputki. Vanhan tuloputken virtaamapasiteetti on $10 \text{ m}^3/\text{s}$. [51, s. 329-330]

5.8 Yhteenveto

Kaplan -turbiinien mitoituksessa on käytetty kuvan 26 hyötysuhdekäyrää. Hyötysuhdekäyriässä on eroja. Lisäksi generaattoreiden hyötysuhteissa on eroja, joten kokonaishyötysuhteiden määrittämisessä saattaa olla eroa lopulliseen toteutukseen verrattuna.

Energiantuotantoa Salahmilla pystytään lisäämään merkittävästi uuden turbiinikombinaation myötä, jolloin hyödynnettävä vesimäärä kasvaa. Hyödynnettävän vesimäärän eroja vanhan turbiinikombinaation ja uusien välillä on esitetty kuvissa 29, 31, 32 ja 33. Salahmin vesivoimalaitoslaajennuksen investointilaskelmiin perehdytään luvussa 7.4.

6. JYRKÄ

Tässä luvussa pohditaan mahdollisuutta perustaa Jyrkkäkosken vesivoimalaitos nykyisen säännöstelypadon tilalle. Pohdinnan apuna käytetään Jyrkkäkosken yläveden Kiltuanjärven säännöstelykäytäntöä, pysyvyyskäyrää sekä keskivirtaamia.

Jyrkkäkoskella on pitkät perinteet, Jyrkän ruukin juuret ulottuvat 1860 -luvulle asti. Jyrkällä toimi rautaruukki, jonka historia on monivivahteinen. Ruukki lopetti toimintansa lopullisesti vuonna 1919. Viimeistely toiminnan lopettamiselle koettiin vuonna 1934, kun tulipalo tuhosi masuunirakennuksen. Jyrkälle rakennettiin säännöstelypato vuonna 1968. Vuonna 2015 Jyrkän padolle tehtiin patoturvallisuuteen liittyvä kunnostus, jonka kustannus oli noin 200 000 euroa.[81][102]

6.1 Uusi vesivoimalaitos

Uutta vesivoimalaitosta perustettaessa tulee tarkastella hankinnan kannattavuutta. Jyrkän tapauksessa kannattavuuteen perehdytään tarkemmin luvussa 7.5. Vesivoimalaitoksen perustamiseen liittyy paljon myös muita käsiteltäviä asioita, kuten rakennusluvut ja maankäytölliset oikeudet, joita määritetään Vesilain 3 luvun 5§:ssä [92]. Lisäksi vesivoimalaitoksen omistajalla tulee olla säännöstelylupa vesivoimalaitoksen yläveteen. Rakenteellinen suunnittelu ja tekniset ratkaisut ovat iso osa prosessia. Savon Voimalla on säännöstelylupa Jyrkän ylävedelle Kiltuanjärvelle. Jyrkällä on matala putouskorkeus, joka vaikuttaa erittäin paljon sähkötehon tuotantoon.

Jyrkälle suunnitellun vesivoimalaitoksen generaattorityypiksi on valikoitunut tahti-generaattori. Sillä saavutetaan korkea 98 % hyötysuhde. Vaihtoehtona voisi pitää myös kestopagneettigeneraattoria. Tosin tarkastelu generaattorin valinnasta tukeutuu lopulta generaattorityyppien kustannuksiin ja kestopagneettigeneraattorin hinta on korkea. Lopullinen päätös generaattorihankinnasta ja selvitystyö kustannusten laskennasta generaattorin suhteen on Savon Voimalla. [63]

6.2 Rakennusvirtaaman tarkastelu ja turbiiniratkaisut

Taulukossa 9 on lueteltu keskivirtaamat eri vuodenaikoina. Vaihtelu keskivirtaamissa eri vuodenaikojen kesken on suurta etenkin tulevaisuusjaksolla. Virtaamien suurten vaihteluiden johdosta, tulisi Kaplan-turbiiniyhdistelmää harkita vakavasti, mikäli Jyrkälle perustetaan vesivoimalaitos. Kaplan-turbiineilla on laaja virtaama-alue korkeilla hyötysuhteilla.

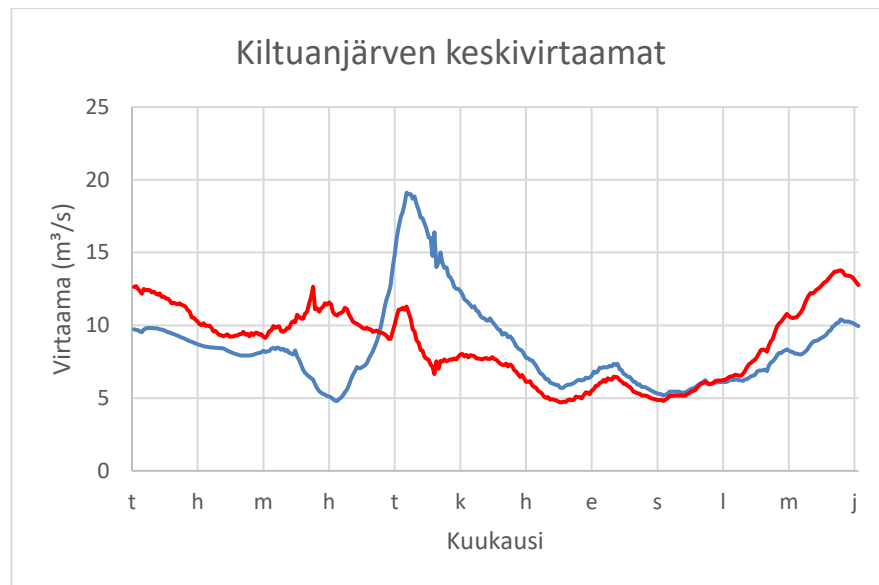
Taulukko 9. Vuodenaikojen keskivirtaamat (m^3/s). Kiltuanjärven keskivirtaamat lasketuna referenssijaksolle (1971-2000) sekä tulevaisuusjaksolle (2010-2039).

Otosaikaväli	1971 - 2000	2010 - 2039
Talvi	9,09	11,46
Kevät	9,67	10,05
Kesä	8,88	6,46
Syksy	6,35	6,67
Keskiarvo	8,50	8,65

Jyrkän tehokkaan ajotavan ja rakennusvirtaaman mitoituksessa tukeudutaan samaan analyysiin kuin edellisessä luvussa 5 uuden Kaplan-turbiinin mitoituksessa. Tilanne Jyrkällä on kuitenkin hieman erilainen kuin Salahmilla. Salahmille voisi suunnitella yhden lisäkoneen, kun taas Jyrkälle täytyisi suunnitella täysin uusi vesivoimalaitos. Tämän tutkimuksen valossa Jyrkälle kannattaisi suunnitella kaksi säädettävää Kaplan turbiinia. Tällä tavalla ajoalue kasvaisi laajemmaksi verrattuna Salahmin Propeller-Kaplan -turbiiniyhdistelmään. Tapauskohtaisesti Jyrkkä eroaa Salahmin vesivoimalaitoksesta siinä, että Jyrkällä ei tarvitse asettaa erillistä kiinteää rakennusvirtaamaa toiselle turbiinille, vaan ajotapa olisi huomattavasti joustavampi, kun kaksi erillistä turbiinia voisi toimia omana yksikkönään. Lisäksi kahdella turbiinilla varmistettaisiin vesivoimalaitoksen toiminta siinäkin tilanteessa, että toinen turbiineista rikkoituisi [46, s. 111].

6.2.1 Kiltuanjärven virtaamat

Seuraavaksi tarkastellaan lähemmin tulevaisuusjakson talvijaksoa, jossa on vuodenaajoista suurimmat virtaamat. Kiltuanjärvellä tulvat koetaan referenssijaksolla osittain kevät ja kesäjaksolla. Tulevaisuusjakson ennusteissa tulva koetaan noin puoli vuotta myöhemmin, tulva-aika alkaa joulukuun ensimmäisellä viikolla ja kestää tammikuun loppuun (ks. kuva 35). Tulevaisuusjaksolla koetaan myös muutama virtaamahuippu ennen referenssijakson kevättulva-aikaa ja sen aikana. Referenssijakson tulva-aika on kuvasta katsottuna touko- ja kesäkuun aikana.



Kuva 35. Kuukausittaiset keskivirtaama -kuvaajat Kiltuanjärvellä. Referenssijakson (1971-2000) keskivirtaama (sinisellä) ja ennusteen keskivirtaama (punaisella) vuosilta 2010-2039. [25]

6.2.2 Turbiinien mitoitus

Turbiinien mitoitusta tarkastellaan samoilla ja eri rakennusvirtaamilla. Jyrkkää ei ole järkevää mitoittaa yhdelle turbiinille, sillä tällöin iso osa matalista ja suurista virtaamista jäisi ajamatta. Jyrkän matala putouskorkeus asettaa ehtoja turbiinille. Matalan putouskorkeuden vuoksi, matalia virtaamia Jyrkältä on vaikeampi ajaa, sillä teho jää tällöin hyvin pieneksi.

Jyrkän Kaplan -turbiinien mitoituksen tulokset on esitetty taulukossa 10. Kiltuanjärven minimilähtövirtaama on tulevaisuusjaksolla $4,7 \text{ m}^3/\text{s}$. Jyrkkää ei voida mitoittaa kuitenkaan tämän lähtövirtaaman mukaan, sillä Kiltuanjärven säännöstelyluvassa mainitaan, että Jyrkän padolta täytyy olla jatkuva $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$ juoksutus, ellei säännöstelyn alaraja uhkaa alittua [30, s. 97]. Näin ollen vesivoimalaitoksen läpi hyödynnettävä minimivirtaama on $3,2 \text{ m}^3/\text{s}$. Taulukon 10 max. virtaama -mitoitus on asetettu Kiltuanjärven maksimi lähtövirtaaman perusteella, joka on $13,78 \text{ m}^3/\text{s}$. Tästä on vielä vähennetty perusohijuoksutus, joten vesivoimalaitoksen läpäisevä maksimivirtaama on $12,28 \text{ m}^3/\text{s}$. Keskivirtaama -mitoitus on kaikkien ennustevirtaamien keskiarvo $7,15 \text{ m}^3/\text{s}$, jossa perusohijuoksutus on huomioitu.

Tarkasteltaessa taulukon 10 4. saraketta, voidaan huomata, että 90 % hyötysuhdealueella kummankin mitoitustavan virtaama-alueen alaraja jää alle minimivirtaaman. Siinä tapauksessa molemmat mitoitustavat alimitoittavat turbiinit.

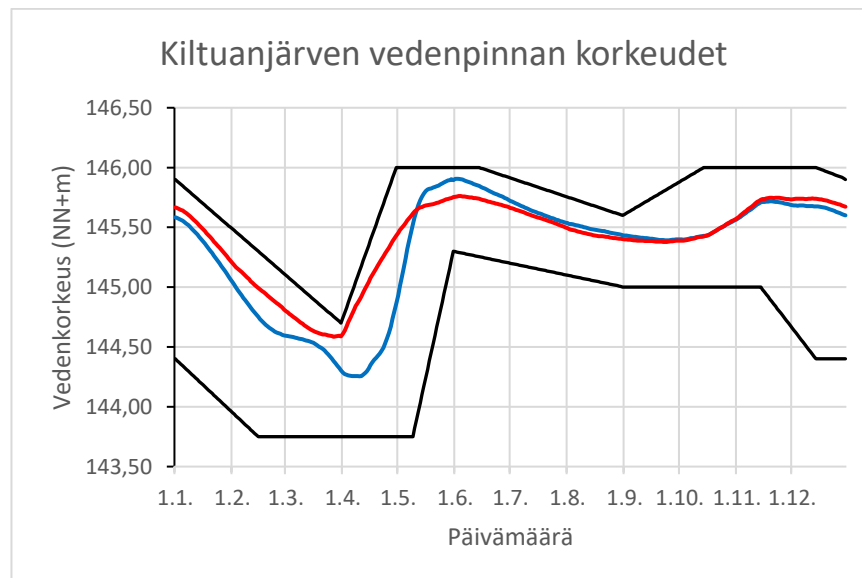
Taulukko 10. Kaplan -turbiinien mitoitus. Sarakkeittain: 1. Mitoitustapa Kaplan -turbiineille. 2. Mitoitustavasta muodostettu kokonaisrakennusvirtaama Q_r (m^3/s). 3. rakennusvirtaamaa (m^3/s) per turbiini. 4. Tehokkaan ajotavan mukainen virtaama-alue (m^3/s) Kaplan -turbiinilla yli 90 % hyötysuhdealueella. 5. Tehokkaan ajotavan mukainen maksimivirtaama (m^3/s) yhteensä kummaltakin turbiinilta, mitä voidaan ajaa pysyessä 90 % hyötysuhdealueella.

Mitoitustapa	Q_r	$Q_r/\text{turbiini}$	Q_η	Max. Q_η yhteensä
Max. virtaama	12,28	6,14	$3,07 \leq Q_\eta \leq 5,22$	10,441
Keskivirtaama	7,15	3,57	$1,79 \leq Q_\eta \leq 3,04$	6,077

Taulukon 2. rivin mukaan; yli 90 prosentin hyötysuhdealueen virtaaman alaraja on 1,79 m^3/s . Näin ollen minimivirtaamaa 3,2 m^3/s ei pystyttäisi ajamaan edes kahdella koneella. Vaan virtaamaa kannattaisi ajaa vasta 1,79 $m^3/s \cdot 2 = 3,58 m^3/s$ virtaamalla.

Tällä mitoitustavalla myös korkeammat virtaamat jäisivät hyödyntämättä, koska niitä ei pystyttäisi turbiineilla ajamaan, vaan vettä täytyisi ohijuokuttaa. Kahden turbiinin yli 90% hyötysuhdealueen yhteenlaskettu ylärajaraja olisi 3,04 $m^3/s \cdot 2 = 6,077 m^3/s$. Taulukon 10 mukaisilla mitoitustavoilla ohijuokutukset kasvaisivat melko suuriksi.

Ongelmia saattaisi muodostua talvi- ja kevätjaksolla, jolloin rakennusvirtaama ylitettäisiin. Huippuvirtaamia olisi mahdollista tasoittaa ajamalla vesivoimalaitoksen läpi



Kuva 36. Kiltuanjärven säännöstelyrajat ja keskimääräiset vedenpinnan korkeudet. Esitettyinä referenssijakson (1971-2000) keskimääräiset vedenkorkeudet (sininen käyrä). Tulevaisuusjakson (2010-39) keskimääräiset vedenkorkeudet. Mustat käyrät esittävät säännöstelyn ylä- ja alarajaa. [25] [30] s.97 (muokattu)

suurempia määriä vettä loppuvuodesta. Säännöstelyluvan mukainen säännöstelyn alaraja on tässä suhteessa loppuvuodesta erittäin joustava, kuten kuvasta 36 on havaittavissa. Tilanne ei ole kuitenkaan yhtä joustava kuin Salahminjärvellä. Kiltuanjärvelle muodostetaan kevätkuoppa, joka on nähtävissä kuvan 36 säännöstelyn ylä- ja alarajasta keväällä. Salahminjärvellä kevätkuoppaa ei ole. Kiltuanjärvellä tämä muodostaa rajoitteita tasaisemman ajon suunnittelulle. Alarajaan kevätjaksolla on paljon etäisyyttä, referenssijaksolla noin 51 cm ja tulevaisuusjaksolla noin 84 cm. Kevät- ja kesäjaksen aikana ala- ja yläraja nousevat jyrkästi. Tämä asettaa haasteita tasaisemmalle ajolle. Ajoa täytyisi optimoida vedenpinnan korkeuksien mukaan. Tilannetta voitaisiin helpottaa myös sopeutuvan säännöstelyn avulla. Tällainen tarkastelu on kuitenkin tämän työn tarkastelun ulkopuolella eikä edellä lueteltuihin asioihin oteta tässä työssä kantaa.

6.2.3 Turbiinin mitoitus – minimivirtaama ajetaan yhdellä turbiinilla

Turbiinit voidaan mitoittaa myös sillä ajatuksella, että vain toista turbiinia ajetaan, kun virtaamat ovat pienimmillään. Alarajavirtaama olisi siis $3,2 \text{ m}^3/\text{s}$ yksittäiselle turbiinille. Kaavan 4 mukaan saataisiin yli 90 % hyötysuhdealueen virtaama-alueeksi yksittäisen Kaplan -turbiinin läpi

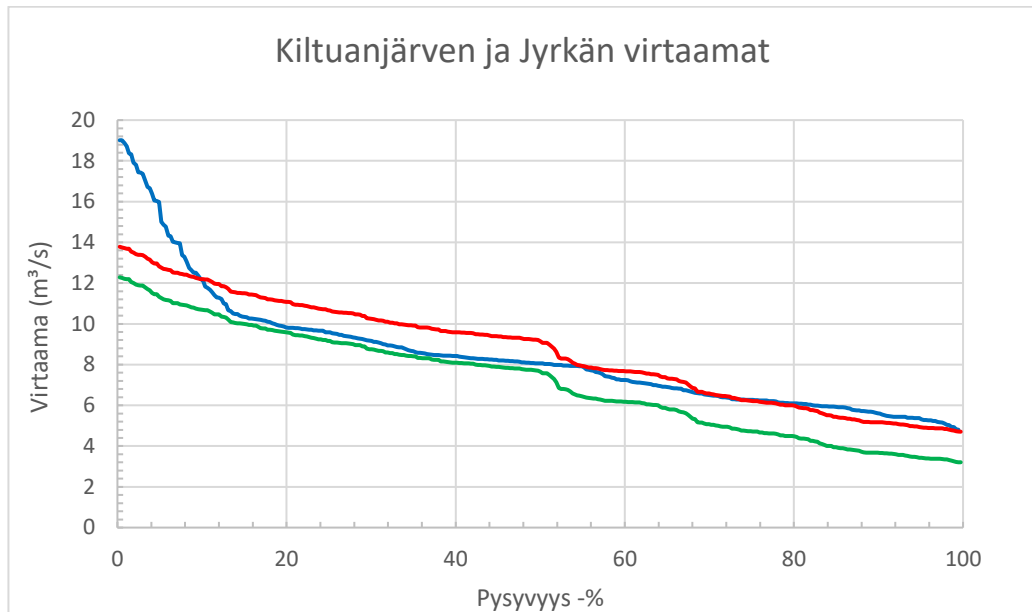
$$3,2 \leq Q_{\eta} \leq 5,4.$$

Tällä turbiinimitoituksella kahdelle turbiinille 90 % hyötysuhdealueen mukainen yläraja olisi yhteensä $2 \cdot 5,44 \text{ m}^3/\text{s} = 10,88 \text{ m}^3/\text{s}$ ja rakennusvirtaama kahdelle turbiinille yhteensä $2Q_r = 2 \cdot 6,4 \text{ m}^3/\text{s} = 12,8 \text{ m}^3/\text{s}$. Rakennusvirtaama pystytään ratkaisemaan kaavasta 4 kun tiedetään Q_n :n mukainen ylä- tai alarajavirtaama.

Kahdella koneella ajettaessa täytyy kokonaisvirtaaman olla vähintään $6,4 \text{ m}^3/\text{s}$, jotta molempien koneiden läpi voidaan ajaa maksimihyötysuhteen alarajavirtaama $3,2 \text{ m}^3/\text{s}$. Virtaaman ollessa välillä $5,4\text{--}6,4 \text{ m}^3/\text{s}$ ajetaan yksittäistä konetta kuitenkin yli 90 % hyötysuhdealueen ulkopuolella, jolloin hyötysuhde kärsii. Tulevaisuusjakson keskivirtaama on $8,65 \text{ m}^3/\text{s}$, joka sijoittuu yli 90 % hyötysuhdealueelle. Tulevaisuusjakson keskivirtaamalla toista turbiinia voitaisiin ajaa $5,4 \text{ m}^3/\text{s}$ ja toista $3,2 \text{ m}^3/\text{s}$ läpäisyllä.

Kaikki yli $3,2 \text{ m}^3/\text{s}$ virtaamat pitäisi saada hyödynnettyä maksimihyötysuhdealueella $10,88 \text{ m}^3/\text{s}$ virtaamaan asti. Tämä voidaan saavuttaa mitoittamalla koneet eri rakennusvirtaamilla tai sitten säätämällä ajoa sillä tavalla, että vältetään ajamista virtaamilla, jotka ovat välillä $5,4\text{--}6,4 \text{ m}^3/\text{s}$. Yhdellä koneella on kannattavaa ajaa virtaamia niin kauan, kunnes ylitetään virtaama $6,4 \text{ m}^3/\text{s}$, koska Kaplan -turbiinin hyötysuhde laskee vähemmän maksimivirtaamilla kuin minimivirtaamilla (ks. kuva 26). Virtaamien noustessa yli $6,4 \text{ m}^3/\text{s}$ ryhdyttäisiin virtaamaa ajamaan kahdella turbiinilla. Ajoa voitaisiin vielä optimoida Kaplan -turbiinin hyötysuhdekäyrää mukailleen, esimerkiksi tarkastelemalla, kuinka paljon hyötysuhteessa menetetään, jos turbiinia ajetaan alle $3,2 \text{ m}^3/\text{s}$. Virtaamista, jotka ovat

yli $6,4 \text{ m}^3/\text{s}$ voidaan ajamiseen käyttää kumpaakin konetta. Kuvan 37 pysyvyyskäyrästä nähdään (vihreä käyrä), että koko pysyvyysalue on suurelta osin hyödynnettävissä näillä virtaamilla.



Kuva 37. Kiltuanjärven ja Jyrkän vesivoimalaitoksen pysyvyyskäyrät. Referenssijakson (1971-2000) keskiarvokäyrä (sinisellä), ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (punaisella) ja Jyrkän vesivoimalaitoksen läpi ajettava ennusteen (2010-2039) keskiarvokäyrä (vihreällä), josta on vähennetty säännöstelyluvassa mainittu pakollinen $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$ juoksutus.

Todellisuudessa turbiineja ei tulla mitoittamaan samalla läpäisykyvyllä. Turbiineihin valitaan eri suuruiset läpäisykyvyt, sillä näin saadaan kavennettua kahden turbiinin välistä heikomman hyötysuhteen aluetta, joka syntyy tilanteessa, kun toinen turbiineista otetaan käyttöön. Jotta maksimihyötysuhdealueutta pystyttäisiin merkittävästi hyödyntämään, valitaan turbiinit siten, että niiden ajoalueet leikkaavat toisiaan. Todellisuudessa turbiinien läpäisykyvyt saattaisivat olla esimerkiksi turbiinin 1. osalta $6,4 \text{ m}^3/\text{s}$ ja turbiinin 2. $8,1 \text{ m}^3/\text{s}$. Näillä asetuksilla turbiinin 1. yli 90 % hyötysuhdealueen mukainen virtaama Q_η olisi siis jo aikaisemmin laskettu

$$3,2 \leq Q_\eta \leq 5,4$$

ja kaavan 4 avulla laskettuna rakennusvirtaamasta turbiinille 2

$$4 \leq Q_\eta \leq 6,9.$$

Näin ollen tehokas ajotapa yhteenlaskettuna koko vesivoimalaitokselle saavutettaisiin

$$3,2 \leq Q_\eta \leq 12,3.$$

Rakennusvirtaamaksi tulisi yhteensä $6,4 + 8,1 = 14,5 \text{ m}^3/\text{s}$. Lopullisesta turbiinien mitoituksista vastaa turbiinin toimittaja. Yllä lasketuilla mitoituksilla on teoriassa mahdollista käyttää vesivoimalaitosta yli 90 % hyötysuhdealueella vuoden jokaisena tuntina, ks. kuva 37.

6.3 Energiantuotannon tarkastelu ja euromääräinen tuotto

Energiantuotanto lasketaan Jyrkälle oletuksella, että vesivoimalaitosta voidaan käyttää vuoden jokaisena tuntina, maksimihyötysuhdealueella. Virtaamista voidaan laskea saatutettava teho kaavan 2 avulla. Jyrkän putoukorkuus H on 3 metriä. Jos uusi vesivoimalaitos perustetaan, voidaan nykyajan laitteistoilla olettaa hyötysuhteen olevan lähellä 90 % [60, s. 462]. Tahtigeneraattorin hyötysuhde on 98 % ja Kaplan turbiinin 91 %, Jyrkälle suunnitellut turbiinit ja koneistot olisivat lähes identtisiä, joten näin ollen vesivoimalaitoksen kokonaishyötysuhde saadaan generaattorin ja turbiinin hyötysuhteiden tulosta $0,98 \cdot 0,91 \approx 0,89$. Muut kaavaan 2 sijoitettavat arvot ovat samoja kuin edellisessä luvussa 5.2, joten sijoittamalla kaavaan referenssijakson keskivirtaama ja yllä luetellut arvot saadaan

$$P = 0,89 \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 3 \text{ m} \cdot 8,5 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \approx 222638 \text{ W} \approx 0,2226 \text{ MW}.$$

Teho vastaavasti tulevaisuusjakson keskivirtaamalle on noin 0,2266 MW. Käytetään energian laskemiseen koko vuoden tunteja eli 8760 tuntia. Referenssijakson kokonaisenergiaksi vuodessa saadaan käyttötunneilla laskettuna $0,2226 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \approx 1950 \text{ MWh/a}$, missä a tarkoittaa yhtä vuotta. Laskettaessa euromääräinen tuotto keskivirtaamalle käyttäen vuoden 2015 sähkön keskihintaa, saadaan tuotoksi $1950 \text{ MWh/a} \cdot 29,66 \text{ €/MWh} \approx 57\,837 \text{ euroa/a}$. [7]

Lasketaan energiantuotanto ja euromääräinen tuotto samalla sähkön hinnalla myös tulevaisuusjakson teholle. Kokonaisenergia vuodessa $0,2266 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \approx 1985 \text{ MWh/a}$ ja tuotto noin $1985 \text{ MWh/a} \cdot 29,66 \text{ €/MWh} \approx 58\,876 \text{ euroa/a}$. [7]

Vuosituotannon ero euromääräisessä tarkastelussa on suhteellisen pieni, kuten yllä olevista laskuista nähdään. Keskivirtaamien kasvu referenssijaksolta tulevaisuusjaksolle on Jyrkällä suhteellisen pientä SYKE:n ennusteiden mukaan. Yllä laskettu teho on oletettu laskettavan siten, että vesivoimalaitokset tuottavat vuoden jokaisena tuntina. Vesivoimalaitoksilla tulee keskeytyksiä, eikä käyttötunteja voida laskea suoraviivaisesti. Yllä laskettu teho on teoreettinen teho. Yllä lasketuissa laskuissa ei ole myöskään huomioitu säännöstelyluvan mukaista $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$ ohijuoksutusta. Hyödynnettävissä oleva teho on siis todellisuudessa $7,15 \text{ m}^3/\text{s}$ tulevaisuusjakson keskivirtaamalla

$$P = 0,89 \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 3 \text{ m} \cdot 7,15 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \approx 187252 \text{ W} \approx 0,1873 \text{ MW}$$

ja näin ollen energia vuoden käyttötunneilla on $8760 \cdot 0,1873 \approx 1641$ MWh/a

6.4 Yhteenveto

Jyrkän padolle on mahdollista rakentaa vesivoimalaitos, jolla full-Kaplan turbiinien avulla voidaan tuottaa tehokkaasti energiaa suurilla käyttötunneilla. Luvun 6.2.3 analyysin mukaisesti lopullinen suunnittelu turbiineilla johtaa siihen, että Jyrkälle asennetaan kaksi läpäisykyvyltään eri kokoista, mutta toistensa ajoalueita leikkaavat turbiinit. Leikkaavuuden kannalta hyödykästä ei ole pelkästään se, että virtaamaa pystytään ajamaan maksihyötysuhdealueella jatkuvalla syötöllä. Mahdollisen vikatilanteen sattuessa, jos vaikka toinen turbiineista rikkoontuu, voidaan silti ajaa toisella turbiinilla jatkaa. Leikkaavuuden hyöty on nähtävissä vikatilanteen sattuessa siinä, että turbiinit ovat lähellä samaa kokoluokkaa, joten myös pienet virtaamat voidaan ajaa suuremmalla turbiinilla, jos pienempi rikkoontuu. Ympäristönäkökulmasta katsottuna kahdella full-Kaplanilla pystytään huomattavasti pienentämään säännöstelystä aiheutuvia ympäristöhaittoja. Virtaamaa pystytään ajamaan ja säätämään tasaisemmin. Joten vedenpinnan korkeuksien äkillinen vaihtelu pienenee, tällä on suora vaikutus esimerkiksi rantaeroosioon ja kalojen kutemiseen.

7. VESIVOIMALALAITOSYKSIKÖN INVESTOINTILASKELMAT

Mahdollisten vesivoimalaitosinvestointien osalta lasketaan Salahmin lisäkoneelle ja Jyrkän uudelle vesivoimalaitokselle tuotto. Tuotto lasketaan sähkön hintaennusteiden mukaan. Tuoton sekä käyttö- ja kunnossapitokustannusten erotus diskontataan nykyhetkeen. Diskonttaamisessa hyödynnetään investointilaskennallisia menetelmiä.

7.1 Vesivoimalaitoksen kustannusten selvitys

Vesivoimalaitoksen kustannukset ovat laitoskohtaisia. Kustannusten määräytymiseen liittyy oleellisesti vesivoimalaitoksen koko sekä turbiinien määrät ja koot. Myös turbiinin tyyppi sekä eri generaattoriratkaisut määrittävät vesivoimalaitosten kustannuksia. Käyttö- ja kunnossapitokustannukset Salahmin vesivoimalaitoksella ovat tyypillisesti 10 000 euroa vuodessa. Salahmille uudesta asennetusta turbiinista aiheutuu noin 2000 euron lisäkustannukset käyttö- ja kunnossapitoon. Jyrkälle voidaan käyttää samoja 10 000 euron käyttö- ja kunnossapitokustannuksia kuin Salahmille.

Vesivoimalaitoksen perustamiskustannus Jyrkälle olisi noin 650 000 euroa. Uuden turbiinin ja generaattorin kustannus asennettuna Salahmin vesivoimalaitokselle on noin 450 000 euroa. Uusi tulovesiputki asennettuna ja vesivoimalaitoksen lisäsiipi tulisivat yhteensä maksamaan noin 500 000 euroa. Lisäksi sähköistyksen kustannus on noin 50 000 euroa. Kokonaisuudessaan uusi turbiini asennettuna ja käyttövalmiina tulisi maksamaan Salahmille noin miljoona euroa. Yllä luetellut käyttö- ja kunnossapidon kustannukset sekä perustamiskustannukset pohjautuvat Savon Voimalta saatuihin tietoihin. Voimalaitoksen perustamiskustannuksia käsitellään laskelmissa *perusinvestointina K*, laskelmiin palataan tarkemmin luvussa 7.3.

7.2 Sähkön hintaennusteet

Investointilaskelmissa käytetään Savon Voiman hankkimia sähkön hintaennusteita. Laskeissa on määritelty pitoajaksi eli tarkasteltavaksi ajaksi 30 vuotta. Ennusteet Suomen sähkön aluehinnoille ovat aikaväliltä 2017-2047. Savon Voiman hintatilastoissa ovat viikoittaiset sähkön markkinahintaennusteet, jotka ulottuvat vuoden 2020 loppuun asti. Vuoden 2020 jälkeiset hintaennusteet saadaan Thomas Reutersin laatimasta tutkimuksesta ”Long term power outlook – 2015”. Siinä tutkitaan pitkän aikavälin energiamarkkinanäkymiä Pohjoismaissa.

Tutkimuksessa hintaennusteet on luotu käyttäen SDDP -mallia (Stochastic Dual Dynamic Programming, Suom. *Stokastinen duaalinen dynaaminen ohjelmointi*). SDDP-mallilla

optimoidaan vesivarastojen käyttöä, vesivaraston tilannetta, vertaillaan esimerkiksi polttoaineiden hintoja ja aluesähköhintaa. Malli on hyvin kokonaisvaltainen, se sisältää paljon muuttujia, joiden avulla ennustus luodaan [26]. SDDP:n ennustukset ovat luotu vuoteen 2035 saakka. Vuodesta 2035 vuoteen 2047 asti ennusteet ovat luotu *inflaatiokorjauksella*. Inflaatiokorjaus on toteutettu sillä tavalla, että on laskettu vuosittaiset inflaatiot SDDP:en ennustuksista vuosilta 2020-2035. Vuosittaisista inflaatioista on laskettu keskiarvo koko aikavälille 2020-2035. Lasketulla inflaation keskiarvolla on muodostettu sähkön hintaennusteet vuosille 2035-2047.

7.3 Investointilaskelmat

Vesivoimalaitosinvestoinnin tuottoja ja kustannuksia voidaan laskea eri tavoilla. Pelkkää tuottoa voidaan arvioida nykyarvo (*NA*) -menetelmän avulla. Tuoton suhdetta kiinteisiin kuluihin voidaan tarkastella myös muutamalla menetelmällä, näistä mainittakoon nettonykyarvo-, takaisinmaksuaika- ja sisäisen korkokannan -menetelmä. Tässä työssä tuottojen suhtautumista kustannuksiin tutkitaan vain nettonykyarvo -menetelmällä (*NNA*), toimeksiantajan toiveesta. [34] *NA*- ja *NNA*-menetelmissä on pohjimmiltaan kyse kassavirtojen *diskonttaamisesta* ja menetelmät sisältävät *diskonttaustekijät*, jotka esitetään seuraavissa aliluvuissa. Rahan arvo muuttuu ajan myötä. Tämän takia tulevaisuuden ja tämän hetken kassavirta eivät ole vertailukelpoisia keskenään, näin ollen tulevaisuuden kassavirrat diskontataan eli muutetaan vertailukelpoiksi nykyhetkeen. Diskonttaaminen toteutetaan määrättyllä *laskentakorkokannalla*. Laskentakorkokanta on määritetty korko, joka voi perustua esimerkiksi tiettyyn tuottovaateeseen. Laskentakorkokanta määrittää myös rahoituksen kustannuksia. Yleensä laskentakorkokanta on määritetty yrityksen rahoituksesta vastaavan johdon toimesta.[96]

Tuottoja on laskuissa pohdittu muuttuvan ja vakiotulovirran avulla. Tämä vaihtoehtoinen lähestymistapa on valittu johtuen puuttuvista vuoden 2035-2047 sähköennusteista. Pelkkää inflaatiokorjausta ei voida pitää absoluuttisen tarkkana. Lisäksi ennusteiden epävarmuus kasvaa, mitä pidemmälle ennuste muodostetaan. Tästä johtuen tuoton laskelmissa on käytetty myös vakiotulovirran menetelmää, jonka kassavirta on luotu sähkön hintaennusteiden keskiarvosta väliltä 2017-2035.

7.3.1 Nykyarvo

Vesivoimalaitosten tuotto voidaan laskea *NA* -menetelmällä. Nykyarvon voi laskea kahdelle eri tavalla: tulovirran menetelmällä, missä tulovirta muuttuu tarkasteltavalla jaksolla tai vakiotulovirran menetelmällä. Menetelmä, missä tulovirta muuttuu tarkastelujakson mukaan, ratkaistaan seuraavan kaavan avulla

$$NA = \sum_{j=1}^n \frac{k_j}{(1+i)^j}, \quad (5)$$

missä k on kassavirta, n aikajakso kassavirran vakiotulovirralla, j tarkastelujakso ja i laskentakorkokanta.

Muuttuvalla tulovirralla diskonttaustekijä on [96]

$$\frac{1}{(1+i)^j}$$

Vakiotulovirran menetelmä on hyvin samantapainen. Nykyarvon määritelmä vakiotulovirralla[34]:

$$\begin{aligned} NA &= \sum_{j=1}^n \frac{k}{(1+i)^j} \\ &= k \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n}. \end{aligned} \quad (6)$$

Vakiotulovirran menetelmällä diskonttaustekijä on [96]

$$\frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n}$$

7.3.2 Nettonykyarvo

Nettonykyarvo-laskennassa on huomioitu perusinvestoinnin kustannus, menetelmällä pyritään siis selvittämään, mikä on investoinnin nettotuotto. Jos NNA :n tulos on yli nolla, silloin investointi on kannattava. NNA voidaan laskea myös kahdella eri tavalla, muuttuvalla tulovirralla tai vakiotulovirralla. Nettonykyarvoon liitetään myös käsite *jäännösarvo*, mikä tarkoittaa tietyn tarkastelujakson jälkeistä euromääräistä arvoa, minkä investointi omaa. Nettonykyarvon kaava muuttuvalla tulovirralla

$$NNA = -K + \sum_{j=1}^n \frac{k_j}{(1+i)^j} + \frac{JA}{(1+i)^j},$$

missä JA on jäännösarvo. Salahmin ja Jyrkän investointilaskelmissa jäännösarvoa ei tarkastella, joten viimeinen termi yllä olevasta kaavasta poistuu ja kaavan lopullinen muoto on

$$NNA = -K + \sum_{j=1}^n \frac{k_j}{(1+i)^j},$$

missä K on perusinvestointi. Nettonykyarvon kaava vakiotulovirralla

$$NNA = -K + \sum_{j=1}^n \frac{k}{(1+i)^j},$$

mihin summalauseke

$$\sum_{j=1}^n \frac{k}{(1+i)^j}$$

saadaan suoraan kaavasta 6, joten NNA vakiotulovirran kaava muotoutuu lopulta muotoon

$$NNA = -K + k \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n}. \quad (7)$$

7.4 Salahmi

Tässä luvussa lasketaan uusittavalle Salahmin vesivoimalaitokselle NA ja NNA . Tarkasteluun otetaan luvussa 5.7 käsitellyt turbiinikombinaatiot, joita ovat *tapa 1* (Propeller- ja Kaplan -turbiini), *tapa 2* (kaksi Propeller-turbiinia ja yksi Kaplan -turbiini) ja pelkkä Kaplan -turbiinilla tehty tuotto. *Tavalla 1* Energiantuotanto vuodessa lisääntyisi nykyisestä kokoonpanosta 1,65 GWh. *Tavalla 2* energiantuotanto lisääntyisi taas 1,786 GWh. *Tavalla 1* uusi Kaplan -turbiini voitaisiin asentaa vanhan Propeller -turbiinin tilalle, jolloin uutta tuloputkea ei tarvitsisi asentaa. *Tavalla 2* täytyisi asentaa uusi tuloputki, joka lisää investoinnin peruskustannusta 250 000 eurolla.

Nykyarvo

Laskuissa käytetään 30 vuoden pitoaikaa ja 8 % laskentakorkokantaa. Ensin lasketaan NA muuttuvan tulovirran menetelmällä, käyttämällä laskentaan kaavaa 5. Virtaama on Salahmilla oletettu vakioksi koko pitoajalle vuoteen 2046 asti. SYKE:n tulevaisuusjakson virtaamaennusteet on muodostettu aikavälille 2010-2039, tästä huolimatta käytetään tulevaisuusjakson virtaama-arvoja investointilaskuissa vuoteen 2046 asti. Tulovirta on muuttuva, koska siinä käytetään sähkön hintaennusteita. Kaplan -turbiinin lisätuoton tulokset *tavalle 1* on esitetty liitteessä B, taulukossa B.1. Katsomalla taulukosta, nykyarvoksi 30 vuoden pitoajalla muuttuvalla tulovirralla saadaan 629 890 euroa. Sähkön hintaennusteet ovat tulovirtaa muuttava komponentti.

Lasketaan NA vielä vakiotulovirralla. Lasketaan keskimääräinen sähkön hinta sähkön hintaennusteista vuosilta 2017-2035. Sovelletaan tätä hintaa vuoteen 2046 asti. Keskimääräinen sähkön hinta C on 34,7 €/MWh. Muokataan kaavaa 6

$$NA = k \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n},$$

siten, että tulovirta

$$k = -m + E \cdot C, \quad (8)$$

missä m on käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Uudelle Kaplan -turbiinille $m=2000$ euroa. Näin saadaan vakiotulovirran NA -kaavan muotoon

$$NA = (-m + E \cdot C) \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n}. \quad (9)$$

Sijoittamalla edellä mainittuun kaavaan muuttujien arvot saadaan

$$NA = (-2000 + 1650 \cdot 34,7) \cdot \frac{((1+0,08)^{30} - 1)}{0,08 \cdot (1+0,08)^{30}} \approx 622\,049 \text{ euroa.}$$

Samaan tapaan NA on laskettu *tavalle 2* ja pelkälle Kaplan -turbiinille (laskelmat muuttuvalle tulovirralle tarkemmin esitettynä liitteessä B, taulukoissa B.2 ja B.3) Ratkaistut NA :t on esitetty taulukossa 11.

Taulukko 11. Eri turbiinikombinaatioiden euromääräiset tuotot, niiden tuottamalla lisäenergialla. 3. Sarake esittää NA -menetelmän muuttuvaa tulovirtaa ja 4. Sarake NA -menetelmän vakiotulovirtaa.

Turbiinikombinaatio	Lisäenergia (GWh/a)	NA muuttuva (€)	NA vakio (€)
Tapa 1.	1,65	629 890	622 049
Tapa 2.	1,786	683 664	675 177
Kaplan	3,74	1 456 270	1 438 497

Vakiotulovirran vs. muuttuvan tulovirran erot johtuvat vakiotulovirrassa käytetystä sähkön keskiarvohinnasta. Suuri ero tuotossa saavutetaan ensimmäisenä vuonna. Ensimmäisenä vuonna diskonttaustekijä on vielä suuri ja ennusteen sähköhinta suuri, kun taas vakiotulovirralla se on 34,7 euroa/MWh. Alkuvuosien sähkön hinnoilla on siis suuri vaikutus diskonttaustekijän takia. Lopullinen ero tuotossa selittyy kuitenkin keskimääräisen sähkön hinnan erossa. Muuttuvan tulovirran keskimääräinen sähkön hinta vuosilta 2017-2047 on noin 37,6 euroa/MWh. Vakiotulovirran menetelmässä on käytetty Savon Voiman ja Thomson Reutersin ennusteiden keskiarvoa vuosilta 2017-2035, joka siis on 34,7 euroa/MWh. [55]

Taulukosta 11 on nähtävillä, että suurin euromääräinen tuotto saataisiin pelkällä uusitulla Kaplan-turbiinilla. Tämä johtuu siitä, että pelkällä Kaplan turbiinilla voidaan ajaa kaikkia virtaamia sen optimaalisella ajoalueella korkealla hyötysuhteella. Suurin vaikuttava tekijä on se, että sen energiantuotannosta ei ole vähennetty Propeller-turbiinien energiantuotantoa, joka on taulukon 8 mukaan 3,132 GWh/a. Pelkällä Kaplan -turbiinilla ajettaessa hyödynnettäisiin vanhaa tuloputkea, jonka kapasiteetti on 10 m³/s. Kaplan turbiinin maksimivirtaama 90 % hyötysuhdealueella on 7 m³/s, joten tuloputken kapasiteetti ei riittäisi Propeller -turbiineille. Tällöin pitäisi rakentaa uusi tuloputki tai ajaa virtaamia pelkällä Kaplan -turbiinilla. Pelkällä Kaplan -turbiinilla sen rakennusvirtaaman ylittäviä virtaamia ei voitaisi ajaa ilman uutta tuloputkea, ja näin ohjuoksutukset olisivat edelleen suuret.

Nettonykyarvo

Aikaisemmin tässä luvussa kustannusten selvitys-osiossa huomioitiin Salahmin kustannuksiksi yhteensä miljoona euroa. *Tavan 1* mukaan Salahmille ei tarvitse investoida uuteen tuloputkeen. On tutkittu mahdollisuutta jakaa vanha tuloputki uudelle Kaplan-turbiinille. Näin ollen miljoonan euron kustannuksista leikkautuisi 250 000 euroa ja lopulliseksi investoinniksi jäisi 750 000 euroa. Lasketaan *NNA* hyödyntäen taulukon 11 tietoja muuttuvalle tulovirralle, jossa energiantuotanto koko pitoajalle on 1,65 GWh/a. *NNA* voidaan laskea vähentämällä *NA*:sta perusinvestoinnin kustannus *K* eli

$$NNA = -K + NA,$$

missä $K=750\,000$ euroa ja $NA=629\,890$ euroa

$$= -750000 + 629890$$

$$= -120\,110 \text{ euroa.}$$

Lasketaan *NNA* vakiotulovirralla

$$NNA = -K + NA,$$

missä $K=750\,000$ euroa ja $NA=622\,049$ euroa

$$= -750000 + 622049$$

$$= -127\,951 \text{ euroa.}$$

NNA on negatiivinen kaikilla menetelmillä laskettuna, joka tarkoittaa sitä, että uuden turbiinin ja turbiinikoneiston investointi ei ole kannattava.

Lasketaan *NNA* vakiotulovirran menetelmällä, samalla laskentakorkokannalla ja pitoajalla, mutta korotetulla sähkön hinnalla. Luvussa 3.7 pohdittiin sähkön hinnan muutosta tulevaisuudessa. Sähkön hintaa on hankala ennustaa. Oletetaan kuitenkin, että sähkön hinnan keskiarvo nousisi esimerkiksi 5 euroa/MWh. Käytetään vakiotulovirran laskelmissa kiinteän sähkön hinnan 34,7 euroa/MWh sijaan hintaa 39,7 euroa/MWh. Sijoitetaan uusi sähkön hinnan arvo, energiantuotanto sekä kustannukset *NNA* vakiotulovirran kaavaan 7, näin saadaan

$$NNA = -750000 + (-2000 + 1650 \cdot 39,7) \cdot \frac{((1+0,08)^{30}-1)}{0,08 \cdot (1+0,08)^{30}} \approx -35\,075 \text{ euroa.}$$

Investointi on edelleen kannattamaton. Lasketaan, mikä keskimääräisen sähkön hinnan tulisi olla, jotta investointi olisi kannattava. Tällöin pätee

$$NNA > 0$$

$$-K + NA > 0.$$

sijoitetaan NA vakiotulovirran termi (kaava 6) yllä olevaan kaavaan

$$-K + k \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n} > 0.$$

Avataan muuttuja k sijoittamalla kaava 8 yllä olevaan yhtälöön, näin saadaan

$$-K + (-m + E \cdot C) \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n} > 0.$$

Ratkaistaan kaavasta hintamuuttuja C

$$C > \frac{1}{E} \left(\frac{Ki \cdot (1+i)^n}{((1+i)^n - 1)} + m \right).$$

Sijoitetaan tunnetut muuttujat

$$C > \frac{1}{1650} \left(\frac{750000 \cdot 0,08 \cdot (1+0,08)^{30}}{(1+0,08)^{30} - 1} + 2000 \right),$$

saadaan

$$C > 41,59.$$

Sähkön keskiarvohinnan täytyisi olla siis suurempi kuin 41,59 euroa/MWh, jotta investointi olisi kannattava.

NNA on laskettu myös *tavalle 2* ja pelkälle Kaplan -turbiinille. Tulokset kaikille turbiinikombinaatioille on esitetty taulukossa 12. *Tavalla 2* saavutetaan heikoin kannattavuus, sillä perusinvestointiin joudutaan lisäämään uusi tuloputki, jonka kustannus on 250 000 euroa. Pelkällä Kaplan -turbiinilla saavutetaan erittäin korkea kannattavuus. Tosin, siinä ei ole huomioitu vanhan voimalaitoksen energiantuotantoa. Investoinnin kannattavuuteen pystytään vaikuttamaan erittäin paljon käytetyllä laskentakorkokannan suuruudella.

Taulukko 12. Eri turbiinikombinaatioiden kannattavuus -laskelmat NNA -menetelmällä. 3. Sarake esittää NNA -menetelmän muuttuvaa tulovirtaa ja 4. Sarake NNA -menetelmän vakiotulovirtaa.

Turbiinikombinaatio	Perusinvestointi (€)	NNA muuttuva (€)	NNA vakio (€)
Tapa 1.	750 000	-120 110	-127 951
Tapa 2.	1 000 000	-316 336	-324 823
Kaplan	750 000	706 270	688 497

Pelkän Kaplan -turbiinin tapauksessa ei siis huomioitaisi vanhaa vesivoimalaitosta, eikä sitä voitaisikaan huomioida, sillä vanhan tuloputken kapasiteetti ei riittäisi Propeller -turbiineille. Jos rakennettaisiin uusi tuloputki, siten että Propeller -turbiineita voitaisiin hyödyntää, olisi Kaplan -turbiinikombinaation muuttuva NNA lopulta $706\,270 - 250\,000 \approx 456\,300$ euroa ja vakio NNA $688\,497 - 250\,000 \approx 438\,500$ euroa. Vaikka laskelmissa olisi huomioitu uuden tuloputken investointikustannus, olisi investointi edelleen kannattava.

7.5 Jyrkkä

Nykyarvo

Lasketaan Jyrkälle perustettavalle vesivoimalaitokselle nykyarvo. Laskuissa käytetään samaa pitoaikaa ja laskentakorkokantaa kuin Salahmin vesivoimalaitoksella. Lasketaan ensin muuttuvan tulovirran NA kaavalla 5. Laskettavaa tulovirtaa varten saadaan vesivoimalaitoksen teoreettinen vuosienenergia E luvusta 6.3, joka on $E = 1641$ MWh/a. Laskennasta saadut tulokset on esitetty liitteessä C taulukossa C.1. Katsomalla taulukosta, nykyarvoksi 30 vuoden pitoajalla muuttuvalla tulovirralla saadaan 536 269 euroa.

Lasketaan nykyarvo vakiotulovirralla käyttäen keskimääräistä sähkön hintaa. Keskimääräinen sähkön hinta on sama kuin edellisessä luvussa. Sijoittamalla sähkön hinta 34,7 €/MWh ja yllä mainitut arvot kaavaan 9, voidaan laskea nykyarvo vakiotulovirralla, jyrkällä käyttö- ja kunnossapitokustannus $m=10000$ euroa

$$NA = (-10000 + 1641 \cdot 34,7) \cdot \frac{(1+0,08)^{30}-1}{0,08 \cdot (1+0,08)^{30}} \approx 528\,471 \text{ euroa.}$$

Nettonykyarvo

NNA muuttuvalla tulovirralla voidaan laskea suoraan nykyarvosta vähentämällä siitä perusinvestoinnin kustannus. NA saadaan taulukosta C.1 (Liite C). Eli

$$\begin{aligned} NNA &= -K + NA \\ &= -650000 + 536269 \\ &= -113\,731 \text{ euroa.} \end{aligned}$$

Koska tulos on negatiivinen, ei uusi voimalaitosinvestointi ole kannattava tehdä Jyrkälle.

Samaan tapaan kuin yllä, lasketaan perusinvestoinnin K erotus vakiotulovirran NA :lle, näin saadaan vakiotulovirran NNA , eli

$$\begin{aligned} NNA &= -K + NA \\ &= -650000 + 528471 \end{aligned}$$

= -121 529 euroa.

Investointi ei myöskään nettonykyarvon vakiotulovirran mukaan ole kannattava Jyrkälle, sillä tulos on negatiivinen.

Investointi on osoittautunut kannattamattomaksi vakiotulovirran ja muuttuvan tulovirran laskumenetelmillä. Osaksi tähän voi vaikuttaa se, että Jyrkältä saatava teoreettinen energia vuodessa jää sängen pieneksi. Tämä johtuu osaltaan Jyrkkäkosken matalasta putouskorkeudesta. Kuitenkin Jyrkällä virtaaman suuruudet ovat kohtalaisia, korkeampia kuin esimerkiksi Salahmillä. Putouskorkeuteen voidaan vaikuttaa pitämällä yläveden pintaa korkeammalla ja alaveden pintaa matalammalla. Myös käyttötunteja kasvattamalla ja operoimalla maksimihyötysuhteen alueella voidaan saavuttaa korkeampi energiantuotanto [59, s. 18].

Investoinnin kannattavuuteen voitaisiin vaikuttaa työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) myöntämällä tuella. TEM tukee uusiutuvaan energiaan liittyviä hankkeita. Maksimira hoitus pienvesivoimaloille on 15-20 % investointihankkeen kustannuksista. Jyrkälle perustettava vesivoimalaitos luetaan pienvesivoimalaitoksiin. Jos oletetaan, että Jyrkän vesivoimalaitosinvestoinnille saataisiin TEM:in myöntämä täysi 20 % tuki, olisi hanke kannattava. Muuttuvan tulovirran menetelmällä *NNA* olisi tällöin 16 269 euroa. Vakiotulovirralla *NNA* olisi noin 8471 euroa.

8. JOHTOPÄÄTÖKSET

Virtaamien vuodenaikaisvaihtelut kasvavat ja niiden ajanjaksot muuttuvat tulevaisuudessa. Savon Voiman vesivoimalaitosten yhteydessä olevien säännöstelyjen järvien vesimäärät tulevat kasvamaan vuoteen 2039 mennessä jokaisella järvellä, lukuun ottamatta Sorsavettä.

Tutkimuksessa Sorsaveden virtaamat laskivat huomattavan paljon verrattuna muihin tutkittuihin järviin, joiden virtaamat ennustuksissa kasvoivat. Sorsaveden ennustuksen datan otanta oli suppea muihin järviin verrattuna, mikä saattaa vääristää sen lopullista ennustetta.

Vesivoiman tuotannon sopeuttamisessa tulevaisuudessa tärkeässä roolissa on säännöstelyohjeet. Usealla järvellä säännöstelyohjeet ovat vanhoja ja sopeutumattomia toimintaympäristön muutokseen. Sopeutuvalla säännöstelyllä pystytään merkittävästi vaikuttamaan ympäristöön, vesiluontoon ja vesivoiman tehokkaaseen tuotantoon. Sopeutuvalla säännöstelyllä pystytään vaikuttamaan myös vesivoimalaitosten turbiinien ajoon. Usealla järvellä on nähtävissä, että sopeutuvalla ajolla voitaisiin tasata ajoa, jolloin vedenpinnan korkeuden vaihtelu vähenisi. Usealla järvellä vettä voitaisiin myös ajaa turbiineista enemmän ennen tulva-aikaa.

Sähkön hintaan vaikuttaa monia eri tekijöitä, siitä johtuen sen kehitystä on vaikea ennustaa. Fossiilisten polttoaineiden hinta kasvaa tasaisesti ja tätä myötä kasvaa myös sähkön hinta. Tosin sähkön hintaan vaikuttaa vahvasti fossiilisten polttoaineiden rooli energiantuotannon rakenteessa, ja fossiilisten polttoaineiden käyttö on vähentynyt ja vähentyy tulevaisuudessa yhä enemmän. Tutkimuksessa käytetyt sähkön hinnat nousevat vuoteen 2047 asti, sähkön hinnan nousulle Suomessa ei kuitenkaan löydy erityisen vankkoja perusteluita. Perusteluna sähkön hinnan laskulle voidaan pitää parannettavia sähkön siirtoyhteyksiä Ruotsin ja Suomen välillä, tällä tavoin Suomi sulkeutuu jatkossa vieläkin epätodennäköisemmin omaan aluehintaan, ja muualta Pohjoismaista pystytään siirtämään Suomeen enemmän halpaa tuulivoimalla tuotettua sähköä.

Salahmin vesivoimalaitoksella ohijuoksutuksia joudutaan tekemään mittavia määriä. Ohijuoksuttamisen tarve tulva-aikana tulee hiukan vähentymään, vaikka virtaamat kokonaisuudessaan hiukan kasvavat vuoteen 2039 mennessä. Salahmin nykyisellä turbiini-kokoonpanolla ei pystytä toteuttamaan joustavaa ajoa, minkä johdosta vettä joudutaan ohijuoksuttamaan. Kasvaneiden virtaamien varalle tulevaisuudessa päädyttiin kahteen eri toimintatapaan mahdollisessa vesivoimalaitosinvestoinnissa.

Tavalla 1 vaihdettaisiin nykyisistä Propeller -turbiineista toisen tilalle Kaplan -turbiini, jolloin Salahmin vesivoimalaitoksen rakennusvirtaamaksi valikoituisi yhteensä 9,1 m³/s.

Tässä vaihtoehdossa vanha tuloputki voitaisiin säilyttää, jonka avulla saavutettaisiin ainakin noin 25 % säästö voimalaitosinvestoinnissa.

Tavalla 2 rakennettaisiin olemassa olevien turbiinien rinnalle Kaplan -lisäturbiini, jonka turvin rakennusvirtaamaksi tulisi noin 13,9 m³/s. Tällä menetelmällä saavutettaisiin myös hiukan suurempi teho ja energiantuotanto.

Investointilaskelmissa kumpikin vaihtoehto osoittautui kannattamattomaksi ennustetuilla sähkön hinnoilla. Investointi *tavalla 1* osoittautui kannattavaksi, sähkön hinnalla 41,59 euroa/MWh.

Investointi osoittautui erittäin kannattavaksi pelkällä Kaplan -turbiinilla. Siten laskettuna ei huomioitaisi ollenkaan vanhan vesivoimalaitoksen tuottoa. Jos uutta Kaplan -turbiinia ajettaisiin pelkästään ja vanhoja Propeller -turbiineita vain siinä tapauksessa, kun Kaplan turbiinin kapasiteetti uhkaksi ylittyä, täytyisi uudelle Kaplan turbiinille rakentaa uusi tuloputki. Tällä tavalla investointi osoittautuisi edelleen kannattavaksi.

Jyrkkäkosken ylävedellä Kiltuanjärvellä keskivirtaamat kasvavat vain vähän vuoteen 2039 mennessä, mutta virtaamat ovat silti suuria. Jyrkkäkoskella päädyttiin turbiinien mitoitukseen, jossa turbiinien rakennusvirtaamat ovat erisuuruisia, tällä tavalla pystytään minimoimaan heikkojen hyötysuhteiden alueet ja teoriassa turbiineita pystyttäisiin ajamaan vuoden jokaisena päivänä yli 90 % hyötysuhteella. Turbiinien kokonaisrakennusvirtaamaksi valikoitui 14,5 m³/s.

Jyrkän vesivoimalaitoksen perustamisen investointilaskelma Jyrkkäkosken padolle osoittautui kannattavaksi TEM:in 20 % tuella. Muutoin investointi on kannattamaton. Jyrkällä on matala putouskorkeus, joka vaikuttaa energiantuotantoon ja sitä kautta euromääräiseen tuottoon.

Investointilaskelmien tuottolaskelmiin suurin vaikuttava tekijä on niissä käytetty sähkön hinta. Tuottolaskelmiin vaikuttaa suurelta osalta myös laskuissa käytettävä laskentakorkokanta.

Jatkotutkimusta varten tulisi selvittää tarkemmin mahdollisuutta tasoittaa ajoa säännöstelyohjeen mukaisten kalenteriin sidottujen vedenpinnan ylä – alarajojen mukaan. Sopivana jatkotutkimusaiheena varmasti voitaisiin myös tutkia, millä keinoin sopeutuvaa säännöstelyä voitaisiin kehittää ja, että minkälaista yhteistyötä hallinnollisten tahojen ja eri sidosryhmien kanssa tarvitaan, että uudet säännöstelyohjeet saadaan tehokkaasti toteutettua.

Savon Voiman vesivoimalaitosten osalta tutkimusta voitaisiin laajentaa vielä muihinkin vesivoimalaitoksiin. Kapasiteetin lisäyspotentiaalia saattaisi olla esimerkiksi Viannan vesivoimalaitoksella.

Ympäristön kannalta vesivoima on vihreä ratkaisu, sillä se on päästötön energiantuotantomuoto. Vesivoimalaitosten ajoa tehostamalla ja tasaamalla pystytään vaikuttamaan ympäristöön ja vesiluonnon hyvinvointiin. Vedenpinnan korkeuden äkilliset vaihtelut vaikuttavat suurelta osin esimerkiksi rantaerosioon ja kalojen kutemiseen.

LÄHTEET

- [1] Bidding areas – Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/>
- [2] Block order – Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Block-bid/>
- [3] C. Chatfield, M. Yar, Holt-Winters Forecasting: Some Practical Issues, Journal of the Royal Statistical Society, Series D (The Statistician), Vol. 37, No. 2, 1988. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://www.jstor.org/stable/pdf/2348687.pdf>
- [4] Climate in Finland, Finnish Meteorological Institute. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://en.ilmatieteenlaitos.fi/climate>
- [5] Day-ahead trading – Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/>
- [6] Eduskunta hyväksyi Pariisin ilmastopimuksen, eduskunta -kotisivut, 25.10.2016. Saatavissa (viitattu: 23.12.2016): https://www.eduskunta.fi/FI/tiedotteet/Sivut/Ilmastopimus_20161025.aspx
- [7] Elspot Suomen aluehinta, Fingrid -kotisivut Saatavissa (viitattu 4.1.2017): <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/tasesahko/taseselvitysinformaatio/Sivut/Elspot-Suomen-Aluehinta.aspx?showTable=1>
- [8] Energiantuotanto pohjoismaissa ja baltiassa – Energiavuosi 2014, s.13. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.slideshare.net/energiateollisuus/energiavuosi-2014-shk-54204148>
- [9] Energiaviraston ohje kiintiön vahvistamisesta tuulivoimaloiden kokonaiskapasiteetista (kiintiöpäätös) – Energiavirasto, Energiavirasto -kotisivut. Saatavissa (viitattu 17.2.2017): <http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Kiinti%C3%B6p%C3%A4%C3%A4t%C3%B6sohje.pdf/58dcd0db-f435-48e8-a7be-9f062c7a9e4c?version=1.0>
- [10] Esittelykalvot: Sähkömarkkinavisio 2030, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, julkaistu 14.6.2011. Sivu 7 (muokattu). Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.slideshare.net/energiateollisuus/shkmarkkinavisio-2030-esittelykalvotpitk>

- [11] Jouko Esko, Diplomityö: Näkökohtia vesivoimageneraattorin taajuusmuuttajakäyttöön, 12.2.2010. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): https://www.google.fi/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjnwbDhu4_QAhWB1ywKHTfnDzAQFghJ-MAg&url=https%3A%2F%2Fwww.tritonia.fi%2Fdownload%2Fgradu%2F3801&usg=AFQjCNHfv1pBe2wsTMwm60lhvLxW6rEJ-w&sig2=v0ETWFRYwYC0IRV9C9kAGA&bvm=bv.137901846,d.bGg
- [12] European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring, Final report, September 2015, Economic Consulting Associates. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.acer.europa.eu/en/electricity/market%20monitoring/documents_public/eca%20report%20on%20european%20electricity%20forward%20markets.pdf
- [13] Exclusive Group – Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/exclusive-group/>
- [14] Flexible order – Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Flexible-order/>
- [15] K. Gabrielsen, T. Bye, F. R. Aune, Climate change - lower electricity prices and increasing demand, An application to the Nordic Countries, Statistics Norway, Research Department, Discussion Papers No. 430, August 2005. Saatavissa (viitattu 8.1.2017): <http://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/DP/dp430.pdf>
- [16] S. Gelper, R. Fried, C. Croux, Robust Forecasting with Exponential and Holt-Winters Smoothing, Faculty of Business and Economics, Katholieke Universiteit Leuven, September 26, 2008. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) http://feb.kuleuven.be/public/ndbae06/pdf-files/robust_holt_winters.pdf
- [17] Jari Haapala, Tiedote: Ilmaston lämpeneminen muuttaa merkittävästi Itämeren ominaispiirteitä, Suomen ympäristökeskus (SYKE) -kotisivut. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) [http://www.syke.fi/fi-FI/Tutkimus_kehittaminen/Itameren_vesistöjen_ja_vesivarojen_kestava_kaytto/Ilmaston_lampeneminen_muuttaa_merkittava\(33448\)](http://www.syke.fi/fi-FI/Tutkimus_kehittaminen/Itameren_vesistöjen_ja_vesivarojen_kestava_kaytto/Ilmaston_lampeneminen_muuttaa_merkittava(33448))
- [18] P. Hakola, M. Kinnunen, Ilmastoliiketoiminta ja energia Suomessa 2050 (ILMES) -skenaariot ja strategiat; Taustaraportti 01/06, Tulevaisuuden tutkimuskeskus, eJulkaisuja 1/2006, s.14. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): https://www.utu.fi/fi/yksikot/ffrc/julkaisut/e-tutu/Documents/eTutu_2006-1.pdf

- [19] Hallituksen esitys eduskunnalle Pariisin sopimuksen hyväksymisestä ja sopimuksen lainsäädännön alaan kuuluvien määräysten voimaansaattamisesta, HE 200/2016 vp. Saatavilla (viitattu: 23.12.2016): https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/HallituksenEsitys/Documents/HE_200+2016.pdf
- [20] Candice N. Heinz, Melinda E. Woodard, Standard Operating Procedure for Flow Duration Analysis in California, California Department of Fish and Wildlife (CDFW), August 2013. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <https://nrm.dfg.ca.gov/FileHandler.ashx?DocumentID=74183>
- [21] History – Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/>
- [22] Hyvä tietää päästökaupasta, Energiateollisuus. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://188.117.57.25/sites/default/files/hyva_tietaa_paastokaupasta_2013.pdf
- [23] Ilmastonmuutos sekoittaa Suomen vesipalettia, SYKE, ilmasto-opas.fi -kotisivut. Saatavilla (viitattu 10.1.2017): <https://ilmasto-opas.fi/fi/ilmastonmuutos/vaikutukset/-/artikkeli/a0596a76-eb8b-45e7-ab51-9bc6149f7312/ilmastonmuutos-sekoittaa-suomen-vesipalettia.html>
- [24] Industrial Generators SIGENTICS Series Small Hydro: Technical data, Siemens -kotisivut. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://w3.siemens.com/drives/global/en/generators/industrial-generators/sigentics-series-small-hydro/Pages/sigentics-series-small-hydro.aspx>
- [25] J. Jakkila, T. Dubrovin, T. Miettinen, M. Marttunen, B. Vehviläinen, Ilmastonmuutoksen vaikutus Nilsiän reitin säännöstelyjen järvien vedenkorkeuksiin ja virtaamiin sekä säännöstelyjen kehittämistarpeeseen, ISSN 2242-2854, Pohjois-Savon elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus, raportteja 119/2014. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/103585/Raportteja_119_2014.pdf?sequence=2
- [26] J. D. Jensena, T. F. Bolkesjøb, B. Sønju-Moltzauc, Joint Use of Hydrological Modeling and Large-scale Stochastic Optimization Techniques Applied to the Nordic Power System, Elsevier: Energy Procedia 87 (2016) 19-27, 2016. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) http://ac.els-cdn.com/S1876610215030428/1-s2.0-S1876610215030428-main.pdf?_tid=4f96ec68-a6b3-11e6-8f0c-0000aab0f6c&acdnat=1478720154_db19250a158e17ebee08a680f71609f
- [27] Jumiskon vesivoimalaitos, Pohjolan voiman (PVO) -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.pohjolanvoima.fi/energiantuotanto/vesivoima/jumisko>

- [28] Kahdenkeskinen sähkökauppa (OTC-markkinat), Sähkönhankinta, Motiva -koti-sivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.motiva.fi/yritykset/hal-litse_ja_tehosta_yrityksen_energian kayttoa/energianhankinta/sahkonhankinta
- [29] P. S. Kalekar, Time series Forecasting using Holt-Winters Exponential Smoothing, Kanwal Rekhi School of Information Technology, December 6, 2004. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <https://c.forex-tds.com/forum/69/exponentialsMOOTHING.pdf>
- [30] A. Keto, H. Lähteenmäki, P. Taimisto, T. Hammar, A. Tarvainen ja T. Miettinen, Selvitys Pohjois-Savon säännöstellyistä järvistä, ISSN 1796-1866, Pohjois-Savon ympäristökeskuksen raportteja 2/2008, Edita Prima Oy, Helsinki 2008. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10138/45038/PSAra2_2008.pdf?sequence=1
- [31] Leena Korpinen, Sähkömagnetismi -moniste. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/8sahkomagnetismi.pdf
- [32] Kuva: Vuoksen vesistöalueen merkittävimmät säännöstellyt järvet. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.ymparisto.fi/download/noname/%7B15FD7B45-2E5D-4553-BCF8-474746D0472C%7D/111422>
- [33] Matti Laaksonen, Investoinnin kannattavuuden mittareita, Vaasan avoin yliopisto. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) http://li-pas.uwasa.fi/~mla/orms1030avoin/orms1030s09_avoinIKM.pdf
- [34] Matti Laaksonen, nykyarvo ja investoinnit -luentokalvot, Vaasan avoin yliopisto. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) http://li-pas.uwasa.fi/~mla/orms1030avoin/VKY_L7.pdf
- [35] Lausuntopyyntö Fingrid Oyj:n tasepalvelusopimuksen palveluehdoista – Lainsäädäntö, Energiavirasto -koti-sivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): https://www.energiavirasto.fi/fingrid_tasepalvelusopimus2016
- [36] Lehdistötiedotteet: Sähkön siirtokapasiteettia lisää Suomen ja Ruotsin välille, Fingrid -koti-sivut, 1.11.2016. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut/S%C3%A4hk%C3%B6n-siirtokapasiteettia-lis%C3%A4%C3%A4-Suomen-ja-Ruotsin-v%C3%A4lille.aspx>
- [37] M. Liski, I. Vehviläinen, Gone with the wind? An empirical analysis of the renewable energy rent transfer, Aalto University, October 30, 2015. Saatavissa (viitattu 8.1.2017): <http://www.tuuleenergia.ee/wp-content/uploads/LVsep1.pdf>

- [38] Läpinäkyvyyttä ja turvallisuutta Euroopan johdannaismarkkinoille, Euroopan komissio, IP/10/1125, 15.9.2010, Bryssel. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://europa.eu/rapid/press-release_IP-10-1125_fi.htm
- [39] Ilkka Mellin, Tilastolliset menetelmät: Lineaarinen regressioanalyysi, Aalto-yliopisto, Matematiikan ja systeemianalyysin laitos, 2006. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://math.aalto.fi/opetus/sovtodb/oppikirja/Regranal.pdf>
- [40] Mikä ihmeen kevätkuoppa? - Uutiset 2015, Pirkanmaan ELY-keskus, 18.3.2015. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): https://www.ely-keskus.fi/web/ely/-/mika-ihmeen-kevätkuoppa-pirkanmaan-ely-keskus-#.WG46t_mLSUI
- [41] M. Ollila, V. Niittyniemi, T. Dubrovin, M. Faehnle, Saimaan ja Vuoksen juoksutussäännön hallinnan ja siihen liittyvien tehtävien hoidon siirtäminen Kaakkois-Suomen ympäristökeskukselle, ISSN 1796-1726, Suomen ympäristökeskus raportteja 22/2009, Helsinki 2009. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.ymparisto.fi/download/noname/%7BEBC5B43A-77F4-481A-8D34-0FEB0DC0C353%7D/46376>
- [42] Our history - NASDAQ OMX, Nasdaq -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/who-weare/ourhistory>
- [43] J. Partanen, S. Viljainen, J. Lassila, S. Honkapuro, K. Salovaara, S. Annala, M. Makkonen, Sähkömarkkinat – opetusmoniste, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2015.
- [44] Howard Perlman, Hydro electric power: How it works, United States Geological Survey (USGS) -kotisivut, 2.12.2016. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://water.usgs.gov/edu/hyhowworks.html> (Muokattu)
- [45] A. Perrels, N. Veijalainen, K. Jylhä, J. Aaltonen, R. Molarius, M. Porthin, J. Sillander, T. Rosqvist, T. Tuovinen, Research Reports 158: The implications of climate change for extreme weather events and their socio-economic consequences in Finland, January 2010, ResearchGate -kotisivut. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) https://www.researchgate.net/publication/46469149_The_implications_of_climate_change_for_extreme_weather_events_and_their_socio-economic_consequences_in_Finland
- [46] Jarmo Perttula, Energiatekniikka, 1. Painos, WS Bookwell Oy, Porvoo 2000.
- [47] Petäjälänkosken vesivoimalaitos, Kemijoki Oy -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <https://www.kemijoki.fi/toimintamme/voimalaitokset-ja-tuotanto/petajalankoski.html>

- [48] Pienvesivoimalaopas, Pienvesivoimayhdistys ry, elokuu 2009. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://pienvesivoimayhdistys.com/wp-content/uploads/2014/05/Pienvesivoimaopas.pdf>
- [49] Pohjoismainen voimajärjestelmän tila - Nord Poolin siirtoyhteydet ja jäsenmaat, Fingrid -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.fingrid.fi/fi/sahko-markkinat/voimajarjestelman-tila/Sivut/Pohjoismainen-voimajarjestelman-tila.aspx>
- [50] Producers - Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>
- [51] Arvi Pulkka, Vesi on voimaa, Savolaisia voimatarinoita, Kuopio 2006. Sivut 327-330
- [52] Päästökauppa, Energiavirasto -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <https://www.energiavirasto.fi/paastokauppa>
- [53] Päätös Nro 103/07/2, Itä-Suomen ympäristölupavirasto, 12.9.2007. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.ymparisto.fi/download/noname/%7B9735CD5D-B4DA-4AB1-B99A-D931D9A4DEF7%7D/85156>
- [54] Volker Quaschnig, Understanding Renewable Energy Systems, second edition, Routledge, Taylor & Francis Group, 2016. s.309 Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <https://books.google.fi/books?id=zSveCwAAQBAJ&pg=PA309&dq=Volker+Quaschnig:+Understanding+Renewable+Energy+Systems+turbine+efficiency&hl=fi&sa=X&ved=0ahUKEwi88JjxoYDQAh-WJZCwKHYqbDLsQ6AEIJDAA#v=onepage&q=Volker%20Quaschnig%3A%20Understanding%20Renewable%20Energy%20Systems%20turbine%20efficiency&f=false> (muokattu)
- [55] Report: Power Nordic - Long term power outlook 2015, Thomson Reuters, November 15,2015.
- [56] Maija Ruska, Görän Koreneff, Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla, Vtt tiedotteita 2509, Edita Prima Oy, Helsinki, 2009, s.14. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2509.pdf>
- [57] P. Saari, T. Keikko, L. Korpinen, Sähkön tuotanto ja kulutus -opintomoniste. Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere 1999. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.leenakorpinen.fi/archive/opukset/sahkon_tuotanto_ja_kulutus.pdf

- [58] Juhani Saarinen, Kivihiilen poltto lisääntyi roimasti alkuvuonna, Helsingin sanomat, 29.4.2013. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.hs.fi/talous/a1367200228139>
- [59] Selvitys: Vesivoimatuotannon määrä ja lisäämismahdollisuudet Suomessa, Energiateollisuus ry, 9.3.2005 Helsinki. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.motiva.fi/files/700/vesivoimatuotannon-maara-ja-lisaamismahdollisuudet-suomessa.pdf>
- [60] N. K. Sharma, P. K. Tiwari, Y. R. Sood, A comprehensive analysis of strategies, policies and development of hydropower in India: Special emphasis on small hydro power, Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews 18 (2013) 460–470, 2013. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://ac.els-cdn.com/S136403211200559X/1-s2.0-S136403211200559X-main.pdf?_tid=7d5fdd2a-a132-11e6-b708-00000aacb35f&acdnat=1478115070_a6f7f2c3e42d6f7784484fb4e8aa9f5a
- [61] Single hourly order – Nord Pool, Nord Pool -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Hourly-bid/>
- [62] Roy Snellman, Diplomityö: Vesivoima ja ilmastonmuutos – Vesivoiman tuotannon toimintaympäristön muutokset Pohjois- ja Etelä-Savossa, 20.12.2016.
- [63] M. C. Sousounis, J. K.H. Shek, R. C. Crozier, M. A. Mueller, Comparison of Permanent Magnet Synchronous and Induction Generator for a Tidal Current Conversion System with Onshore Converters, 2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 17-19 March 2015, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7125463>
- [64] Suomen ilmasto on lämmennyt, 21.3.2016, Ilmasto-opas.fi -kotisivut. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://ilmasto-opas.fi/fi/ilmastonmuutos/suomen-muuttuva-ilmasto/-/artikkeli/16266ad3-e5f5-4987-8760-2b74655182d5/suomen-ilmasto-on-lammennyt.html>
- [65] Suomen vesivoimalaitokset 221 kpl, ÅF-Consult Oy, Hydro Power, 29.3.2016. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.vesirakentaja.fi/voimalaitokset/laitosluettelo.html>
- [66] Suomen virallinen tilasto (SVT): Kivihiilen kulutus, ISSN=1798-2561, Maaliskuu 2016, Helsinki. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.stat.fi/til/kivih/2016/03/kivih_2016_03_2016-04-28_tie_001_fi.html?ad=notify

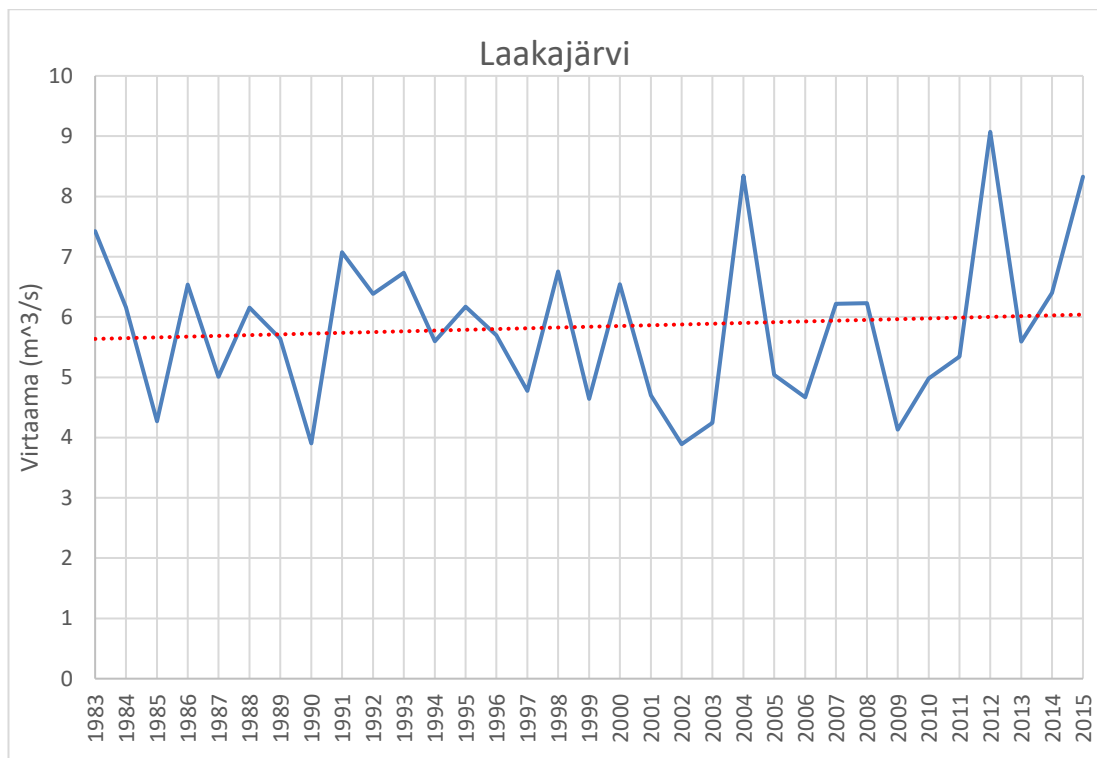
- [67] Syöttötariffi, Motiva -kotisivut, 26.8.2015. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuva_energia_suomessa/uusiutuvan_energian_tuet/syottotariffi
- [68] Sähkön hinta ja toimitusvarmuus, Energiaviraston tiedotustilaisuus 21.1.2016, Energiavirasto -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/S%C3%A4hk%C3%B6n+hinta+ja+toimitusvarmuus+21.1.2016.pdf/5fa14658-761a-4a4a-9268-e22ee917a3b5>
- [69] Sähkön tuotanto suomessa vuonna 2015 – Energiavuosi 2015, Energiateollisuus -kotisivut. 26.9.2016. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): http://energia.fi/fi-les/1165/Energiavuosi_2015_paivitys.ppt
- [70] Sähköjärjestelmän toiminta talvella 2015 – 2016, Raportti 4.3.2016, Fingrid -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut/Yhteenveto-s%C3%A4hk%C3%B6j%C3%A4rjestelm%C3%A4n-toiminnasta-talvella-2015---2016.aspx>
- [71] Sähkömarkkinalaki, L 386/1995, 7 Luku, toimintojen eriyttäminen, 17.3.1995. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/1995/19950386>
- [72] Sähköpörssin ammattisanasto, Energiateollisuus -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): http://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/sahkoporssin_ammattisanasto.html
- [73] Sähkö- ja maakaasuliiketoimintojen laskennallinen ja oikeudellinen eriyttäminen, Energiavirasto -kotisivut, Dnro. 2449/421/2015, 18.12.2015. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Eriytt%C3%A4missuositus+2449_421_2015.pdf/b1e97829-3dca-48fd-8c2b-eefaeaf7d4bb
- [74] Säännöstely, Suomen ympäristökeskus SYKE, Ympäristö.fi -kotisivut, julkaistu 29.8.2013. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.ymparisto.fi/saannostely>
- [75] Säättö sähkömarkkinat, Fingrid -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasehallinta/saatosahkomarkkinat/Sivut/default.aspx>
- [76] Säättövoiman tarve, Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimatuotanto/saatovoima>
- [77] Tasepalvelusopimus, Fingrid -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasepalvelun%20liitteet/Tasepalvelusopimukset/tasepalvelusopimus_2012.pdf

- [78] Technical catalogue: ABB High Voltage Induction Motors. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) https://library.e.abb.com/public/1c12e00207e12437c1257b1300571036/HV_Induction_motors_technical_IEC_catalogue_EN_122007.pdf
- [79] Tehoreservijärjestelmä, Energiavirasto -kotisivut. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <https://www.energiavirasto.fi/tehoreservijarjestelma>
- [80] Erkki Thuneberg, Hydrodynamiikka -luentomateriaali, Oulun yliopisto – fyysikan laitos, 2011. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://docplayer.fi/14757975-Hydrodynamiikka-763654s-erkki-thuneberg.html>
- [81] Tiedote: Kiltuan vesivoimalaitoksen ympäristöystävällisyyttä ja hyötysuhdetta parannettiin, 18.12.2015, Savon Voiman -kotisivut. Saatavissa (viitattu 4.1.2017): <https://www.savonvoima.fi/uutiset/2015/joulukuu/kiltuan-vesivoimalaitoksen-ymparistoystavallisyutta-ja-hyotysuhdetta-parannettiin/>
- [82] Tilasto: Energian hankinta, kulutus ja hinnat, ISSN=1798-3363, 4. Vuosineljännes 2010, Helsinki, Tilastokeskus -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://tilastokeskus.fi/til/ehkh/2010/04/ehkh_2010_04_2011-03-29_tie_001_fi.html?ad=notify99
- [83] Turbines, Hydro Québec -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.hydroquebec.com/learning/hydroelectricite/types-turbines.html>
- [84] Tiina Turunen, ABB:ltä uusi generaattori tuulivoimaan, ABB -kotisivut. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://www.abb.fi/cawp/seitp202/4d6bbf394ce9cde0c12579680041693c.aspx>
- [85] Types of Hydropower Turbines, Energy.gov: Office of Energy & Renewable Energy. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://energy.gov/eere/water/types-hydropower-turbines>
- [86] Types of Turbines, GreenBug Energy inc. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://greenbugenergy.com/get-educated-knowledge/types-of-turbines>
- [87] Mika Vaihekoski, Rahoitusalan sanasto – Glossary of financial terms in Finnish: Premio, Turun kauppakorkeakoulu, 28.12.2005. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) http://users.utu.fi/moovai/mv_sanasto.html
- [88] Varkauden rakennettu kulttuuriympäristö, Warkaus - Varkauden kaupunki. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.varkaus.fi/palvelut/kulttuuri/varkauden_museot/kulttuuriymparisto/varkauden-rakennettu-kulttuuriym/

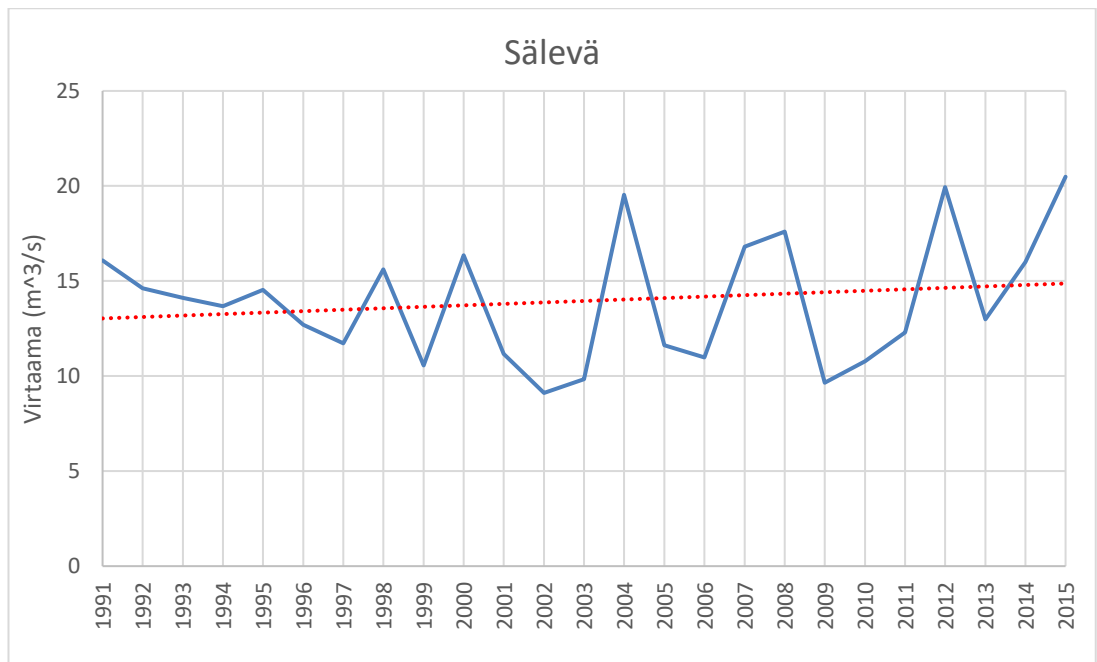
- [89] Vedestä voimaa, Pohjois-karjalan sähkö (PKS) -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.pks.fi/vesi-voimaa>
- [90] N. Veijalainen, T. Dubrovin, M. Karttunen, B. Vehviläinen, Climate Change Impacts on Water Resources and Lake Regulation in the Vuoksi Watershed in Finland, Lokakuu 2010, ResearchGate -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): https://www.researchgate.net/publication/226197800_Climate_Change_Impacts_on_Water_Resources_and_Lake_Regulation_in_the_Vuoksi_Watershed_in_Finland
- [91] N. Veijalainen, J. Jakkila, T. Nurmi, B. Vehviläinen, M. Marttunen, J. Aaltonen, WaterAdapt-projektin loppuraportti: Suomen vesivarat ja ilmastonmuutos – vaikutukset ja muutoksiin sopeutuminen, ISSN-1796-1637, Suomen ympäristö 16/2012, Edita Prima Oy, Helsinki 2012. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/38789/SY16_2012.pdf?sequence=1
- [92] Vesilaki, L 27.5.2011/587, 2011. Saatavissa (viitattu 5.1.2017) <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2011/20110587>
- [93] Vesistöennusteet: Vuoksen vesistöalue, Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://wwwi2.ymparisto.fi/i2/04/>
- [94] Vesivoima, Energiateollisuus -kotisivut. Saatavissa (viitattu 2.1.2017): <http://188.117.57.25/energia-ja-ymparisto/energialahteet/vesivoima>
- [95] Vesivoimalaitoksen osat, Energiateollisuus -kotisivut. Saatavissa (viitattu 23.2.2017): <http://188.117.57.25/sites/default/files/images/vesivoima.jpg>
- [96] Tuomo Vierros, tuotantotalouden peruskurssi - investointilaskelmat, Aalto University Wiki, 22.1.2009. Saatavissa (viitattu 5.1.2017): <https://wiki.aalto.fi/display/TU22/8.+Investointilaskelmat>
- [97] Sofia Virtanen, Alkaa näkyä Suomessakin: lauhdevoima menettää kannattavuutta - ongelma syntyy sähkön kulutushuippujen aikaan, Tekniikka&talous, 27.1.2015. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.tekniikkatalous.fi/tekniikka/energia/2015-01-27/Alkaa-n%C3%A4ky%C3%A4-Suomessakin-lauhdevoima-menett%C3%A4%C3%A4-kannattavuutta---ongelma-syntyy-s%C3%A4hk%C3%B6n-kulutushuippujen-aikaan-3251026.html>
- [98] Voimaa vedestä 2007, Oy Vesirakentaja, 31.1.2008. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <http://www.vesirakentaja.fi/html/vesistot/4%20Vuoksi.pdf>

- [99] Voimalaitosrekisteri, Energiavirasto, 2.3.2016. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Energiaviraston+Voimalaitosrekisteri+020916.xlsx/7fa2daa1-5f92-4051-81c1-960cc1fa2885>
- [100] Vuoksen vesistön säännöstely, Kaakkois-Suomen ELY-keskus, Ympäristö.fi -kotisivut, julkaistu 5.6.2015. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): [http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Vesi/Vesien_kaytto/Saannostely/Saannostellyt_jarvet_ja_joet/Vuoksen_vesiston_saannostely\(33657\)](http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Vesi/Vesien_kaytto/Saannostely/Saannostellyt_jarvet_ja_joet/Vuoksen_vesiston_saannostely(33657))
- [101] Vuoksi, Kaakkois-Suomen ELY-keskus, Ympäristö.fi -kotisivut, julkaistu 25.5.2015. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): [http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Vesi/Pintavesien_tila/Pintavesien_tilan_seuranta/Vuoksi\(33505\)](http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Vesi/Pintavesien_tila/Pintavesien_tilan_seuranta/Vuoksi(33505))
- [102] Helena Ylisirniö, Jyrkkäkosken rautaruukki 1831-1919, Sonkajärvi 30.1.1990. Saatavissa (viitattu 4.1.2017): <http://www.sonkajarvi.fi/loa-der.aspx?id=2ec10b75-b71f-452a-81a8-7d5e3ed428b1>
- [103] Ympäristötiedon hallintajärjestelmä Hertta, Suomen ympäristökeskus (SYKE) -kotisivut. Saatavissa (viitattu 3.1.2017): http://www.syke.fi/fi-FI/Avoim_tieto/Ymparistotietojarjestelmat

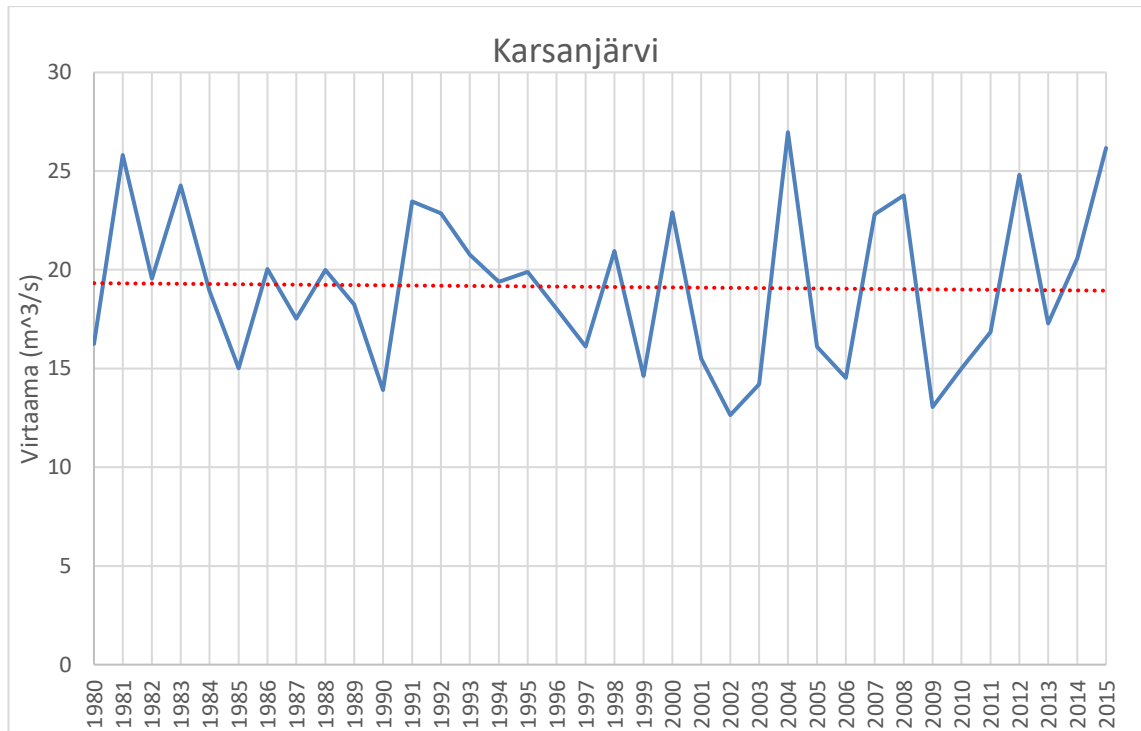
LIITE A: REFERENSSIJAKSON VIRTAAMA-ARVOT VUOSILTA 1980-2015



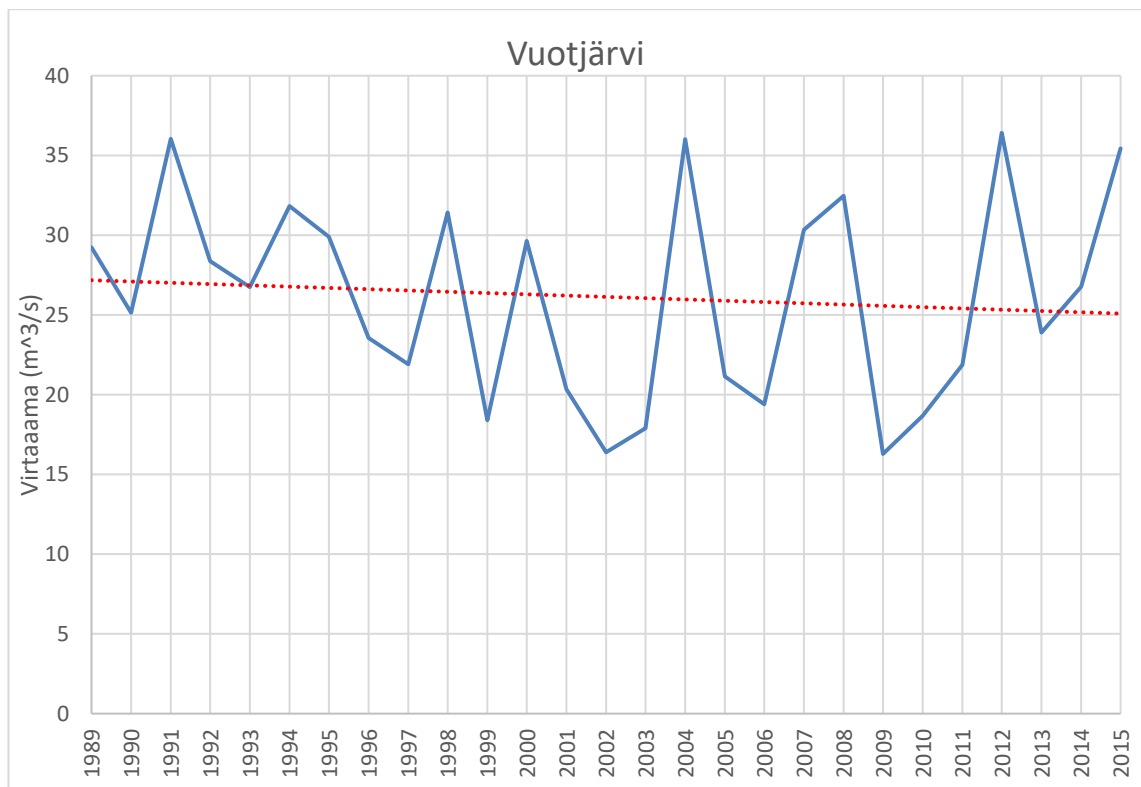
Kuva A.1. Laakajärven vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1983 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.



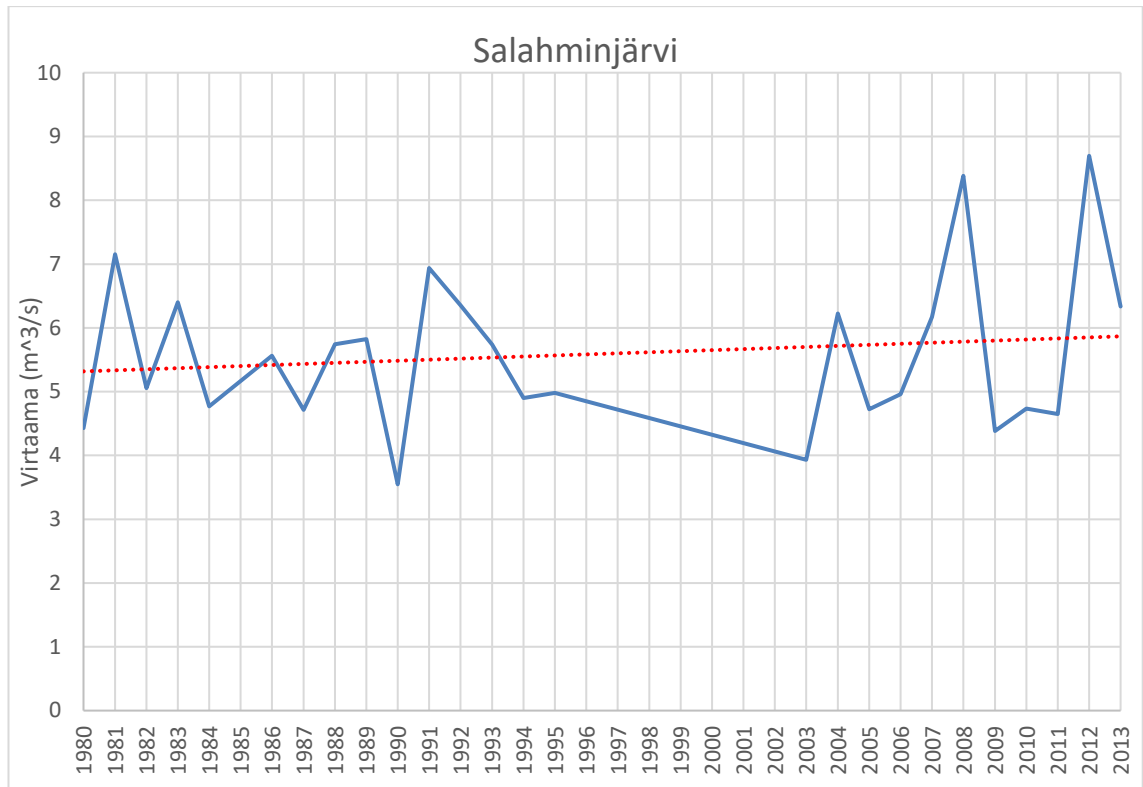
Kuva A.2. Sälevän vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1991 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.



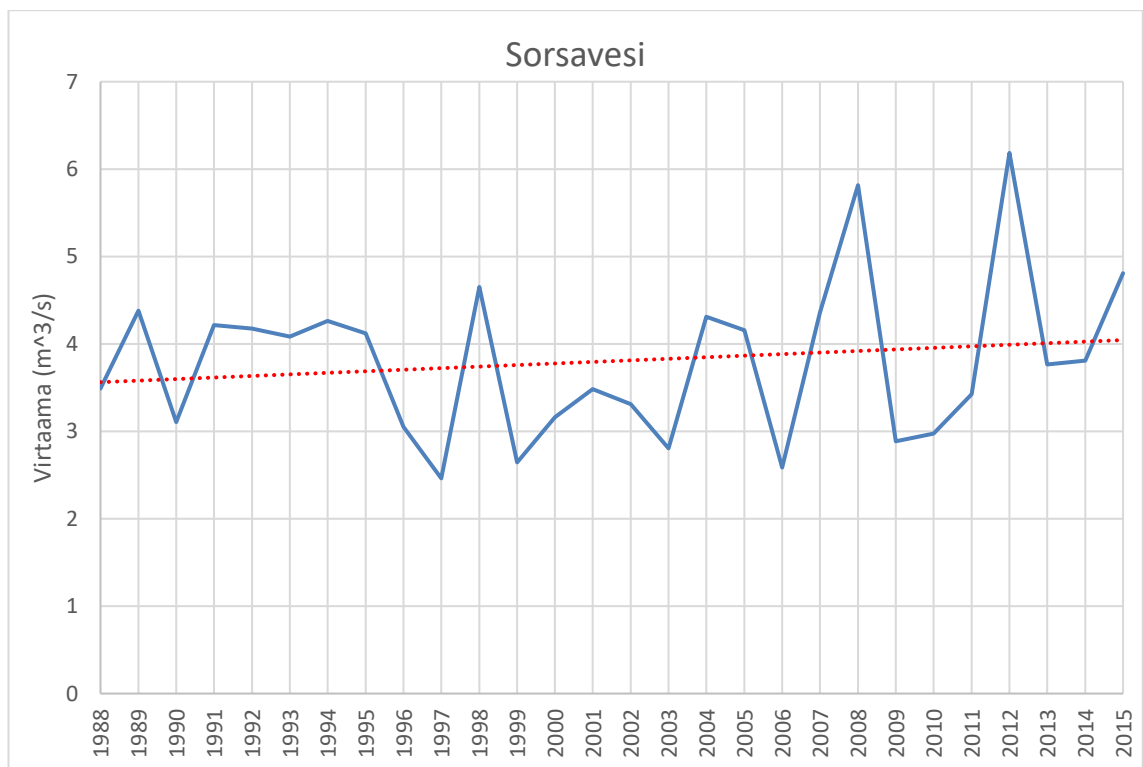
Kuva A.3. Karsanjärven vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1980 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.



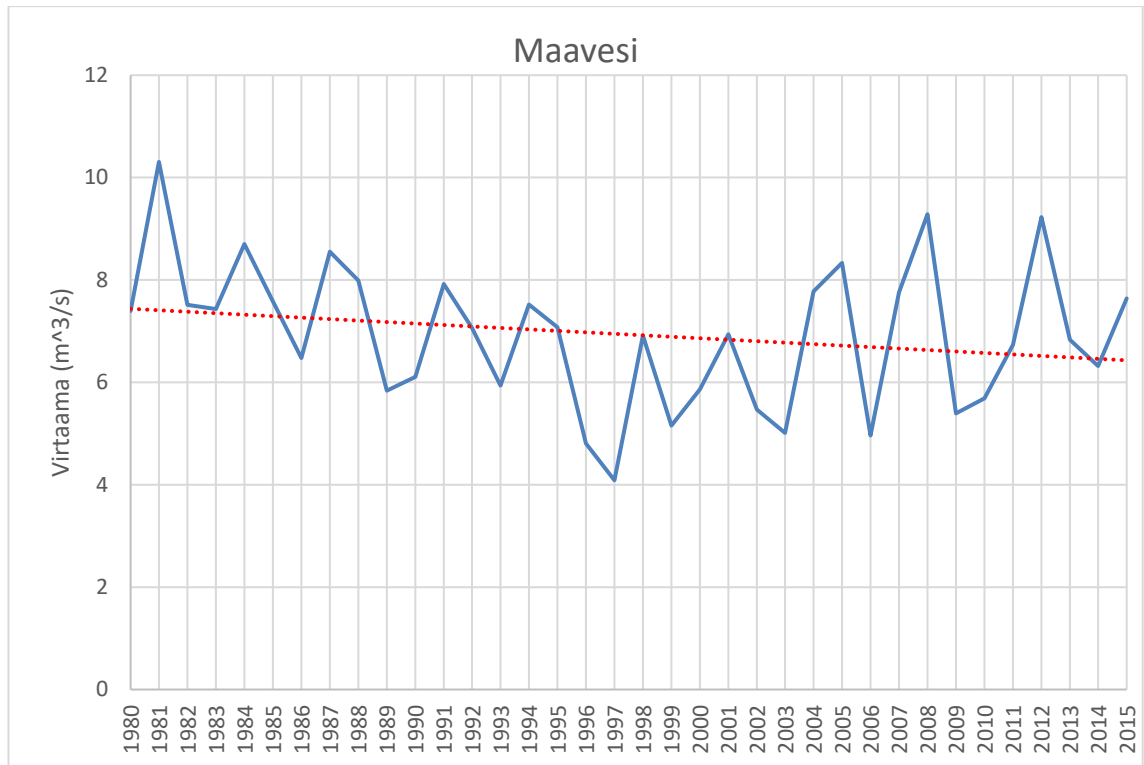
Kuva A.4. Vuotjärven vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1991 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.



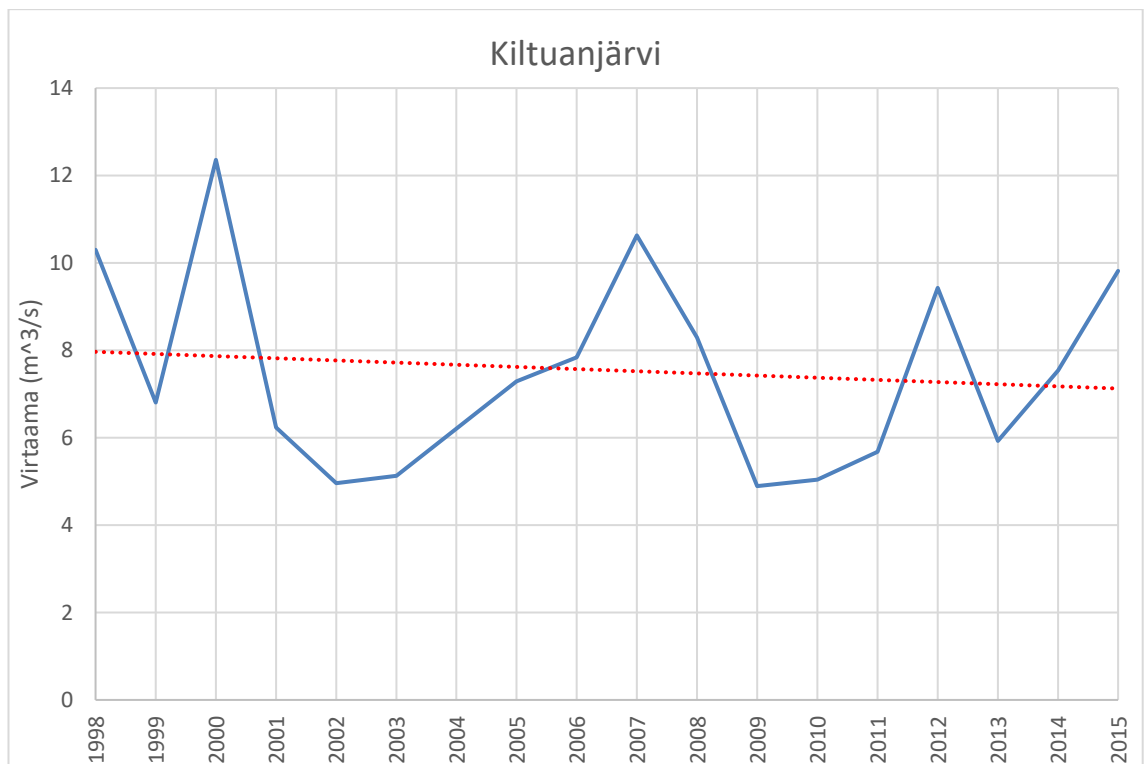
Kuva A.5. Salahminjärven vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1980 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.



Kuva A.6. Sorsaveden vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1988 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.



Kuva A.7. Maaveden vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1980 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.



Kuva A.8. Kiltuanjärven vuosittaiset keskiarvovirtaamat vuodesta 1980 vuoteen 2016. Punainen katkoviiva esittää trendikäyrää.

LIITE B: SALAHMIN INVESTOINTILASKELMAT – NYKYARVO

Taulukko B.1. Salahmin investointilaskelmat – Nykyarvo. Esitettyinä sarakkeittain: 1. Pitoaika j , alkaen vuodesta 2017. 2. Suomen sähkön aluehintaennuste C_j . 3. Tulovirta $k_j = -2000 + E \cdot C_j$, missä E on vesivoimalaitoksen energiantuotanto vuodessa (MWh/a). 4. Nykyarvo laskettuna vuositasolla. 5. Nykyarvon kumulatiivinen tuotto.

j (vuosi)	C_j (€/MWh)	k_j (€)	$NA = \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)	$NA \sum \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				629890

Taulukko B.2. Salahmin investointilaskelmat – Nykyarvo. Esitettyinä sarakkeittain: 1. Pitoaika j , alkaen vuodesta 2017. 2. Suomen sähkön aluehintaennuste C_j . 3. Tulovirta $k_j = -2000 + E \cdot C_j$, missä E on vesivoimalaitoksen energiantuotanto vuodessa (MWh/a). 4. Nykyarvo laskettuna vuositasolla. 5. Nykyarvon kumulatiivinen tuotto.

j (vuosi)	C_j (€/MWh)	k_j (€)	$NA = \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)	$NA = \sum \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				683664

Taulukko B.3. Salahmin investointilaskelmat – Nykyarvo. Esitettyinä sarakkeittain: 1. Pitoaika j , alkaen vuodesta 2017. 2. Suomen sähkön aluehintaennuste C_j . 3. Tulovirta $k_j = -2000 + E \cdot C_j$, missä E on vesivoimalaitoksen energiantuotanto vuodessa (MWh/a). 4. Nykyarvo laskettuna vuositasolla. 5. Nykyarvon kumulatiivinen tuotto.

j (vuosi)	C_j (€/MWh)	k_j (€)	$NA = \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)	$NA = \sum \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				1456270

LIITE C: JYRKÄN INVESTOINTILASKELMA – NYKYARVO

Taulukko C.1. Jyrkän investointilaskelmat – Nykyarvo. Esitettyinä sarakkeittain: 1. Pitoaika j , alkaen vuodesta 2017. 2. Suomen sähkön aluehintaennuste C_j . 3. Tulovirta $k_j = -10000 + E \cdot C_j$, missä E on vesivoimalaitoksen energiantuotanto vuodessa (MWh/a). 4. Nykyarvo laskettuna vuositasolla. 5. Nykyarvon kumulatiivinen tuotto.

j (vuosi)	C_j (€/MWh)	k_j (€)	$NA = \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)	$NA = \sum \frac{k_j}{(1+i)^j}$ (€)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				536269