COMPASS LEXECON

Taloustieteellinen analyysi Lapin ELY-keskuksen ehdottamien uusien kalatalousvelvoitteiden vaikutuksista

13 toukokuuta 2019

JULKINEN

Sisällysluettelo

Kappale 1	Tiivistelmä	5
Kappale 2	Johdanto	9
	Raportin tausta	9
	Hakemuksessa esitetyt muutokset	10
	Raportin rakenne	11
Kappale 3	Vesivoiman rooli Suomen ilmasto- ja energiapoliittisten tavoitteiden mahdollistajana	12
	Johdanto	12
	Toimitusvarmuus	13
	Ilmastonmuutoksen torjunta	29
	Energiaomavaraisuus	33
	Yhteenveto vesivoiman vaikutuksista Suomen energia- ja ilmastopolitiikan tavoitteiden saavuttamiseen	37
Kappale 4	Analyysi ehdotettujen kalatalousvelvoitteiden kustannuksista Kemijoki Oy:lle	39
	Johdanto	39
	Vaellusrakenteiden investointikustannukset	41
	Operatiiviset kustannukset	42
	Vedenhallinta	44
	Menetykset sähkön tukkumarkkinoilla	45
	Menetykset sähkön oheispalvelumarkkinoilla	55
	Arvio yhteiskunnallisista kustannuksista	56
	Yhteenveto Hakemuksen aiheuttamista kustannuksista	58
Kappale 5	Nykyarvolaskelma	60
	Johdanto	60
	Aikahorisontti ja diskonttokorko	60
	Nykyarvo	61
	Lähdeluettelo	81

Lisäys A	Hydropower's contribution to the local and national economy	63
	Ownership structure and dividends of hydropower companies and Kemijoki Oy	63
	Taxation of hydropower companies	64
Lisäys B	Description of fundamental power market dispatch model	66
	Description of FTI-CL Energy dispatch model	66
	European power plants database	66
	European power market assumptions	66
	Geographic scope of the model	67
	Price calculation	68
	Back-casting calibration	69
	Renewable power generation modelling	70
	Wind – Power production	71
	Solar – Power production	71
	Wind & solar bids in wholesale market	71
	Power dispatch model credentials	71
	Nordic and Alps hydro modelling	72
	Pumped storage	74
	On-site storage	74
Lisäys C	ENTSOE reference climate years	75
Lisäys D	Finnish flexible hydro modelling	78
	Flexible hydro modelling	78
	Flexible hydro illustrative modelling results	80
Liite A	Fingrid - Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa	
Liite B	Kemijoki Oy - Kemijoen kalatalousvelvoitteiden muutoshakemuksen lupamääräysehdotusten teknis-taloudellinen tarkastelu – insinööriraporttien kooste	
Liite C	Sweco – Kemijoki Oy, Taivalkosken voimalaitoksen kalan kiinniotto – ja ylisiirtolaite	
Liite D	Sweco – Alasvaellusrakenteiden kustannusarvio Valajaskosken voimalaitokselle	
Liite E	Norconsult - Fortsatt utredning av fiskavledning vid Edsforsens kraftverk	

Kuvaluettelo

Kuva 1: Suomen sähköntuotannon lähteet vuonna 2018, 67 TWh 16
Kuva 2: Sähköntuotantokapasiteetti huippukuormituskaudella vuoden 2018 alussa 17
Kuva 3: Sähköjärjestelmän jouston lähteet 18
Kuva 4: Sähkönkulutus ja vesivoimatuotanto 4.1. – 11.1.2018 Suomessa 20
Kuva 5: Keskimääräinen viikko Suomessa 2016 20
Kuva 6: FCR-N ja FCR-D tuntimarkkinoiden volyymi 1.3.2018-15.6.2018, € 21
Kuva 7: Vesivoimatuotannon reaktio ydinvoimatuotannon laskuun 18.7.2018 22
Kuva 8: Eri reservityyppejä ja niiden aktivointiaikoja 25
Kuva 9: Taajuuden laatu 2012-2017 26
Kuva 10: Taajuusohjattujen reservien todennetut kapasiteetit 27
Kuva 11: Aktivoitu teho säätösähkömarkkinoilla 28
Kuva 12: Uusiutuvien energianlähteiden kehitys ja ennuste, TWh 32
Kuva 13: Sähkön tuonti Suomeen 1990-2017* 35
Kuva 14: Sähkön nettotuonnin osuus sähkön kokonaiskulutuksesta vuonna 2016, % 35
Kuva 15: Sähkön nettotuonti vuonna 2016, TWh 36
Kuva 16: Menetysten erittely 40
Kuva 17: Suomen aggregoitu tuntikohtainen sähköntuotanto 48
Kuva 18: Hakemuksen vaikutus Kemijoki Oy:n vesivoimatuotantoon 49
Kuva 19: Kuukausittainen preemio Suomen ja Nord Poolin sähkön hinnan välillä 53
Figure 20: FTI-CL Energy's European Power Market model 68
Figure 21: Back-casting calibration – FR hourly prices, November 2012 69
Figure 22: Back-casting calibration – GB hourly prices, October 2012 70
Figure 23: Back-casting calibration – DE hourly prices, October 2012 70
Figure 24: Back-casting calibration – BE hourly prices, October 2012 70
Figure 25: FTI-CL Energy's Norwegian hydro model 73
Figure 26: FTI-CL Energy's Swedish hydro results 73
Figure 27: Zones aggregation 76
Figure 28: Typology of 3 clusters 77
Figure 29: Flexible Hydro modelling configuration 78
Figure 30: Hourly natural inflows in the three climate years 79
Figure 31: Upper and lower constraint versus hourly generation 80
Figure 32: Historic generation versus modelled generation 80

Taulukkoluettelo

Taulukko 1: Kokonaismenetykset ja nykyarvo, miljoonaa euroa 8
Taulukko 2: Kulutushuippujen aikeinen sähköntuotantokapasiteetti 2012-2018, MW 17
Taulukko 3: Kalavaellusratkaisujen investointikustannukset, miljoonaa euroa 42
Taulukko 4: Vaellusratkaisujen vuosittaiset ylläpitokustannukset, miljoonaa euroa 43
Taulukko 5: Vedenhallinnasta johtuvat vuosittaiset tulonmenetykset, miljoonaa euroa 45
Taulukko 6: Vesivoimalaitosten käytettävyys rakennusvaiheen aikana 51
Taulukko 7: Nord Poolin perussähkön forward-hinnat 18.10.2018 (nimelliset) 52
Taulukko 8: Suomen keskimääräinen preemio verrattuna Nord Poolin hintoihin 53
Taulukko 9: Ennustetut sähkön hinnat Suomessa (reaalinen 2018) 54
Taulukko 10: Kokonaismenetykset ja nykyarvo, miljoonaa euroa 62
Table 11: Shareholders of Kemijoki Oy 64
Table 12: Property taxes paid by Kemijoki Oy to municipalities 65
Table 13: Description of the three representative years 77

Kappale 1

Tiivistelmä

1.1 Lapin Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus (”ELY-keskus”) on tehnyt muutoshakemuksen (”Hakemus”), joka ehdottaa muutoksia Kemijoella sijaitsevien vesivoimalaitosten kalatalousvelvoitteisiin (”Hakemuksen vaatimukset”).[1]

1.2 Hakemuksen vaatimusten toteuttaminen on jaettu kahteen osaan. Ensimmäisessä vaiheessa (”Vaihe 1”), Kemijoella sijaitseville Valajaskosken, Petäjäskosken, Ossauskosken, Taivalkosken ja Isohaaran voimalaitoksiin on rakennettava kalatiet ja alasvaellusrakenteet. Seuraavassa vaiheessa (”Vaihe 2”), 12 vuoden kuluttua Hakemuksen lainvoimaiseksi tulosta, kalatiet ja alasvaellusrakenteet on rakennettava Permantokosken, Sierilän[2], Vanttauskosken, Pirttikosken ja Seitakorvan voimalaitoksiin. Vaellusratkaisujen lisäksi Hakemuksessa esitetään useita muita muutoksia Kemijoki Oy:n kalatalousvelvoitteisiin, kuten joen käyttörajoitteita sekä aiempaa suurempia kalojen istutus- ja ylisiirtovelvoitteita.

1.3 Compass Lexecon on laatinut tämän raportin Kemijoki Oy:n tilauksesta. Raportissa arvioimme Hakemuksen vaatimusten vaikutuksia Kemijoki Oy:lle ja laajemmin yhteiskunnalle, sekä vesivoiman roolia Suomessa.

1.4 Compass Lexecon on arvioinut Hakemuksesta koituvia menetyksiä. Näihin kuuluvat muun muassa kalateiden rakennus-, ylläpito- ja huoltokustannukset sekä Kemijoki Oy:n pienempi ja joustamattomampi vesivoiman tuotanto. Lisäksi on mahdollista, että vaadituista muutoksista syntyy laajempia yhteiskunnallisia kustannuksia. Arviomme perustuu osittain Kemijoki Oy:n ja kolmansien osapuolien arvioihin. Analyysi ei sisällä arvioita kaikista mahdollisista kustannuksista.

1.5 Sen lisäksi, että vesivoimalla tuotettiin 15 % Suomen sähkönkulutuksesta vuonna 2018, vesivoimalla on tärkeä laajempi yhteiskunnallinen merkitys.[3] Vesivoima on kotimaista, uusiutuvaa ja joustavaa energiantuotantoa, joka pystyy vastaamaan sähkön kysyntään

---

1 (Lapin Elinkeino-, liikenne ja ympäristökeskus, 2017) *Kemijoen Isohaaran, Taivalkosken, Ossauskosken, Petäjäskosken, Valajaskosken, Vanttauskosken, Pirttikosken ja Seitakorvan sekä Raudanjoen Permantokosken voimalaitosten kalatalosuvelvoitteiden muuttaminen*

2 Kemijoki Oy ei ole tehnyt vielä lopullista päätöstä Sierilän voimalaitoksen rakentamisesta.

3 (Tilastokeskus, 2018) *Sähkön hankinta ja tuotanto*

kulutushuippuina. Esitetyt muutokset rajoittaisivat merkittävästi Kemijoki Oy:n kykyä tuottaa sähköä sekä vaikuttaisivat laajemmin Suomen sähkömarkkinoihin ja ilmastotavoitteisiin.

1.6 Vesivoiman tarjoama joustavuus on tärkeää Suomen siirtyessä kohti hiilineutraalia sähköntuotantoa ja sääriippuvaisen sähköntuotannon lisääntyessä. Vesivoiman tuotannon tasoa pystytään muuttamaan suuressa määrin nopeallakin aikataululla, ja vesivoima vastaakin merkittävästä osasta sähköntuotantoa kulutushuippujen aikana.[4] Joustavuus mahdollistaa merkittävän roolin reservi- ja säätösähkömarkkinoilla, joilla vesivoiman osuus vaihtelee noin 60 % ja 100 % välillä reservityypistä riippuen.[5]

1.7 Vesivoima tukee Suomen kansallista ilmastostrategiaa tuottamalla kotimaista ja uusiutuvaa energiaa.[6] Vuonna 2017 Suomen sähkön kokonaiskulutuksesta 24 % tuotiin ulkomailta, ja näin ollen Suomi sijoittui sähköntuotannon omavaraisuuden suhteen Euroopan vähiten omavaraisten maiden joukkoon.[7] Kaiken kaikkiaan Suomi tuo yli puolet kuluttamastaan energiasta.[8] Merkittävällä osuudellaan kotimaisesta sähköntuotannosta vesivoima vähentää tarvetta tuoda sähköä ulkomailta.

1.8 Toteutuessaan ehdotetut kalatalousvelvoitteet aiheuttaisivat Kemijoki Oy:lle kertaluontoisia investointikustannuksia yhteensä 376 miljoonaa euroa. Kustannus syntyy pääasiassa kalateiden ja alasvaellusrakenteiden rakentamisesta. Investointikustannusten lisäksi Kemijoki Oy:lle syntyisi 5,1 miljoonan euron vuosittaiset operatiiviset kustannukset muun muassa kalateiden huoltamisen ja kalateiden houkutusvirtaaman pumppaamisen johdosta.

1.9 Suorien kustannusten lisäksi Hakemuksesta aiheutuisi Kemijoki Oy:lle menetyksiä heikentyneen sähköntuotantokyvyn takia. Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten kalateiden ja alasvaellusrakenteiden rakennusajan matala käyttöaste aiheuttaisi 206 miljoonan euron operatiivisten tulojen menetyksen.[9] Hakemuksessa vaadittu joen vuosittainen käyttörajoitus ajalle 20.5 – 20.10 heikentäisi Kemijoki Oy:n vesivoiman tuotannon joustavuutta aiheuttaen vuotuisia tulonmenetyksiä. Nämä pitkän aikavälin vuosittaiset operatiivisten tulojen

---

4 (IRENA, 2012) *Hydropower: renewable energy technologies – cost analysis series.* s. 4

5 (Fingrid Oyj, 2017) *Reservien hankinnan ajankohtaiskatsaus*

6 (Työ- ja Elinkeinoministeriö, 2017) *Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030*

7 (Tilastokeskus, 2018) *Energian tuonti ja vienti alkuperämaittain*; ja (Eurostat, 2018) *Supply, transformation and consumption of electricity*

8 (World Nuclear Association, 2018) *Nuclear Power in Finland*

9 Kemijoki Oy on Mankala-yhtiö ja myy tuottamansa sähkön omakustannushintaan omistajilleen. Jotta Hakemuksen vaikutukset huomioitaisiin täysimääräisinä, raportissa arvioidaan operatiivisia tuloja. Termi ”operatiiviset tulot” kuvaavat Kemijoki Oy:n tuloja, mikäli se myisi kaiken tuottamansa sähkön suoraan sähköpörssissä.

menetykset olisivat 3,1 miljoonaa euroa sähkön tukkumarkkinoilla ja 3 miljoonaa euroa reservi- ja säätösähkömarkkinoilla.

1.10 Hakemuksessa vaadittujen toimenpiteiden johdosta Kemijoki Oy:lle syntyisi yhteensä 588 miljoonan euron kertaluontoiset kustannukset ja noin 11,2 miljoonan euron vuosittaiset kustannukset. Koska ehdotettujen toimenpiteiden kustannukset ovat erisuuruisia eri aikoina, laskimme niille havainnollistavan nykyarvolaskelman. Hakemuksesta aiheutuisi Kemijoki Oy:lle nykyarvoltaan 672 miljoonan euron kustannukset 25 vuoden aikahorisontilla ja 1,9 % diskonttoprosentilla laskettuna.[10] [11] Nykyarvon laskennassa käytetyt olettamat vastaavat suunnilleen vesilain yhteydessä usein käytettyä 20 kapitalisaatiokerrointa.

1.11 Myös muiden aikahorisonttien ja diskonttokorkokantojen hyödyntäminen voi olla perusteltua. Aikahorisonttina voidaan käyttää myös esimerkiksi vesivoimalaitosten ja patorakenteiden käyttöikää, joka voi olla jopa 150 vuotta. Pitempi aikahorisontti nostaisi kustannusten kokonaisnykyarvoa. Vaikka pitemmän aikahorisontin käyttö voisi olla perusteltua, se lisäisi laskuihin myös huomattavasti lisää epävarmuutta. Aikahorisonttia pidentäessä olisi huomioitava myös mahdolliset kalateiden saneerauskustannukset noin 40 vuoden kuluttua niiden valmistumisesta.

1.12 Ehdotetut muutokset aiheuttaisivat laajempia ylimääräisiä kustannuksia myös yhteiskunnalle. Kemijoki Oy:n joustavan vesivoiman tuotantokyvyn ollessa rajoitettu, korvaavaa sähköntuotantoa olisi hankittava kalliimmista tuotantolähteistä sähkön kysynnän ollessa korkealla. Yhteiskunnalliset kustannukset syntyisivät vaihtoehtoisen tuotantomuodon polttoainekustannuksista, vähentyneestä sähkön viennistä ja kasvaneesta sähkön tuonnista. Yhteensä yhteiskunnalliset kustannukset kasvaisivat tämän johdosta 8,9 miljoonaa euroa vuodessa. Näitä yhteiskunnallisia kustannuksia ei voida yhdistää suoraan Kemijoki Oy:lle aiheutuviin kustannuksiin laskennallisesti.

1.13 Lisäksi Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten heikentynyt tuotantokyvyn joustavuus johtaisi suurempaan kaasuvoimaloiden käyttöön Suomessa. Arviomme mukaan hiilidioksidipäästöt kasvaisivat 0,1 miljoonalla tonnilla vuodessa tämän johdosta. Hakemuksen toteutuminen vaikuttaisi myös sähkön loppukäyttäjähintaan, mutta vaikutus olisi marginaalinen.

---

10 Diskonttoprosentti on laskettu Suomen valtion 10-vuotisen velkakirjan 19-vuoden keskiarvon ja saman aikajakson inflaation perusteella.

11 Tässä nykyarvolaskelmassa ei huomioida Hakemuksen vaatimusten toteuttamisen rahoittamiseen liittyviä kustannuksia. Vaatimusten toteuttamisen rahoituskustannukset eivät ole Kemijoki Oy:n operatiivisia kustannuksia vaan lisäkustannuksia Kemijoki Oy:n omistajille.

Taulukko 1: Kokonaismenetykset ja nykyarvo, miljoonaa euroa

Vuosi	Investoinnit	Operatiiviset kustannukset	Sähkön tuotanto	Yhteensä	Nykyarvo
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	-10,6	-1,5	0,0	-12,1	-11,6
2021	-71,5	-1,5	-55,5	-128,4	-121,5
2022	-71,5	-1,5	-51,6	-124,5	-115,6
2023	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,4
2024	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,2
2025	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,1
2026	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,0
2027	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-6,9
2028	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-6,7
2029	-111,1	-3,3	-54,0	-168,4	-137,3
2030	-111,1	-3,1	-54,0	-168,2	-134,6
2031	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,8
2032	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,6
2033	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,5
2034	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,3
2035	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,2
2036	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,0
2037	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,9
2038	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,7
2039	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,6
2040	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,4
2041	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,3
2042	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,2
2043	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,0
2044	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-6,9
Yhteensä	**-375,8**	**-102,1**	**-329,0**	**-806,9**	**-672,5**

Lähde: Compass Lexeconin analyysi ja Kemijoki Oy:n kooste insinööriraporteista (Liite B)

Kappale 2

Johdanto

Raportin tausta

2.1 Lapin Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus (”ELY-keskus”) on 17.3.2017 ehdottanut yksityiskohtaisia muutoksia Kemijoella sijaitsevien vesivoimalaitosten kalatalousvelvoitteisiin. Hakemuksessa vaaditaan muun muassa kalateiden ja alasvaellusrakenteiden rakentamista kalojen joen ylä- ja alajuoksulle vaeltamisen mahdollistamiseksi Kemijoen voimalaitokset ohittaen, aiempaa suurempaa lohen ja muiden kalalajien istutus- ja ylisiirtovelvoitetta, veden ohjaamista kalateihin ja houkutusvirtaaman luomista kalateiden suille. Hakemuksen mukaan kalatalousvelvoitteiden korottaminen luo hyötyjä lisäämällä vaelluskalojen biodiversiteettiä Kemijoessa, kun luontaisesti lisääntyvä vaelluskalakanta palautetaan Kemijokeen ajan myötä. Luonnon monimuotoisuuden kasvun lisäksi syntyisi taloudellista hyötyä lisääntyvästä vapaa-ajan ja ammattimaisesta kalastuksesta.

2.2 ELY-keskuksen mukaan kalatalouteen liittyvä tieto on kasvanut merkittävästi, ja siksi Kemijoen varrella olevien voimalaitosten luvanhaltijoiden kalatalousvelvoitteita tulee päivittää, sillä aiemmat kalatalousvelvoitteet on mitoitettu vanhentuneen tiedon pohjalta.

2.3 Siitä huolimatta, että vesilaki vaatii kokonaisvaltaista vaikutusarviota kaikista sääntelyn muutoksista, ELY-keskus ei ole toimittanut arviota Hakemuksessa mainittujen kalatalousvelvoitteiden päivityksestä aiheutuvista menetyksistä tai hyödyistä.[12] Tämän raportin tarkoituksena on auttaa hankkeen kokonaisarvioinnissa esittämällä arvio Hakemuksen vaatimusten toteuttamisen kustannuksista.

2.4 ELY-keskus on esittänyt samankaltaisia muutoksia kalatalousvelvoitteisiin myös vesivoimalupien haltijoille Iijoella.

2.5 Hakemuksen vaatimukset vaikuttavat Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten tuotantokykyyn sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä. Lyhyellä aikavälillä tuotanto kärsii vaellusrakenteiden rakentamisen aikana, jolloin voimalaitosten on toimittava vajaalla teholla. Pitkällä aikavälillä Kemijoki Oy:n tuotanto kärsii sähköntuotannon joustavuuden heikkenemisestä.

---

12 Koska luvanhaltijoille annetut oikeudet ja velvollisuudet vaikuttavat kolmansiin osapuoliin, vesilaissa huomioidaan, että tämänkaltaiset ulkoisvaikutukset vaativat sitä, että velvoitteisiin muutoksia esittävä osapuoli toimittaa arvion muutosten yksityisistä- ja yhteiskunnallisista kustannuksista ja hyödyistä. Yksityisten ja yhteiskunnallisten kustannusten ei tulisi olla suhteettoman suuria verrattuna saavutettaviin hyötyihin. [Vesilain 3 luvun 6, 7 ja 14§:t] (Vesilaki, 2011)

Hakemuksessa vaaditaan voimalaitosten sähköntuotannon alistamista kalateiden toiminnan tehostamiseen velvoitekaudella 20.5 – 20.10, rajoittaen näin ollen sähköntuotannon joustavuutta. Hakemuksesta johtuva tuotantokyvyn lasku vaikuttaa kielteisesti Suomen sähkömarkkinoihin varsinkin Suomen energiaomavaraisuutta heikentäen. Lisäksi kasvihuonekaasupäästöt kasvavat, sillä päästötöntä vesivoimalla tuotettavaa sähköä on korvattava vaihtoehtoisilla tuotantomuodoilla.

2.6 Tämä Compass Lexeconin tekemä raportti sisältää kvalitatiivisen ja kvantitatiivisen taloustieteellisen analyysin kustannuksista, joita Hakemuksen vaatimukset aiheuttavat. Raportin on tilannut Kemijoki Oy.

Hakemuksessa esitetyt muutokset

2.7 ELY-keskus hakee muutoksia Kemijoella sijaitsevien vesivoimalupien haltijoiden kalatalousvelvoitteisiin. Kemijoki Oy:n lisäksi Kemijoen luvanhaltijoihin kuuluu PVO-Vesivoima Oy Isohaaran voimalaitoksen osalta. Hakemuksessa vaaditaan luvanhaltijoita rakentamaan kalateitä ja alasvaellusrakenteita voimalaitostensa yhteyteen mahdollistaen lohen ja muiden kalojen vaeltamisen voimalaitosten ohi ja täten kalojen lisääntymisen sekä luontaisen elinkierron Kemijoessa. Lisäksi Hakemus esittää useita muita toimenpidevaatimuksia, joiden tarkoituksena on tukea kalojen luontaista elinkiertoa Kemijoessa.[13] Hakemuksen vaatimusten toteuttaminen vaatisi Kemijoki Oy:ltä huomattavia investointeja ja toimintatapojen muutoksia aiheuttaen merkittäviä kustannuksia ja tulonmenetyksiä.

2.8 Hakemuksen ensimmäisessä vaiheessa vaaditaan, että Kemijoella toimivat vesivoimayritykset rakentavat kalatiet ja alasvaellusrakenteet Valajaskosken, Petäjäskosken, Ossauskosken, Taivalkosken ja Isohaaran voimalaitosten yhteyteen kahden vuoden kuluessa rakennusluvan myöntämisestä. Kalateiden tehokkuudesta on esitetty vaatimuksena, että 75 % Isohaaran kalatien läpi kulkevista kaloista on päästävä vaeltamaan Ounasjoen lisääntymis- ja poikastuotantoalueille. Tämä asettaa vaatimuksen 93 % keskimääräisestä tehokkuudesta jokaiselle Vaiheen 1 kalatielle. Hakemuksessa vaaditaan alasvaellusrakenteille 90 % tehokkuutta jokaisen voimalaitoksen välille (ottaen huomioon voimalaitoksen ylittämisen sekä joki- ja patoallasvaelluksen.)

2.9 Hakemuksessa vaaditaan myös kalateiden ja alasvaellusrakenteiden rakentamista Rovaniemen ja Kemijärven välisille voimalaitoksille Vaiheessa 2. Tämä vaatimus koskee Permantokosken, (mahdollista Sierilän), Vanttauskosken, Pirttikosken ja Seitakorvan voimalaitoksia. Vaiheen 2 rakentaminen on aloitettava 12 vuoden kuluessa Hakemuksen lainvoimaiseksi tulosta.

2.10 Kalateiden on oltava toiminnassa vuosittain 20.5 ja 20.10 välisenä aikana siten, että vesivoimalaitosten tuotanto ja veden virtaus on alistettu tukemaan vaelluspoikasten selviytymistä jokisuuhun. Lisäksi Hakemuksessa vaaditaan kalateihin ja alasvaellusrakenteisiin liittyviä vähintään 250 000 € vuotuisia tutkimus- ja kehitysmenoja,

---

13 (Lapin Elinkeino-, liikenne ja ympäristökeskus, 2017) op. cit. alaviitteessä 1

toteuttamisselvityksen ja suunnitelman tekoa vanhojen joenuomien vesittämistä, kalatalousvelvoitteiden toteutumisen tarkkailua sekä rajoituksia joen käyttöön velvoitekaudella. Kalatalousvelvoitteet kasvattaisivat myös luvanhaltijoiden nykyisiä ylisiirto- ja istutusvelvoitteita. Osaa Hakemuksessa esitetyistä kustannuksista ei voida kohdentaa yksittäisille luvanhaltijoille tai voimalaitoksille, joiden osalta olemme kohdentaneet nämä kustannukset kokonaisuudessaan Kemijoki Oy:lle.[14]

Raportin rakenne

2.11 Tämä raportti käsittelee tärkeimpiä taloudellisia ja ympäristöllisiä vaikutuksia, joita Hakemuksen vaatimukset aiheuttavat. Hakemuksen vaatimukset rajoittavat vesivoiman roolia Suomen sähkömarkkinoilla varsinkin sähköjärjestelmän toimitusvarmuuden ja kasvihuonepäästöjen vähentämisen mahdollistajana. Raportissa kvantifioidaan tärkeimpiä pienentyneestä vesivoimatuotannosta johtuvia tappiota. Raportissa ei kuitenkaan arvioida kaikkia mahdollisia kustannuksia, esimerkiksi epäsuoria kustannuksia kansantaloudelle tai paikallistaloudelle, tai mahdollisia hyötyjä.

2.12 Kappaleessa 3 käsittelemme kolmea tärkeää suomalaisen energiapolitiikan tavoitetta – toimitusvarmuutta, ilmastonmuutoksen torjuntaa ja energiaomavaraisuutta – sekä vesivoiman roolia näiden tavoitteiden saavuttamisessa.

2.13 Kappaleessa 4 esitämme kvantitatiivisen arvion tärkeimmistä Hakemuksen toteuttamisesta aiheutuvista kustannuksista. Tämä sisältää katsauksen insinööriraporteissa arvioituihin rakennuskustannuksiin, arviot rakennusvaiheessa menetetyn tuotannon arvosta sekä yksityiskohtaisen mallinnuksen Hakemuksen vaikutuksista vesivoimatuotantoon ja sen joustavuuteen sekä Kemijoki Oy:n että yhteiskunnan kannalta.

2.14 Kappaleessa 5 esitämme havainnollistavan laskelman tulevien kustannusten nykyarvosta.

---

[14] Hakemuksessa esitetyt vaatimukset koskevat kaikkia Hakemuksessa mainittujen voimalaitosten luvanhaltijoita. Luvanhaltijoita ovat Kemijoki Oy ja PVO-Vesivoima Oy. PVO Vesivoima Oy on Isohaaran voimalaitoksen luvanhaltija. Raportissa arvioimme vain Hakemuksen vaikutuksia Kemijoki Oy:lle, suurempien yhteiskunnallisten vaikutusten lisäksi. Suurin osa Hakemuksen vaikutuksista muodostuu vaellusratkaisuista ja joen käyttörajoitteesta. Olemme arvioineet näiden vaikutusten laajuuden Kemijoki Oy:lle voimalaitosperusteisesti. Osaa Hakemuksessa esitetyistä kustannuksista ei voida kohdentaa yksittäisille luvanhaltijoille tai voimalaitoksille. Näihin kustannuksiin kuuluvat: tutkimus- ja kehityskustannukset, aikaisempaa suurempien ylisiirto- ja istutusvelvoitteiden ja niiden toteuttamiseen vaadittavien investointien kustannukset, kalatalousvelvoitteiden toteuttamissuunnitelman laatimisen kustannukset ja velvoitetarkkailun kustannukset. Olemme kohdentaneet nämä kustannukset kokonaisuudessaan Kemijoki Oy:lle. On mahdollista, että osa mainituista kustannuksista kohdistuisi todellisuudessa PVO-Vesivoima Oy:lle. Valitun allokointimetodin vaikutus kokonaisuuteen on kuitenkin hyvin pieni. Ei-kohdennettavissa olevien kustannusten osuus kokonaisuudesta on pieni ja PVO-Vesivoima Oy on vain yhden Hakemuksessa mainitun voimalaitoksen lisenssinhaltija.

Kappale 3

Vesivoiman rooli Suomen ilmasto- ja energiapoliittisten tavoitteiden mahdollistajana

Johdanto

3.1 Tärkeimmät sähkön tuotannon lähteet Suomessa ovat ydinvoima, vesivoima, hiili, maakaasu ja biopolttoaineet.[15] Vaikka tuulivoima ei vielä nykyisellään pääse vastaavanlaisiin osuuksiin perinteisempien sähköntuotannon muotojen kanssa, sen osuus on ollut tasaisessa kasvussa viime vuosina osin valtion tukien ansiosta.

3.2 Suomen pitkän aikavälin tavoitteena on luoda hiilineutraali yhteiskunta, joka pyritään saavuttamaan muun muassa kunnianhimoisten energiasektorin ilmastotavoitteiden kautta.[16] Vuoteen 2030 mennessä Suomen on nostettava uusiutuvan energian osuus 50 prosenttiin sähkön loppukäytöstä, kasvatettava omavaraisuusaste 55 prosenttiin, luovuttava hiilen käytöstä energiantuotannossa, puolitettava tuontiöljyn kotimainen käyttö, ja kasvatettava liikenteen uusiutuvien polttoaineiden osuus 40 prosenttiin (23,5 % polttoaineiden energiasisällöstä).[17]

3.3 Näiden tavoitteiden saavuttaminen, samalla säilyttäen sähköjärjestelmän toimitusvarmuuden ja sähköntuotannon kustannustehokkuuden, vaatii huomattavia ponnistuksia.[18] Seuraavissa osioissa käsittelemme Suomen kohtaamia haasteita näiden tavoitteiden saavuttamisessa seuraavien asiakokonaisuuksien kautta:

- toimitusvarmuus
- ilmastonmuutoksen vastainen työ; ja

---

15 (Tilastokeskus, 2018) *Sähkön tuotanto ja kokonaiskulutus*

16 (Työ- ja Elinkeinoministeriö, 2017) op. cit. alaviitteessä 6

17 Ibid.

18 Ibid.

- energiaomavaraisuus,

sekä arvioimme vesivoiman roolia näiden tavoitteiden saavuttamisessa.

Toimitusvarmuus

3.4 Sähköjärjestelmän järjestelmävastaavan on pystyttävä tasapainottamaan sähkön kysyntä ja tarjonta kaikilla ajan hetkillä. Tasapainottamista toteutetaan vuositasolta minuutti- ja sekuntitasolle. Kysynnän ja tarjonnan tasapainottaminen takaa sähkön toimitusvarmuuden, estäen tarpeen kytkeä sähkönkulutusta irti voimajärjestelmästä ja vähentäen riskiä järjestelmän romahtamisesta. Toimitusvarmuus viittaa sähköjärjestelmän kykyyn tuottaa riittävä tuotanto- ja siirtokapasiteetti, jotka takaavat sähkön toimituksen kuluttajille.

3.5 Sähkön toimitusvarmuus on kriittinen tekijä toimivalle yhteiskunnalle ja sähköpulalla voi olla suuria yhteiskunnallisia sekä kansantaloudellisia vaikutuksia. Ilmiötä on tutkittu monissa sähkökatkosten taloudellisia vaikutuksia arvioivissa tutkimuksissa.[19]

3.6 Pitkällä aikavälillä järjestelmävastaavan on pidettävä huolta siitä, että sähköjärjestelmä pystyy vastaamaan sähkön kysynnän muutoksiin ajan myötä. Tätä kutsutaan sähkön riittävyydeksi, joka kuvaa järjestelmän kokonaistuotantokapasiteetin ja siirtoverkon kykyä vastata sähkön kysyntään sekä tavallisissa että epätavanomaisissa tilanteissa. Tällaisia tilanteita ovat muun muassa ennustamattoman suuri kysyntä, tuotantolaitosten käyttökatkokset ja uusiutuvan energian heikko saatavuus.[20]

3.7 Lyhyellä tähtäimellä järjestelmävastaavan on varmistettava riittävä joustavan sähköntuotannon kapasiteetti. Sen on pystyttävä vastaamaan sähkön tarjonnan vaihteluihin, kuten yllättäviin tuotantolaitosten verkosta irtoamisiin ja epäsäännölliseen sääperusteiseen sähköntuotantoon, sekä sähkön kysynnän vaihteluihin, kuten aamujen ja iltapäivien kulutushuippuihin. Järjestelmän joustavuus viittaa sähköjärjestelmän kykyyn vastata sekä ennustettuun että ennustamattomaan vaihteluun sähköntuotannon ja -kulutuksen

---

19 (Euroopan Komissio, 2016) Sähkökatkokset ovat aiheuttaneet suuria kustannuksia Euroopassa. Syyskuussa 2003 puu kaatui tärkeän sähkölinjan päälle Sveitsissä. Sähkökatkos ja sen vaikutukset levisivät myös Etelä-Italiaan, aiheuttaen yhteensä 1,2 miljardin euron edestä vahinkoja. Noin 56 miljoonaa ihmistä oli ilman sähköjä usean tunnin ajan.

20 (Euroopan Komissio, 2016) *Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market.* s. 10

tasapainossa. Järjestelmävastaava takaa riittävän joustavuuden sähköjärjestelmän oheispalveluilla kuten reservijärjestelmällä.[21] [22]

3.8 Alla käsittelemme toimitusvarmuuden vaatimuksia sähkön riittävyyden ja järjestelmän joustavuuden suhteen, sekä vesivoiman roolia näiden ylläpitämisessä.

Vesivoimalla on tärkeä rooli sähkön riittävyyden takaamisessa

Sähkön riittävyys on haaste Suomessa

3.9 Pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden mukaan sähkön riittävyys on haaste Suomessa ja sähkön riittävyyden takaaminen pysyy haasteellisena myös tulevaisuudessa.[23]

3.10 Luotettavuusstandardeja käytetään kansallisten sähkön riittävyyttä kuvaavien arvioiden tekemisessä. Suomessa käytössä oleva luotettavuusstandardi on ’LOLE’ -indeksi (Loss of Load Expectation). Tämä indeksi kuvaa pitkän aikavälin arviota siitä, kuinka monen tunnin aikana vuodessa sähkön tarjonta ei riitä kattamaan sähkön kysyntää. Euroopassa tavoiteluotettavuustasot ovat, LOLE:lla mitattuna, tavallisesti 3-8 tuntia vuodessa.[24]

3.11 LOLE-tunteja ei pidä lukea vuosittaisena sähkökatkotuntien määränä, jolloin kokonaiset markkina-alueet jäävät ilman sähköä. Indeksi kuvaa pikemminkin tilanteita, jolloin järjestelmällä on riski kärsiä ”epätoivotuista tilanteista”, kuten tavallista pitempiä erittäin suurten hintojen jaksoja, sähkönkulutuksen rajoittamista joissain kohteissa tai jopa sähkökatkoja. Järjestelmävastaava reagoi näihin tilanteisiin esimerkiksi hetkellisillä jännitteen madalluksilla ja valikoivalla suurten teollisten asiakkaiden kytkemisellä irti verkosta.[25]

3.12 Suomen sähköjärjestelmän riski joutua sähköpulaan on suurempi kuin muilla Pohjoismailla. Pohjoismaiden kantaverkkoyhtiöiden mukaan vuonna 2017 Suomen LOLE-arvoksi arvioitiin 3.08 tuntia vuodessa, kun taas muiden Pohjoismaiden kohdalla arviot olivat lähellä nollaa

---

21 Oheispalvelut ovat sähköverkko-operaattorin tuottamia erikoispalveluita, joiden tehtävänä on tukea sähkönverkon tasapainoa pitämällä sähkön kysyntä ja tarjonta jatkuvasti tasapainossa. Oheispalveluihin voi kuulua esimerkiksi operatiivisten reservien ja pimeäkäynnistys (black-start) toiminnallisuuden ylläpito.

22 Operatiiviset reservit ovat järjestelmävastaavan käyttöön tarjottua nopealla aikavälillä aktivoitavaa sähköntuotantokapasiteettia. Operatiiviset reservit voidaan aktivoida tasapainottamaan sähköjärjestelmää, mikäli sähkön kysynnässä tapahtuu yllättävä häiriö (esimerkiksi, suuri tehdas irtoaa sähköverkosta) tai sähkön tarjonnassa on häiriöitä (esimerkiksi, sähkövoimala lopettaa yllättäen tuotannon).

23 (Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat, 2018) *Nordic Perspectives on mid-term adequacy forecast 2017*

24 (ENTSO-E, 2018) *Mid Term Adequacy Forecast (MAF)*. s. 33

25 (Bye;Bjørndal;Doorman;Kjølle;& Riis, 2010) *“Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem.”* (Lisää ja tarkempia hintoja – Tehokkaampi sähköjärjestelmä. Norjaksi.)

tuntia vuodessa.[26] Resurssien riittävyyden oletetaan olevan haaste Suomelle vielä vuonna 2025.[27]

3.13 Suomalainen sähköjärjestelmä on altis sekä kansallisille että alueellisille tapahtumille. Sähkön riittävyydelle voi syntyä haasteita, mikäli Suomi kohtaa:

- äärimmäisiä sääilmiöitä – kuten rankkoja myrskyjä, pitkittyneitä kuivuusjaksoja tai vähälumisia talvia (yhdistettynä Norjan vesivoimareservien pienenemiseen, kuten kesällä 2018) [28]. Suomen LOLE-herkkyys äärimmäisille sääilmiöille on 8,96 tuntia vuodessa;
- rajoitteita rajat ylittävässä sähkönsiirrossa esimerkiksi teknisistä tai poliittisista syistä. Suomen LOLE-herkkyys häiriöille Venäjän siirtoyhteyksien kohdalla on 6,63 tuntia vuodessa;
- oletettua pienempää yhdistelmätuotantoa (”CHP”) johtuen pitkäkestoisista matalista tukkuhinnoista. Suomen LOLE-herkkyys matalalle yhdistelmätuotannolle on 8,96 tuntia vuodessa; tai
- oletettua pienempää ydinvoimakapasiteettia Suomessa (tulevien ydinvoimaloiden valmistumisen viivästyminen) ja Ruotsissa (Ruotsi aikoo luopua kokonaan ydinvoimasta vuoteen 2040 mennessä). Suomen herkkyys matalalle kotimaiselle ydinvoimakapasiteetille on 56,32 tuntia vuodessa ja 74,85 tuntia vuodessa Ruotsin siirtymiselle kohti ydinvoimatonta sähköntuotantoa.[29]

Vesivoimalla on tärkeä rooli sähkön riittävyyden takaamisessa

3.14 Vesivoima on toiseksi suurin sähköntuotannon lähde Suomessa heti ydinvoiman jälkeen. Vuonna 2018 kotimainen sähköntuotanto oli 67 TWh, josta 19 % tuotettiin vesivoimalla.

---

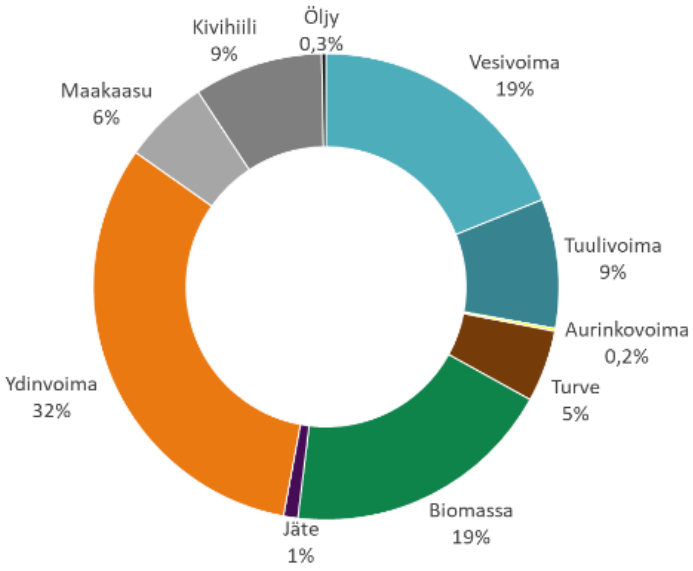
26 (Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat, 2018) op. cit. alaviitteessä 23

27 Ibid.

28 (Tuomenvirta, ym., 2018) *Sää- ja ilmastoriskit Suomessa – Kansallinen arvio*

29 (Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat, 2018) op. cit. alaviitteessä 23

Kuva 1: Suomen sähköntuotannon lähteet vuonna 2018, 67 TWh



Lähde: (Energiateollisuus Ry, 2019) Energiavuosi 2018 – Sähkö. s. 12

3.15 Kulutushuippujen aikana tarjolla oleva kapasiteetti on pienentynyt viime vuosina. Talvella 2017 - 2018 kapasiteetiksi arvioitiin noin 12 000 MW, siinä missä kapasiteetti oli 13 155 MW vuonna 2012. Matala hintataso ja huono tuottavuus ovat johtaneet useiden perinteisten voimalaitosten sulkemiseen, mikä on puolestaan vähentänyt tarjolla olevaa sähköntuotantokapasiteettia kulutushuippujen aikoina. Euroopan komission direktiivi 2001/80/EC on myös johtanut joidenkin vanhempien suurien polttolaitosten poistumiseen markkinoilta, näin ollen entisestään pienentäen tarjolla olevaa kapasiteettia.[30]

3.16 Vesivoiman käytettävissä oleva kapasiteetti on pysynyt viime vuosina tasaisena ja siten sen osuus kaikesta sähköntuotantokapasiteetista on viime vuosina kasvanut tuottaen 21,4 % kaikesta kulutushuippujen aikaisesta kapasiteetista vuonna 2018. Vesivoiman osuuden kehitystä kuvataan tarkemmin alla olevassa taulukossa.

30 (Energiavirasto, 2018) *National Report 2018 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission*

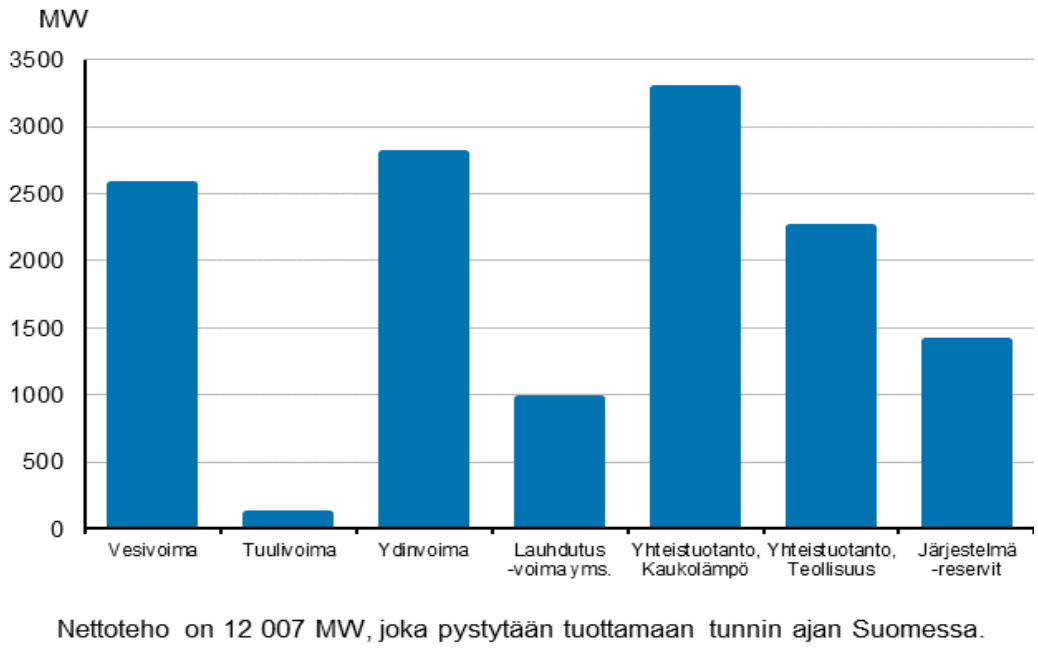
Taulukko 2: Kulutushuippujen aikeinen sähköntuotantokapasiteetti 2012-2018, MW

	Sähkön erillistuotanto				Sähkön yhteistuotanto		Voima-laitosten kapasi-teetti	Reservit
Vuosi	Vesi-voima	Ydin-voima	Lauhde-voima	Tuuli-voima	Teollisuus	Kauko lämpö		
2012	2 595	2 750	2 045	-	2 370	3 490	13 155	1 240
2013	2 610	2 765	2 045	-	2 330	3 550	13 300	1 556
2014	2 610	2 765	1 650	-	2 330	3 430	12 800	1 540
2015	2 640	2 765	760	-	2 330	3 430	11 900	1 580
2016	2 600	2 780	850*	-	2 000	3 300	11 600	1 400
2017	2 550	2 792	970	100	1 990	3 260	11 660	1 400
2018	2 570	2 807	970	120	2 250	3 290	12 007	1 400

Huomio: *Lauhdevoiman 2016 luku sisältää kulutushuippujen reservit. Käännetty englannista suomeksi.*
Lähde: *(Energiavirasto, 2018) National Report 2018 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission. s. 34*

3.17 Kuten alla olevasta kuvasta on nähtävissä, vesivoiman osuus kulutushuippujen aikana tarjolla olevasta kapasiteetista on merkittävä. Tämä tukee hyvän luotettavuusstandardin ylläpitoa, varsinkin sähköntuotantorakenteen muuttuessa kohti sääperusteista uusiutuvaa tuotantoa. Vesivoiman tuotantokapasiteetin pieneneminen tulisi todennäköisesti vaikuttamaan järjestelmän sähkön riittävyyteen.

Kuva 2: Sähköntuotantokapasiteetti huippukuormituskaudella vuoden 2018 alussa



Lähde: *(Tilastokeskus, 2018) Liitekuvio 19. Sähköntuotantokapasiteetti huippukuormituskaudella vuoden 2018 alussa*

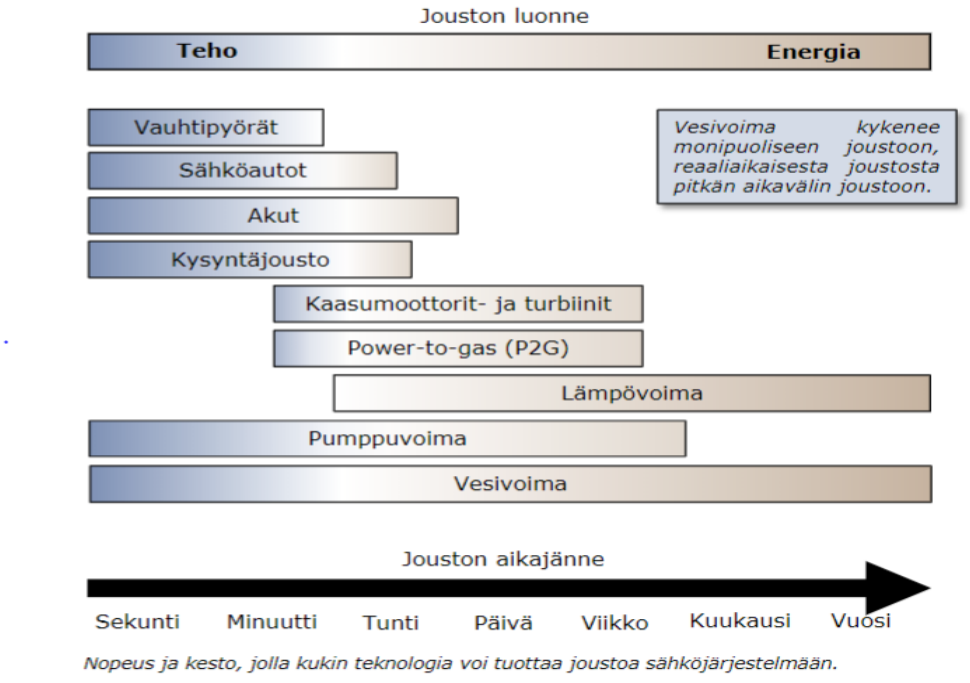
Vesivoimalla on tärkeä rooli sähköjärjestelmän joustavuuden mahdollistajana

3.18 Järjestelmän on pidettävä sähköntuotanto ja -kulutus tasapainossa kaikkina ajanhetkinä. Tämä tasapainottaminen vaatii joustavuutta, joka sisältää:

- pitkän aikavälin joustavuutta: tasapainotus vuodenaikojen ja vuosien tasolla;
- keskipitkän aikavälin joustavuutta: tasapainotus kuukausien, viikkojen ja päivien tasolla;
- päivää etukäteen suunniteltua joustavuutta: tuntitason tasapainottaminen seuraavalle päivälle;
- päivänsisäistä joustavuutta: päivänsisäinen tuntitason tasapainotus; ja
- operatiivista joustavuutta: valmiiksi tasapainotetun järjestelmän hienosäätäminen minuutti- ja sekuntitasolla.[31]

3.19 Alla oleva kuva näyttää sähköjärjestelmän joustavuuden eri lähteitä. Joustavuudelle on monia eri lähteitä eri aikajänteille, mutta vain vesivoima pystyy toimimaan joustavuuden lähteenä sekuntitasolta vuositasolle.

Kuva 3: Sähköjärjestelmän jouston lähteet



Lähde: (ÅF-Consult Oy, 2019) *Vesivoiman merkitys Suomen energiajärjestelmälle*

31 (Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat, 2018) op. cit. alaviitteessä 23. s. 16

Vesivoimalla on suuri rooli järjestelmän operatiivisen joustavuuden takaajana

3.20 Sähköjärjestelmässä on useita eri joustavuuden lähteitä. Vesivoiman lisäksi tuotantopuolella joustavuuden lähteinä toimivat esimerkiksi nopeasti tehoaan muuttavat perinteiset voimalaitokset (esimerkiksi CHP-voimalat ja kombivoimalaitokset) ja sähkön säilöntämenetelmät (kuten akut ja vesivoimalaitokset, jotka pystyvät pumppaamaan vettä reserveihinsä myöhempää käyttöä varten).

3.21 Sähkön kysynnän puolella on mahdollista lisätä joustoa ohjaamalla teollisten- ja kuluttaja-asiakkaiden sähkönkulutusta avainhetkillä kokonaiskysynnän muuttamiseksi.

3.22 Vesivoiman kyky vastata kysynnän vaihteluihin suuressakin mittakaavassa erittäin nopealla tuotannon muutoksella, minuutti minuutilta, tekee vesivoimasta yhden joustavimmista energianlähteistä.[32]

3.23 Suomessa suurin osa vesivoiman tuotannosta on joustavaa tuotantoa. Erään tutkimuksen mukaan 55 % Suomen vesivoimakapasiteetista on joustavaa (1,75 GW) ja pystyy toimittamaan suuria määriä matalakustanteista joustoa sähköjärjestelmään ympäri vuoden.[33] Sama raportti esittää myös, että vesivoiman kokonaisvaltainen jousto on merkittävä, sillä vesivoimalaitoksen keskimääräinen tuotannonmuutostahti on noin 20 – 30 % sen nimelliskapasiteetista 15 minuutin aikavälillä, ympäristörajoitukset huomioiden.[34] Soveltaen tätä muutostahtia vesivoiman 1,75 GW joustavaan kapasiteettiin saadaan aikaan noin 500 MW säätökyky 15 minuutin sisään.

3.24 Alla oleva kuva havainnollistaa Suomen vesivoimatuotannon reaktiota kulutuksen muutoksiin kulutushuippujen aikana.

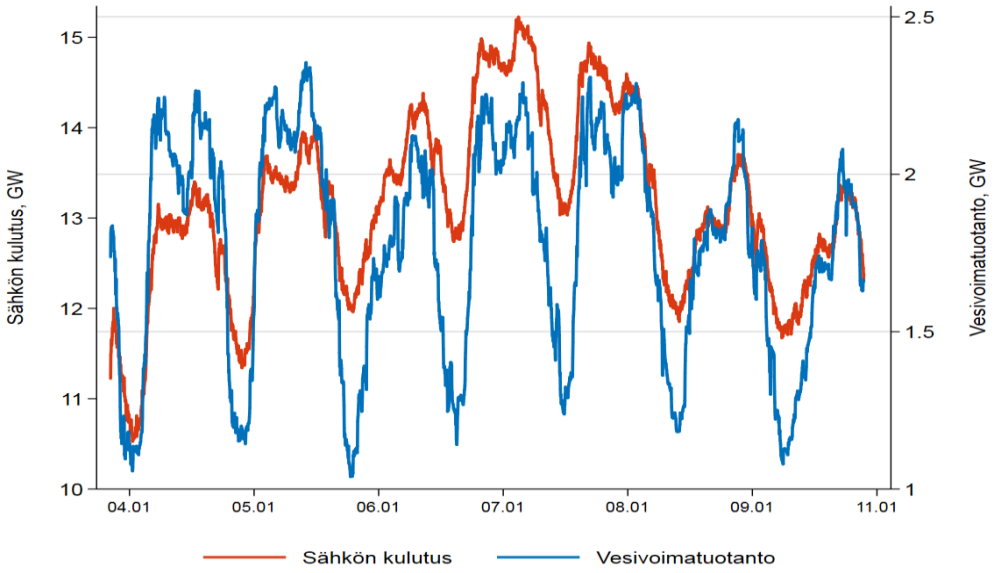
---

32 (IRENA, 2012) op. cit. alaviitteessä 4

33 (Pöyry Management Consulting Oy, 2018) *Demand and supply of flexibility*

34 Ibid.

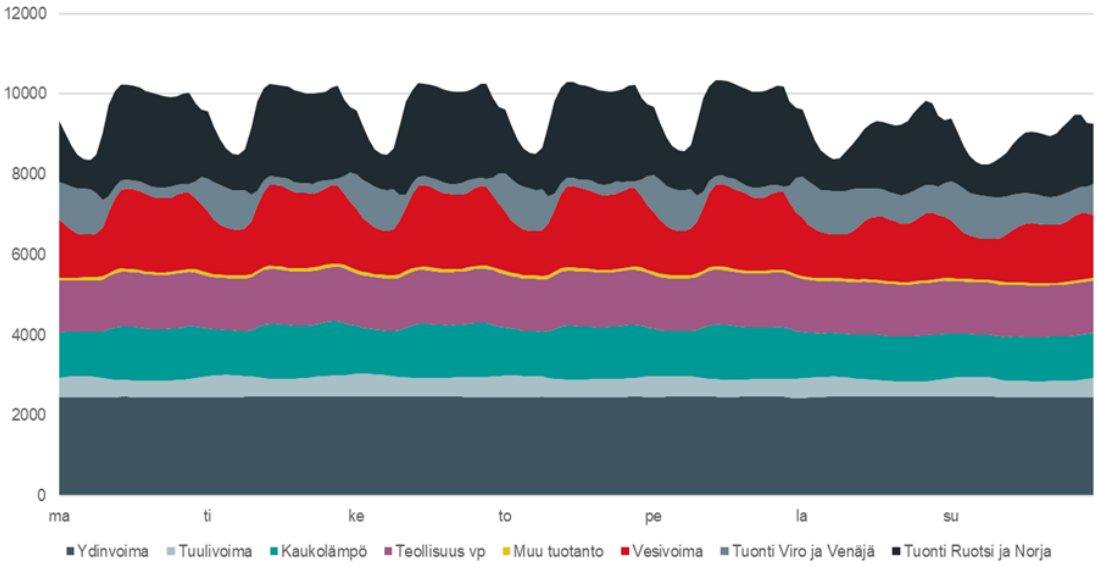
Kuva 4: Sähkönkulutus ja vesivoimatuotanto 4.1. – 11.1.2018 Suomessa



Huomioita: Viikko 4.1. – 11.1.2018 on korkein mitattu sähkönkulutuksen viikko Suomessa
Lähde: Compass Lexecon, lähteenä (Fingrid Oyj, 2019) Sähkön kulutus Suomessa - reaaliaikatieto; ja (Fingrid Oyj, 2019) Vesivoimatuotanto - reaaliaikatieto

3.25 Alla oleva kuva taas osoittaa kuinka nopeasta tehonmuutoskyvystään johtuen vesivoiman rooli on vielä tärkeämpi kulutushuipputunteina kuin huippujen ulkopuolella.

Kuva 5: Keskimääräinen viikko Suomessa 2016

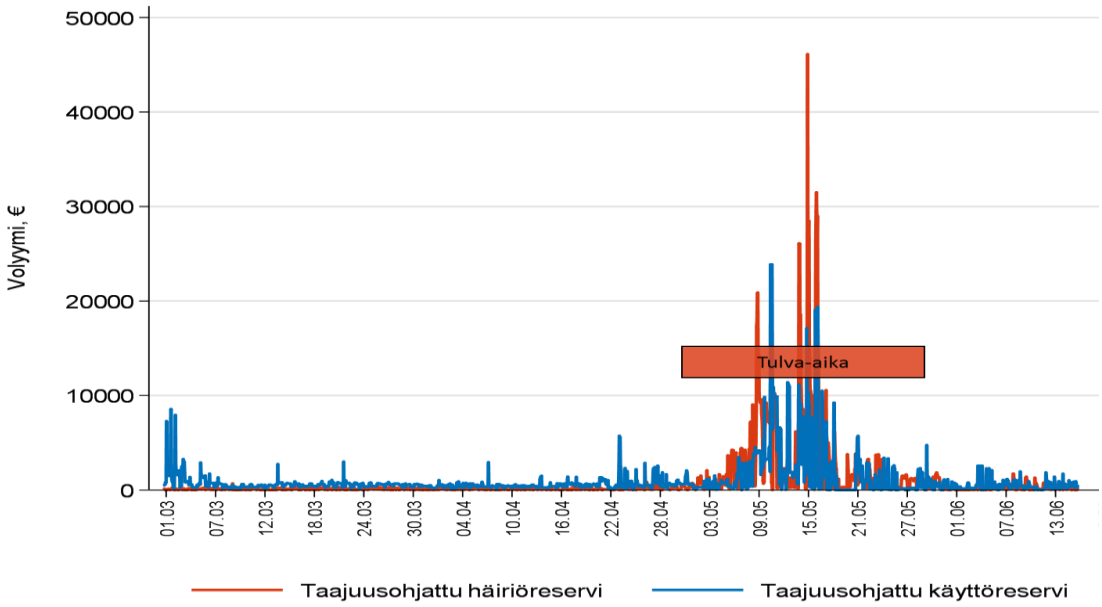


Huomioita: Keskimääräiset viikot 5, 18, 31 ja 44
Lähde: (Fingrid Oyj, 2018) Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa

3.26 Alla oleva kuva näyttää vesivoiman rajoitetun joustavuuden vaikutuksen Suomen reservimarkkinoiden hintoihin vuoden 2018 tulva-aikana. Tulva-aikana vesivoimalaitosten kyky tarjota joustavuutta järjestelmään on rajoittunutta, sillä ne joutuvat juoksuttamaan osan

tulvavesistä turbiinien ohi, eivätkä näin ollen osallistu säätösähkö- tai reservimarkkinoille tavanomaisilla volyymeillaan.[35]

Kuva 6: FCR-N ja FCR-D tuntimarkkinoiden volyymi 1.3.2018-15.6.2018, €



Huomioita: Taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi ovat osa Suomen reservijärjestelmää, jolla ylläpidetään sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainoa. Suomen reservimarkkinoita käsitellään tarkemmin kappaleessa 3.32.

Lähde: Compass Lexecon, lähteenä (Fingrid Oyj, 2019)Taajuusohjattu häiriöreservi, tuntimarkkinahinnat; (Fingrid Oyj, 2019) Taajuusohjattu häiriöreservi, hankintamäärät tuntimarkkinoilta; (Fingrid Oyj, 2019) Taajuusohjattu käyttöreservi, tuntimarkkinahinnat; ja (Fingrid Oyj, 2019) Taajuusohjattu käyttöreservi, hankintamäärät tuntimarkkinoilta

3.27 Yllä oleva kuva osoittaa lisäksi, että vesivoima on muihin vaihtoehtoihin verrattuna erittäin tärkeä joustavuuden tarjoaja järjestelmälle.

3.28 Olkiluodon ydinvoimaloiden yksikköjen hetkellinen irtoaminen sähköverkosta antaa erinomaisen näkökulman vesivoiman roolista joustavana sähköntuotannon muotona, joka turvaa sähköjärjestelmän toimitusvarmuutta. 18 heinäkuuta 2018 Olkiluodossa kantaverkkoyhtiö Fingridin muuntajassa syttyneen tulipalon johdosta molemmat Teollisuuden Voima Oy:n Olkiluodon ydinvoimalan yksiköt (880 MW ja 890 MW) irtosivat sähköverkosta. Vesivoimayhtiöt pystyivät nopeasti kasvattamaan sähköntuotantoaan 963 megawatista 1 922 megawattiin 45 minuutin aikana (100 % kasvu) korvatakseen merkittävän sähköntuotannon lähteen irtoamista verkosta.[36] Alla oleva kuva havainnollistaa, kuinka yllättävän

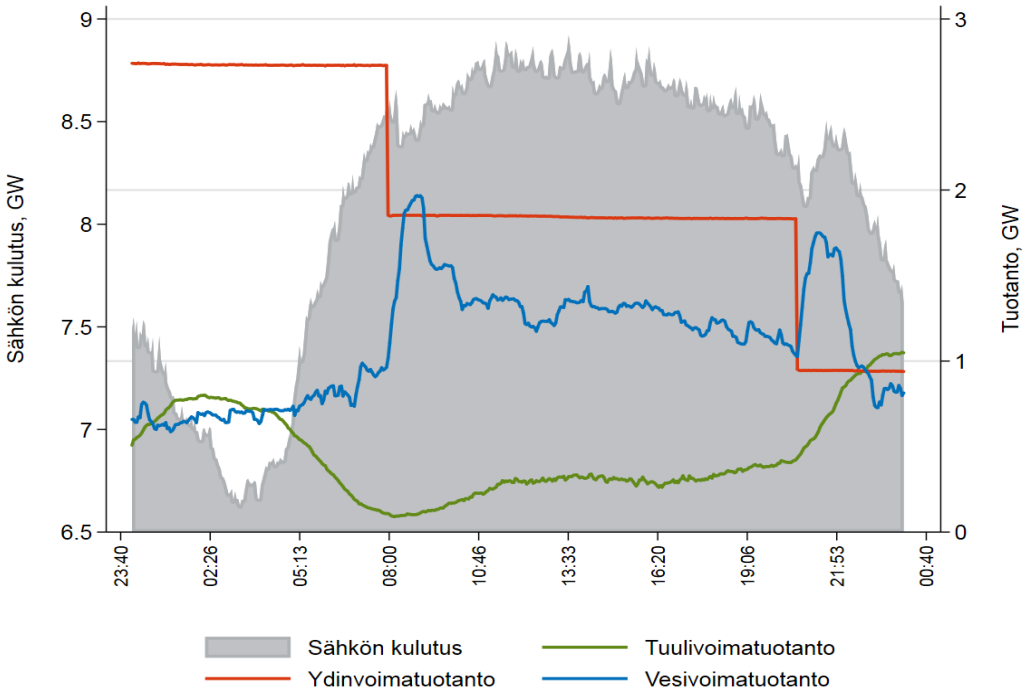
---

35 Tulva-aikojen rajoittunut joustavuus koskee ylössäätöjä. Tulva-aikana alassäätökyky on erinomainen, mutta sähkö- ja reservimarkkinoiden hintatasot määräävät tuotetaanko energiaa sähkömarkkinoille vai alassäätökapasiteettia reservimarkkinoille.

36 Compass Lexeconin analyysi, alkuperäislähteenä (Fingrid Oyj, 2019) *Ydinvoimatuotanto – reaaliaikatieto;* ja (Fingrid Oyj, 2019) *Vesivoimatuotanto – reaaliaikatieto*.

ydinvoimatuotannon lakkaamisen johdosta vesivoiman tuotanto kasvaa nopeasti ja merkittävästi. Kuva näyttää myös tuulivoiman samanaikaisen tuotannon vaihtelun ajanjaksolta.

Kuva 7: Vesivoimatuotannon reaktio ydinvoimatuotannon laskuun 18.7.2018



Lähde: Compass Lexecon kuvaaja, lähteenä (Fingrid Oyj, 2019) Ydinvoimatuotanto - reaaliaikatieto; (Fingrid Oyj, 2019) Tuulivoimatuotanto – reaaliaikatieto; (Fingrid Oyj, 2019) Vesivoimatuotanto – reaaliaikatieto; ja (Fingrid Oyj, 2019) Sähkön kulutus Suomessa - reaaliaikatieto

3.29 Vesivoimalla on merkittävä rooli järjestelmän joustavuuden mahdollistajana johtuen sen kyvystä vastata erittäin nopeasti suuriinkin muutoksiin sähköntuotannon ja -kulutuksen tasapainossa.

3.30 Vaihtoehtona ja lisänä perinteiselle tuotannon määrän vaihtelulle on esitetty myös akkuteknologian hyödyntämisestä. Akkujen hyödyntämisessä säätövoimana on kuitenkin vielä useita ratkaisemattomia ongelmia:

- Käytettävyys: akut kestävät vain tietyn määrän lataus-purku –syklejä. Esimerkiksi litiumioni akku kestää noin 5 000 sykliä.[37]

[37] (Kulla, 2018) *Sähköjärjestelmän perusasioiden äärellä, osa 2: Voiko akuilla korvata vesivoimaa säätövoimana*

- Suuren mittakaavan varastointi: akkujen käyttö suuressa mittakaavassa ei ole tällä hetkellä taloudellisesti tarkoituksenmukaista. Esimerkiksi, vesivoiman noin 400 MW tuntikapasiteetin korvaaminen litiumioniakuilla maksaisi noin 200 miljoonaa euroa (olettaen, että yhden 1 MW / 1 MWh täysin varustellun akun voi ostaa 500 000 eurolla.)[38]. Akkuteknologian käytön kannattavuutta voi mitata myös lataus-purkaus –syklin vaatimalla hintaerolla. Esimerkiksi litiumioni -akkujen kohdalla päivänsisäisen sähkön hintaeron olisi oltava 125€/MWh yhteensä 300 kertaa vuoden aikana, jotta sähkön ostohinnan ja purun aikaisen myyntihinnan erolla olisi mahdollista kattaa akun investointikustannukset. Tällä hetkellä sähkön tyypillinen vuorokaudensisäinen hintaero Suomessa on noin 25€/MWh. Suuren mittakaavan säätämisen sijaan akkuteknologiaa on mahdollista hyödyntää kustannustehokkaammin reservi- ja säätösähkömarkkinoilla, joilla markkinoiden energiamäärät ovat merkittävästi pienempiä ja hintojen vaihtelu suurempaa.[39]

- Kasvihuonekaasupäästö: Akkuteknologian elinkaaren hiilidioksidipäästöt ovat vesivoimaa suurempia, vaikka akkuja ladattaisiin päästöttömällä energialla.[40]

3.31 Näistä syistä vesivoima pysyy tällä hetkellä tärkeimpänä sähköntuotannon joustavuuden lähteenä.

Sähköjärjestelmän taajuuden hallinta pysyy haasteellisena Suomessa ja Pohjoismaissa

3.32 Euroopassa sähköjärjestelmän taajuudeksi on asetettu 50 Hz. Kantaverkkoyhtiöiden tehtävänä on pitää taajuus normaalitilassa tasapainottamalla sähkön kysyntää ja tarjontaa reserveillään. Suuret poikkeamat normaalitaajuudesta voivat aiheuttaa vaurioita sähkölaitteisiin ja voimalaitoksiin.[41]

3.33 Suomi kuuluu yhteisiin Pohjoismaisiin reservimarkkinoihin, joissa jokaiselle maalle on asetettu vaatimus oman reserviosuutensa täytöstä. Osan reservistä voi tuoda ulkomailta, mutta jokaisen kantaverkkoyhtiön on hankittava osa reservistä kotimaastaan.[42] [43]

---

38 Ibid.

39 (ÅF-Consult Oy, 2019) Vesivoiman merkitys Suomen energiajärjestelmälle

40 Ibid.

41 (Kirby, ym., 2003) *Frequency Control Concerns in North American Electric Power System.* s. vii

42 Suomi, Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska ylläpitävät yhteisiä reservejä.

43 Reservimarkkinat toimivat kaksisuuntaisesti. Kulutuksen ylittäessä tuotannon Fingrid aktivoi ylössäätävät tarjoukset reservimarkkinoilla, saaden voimalaitokset käyttämään varaamaansa reservikapasiteettiaan sähköntuotantoon tai reservimarkkinoille osallistuneet sähkönkuluttajat vähentämään tuotantoaan. Tuotannon ylittäessä kulutuksen Fingrid aktivoi alassäätävät tarjoukset ja voimalaitokset pienentävät tuotantoaan ja kuluttajat lisäävät sähkönkulutustaan.

3.34 Suomessa on käytössä neljä eri reserviä, joita hankitaan kotimaisista voimalaitoksista, ulkomailta ja joissain tapauksissa varavoimalaitoksilla:

- taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)[44];
- taajuusohjattu häiriöreservi (FRC-D)[45];
- automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR)[46]; ja
- manuaalinen taajuudenhallintareservi (mFRR)[47].

3.35 Alla oleva kuva kertoo eri reservityyppien aktivointiajat ja yhteistoiminnan. Kantaverkkoyhtiö aktivoi taajuusohjatut reservit pitääkseen taajuuden 49,9 Hz ja 50,1 Hz välillä, mutta häiriöreservi aktivoidaan ainoastaan tilanteissa, joissa sähkönkulutus ylittää sähköntuotannon. Automaattinen taajuudenhallintareservi aktivoidaan taajuudenhallintareservien jälkeen järjestelmän tasapainottamisen helpottamiseksi, mikäli tarpeellista. Manuaalisen taajuudenhallintareservin yhtenä käyttötarkoituksena on palauttaa jo aktivoidut reservit takaisin valmiuteen ja se voidaan aktivoida 15 minuutissa.

---

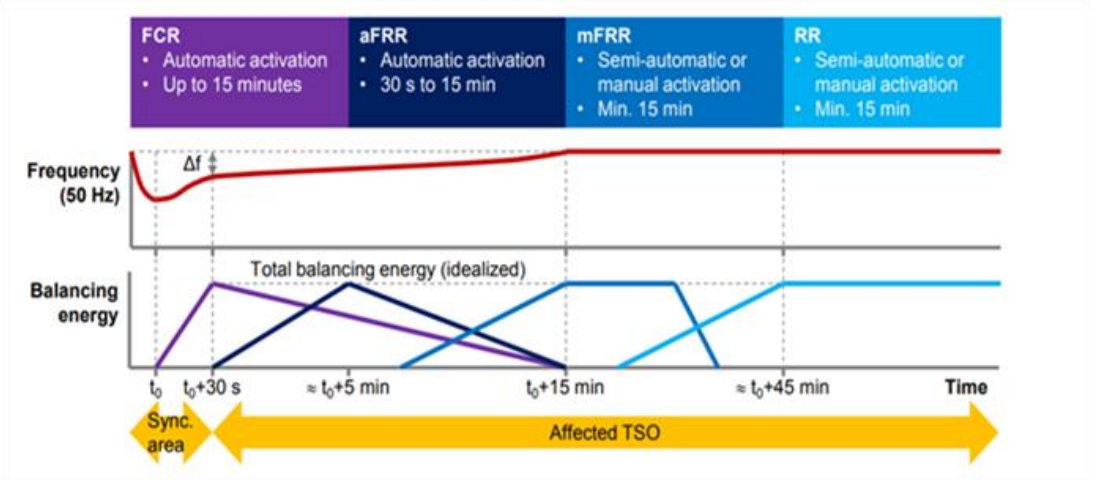
44 Taajuusohjattua käyttöreserviä (FCR-N, Frequency Containment Reserve for Normal Operation) käytetään taajuuden automaattiseen ylläpitämiseen, tasapainottaen tavallista taajuuden heilahtelua kumpiinkin suuntiin.

45 Taajuusohjattua häiriöreserviä (FCR-D, Frequency Containment Reserve for Disturbances) käytetään taajuuden automaattiseen ylössäätämiseen verkon häiriötilanteissa. Osa reservistä aktivoidaan taajuuden tippuessa alle 49,9 Hz. Taajuuden laskun jatkuessa reserviä aktivoidaan lisää niin, että koko reservi on käytössä taajuuden laskiessa 49,5 Hz. Taajuusohjattua häiriöreserviä käytetään kuitenkin pitkälti verkon tavanomaiseen tasapainottamiseen, sillä vaihteluvälin ulkopuolella vietetystä ajasta alle 10 % johtuu ’häiriöistä’. (Ørum, ym., 2017) *Frequency Quality, phase 2*

46 Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR, Automatic Frequency Restoration Reserve) aktivoituu automaattisesti taajuuden ylläpitämiseksi nimellistasolla. Osallistuvien reservien on pystyttävä aktivoitumaan muutaman minuutin sisällä ja tarjouksia hyväksytään molempiin suuntiin tehtävään säätöön.

47 Manuaalisesti aktivoitavaa taajuudenhallintareserviä (mFRR, Manual Frequency Restoration Reserve) käytetään pääasiallisesti tasapainottamaan kysynnän ja tarjonnan tavallista heilahtelua ja palauttamaan muut reservit takaisin valmiuteen. Fingrid käyttää tätä reserviä useasti päivässä.

Kuva 8: Eri reservityyppejä ja niiden aktivointiaikoja



Huomioita: FCR viittaa sekä taajuusohjattuun käyttöreserviin että taajuusohjattuun häiriöreserviin. Replacement reserve (RR) ei ole käytössä Suomessa.
Lähde: (Barmsnes & Dusolt, 2017) Electricity Balancing Guidelines and Implementation. s.15

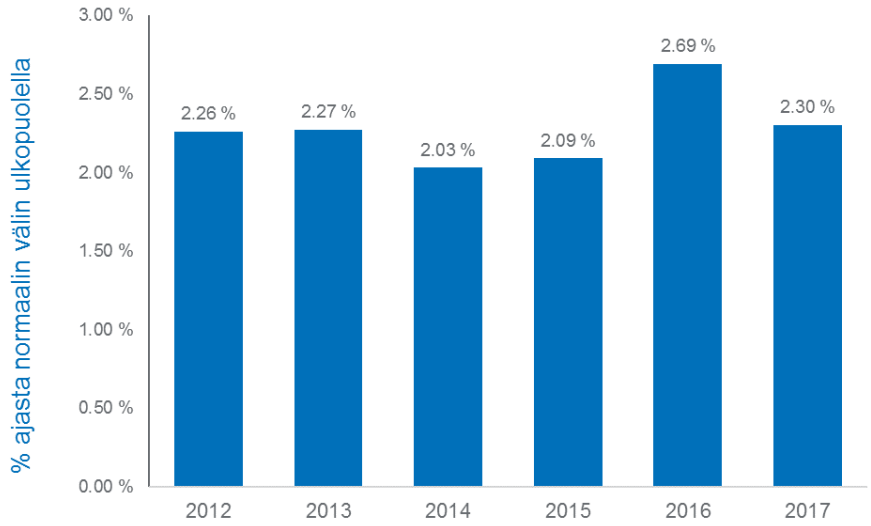
3.36 Fingrid tasapainottaa tavallisia ohimeneviä vaihteluita käyttämällä normaalioperaatioiden reservejä. Häiriöreservejä käytetään sähköntuotannon yllättäen laskiessa, esimerkiksi voimalaitoksen irrotessa verkosta.

3.37 Taajuuden laatua mitataan ajalla, jonka taajuus viettää normaalin välinsä 49,9 Hz ja 50,1 Hz ulkopuolella. Taajuuden laatu heikentyi Suomessa ja muissa pohjoismaissa merkittävästi 2000-luvun alussa. Suomen liityttyä Pohjoismaiseen sähkömarkkinaan (Nord Pool), taajuuden normaalin välin ulkopuolella vietetty aika kasvoi liittymistä edeltävästä alle 0,5 % tasosta vuoteen 2011 mennessä yli 2 % tasolle.[48] Taajuuden laadun heikkeneminen on kuitenkin pysähtynyt 2010-luvulla, mutta taajuuden laatu on edelleen aiempaa heikommalla tasolla.

3.38 Alla oleva kuva näyttää taajuuden laadun vuosina 2012 - 2017. Taajuus on ollut normaalivälinsä ulkopuolella 2 % - 2,7 % ajasta. Sääriippuvaisten uusiutuvan energian tuotantomuotojen osuuden kasvaessa ja säätökykyisen fossiilisen sähköntuotannon osuuden laskiessa sähkönkulutuksen ja -tuotannon hetkelliset erot ovat omiaan kasvamaan luoden painetta taajuudenhallinnalle. Taajuuden laadun parantumisesta aiemmalle tasolleen ei ole merkkejä, vaan taajuuden hallinta pysyy haasteellisena Suomessa myös tulevaisuudessa.

48 (Lundberg, 2012) *Katsaus reserveihin. Tasevastaavapäivä 8.11.2012*. s. 8

Kuva 9: Taajuuden laatu 2012-2017



Lähde: Compass Lexecon kuvaaja, lähteenä (Fingrid Oyj, 2018) Frequency Quality Analysis 2017. s. 42

3.39 Sähköntuotannon ja -kulutuksen hetkellisten erojen kasvun lisäksi, suurempi sääpohjaisten uusitutuvien energianmuotojen osuus vähentää järjestelmän inertian tasoa. Inertia muodostuu sähköjärjestelmään kytkettyjen turbiinigeneraattoreiden pyörimisenergiasta. Taajuuden muuttuessa järjestelmään kytketyt turbiinit pyrkivät pyörimään samalla nopeudella, vastustaen taajuuden muutosta.[49] Järjestelmän inertian muuttuessa liian pieneksi taajuus voi laskea niin nopeasti, etteivät reservit ehdi reagoida riittävästi, ennen kuin taajuuden pudotus saavuttaa kuormia tiputtavan tason. Säähän perustuvan vaihtelevan tuotannon lisäksi sääpohjainen uusiutuvan energian tuotanto kohdistaa painetta taajuudenhallintaan vähentämällä järjestelmän inertiaa. Toisin kuin inertiaa tuottavissa turbiinivoimaloissa, esimerkiksi tuulivoima ei pääasiallisesti tuota järjestelmään inertiaa. Tuulivoimalat ovat yhteydessä sähköverkkoon pääasiassa taajuusmuuntajan kautta, jolloin tuulivoimalan inertia ei välity sähköjärjestelmään.[50] Vähentyvä perinteinen sähköntuotanto vähentää järjestelmän inertiaa ja joustavan sähköntuotannon kapasiteettia.[51]

Vesivoima on tärkein reservien lähde Suomessa

3.40 Vesivoiman kyky muuttaa tuotantomääräänsä on erinomainen, varsinkin nopeaa tasapainotusta vaativissa tilanteissa.[52] Fingridin mukaan kotimainen vesivoiman tuotanto on erittäin tärkeää sekä tuntikohtaiseen että reaaliaikaiseen tasapainottamiseen, ja sen rooli on

---

49 (ÅF-Consult Oy, 2019) Vesivoiman merkitys Suomen energiajärjestelmälle

50 (Fingrid Oyj, 2018) *Sähköjärjestelmän matalan inertian hallinta.* s. 2-4.

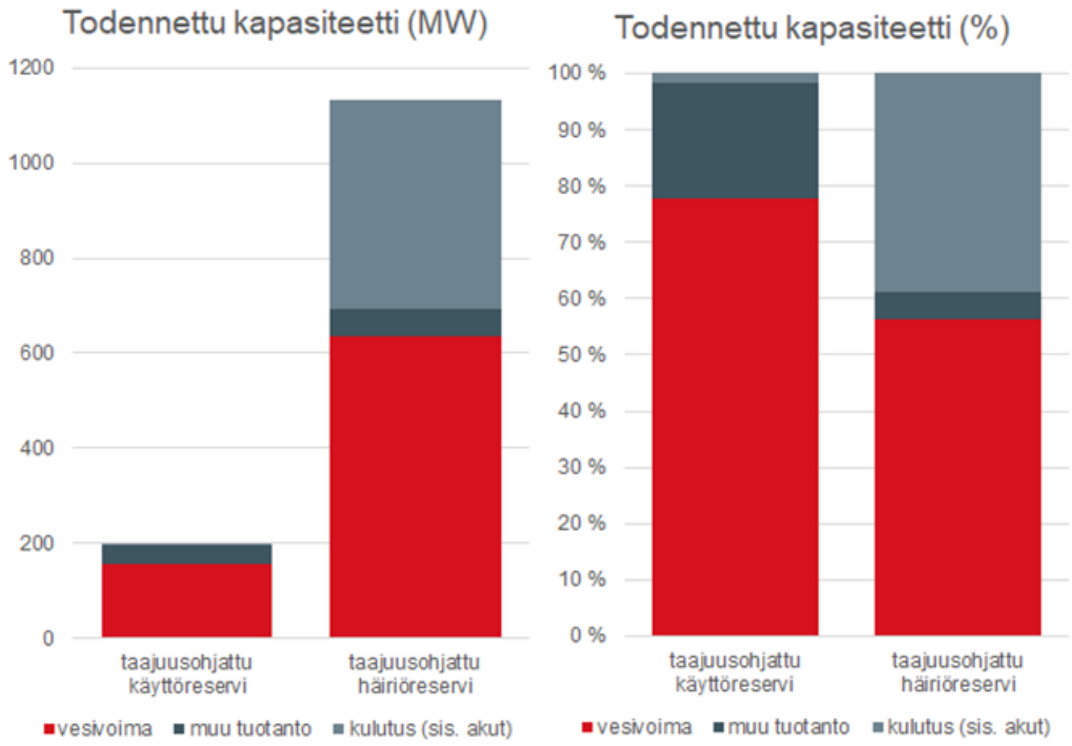
51 (Fingrid Oyj, 2018) *Yhteisellä tiellä kohti puhdasta sähköjärjestelmää.* s. 9

52 (Aalto, ym., 2012) *Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään? Loppuraportti.* s. 20

tällä hetkellä niin suuri, ettei sitä voida realistisesti korvata muilla vaihtoehdoilla.[53] Vesivoimatuotannon kyky muuttaa tuotannon tasoaan nopeasti ja matalin kustannuksin on johtanut siihen, että sitä käytetään lähes kaikkien reservien pääasiallisena lähteenä.

3.41 Alla oleva kuva osoittaa, että vesivoima on tärkein taajuusohjattujen reservien lähde Suomessa. Vesivoima tuottaa lähes 80 % taajuusohjatun käyttöreservin todennetusta kapasiteetista ja melkein 60 % taajuusohjatun häiriöreservin todennetusta kapasiteetista.

Kuva 10: Taajuusohjattujen reservien todennetut kapasiteetit



Lähde: (Fingrid Oyj, 2018) Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa. s. 4

3.42 Taajuusohjattujen reservien lisäksi vesivoimalla on merkittävä rooli myös taajuudenhallintareserveissä. Vuoden 2017 aikana ja vuoden 2018 ensimmäisellä puoliskolla kaikki kotimainen automaattisen taajuudenhallintareservin tarjonta tuntimarkkinoilla koostui vesivoimasta.[54]

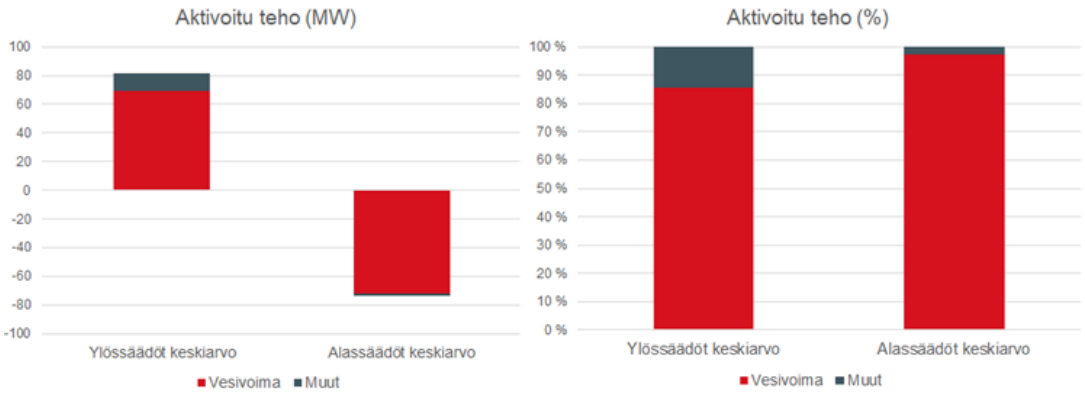
3.43 Alla oleva kuva näyttää kuinka vesivoiman rooli on suuri myös säätösähkömarkkinoilla, vastaten noin 85 % ylössäädöistä ja käytännössä kaikista alassäädöistä.

---

53 (Fingrid Oyj, 2018) *Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa.* s. 4-5

54 Ibid. s. 4

Kuva 11: Aktivoitu teho säätösähkömarkkinoilla



Lähde: (Fingrid Oyj, 2018) Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa. s. 3

3.44 Vesivoiman roolista taajuudenhallinnassa kerrotaan tarkemmin: Liite A.

Vesivoiman rooli muissa oheispalveluissa

3.45 **Jännitteen hallinta.** Vesivoimalaitoksilla on hyvä kyky tuottaa ja ottaa vastaan loistehoa. Loisteho on sähköverkon toiminnan kannalta välttämätöntä työtä tekemätöntä sähköä. Loistehon säädöllä varmistetaan sähköverkon tehonsiirto ja jännitteen hallinta. Vesivoimalaitoksilla on tärkeä rooli jännitteen hallinnassa sekä kansallisella että paikallisella tasolla. Kemijoki Oy:n mukaan, sen yksittäisten voimaloiden loistehon vastaanottokyky on jopa 150 MVAr. [55]

3.46 **Black start.** Black start - kyky, eli pimeäkäynnistys, viittaa tilanteisiin, joissa sähköntuotanto käynnistetään uudelleen sähköverkon täydellisen romahtamisen jälkeen. Vesivoima pystyy toimimaan nollakuormilla ja kasvattamaan tuotantoaan nopeaan tahtiin verkon käynnistyessä uudelleen ja kuormien kasvaessa.

Vesivoiman rooli joustavan tuotannon tarjoajana tulevaisuudessa

3.47 Järjestelmän joustavuuden tarve kasvaa lähitulevaisuudessa johtuen Pohjoismaisen sähkömarkkinan rakenteellisista muutoksista, kuten:

- sääriippuvaisen uusitutuvan energian osuuden kasvusta; ja
- suuremmasta siirtokapasiteetista Pohjoismaisen sähköjärjestelmän ja Manner-Euroopan välillä. Uusi siirtokapasiteetti lisää kilpailua halvasta vesivoimalla tuotetusta säätökapasiteetista kasvattaen vesivoiman tuotannon arvoa. Lisäksi mahdolliset

55 Alueellisesti Lappi oli Suomen merkittävin sähkönkäyttäjä vuonna 2016. (Tilastokeskus, 2017)

suuremmat muutokset sähkön virtauksissa ja tasapainossa saattavat vaatia reservien kasvattamista nykyisestä.[56]

Ilmastonmuutoksen torjunta

3.48 Ilmastonmuutosta pidetään Euroopassa yleisesti vakavana uhkana koko maailmalle, jonka torjuminen vaatii pikaisia toimia.[57] Tärkein ilmastonmuutokseen liittyvä kasvihuonekaasu on hiilidioksidi (CO_2), joka aiheuttaa 76 % kaikista kasvihuonekaasupäästöistä.[58]

3.49 Ilmastonmuutosta aiheuttavien kasvihuonekaasujen vähentämiseksi on asetettu kansainvälisiä, Euroopan-laajuisia ja kansallisia sitovia päästötavoitteita. Tässä raportissa käsittelemme seuraavia:

- Suomen kansallisia ilmasto- ja uusiutuvan energian tavoitteita;
- vesivoiman suoraa myötävaikutusta ilmastotavoitteiden saavuttamiseen; ja
- vesivoiman kykyä tukea sääriippuvaisten uusiutuvien energianlähteiden integroimista sähköjärjestelmään

Suomen energia- ja ilmastotavoitteet

3.50 Suomen kansallinen ilmastopolitiikka perustuu kansainvälisiin sopimuksiin, kuten Yhdistyneiden Kansakuntien ilmastonsuojelun puitesopimukseen (”UNFCCC”), Kioton protokollaan ja Pariisin sopimukseen.[59] Näiden sopimusten lisäksi Suomen ilmastopolitiikkaa ohjaavat Euroopan Union tavoitteet, kuten:

- EU 2020 tavoitteet asettavat Suomelle sitovan tavoitteen leikata päästöjä 16 prosentilla päästökaupan ulkopuolisella (non-ETS) sektorilla[60], lisätä uusiutuvien energianlähteiden osuutta energian loppukulutuksesta 38 prosenttiin ja kasvattaa biopolttoaineiden osuus

---

56 (Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat, 2016) *Challenges and opportunities for the Nordic Power System*

57 (United Nations Environment Programme (UNEP), 2008) *Climate change strategy 2010-2011*. s. 3

58 (Berga, 2016) *The Role of Hydropower in Climate Change Mitigation and Adaptation: A Review*

59 (Työ- ja Elinkeinoministeriö, 2017) op. cit. alaviitteessä 6

60 EU:n päästökauppajärjestelmä (EU ETS) on EU:n ilmastonmuutospolitiikan kulmakivi ja sen tärkeimpiä työkaluja kasvihuonekaasujenpäästöjen vähentämisessä. Järjestelmä sisältää seuraavat kasvihuonekaasut ja sektorit: hiilidioksidi (CO_2) sähkön ja lämmön tuotannossa, energiaintensiivisillä teollisuudenaloilla ja kaupallisessa lentoliikenteessä; dityppioksidi (N_2O) typpihapon, glyoksyylihapon, apiidihapon ja glyoksaalin valmistuksessa; sekä hiilifluoridit (PFCs) alumiinin valmistuksessa.

liikennepolttoaineista 10 prosenttiin.[61] [62] Suomi saavutti 38 prosentin tavoitteensa jo vuonna 2014.[63]

- EU 2030 tavoitteiden mukaan Suomen on saavutettava yhteensä 39 prosentin päästöleikkaukset verrattuna vuoden 2005 tasoon vuoteen 2030 mennessä.[64]

3.51 Suomi on asettanut uusimmat ilmasto- ja energiatavoitteensa vuonna 2017, joiden mukaan Suomen tulisi 2020-luvulla:

- kasvattaa uusiutuvan energian osuutta yli 50 prosenttiin energian loppukulutuksesta;
- saavuttaa yli 55 prosentin omavaraisuusaste;
- päästä eroon hiilen käytöstä energiantuotannossa[65]; ja
- vähentää tuontiöljyn kotimainen käyttö puoleen.[66]

3.52 Ympäristötavoitteiden lisäksi strategia asettaa tavoitteita sähköjärjestelmän kehittämiselle, kuten joustavuuden lisäämiselle järjestelmässä sekä tuotannon että kulutuksen puolella.

3.53 Suomen energia- ja ilmastotiekartassa 2050, jossa suunnitellaan keinoja saavuttaa 80 – 95 % päästövähennykset vuoteen 2050 mennessä (vertailuvuosi 1990), todetaan vesivoiman tukevan ilmasto- ja energiatavoitteiden saavuttamista vastaamalla huomattavasta osasta kotimaisesta päästöttömästä sähköntuotannosta.[67]

Vesivoimalla tuotetaan merkittävä osa kotimaisesta päästöttömästä sähköstä

3.54 Vesivoima on suurin uusiutuvan energian lähde maailmassa ja sillä on tärkeä rooli päästöttömän energian tuotannossa ja kasvihuonekaasujen vähentämisessä. Vesivoiman

---

61 (Työ- ja Elinkeinoministeriö, 2017) op. cit. alaviitteessä 6

62 (Euroopan Komissio) *2020 climate & energy package*. Energiatehokkuustavoitetta verrataan vuoden 2020 ennustettuun energiankäyttöön; ja (Euroopan parlamentti ja Euroopan unionin neuvosto, 2009) Direktiivi 2009/28/EC, Liite 1

63 (Energiavirasto, 2016) *Uusiutuvan energian tavoite ylittyi etuajassa*

64 (Työ- ja Elinkeinoministeriö, 2017) op. cit. alaviitteessä 6

65 (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018) *Lakiehdotukset: kivihiilikielto 2029, lisää biopolttoaineita liikenteeseen sekä biopolttoöljyä lämmitykseen ja työkoneisiin.* Suomen hallitus esitti lokakuussa 2018 kivihiilen käytön kieltämistä sähkön ja lämmöntuotannossa 1.5.2029 lähtien. Kivihiilikielto liittyy Suomen kansalliseen energia- ja ilmastostrategiaan 2030. Eduskunta hyväksyi hallituksen esityksen kivihiilen energiankäytön kiellosta 1.5.2029 lähtien.

66 (Työ- ja Elinkeinoministeriö, 2017) op. cit. alaviitteessä 6

67 (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014) *Energia- ja ilmastotiekartta 2050*.

korvaaminen perinteisillä voimalaitoksilla nostaisi hiilidioksidipäästöjä noin 3 GT vuodessa, mikä vastaa noin 9 % vuotuisista globaaleista hiilidioksidipäästöistä.[68]

3.55 Vesivoima on lähes päästötön sähkön lähde.[69] Vesivoiman päästöarvot ovat noin sata kertaa fossiilisia polttoaineita pienemmät.[70] Esimerkiksi Vattenfallin vesivoimalaitosten kasvihuonekaasupäästöt ovat 10,5 hiilidioksidiekvivalenttia grammaa tuotettua kilowattituntia kohden.[71]

3.56 Yli puolet Pohjoismaisesta sähköntuotannosta tulee vesivoimasta.[72] Suomessa vesivoiman asennettu kapasiteetti on 3,2 GW ja se on suurin uusiutuvan energian tuotannon muoto.[73] Uusiutuvien energianlähteiden ja vesivoiman osuus on Suomessa suurempi kuin EU:ssa keskimäärin. Uusiutuvat energianlähteet vastasivat 44 % Suomen sähkön bruttotuotannosta vuonna 2016, siinä missä EU-28 -maissa keskimäärin osuus oli 30 %. Vesivoiman osuus sähkön bruttotuotannosta oli 23 % vuonna 2016, kun taas EU-28 -maissa osuus oli keskimäärin 12 %.[74]

Vesivoima mahdollistaa sääriippuvaisten uusiutuvan energian tuotannon kasvua

3.57 Saavuttaakseen EU 2020 ilmastotavoitteensa (38 % sähkönkulutuksesta uusiutuvilla energianmuodoilla) Suomi alkoi vuonna 2011 tarjoamaan syöttötariffeja kannustaakseen sähkön tuottamista erinäisillä uusiutuvan energian muodoilla.[75] Tukipaketin yhtenä tarkoituksena on lisätä tuulivoiman osuutta sähköntuotannossa, jonka sääriippuvaisuus on

---

68 (IRENA, 2012) op. cit. alaviitteessä 4; ja (Berga, 2016) op. cit. alaviitteessä 58. s. 315

69 Kasvihuonekaasuja syntyy vesivoimalaitosten rakentamisesta, varastoaltaissa tapahtuvasta liejuuntumisesta ja orgaanisen aineksen hajoamisesta (pääasiallisesti ongelma trooppisilla alueilla). (IRENA, 2012) op. cit. alaviitteessä 4

70 (World Energy Council, 2004) *Comparison of energy systems using life cycle assessment: a special report of the World Energy Council*

71 (Envirodec, 2018) *EPD of Electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower.* Vattenfallin päästöt on validoitu EPD prosessi sertifikaatilla.

72 (Eurelectric, 2015) *Hydro in Europe: Powering Renewables*.

73 (Euroopan Komissio, 2019). *EU country datasheet August 2018*; ja (Tilastokeskus, 2018) op. cit. alaviitteessä 15

74 Compass Lexeconin analyysi, alkuperäislähteenä (Eurostat, 2018) op. cit. alaviitteessä 7

75 (Energiavirasto, 2010) *Laki uusiutuvilla energianlähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta* (1396/2010)

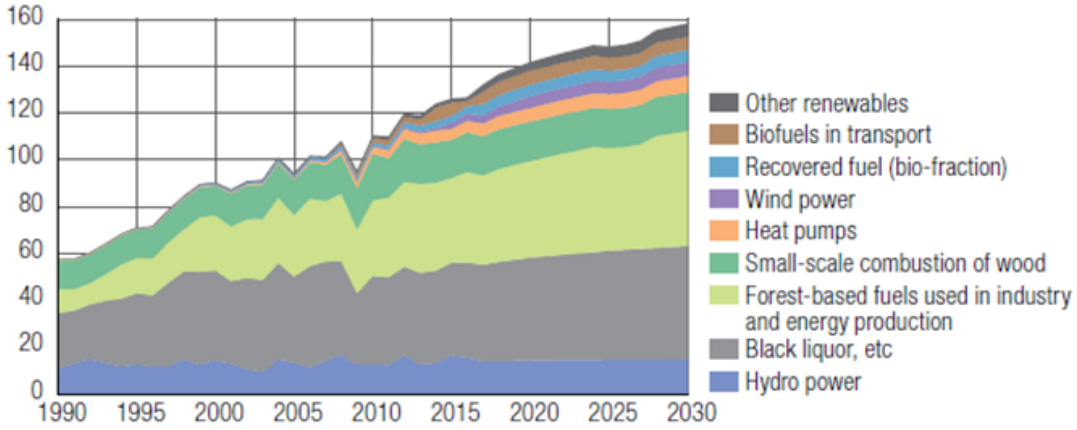
omiaan lisäämään sähköjärjestelmän tasapainottamisen haasteita. Tuulivoimakapasiteettia asennettiin lähes 400 MW vuonna 2017.[76] [77]

3.58 Työ- ja elinkeinoministeriö julkaisi kesällä 2018 uuden tukipaketin uusiutuville energianmuodoille, jonka tarkoituksena on auttaa Suomea saavuttamaan 2030 ilmastotavoitteensa.[78] Tuulivoiman määrän uskotaan kasvavan melkein 3 000 MW:lla vuosien 2017 ja 2027 välillä. Tuulivoiman tuotanto olisi jopa kolme kertaa vuoden 2025 tavoitetta suurempi.[79]

3.59 Sähköverkkoon liitetyn aurinkovoiman kapasiteetti yli kaksinkertaistui vuoden 2017 aikana; kapasiteetti oli vuoden lopulla noin 66 MW. [80]

3.60 Alla oleva kuva kertoo uusiutuvien energianlähteiden historiallisen kehityksen ja ennusteet kasvusta vuoteen 2030.

Kuva 12: Uusiutuvien energianlähteiden kehitys ja ennuste, TWh



Huomioita: Ennusteet perustuvat oletukseen Suomen uusiutuvien energianlähteiden tavoitteiden saavuttamisesta.
Lähde: (Ympäristöministeriö ja Tilastokeskus, 2017) Finland 7th National Communication under the United Nations Framework Convention on Climate Change. s. 107

---

76 (Energiavirasto) Syöttötariffilla tuetaan tuulivoimaan, metsähakkeeseen, biokaasuun ja puupolttoaineeseen perustuvaa sähkön tuotantoa.

77 (Energiavirasto, 2018) op. cit. alaviitteessä 30

78 (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018) Uusi tukipaketti korvaa käytössä olevan syöttötariffijärjestelmän ja luo pohjan tarjouskilpailuihin perustuvalle järjestelmälle, joka tukee investointeja uusiutuvan energian tuotantoon teknologianeutraalilla tavalla.

79 (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014) op. cit. alaviitteessä 67. s. 35

80 (Energiavirasto, 2018) op. cit. alaviitteessä 30

3.61 Sääriippuvaisen uusiututuvan energian määrän ja tuotanto-osuuden kasvaessa järjestelmän tasapainottaminen kuitenkin vaikeutuu entisestään asettaen painetta perinteiselle sähköntuotannolle.[81]

3.62 Pohjoismaiset sähköverkkoyhtiöt ovat tunnistaneet, että kasvavaan joustavuuden tarpeeseen vastaaminen lisääntyvän sääriippuvaisen tuotannon paineessa, on yksi Pohjoismaisen sähköjärjestelmän suurimpia haasteita siirryttäessä kohti matalahiilistä sähköjärjestelmää.[82] Työ- ja elinkeinoministeriön mukaan ongelmallista on myös se, että sääriippuvaisen sähköntuotannon lisääntyessä kulutushuippujen aikainen riippuvuus tuontisähköstä kasvaa.[83]

Energiaomavaraisuus

3.63 Yksi Suomen energia- ja ilmastotiekartan 2050 päätavoitteista on energiaomavaraisuuden kasvattaminen. Täydellisen energiaomavaraisuuden saavuttaminen vaatisi kuitenkin, että Suomella olisi riittävästi kotimaista tuotantokapasiteettia, jolla on matalammat tuotantokustannukset kuin muilla mailla.[84]

Vesivoima on edullinen ja energiaomavaraisuutta kasvattava sähköntuotannon muoto

Vesivoiman käyttökustannukset ovat matalat ja hyvin tasaiset

3.64 Vesivoiman kustannukset ovat olleet historiallisesti hyvin tasaisia ja se on ollut ja on edelleen käyttökustannuksiltaan yksi halvimmista sähköntuotannon muodoista.[85] Tärkeimpiä matalaan ja tasaiseen kustannustasoon vaikuttavia tekijöitä ovat:

- **Vesivoimalla ei ole polttoainekustannuksia.** Toisin kuin suurimmalla osalla muita teknologioita, vesivoimalla ei ole polttoainekustannuksia. Polttoaineet ovat sähkömarkkinoilla tavallisesti yksi suurimmista ja volatiileimmista kustannustekijöistä.[86]

---

81 (World Coal Association, 2015) *The flexibility of German coal-fired power plants amid increased renewables*

82 (Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat, 2016) op. cit. alaviitteessä 56

83 (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014) op. cit. alaviitteessä 67

84 Ibid. Energiaomavaraisuuden aste mitataan laittamalla kotimaiset energianlähteet primäärienergiaksi suhteessa energian kokonaiskulutukseen.

85 (IRENA, 2018) *Renewable Power Generation Costs in 2017*: IRENA raportin mukaan vesivoima pysyy edelleen maailman halvimpana sähköenergian lähteenä. Vuonna 2017 aloitettujen uusien vesivoimaprojektien maailmanlaajuinen keskikustannus oli US$0,05/kWh, levelized cost of electricity -menetelmällä mitattuna (LCOE).

86 (Euroopan Komissio, 2016) *Energian hinnat ja kustannukset Euroopassa*. COM/2016/769: Ekonometrinen analyysi viittaa siihen, että 1 % kasvu fossiilisten polttoaineiden osuudessa (hiili, kaasu

- **Vesivoiman ylläpito- ja huoltokustannukset ovat pieniä.** Rakentamisen jälkeen vesivoimalaitokset vaativat tavallisesti vain vähän huoltoa ja niiden käyttökustannukset ovat pieniä. Kun yhdelle joelle on rakennettu useampi vesivoimalaitos, voimaloita voi ohjata yhdestä keskusyksiköstä pienentäen kustannuksia entisestään.[87] [88]

- **Vesivoimalaitoksilla on pitkä käyttöikä.** Vesivoimalaitosten käyttöikä on pitkä verrattuna muihin sähkövoimaloihin. Pitkä käyttöikä mahdollistaa investointikustannusten jakamisen pitkälle ajanjaksolle. Monet yli 50 tai aina 100 vuotta sitten rakennetut vesivoimalaitokset toimivat edelleen tehokkaasti, vaikka niiden alkuperäiset investointikustannukset on poistettu jo aikoja sitten.[89]

Vesivoima tukee Suomen energiaomavaraisuutta

3.65 Sähkön kokonaiskulutus Suomessa vuonna 2017 oli yhteensä 85,5 TWh. Tästä kulutuksesta 76 % täytettiin kotimaisella tuotannolla, kun taas 20,4 TWh (24 % kokonaiskulutuksesta) sähköä tuotiin nettomääräisesti ulkomailta.[90]

3.66 Sähköä tuodaan Suomeen pääasiallisesti Ruotsista ja Venäjältä. Vuonna 2017 Suomen nettotuonti Ruotsista oli 15,3 TWh ja 5,8 TWh Venäjältä. Nettotuonti Ruotsista vastasi yhteensä 17,9 % Suomen vuotuisesta sähkönkulutuksesta ja Venäjältä 6,8 % vuotuisesta sähkönkulutuksesta. Suomen pääasiallinen sähkön vientimarkkina on Viro, mihin Suomi vei sähköä 1,6 TWh ja toi sähköä vain 0,8 TWh vuoden 2017 aikana.[91]

3.67 Alla oleva kuva havainnollistaa, kuinka sähkön nettotuonti Suomeen on kasvanut tasaisesti vuosien saatossa.

---

ja öljy) sähköntuotannosta kasvattaa sähkön tukkuhintaa 0,2-1,3 €/MWh, riippuen alueellisesta markkinasta.

87 (IRENA, 2012) op. cit. alaviitteessä 4

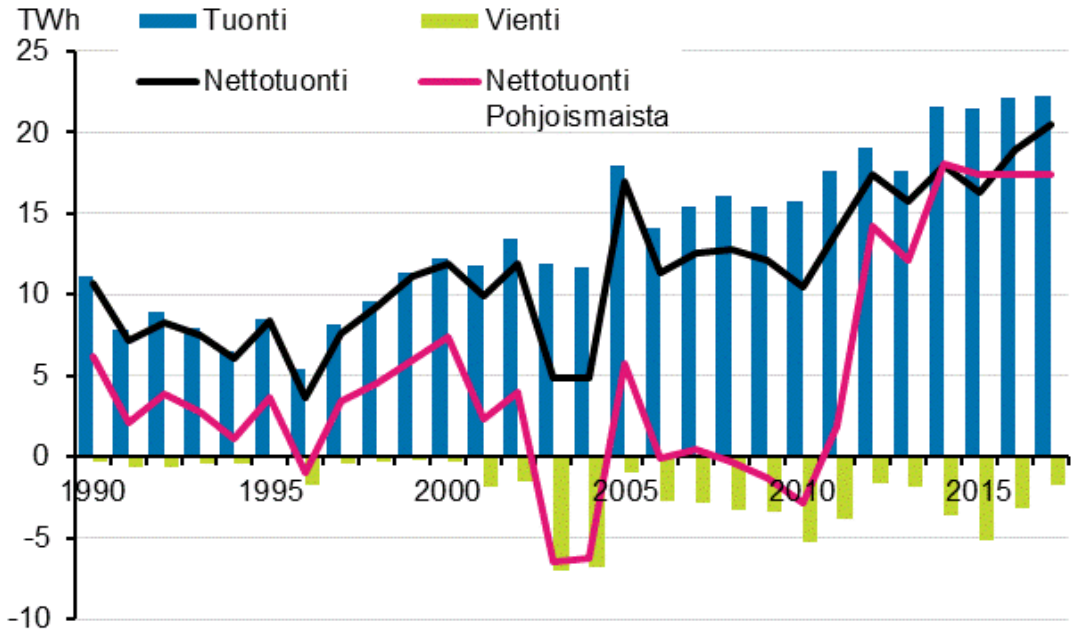
88 (IEA, 2010) *Energy Technology Perspectives 2010*: Vuotuiset huolto- ja ylläpitokustannukset kuvataan usein prosenttina investointikustannuksesta per kW per vuosi. Tyypilliset arvot vaihtelevat 1 % ja 4 % välillä. IEA olettaa 2,2 % suurille vesivoimalaitoksille ja 2,2 % - 3 % pienemmille vesivoimalaitoksille, maailmanlaajuisen keskiarvon ollessa noin 2,5 %.

89 Ibid.

90 (Tilastokeskus, 2018) op. cit. alaviitteessä 15

91 (Tilastokeskus, 2018) op. cit. alaviitteessä 7

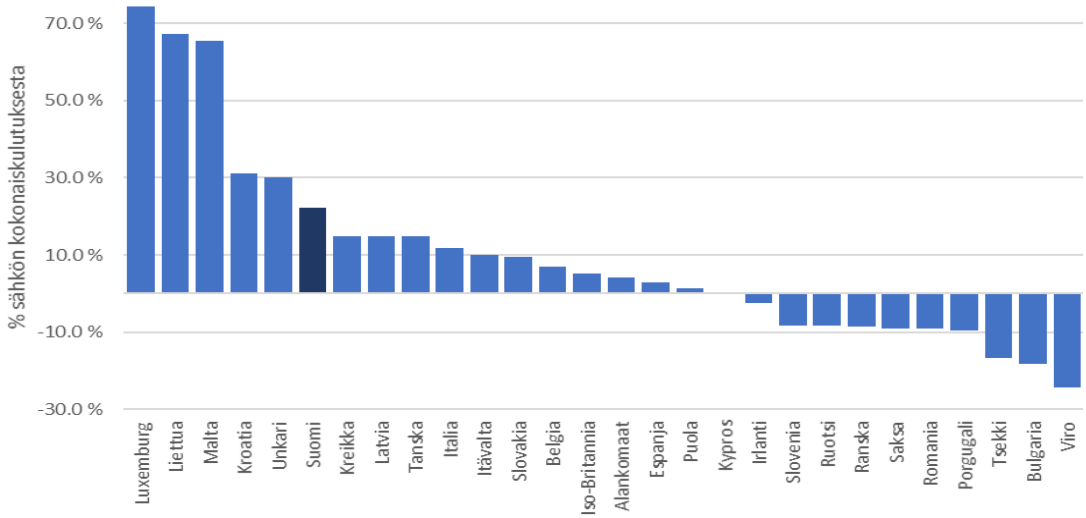
Kuva 13: Sähkön tuonti Suomeen 1990-2017*



Huomioita: 2017 on ennakollinen*
*Lähde: (Tilastokeskus, 2018) Liitekuvio 12. Sähkön tuonti ja vienti 1990-2017**

3.68 Alla oleva kuva näyttää nettotuonnin osuuden sähkön kokonaiskulutuksesta vuonna 2016. Kuten kuvasta näkee, Suomi kuuluu sähköntuotannon omavaraisuuden suhteen Euroopan vähiten omavaraisten maiden joukkoon. Vain Luxemburg, Liettua, Malta, Kroatia ja Unkari toivat vuonna 2016 suuremman osuuden sähkön kokonaiskulutuksestaan ulkomailta.

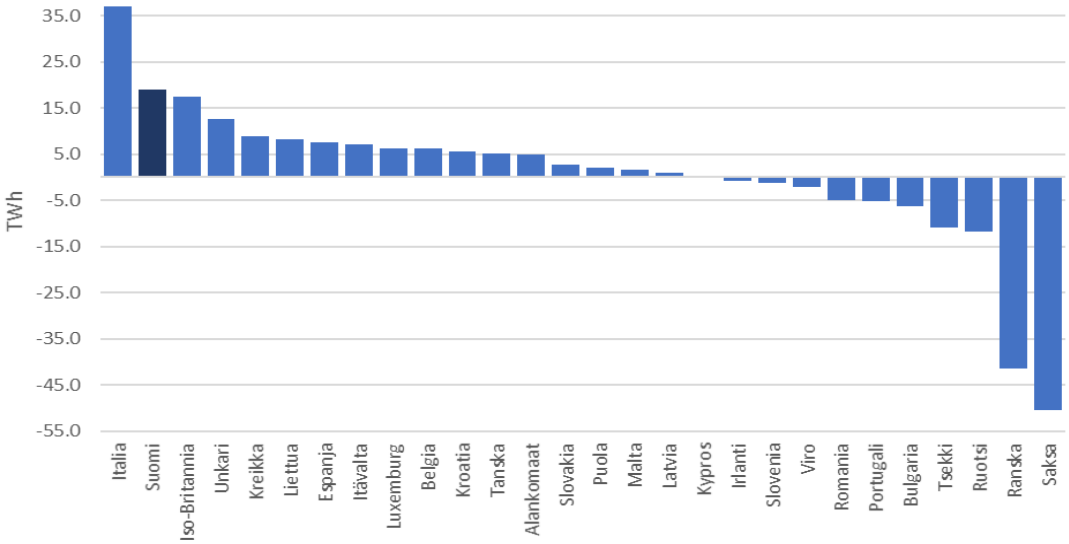
Kuva 14: Sähkön nettotuonnin osuus sähkön kokonaiskulutuksesta vuonna 2016, %



Lähde: Compass Lexeconin kuvaaja, lähteenä (Eurostat, 2018) Supply, transformation and consumption of electricity – annual data

3.69 Alla oleva kuva näyttää, että Suomi on myös EU:n toiseksi suurin sähkön nettotuoja terawattitunneilla mitattuna. Vuonna 2016 Suomen nettotuonti oli yhteensä 18,6 TWh. Ainoastaan Italia ylitti Suomen nettotuonnin 37 terawattitunnin nettotuonnillaan. Yllä olevan kuvan viisi maata, joiden nettotuonnin osuus kokonaiskulutuksesta oli suurempi kuin Suomella, toivat nettona sähköä yhteensä 29,4 terawattitunnin edestä.

Kuva 15: Sähkön nettotuonti vuonna 2016, TWh



Lähde: Compass Lexeconin kuvaaja, lähteenä (Eurostat, 2018) Supply, transformation and consumption of electricity – annual data

Suomen riippuvuuden tuontisähköstä oletetaan vähenevän tulevaisuudessa uuden tuotantokapasiteetin käyttöönoton johdosta. Tärkeimpänä yksittäisenä tuotantokapasiteetin lisääjänä toimii Olkiluodon ydinvoimalan kolmas reaktori, joka valmistuessaan (oletetusti tammikuussa 2020) tulee lisäämän sähköntuotantokapasiteettia 1 600 MW. [92] Lisäksi Metsä Groupin vuonna 2017 avaaman biotuotetehtaan sähköntuotantokapasiteetti on 260 MW, josta se pystyy myymään 1,4 kertaa oman kulutuksensa verran sähköä markkinoille.[93]

Vesivoima vähentää fossiilisten- ja ydinpolttoaineiden tuonnin tarvetta

3.70 Suomen riippuvuus sähkön tuonnista ei ulotu pelkästään sähkön suoraan tuontiin vaan myös sähköntuotannossa tarvittavien polttoaineiden tuontiin. Suomi tuo kaiken käyttämänsä ydinpolttoaineen, hiilen, raakaöljyn ja maakaasun ulkomailta.[94] Suuri osa ydinpolttoaineesta,

---

92 (Energiavirasto, 2018) op. cit. alaviitteessä 30: Fennovoima Oy suunnittelee uuden ydinvoimalaitoksen rakentamista Pyhäjoelle. Valmistuessaan voimalan sähköntuotantokapasiteetti on 1200 MW.

93 (Valmet Oyj, 2017) *Valmet's technology in a key role at Metsä Group's newly started Äänenkoski bioproduct mill*

94 (IEA, 2018) *Energy Policies of IEA Countries: Finland 2018 Review.* s. 13, 136 & 142

hiilestä ja raakaöljystä sekä kaikki maakaasu tuodaan Venäjältä. Näiden energiamuotojen rooli Suomen sähköntuotannossa ei ole merkityksetön, sillä vuonna 2018 ydinvoima osuus oli 32 % kaikesta sähköntuotannosta; kivihiilen 9 %; maakaasun 6 %; ja raakaöljyn 0,3 %.[95]

3.71 Kotimainen, tuoduista polttoaineista riippumaton sähköntuotanto perustuu pitkälti uusiutuvaan energiaan ja turpeeseen. Vesivoima on suurin näistä tuotantomuodoista, vastaten 19 prosentista sähkön kotimaisesta tuotannosta vuonna 2018.[96]

3.72 Yli puolet Suomen kuluttamasta sähköstä on tuonnista riippuvaista, kun lasketaan yhteen sähkön suora nettotuonti ja tuotantomuodot, joiden polttoaineet tuodaan ulkomailta.[97] Suomi on näin ollen sähköntuotannossaan erittäin riippuvainen naapurimaistaan.

3.73 Vesivoima on tärkeä kotimainen energianlähde, joka tukee merkittävästi Suomen energiaomavaraisuutta.

Yhteenveto vesivoiman vaikutuksista Suomen energia- ja ilmastopolitiikan tavoitteiden saavuttamiseen

3.74 Saavuttaakseen päämääränsä hiilineutraalista yhteiskunnasta Suomi on asettanut useita kunnianhimoisia tavoitteita. Näihin kuuluu muun muassa uusiutuvan energian osuuden kasvattaminen 50 prosenttiin sähkön loppukulutuksesta, omavaraisuusasteen kasvattaminen yli 55 prosenttiin ja hiilen käytöstä luopuminen vuoteen 2030 mennessä.

3.75 Ilmastotavoitteiden samanaikainen saavuttaminen toimitusvarman, edullisen ja omavaraisen sähköntuotannon takaamisen kanssa vaatii merkittäviä ponnisteluja. Vesivoimalla on merkittävä rooli näiden tavoitteiden saavuttamisessa seuraavien näkökulmien kautta:

- Toimitusvarmuus: suurin osa kotimaisesta vesivoiman tuotannosta on joustavaa tuotantoa, joka tukee järjestelmän joustavuutta eri aikajaksoilla. Vesivoimalaitokset pystyvät muuttamaan tuotantoaan nopeasti ja seuraamaan kuorman kehitystä minuutti minuutilta. Tämä joustavuus on syynä siihen, että vesivoima muodostaa suuren osan reserveistä, tukien verkon taajuuden laatua.

- Ilmastonmuutoksen vastainen työ: tärkeänä päästövapaan tuotannon lähteenä vesivoimalla on suuri rooli Suomen ilmastotavoitteiden saavuttamisessa. Lisäksi, vesivoiman tarjoama joustava tuotanto mahdollistaa sääperusteisen uusiutuvan energian paremman integroimisen sähköjärjestelmään ongelmattomasti.

- Energiaomavaraisuus: vesivoima tuottaa merkittävän osan kotimaisesta sähköntuotannosta, eikä ole riippuvainen ulkomailta tuodusta polttoaineesta

95 (Energiateollisuus Ry, 2019) *Energiavuosi 2018 – Sähkö*. s. 12

96 Ibid.

97 (World Nuclear Association, 2018) op. cit. alaviitteessä 8

sähköntuotannossa. Vesivoimatuotanto vähentää tarvetta tuoda sähköä tai sähkön tuottamiseen vaadittavia polttoaineita ulkomailta.

3.76 Sähkömarkkinoiden rakenteellisten muutosten johdosta, sähköntuotantotapojen muutoksen ja ilmasto- ja energiapoliittisten tavoitteiden vauhdittamana, vesivoiman rooli Suomen sähköjärjestelmälle on merkittävä ja pysyy merkittävänä myös tulevaisuudessa.

Kappale 4

Analyysi ehdotettujen kalatalousvelvoitteiden kustannuksista Kemijoki Oy:lle

Johdanto

4.1 Tässä kappaleessa esitämme kvantitatiivisen analyysin Hakemuksessa ehdotettujen kalatalousvelvoitteiden pääasiallisista kustannuksista Kemijoki Oy:lle.

4.2 Hakemuksessa vaaditaan tarkkoja tehokkuusvaatimuksia noudattavien kalateiden ja alasvaellusrakenteiden rakentamista Kemijoen voimalaitoksiin kahdessa vaiheessa. Vaiheen 1 kalateiden ja alasvaellusrakenteiden on oltava valmiina kahden vuoden kuluessa vesirakennuslupien myöntämisestä. Vaiheen 2 kalatiet ja alasvaellusrakenteet on toteutettava 10 vuoden sisällä Vaiheen 1 valmistumisesta. Vaellusrakenteiden rakentamisen lisäksi Hakemuksessa esitetään useita muita vaatimuksia kalatalousvelvoitteiksi. Hakemus sisältää esimerkiksi vaatimuksen pitää kalatiet toiminnassa vuosittain 20.5 ja 20.10 välisenä aikana ja asettaa voimalaitosten sähköntuotannon tällä välillä alisteiseksi kalateiden toiminnan tehostamiselle.

4.3 Koska Hakemus edellyttää suuren rakennusprojektin aloittamista Kemijoella, uusien toimintojen aloittamista tai nykyisten laajentamista; ja asettaa joen käyttörajoituksia, Hakemuksen vaatimusten toteutuminen aiheuttaa Kemijoki Oy:lle merkittäviä kustannuksia. Kustannuseriä ovat investointikustannukset, kasvaneet operatiiviset kustannukset sekä pienentyneet operatiiviset tulot. Lisäksi Hakemuksessa vaadittavien kalatalousvelvoitteiden toteutumisella on todennäköisesti epäsuoria yhteiskunnallisia kustannuksia.

4.4 Hakemuksen vaatimukset aiheuttavat Kemijoki Oy:lle seuraavanlaisia kustannuksia:

- Kalavaellusrakenteiden rakentamiseen liittyvät investointikustannukset. Näitä kustannuksia syntyy muun muassa kalateiden, houkutusvirtaaman toteuttamiseen vaadittavan pumppulaitteiston, alasvaellusrakenteiden ja uuden kalakasvattamon rakentamisesta.

- Ylimääräiset operatiiviset kustannukset. Näitä kustannuksia syntyy muun muassa kalateiden ylläpidosta ja huollosta, kalatalousvelvoitteiden toteutumisen seurannasta ja Hakemuksessa vaadituista tutkimus- ja kehitysmenoista.

– Lisäksi Kemijoki Oy:lle syntyy menetyksiä vedenhallinnasta, johtuen muun muassa käyttövirtaaman ohjaamisesta kalateihin, houkutusvirtaaman pumppaamisesta ja välppähäviöstä.[98]

4.5 Hakemuksen vaatimukset aiheuttavat Kemijoki Oy:lle operatiivisten tulojen menetyksiä sekä sähkön tukkumarkkinoilla että reservi- ja säätösähkömarkkinoilla. Operatiivisten tulojen menetykset syntyvät voimaloiden rajoittuneesta tuotantokyvystä ja joustavuudesta rakennusvaiheessa ja pitkällä aikavälillä 20.5 – 20.10 velvoiteajan rajoittuneesta joustavuudesta.

4.6 Hakemuksen toteuttamisesta aiheutuu lisäksi yhteiskunnallisia kustannuksia. Yhteiskunnallisiin kustannuksiin kuuluva energian tarjontaan liittyvät kustannukset, kuten sähköntuotantoon vaadittavien polttoaineiden kustannukset, sähkön tuontikustannukset ja pienentyneet sähkön vientitulot. Lisäksi energiasektorin hiilidioksidipäästöt kasvavat.

4.7 Alla oleva kuva erittelee Hakemuksesta aiheutuvat menetykset.

Kuva 16: Menetysten erittely

Lähde: Compass Lexecon

4.8 Arviot menetetyistä tuloista sähkön tukkumarkkinoilla, vedenhallintamenetyksistä ja yhteiskunnallisista kustannuksista perustuvat Compass Lexeconin analyysiin, jossa hyödynnetään Kemijoki Oy:n toimittamia tietoja ja muita aineistoja jäljempänä tarkemmin kuvatulla tavalla. Compass Lexecon on käyttänyt Kemijoki Oy:n kokoamaa insinööriraporttien koostetta lähteenään arvioissa investointikustannuksista, operatiivisista kustannuksista ja menetyksistä reservi- ja säätösähkömarkkinoilla.

98 Vedenhallintaan liittyvät toimet ovat luonteeltaan menetettyjä tuloja, mutta ne käsitellään tässä raportissa osana operatiivisia kustannuksia, sillä ne liittyvät suoraan vaellusrakenteisiin. Käsittelytavan valinnalla ei ole vaikutusta Kemijoki Oy:n kokonaismenetyksiin tai nykyarvoon.

4.9 Kemijoki Oy:n tekemä insinööriraporttien kooste esitellään kohdassa Liite B. Koosteen lähteinä käytetyt insinööriraportit esitellään kohdissa Liite C, Liite D ja Liite E.

Vaellusrakenteiden investointikustannukset

Kalateiden suorat investointikustannukset

4.10 Vaelluskalojen luontaisen elinkierron takaamiseksi Hakemuksessa vaaditaan kolmenlaisia rakenteita: teknisiä kalateitä ylösvaellusta varten, ylösvaellusratkaisun alaosien rakenteita (houkutusvirtaaman tuottava pumppulaitteisto ja teknisen kalatien ”eteinen” tai mahdollinen ylisiirtolaitteisto) sekä alasvaellusrakenteita. Arviomme näistä kustannuksista perustuu Kemijoki Oy:n kokoamaan insinööriraporttien koosteeseen.

Kalatiet (ylösvaellus)

4.11 Insinööriraporttien koosteessa arvioidaan kalateiden rakentamisen kustannukseksi 200 000 euroa nousumetriltä. Koosteraportissa kalateiden investointikustannukset on laskettu kertomalla kustannus per nousumetri voimalaitoskohtaisella putouskorkeudella.

Pumppu ja kalojen houkuttelemiseen ja pyydystämiseen vaadittavat rakenteet

4.12 Sweco AB (Sweco) on tehnyt esiselvityksen Taivalkosken voimalaitokselle toteutettavalle houkutusvirtaaman pumppaukseen ja ylisiirtoihin soveltuvalle laitteelle, joka voitaisiin myöhemmin liittää kalatien suulle. Rakenteen ja siihen liitettävien pumppujen on kyettävä tuottamaan tasainen 20m3 houkutusvirtaama. Swecon karkea kustannusarvio rakenteelle on noin 4,9 miljoonaa euroa. Koosteraportissa arvioon otetaan huomioon 30 % kustannusvaraus perustuen muun muassa mahdolliseen kireään kilpailutilanteeseen ja rakennuskustannusten nousuun. Näin yhden pumppurakenteen kustannukseksi arvioidaan 6,3 miljoonaa euroa.

4.13 Swecon suunnitelma on pääpiirteissään soveltuva kaikille Kemijoki Oy:n voimalaitoksille, joten sitä hyödynnetään kustannusarviona jokaisen voimalaitoksen pumppurakenteelle insinöriraporttien koosteessa. Voimalaitosten rakennusympäristöt eroavat kuitenkin toisistaan ja kohteissa on odotettavissa louhintatöitä tai rakennusalueen tuentaa. Näitä voimalaitoskohtaisia ylimääräisiä rakennuskustannuksia ei ole huomioitu tässä raportissa, vaan kaikkiin Kemijoki Oy:n voimalaitoksiin rakennettaviin pumppurakenteisiin käytetään 6,3 miljoonan euron kustannusarviota.

Alasvaellukseen vaadittavat rakenteet

4.14 Hakemuksessa vaaditaan alasvaellusrakenteille 90 % voimalaitoskohtaista tehokkuusvaatimusta, viitaten kahden perättäisen voimalaitoksen välillä matkaavien kalojen selviytymisasteeseen. Insinööriraporttien koosteessa alasvaellusrakenteiden kustannuksia arvioidaan skaalaamalla Swecon suunnitelma Valajaskosken alasvaellusrakenteesta erikseen kaikille Kemijoki Oy:n voimalaitoksille. Lisäksi alasvaellusrakenteen kivimuurin ja voimalaitoskohtaisten kiinteiden kustannusten arvioinnissa käytetään Klarälven joen Edsforsenin voimalaitokselle suunnitellun alavaellusrakenteen Kemijoki Oy:n voimalaitoksille skaalattuja kustannuksia. Koosteraportin kustannusarvio sisältää 30 % kustannusvarauksen.

Vaellusrakenteiden investointikustannukset

4.15 Alla oleva taulukko kuvaa Kemijoki Oy:n voimalaitoskohtaisia investointikustannuksia. Kemijoki Oy:llä ei ole aikaisempaa kokemusta vastaavista ratkaisuista, joten epävarmuus todellisesta kustannustasosta on merkittävä.

Taulukko 3: Kalavaellusratkaisujen investointikustannukset, miljoonaa euroa

Voimalaitos	Kalatie	Pumppurakenne	Alasvaellus-rakenne	Yhteensä
Seitakorva[2]	4,4	6,3	33,6	44,3
Pirttikoski[2]	5,2	6,3	21,3	32,8
Vanttauskoski[2]	3,4	6,3	62	71,7
Sierilä[2]	1,4	6,3	38,9	46,6
Permantokoski[2]	4,8	6,3	15,7	26,8
Valajaskoski[1]	2,3	6,3	30	38,6
Petäjäskoski[1]	4,1	6,3	24,2	34,6
Ossauskoski[1]	2,8	6,3	25,9	35
Taivalkoski[1]	2,9	6,3	25,6	34,8
Vaiheen 1 voimalaitokset	12,1	25,2	105,7	143
Vaiheen 2 voimalaitokset	19,2	31,5	171,5	222,2
Yhteensä	**31,3**	**56,7**	**277,2**	**365,2**

Huomioita: Yläindeksi 1 viittaa Vaiheen 1 voimalaitoksiin ja yläindeksi 2 viittaa vaiheen 2 voimalaitoksiin.
Lähde: Kemijoki Oy:n kooste insinööriraporteista (Liite B)

Muut kertaluontoiset investointikustannukset

4.16 Vaellusratkaisujen rakentamisen lisäksi Hakemuksen vaatimusten toteuttaminen vaatii myös muita investointeja, kuten aiempaa suurempia kalojen ylisiirto- ja istutusvelvoitteita. Insinööriraporttien koosteessa on arvioitu muiksi kertaluontoisiksi investointikustannuksiksi:

- ylisiirtoja varten tarvittavat varusteet – 1,2 miljoonaa euroa;
- istutukset ja kalatalousmaksut – 9 miljoonaa euroa uuteen kalankasvattamoon;
- uuden kalataloussuunnitelman toteuttaminen – 250 000 euroa; ja
- suunnitelma vanhojen joenpohjien hyödyntämiselle – 150 000 euroa.

4.17 Muut kertaluontoiset investointikustannukset ovat tällöin yhteensä 10,6 miljoonaa euroa.

Operatiiviset kustannukset

4.18 Hakemuksen vaatimusten toteuttaminen aiheuttaa Kemijoki Oy:lle ylimääräisiä kustannuksia johtuen esimerkiksi vaellusrakenteiden ylläpidosta ja huollosta, kalatalousvelvoitteiden toteutumisen seurannasta ja Hakemuksessa vaadituista tutkimus- ja kehitysmenoista.

Vaellusrakenteiden ylläpito

4.19 Käytämme insinööriraporttien koosteessa esitettyä arviota kalateiden ylläpito- ja huoltokustannuksista. Arvio sisältää epävarmuutta, sillä Kemijoki Oy:llä ei ole aikaisempaa kokemusta vastaavien vaellusrakenteiden ylläpidosta.

4.20 Kalateiden käytöstä ja ylläpidosta johtuviksi voimalaitoskohtaisiksi kustannuksiksi arvioidaan noin 25 000 euroa vuodessa 300 juoksumetrin kalatietä kohti, sisältäen muun muassa kalatien puhdistukset ja pienet rakennustekniset korjaukset. Kalatien alaosan rakenteiden ylläpidosta (houkutusvirtaaman pumppaamo) aiheutuvat kustannukset ovat vuosittain noin 50 000 euroa pumppaamoa kohden. Alasvaellusrakenteiden laitoskohtaiset puhdistamiskustannukset ovat noin 20 000 euroa. Lisäksi välppien poistaminen, varastointi ja uudelleen asentaminen maksaa vuosittain noin 60 000 euroa voimalaitosta kohden. Yhteensä alasvaellusrakenteiden operatiiviset kustannukset ovat noin 80 000 euroa voimalaitosta kohden.

4.21 Alla oleva taulukko kuvaa vaellusratkaisujen arvioituja vuotuisia ylläpitokustannuksia

Taulukko 4: Vaellusratkaisujen vuosittaiset ylläpitokustannukset, miljoonaa euroa

Voimalaitos	Kalatie ja pumppurakenne	Alasvaellusrakenne
Seitakorva[2]	0,09	0,08
Pirttikoski[2]	0,08	0,08
Vanttauskoski[2]	0,09	0,08
Sierilä[2]	0,08	0,08
Permantokoski[2]	0,09	0,08
Valajaskoski[1]	0,07	0,08
Petäjäskoski[1]	0,09	0,08
Ossauskoski[1]	0,08	0,08
Taivalkoski[1]	0,09	0,08
Vaiheen 1 voimalaitokset	0,33	0,32
Vaiheen 2 voimalaitokset	0,43	0,4
Yhteensä	**0,76**	**0,72**

Huomioita: Yläindeksi 1 viittaa Vaiheen 1 voimalaitoksiin ja yläindeksi 2 viittaa vaiheen 2 voimalaitoksiin.
Lähde: Kemijoki Oy:n kooste insinööriraporteista (Liite B)

Muut operatiiviset kustannukset

4.22 Insinööriraporttien koosteessa arvioidaan Hakemuksesta syntyviksi muiksi kustannuksiksi:

- ylisiirrot – aiempaa suuremmat ylisiirtovelvoitteet aiheuttavat 250 000 euron vuosittaiset kustannukset;
- istutukset – aiempaa suuremmat istutusvelvoitteet aiheuttavat 800 000 euron vuosittaiset kustannukset;
- kalatalousvelvoitteen toteutumisen seuranta – 150 000 euroa vuodessa; ja

- T&K kustannukset – Hakemuksessa vaaditaan luvanhaltijoita käyttämään vähintään 250 000 euroa vuodessa kalateiden tutkimus- ja kehitystoimintaan, kunnes uusi lupaehtohakemus on käsitelty. Hakemuksessa vaaditaan lupaehtojen tarkistamista 10 vuoden kuluttua Hakemuksen lainvoimaisuudesta.

Vedenhallinta

4.23 Hakemuksessa vaaditaan veden ohijuoksuttamista kalateihin ja houkutusvirtaaman pumppaamista, jotka johtavat ylimääräisiin vedenhallinnasta aiheutuviin kustannuksiin. Lisäksi alasvaellusrakenteet aiheuttavat tuotannonmenetyksiä esimerkiksi välppähäviön muodossa.

4.24 Hakemuksen mukaan kalateiden virtaaman on oltava 2 m3/s Hakemuksessa esitettynä aikana. Veden ohjaaminen kalateihin johtaa tuotannonmenetyksiin Kemijoki Oy:lle, kun tätä virtaamaa ei voida käyttää sähköntuotannossa. Tulva-aikoja ei lasketa mukaan arvioihin menetetystä tuotannosta, sillä tällöin osa joen juoksusta joudutaan joka tapauksessa ohjaamaan voimalan ohitse. Tällöin kalateihin johdettava vesi ei aiheuta tulonmenetyksiä, sillä vettä johdettaisiin joka tapauksessa voimalan ohitse. Tulva-aika loppuu tavallisesti kesäkuussa ja velvoitekausi alkaa 20.5., joten laskemme menetetyn tuotannon 133 päivältä velvoitekauden 153 päivän sijaan. Insinööriraporttien koosteessa kalateihin ohijuoksutettavan veden aiheuttaman energianmenetyksen Kemijoki Oy:lle arvioidaan olevan yhteensä 9 103 MWh vuodessa.

4.25 Hakemuksessa vaaditaan lisäksi 20 m3/s houkutusvirtaaman luomista kalateiden suuaukoille, mikä voidaan saavuttaa esimerkiksi pumppaamalla. Swecon suunnitelmassa Taivalkosken voimalan pumppurakenteelle, pumpun jatkuva energiankäyttö olisi noin 1,05 MW. 153 päivän ajalta (20.5.-20.10.) tämä tarkoittaisi 3 856 MWh kokonaiskäyttöä. Tätä arvioita menetetystä energiantuotannosta käytetään kaikilla Kemijoki Oy:n voimalaitoksilla pois lukien Raudanjoen Permantokoski, jossa vaatimus houkutusvirtaamasta on pienempi. Insinööriraporttien koosteessa houkutusvirtaaman pumppauksen aiheuttaman energianmenetyksen Kemijoki Oy:lle arvioidaan olevan yhteensä 31 230 MWh vuodessa.

4.26 Alasvaellusrakenteet keräävät roskia ja toimivat virtausesteinä. Putouskorkeuden laskun aiheuttamaa tuotannonmenetystä syntyy erityisesti teräsvälppien ollessa paikoillaan. Insinööriraporttien koosteessa velvoitekauden välppähäviöksi Kemijoki Oy:lle on arvioitu yhteensä 9 569 MWh vuodessa. Vaikka insinööriraporttien koosteessa on arvioitu vain velvoitekauden välppähäviö, niin siinä arvioidaan tuotannonmenetyksiä syntyvän myös velvoiteajan ulkopuolella.

4.27 Alla oleva taulukko esittää voimalaitoskohtaisen tiivistelmän Kemijoki Oy:n eri vedenhallintamenetyksistä. Euromääräiset tuotantotappiot on laskettu insinööriraporttien koosteessa arvioitujen voimalaitoskohtaisten energianmenetysten ja Compass Lexeconin mallintaman pitkän aikavälin sähkön hinnan perusteella (44,1 €/MWh). Insinööriraporttien koosteessa arvioidaan vedenhallinnasta johtuvan vuotuisen energianmenetyksen vastaavan 7 000 – 8 000 kerrostaloasunnon vuotuista sähkönkulutusta.

Taulukko 5: Vedenhallinnasta johtuvat vuosittaiset tulonmenetykset, miljoonaa euroa

Voimalaitokset	Ohijuoksutus	Houkutusvirtaaman pumppaaminen	Välppähäviö
Seitakorva[2]	0,05	0,17	0,06
Pirttikoski[2]	0,06	0,17	0,06
Vanttauskoski[2]	0,05	0,17	0,05
Sierilä[2]	0,02	0,17	0,06
Permantokoski[2]	0,06	0,02	0,01
Valajaskoski[1]	0,03	0,17	0,09
Petäjäskoski[1]	0,05	0,17	0,10
Ossauskoski[1]	0,03	0,17	0,10
Taivalkoski[1]	0,04	0,17	0,11
Vaiheen 1 voimalaitokset	0,15	0,68	0,40
Vaiheen 2 voimalaitokset	0,25	0,70	0,24
Yhteensä	**0,40**	**1,38**	**0,64**

Huomioita: Yläindeksi 1 viittaa Vaiheen 1 voimalaitoksiin ja yläindeksi 2 viittaa vaiheen 2 voimalaitoksiin. Luvut eivät välttämättä vastaa kokonaissummia johtuen pyöristämisestä.
Lähde: Kemijoki Oy:n kooste insinööriraporteista (Liite B) ja Compass Lexeconin laskelmat.

Menetykset sähkön tukkumarkkinoilla

4.28 Hakemuksen vaatimusten toteuttaminen aiheuttaa Kemijoki Oy:lle operatiivisten tulojen menetyksiä sähkön tukkumarkkinoilla sekä rakennusvaiheessa että pitkällä aikavälillä. Rakennusvaiheen operatiivisten tulojen menetykset aiheutuvat vaellusratkaisujen rakentamisenaikaisesta voimaloiden vajaakäytöstä ja niiden tuotannon joustavuuden menetyksestä. Pitkällä aikavälillä, rakentamisen valmistuttua, menetykset aiheutuvat Kemijoki Oy:n vesivoimatuotannon joustavuuden rajoittumisesta velvoitekaudella.

4.29 Vaikutuksia arvioidaksemme vertaamme tilannetta, jossa Hakemuksen kalatalousvelvoitteita ei toteuteta (’Tosiasiallinen tilanne’), tilanteeseen, jossa Hakemuksen kalatalousvelvoitteet toteutetaan (’Kontrafaktuaali’).

Arvio pitkän aikavälin tuotannonmenetyksistä

Operatiivisten tulojen arviointiin käytetty menetelmä

4.30 Arvioidaksemme Hakemuksen vaikutusta Kemijoki Oy:n pitkän aikavälin operatiivisiin tuloihin, Tosiasiallinen tilanne ja Kontrafaktuaali -skenaariot kvantifioidaan Compass Lexeconin ’fundamental dispatch’ -mallilla valitulta spottivuodelta ja vaikutuksen arvo muutetaan nykyarvoon. Hakemuksen vaikutus kvantifioidaan valittuna spottivuotena sovittamalla kuhunkin skenaarioon relevantit Suomen vesivoimatuotannon rajoitteet.

4.31 Huomioidaksemme sähkömarkkinoiden tulevaisuuden muutokset, arvioimme vaikutusta yhden edustavan spottivuoden perusteella, joka kuvaa pitkän aikavälin markkinatilannetta

hyvin molempien rakennusvaiheiden valmistuttua.[99] Valitsemalla edustava spottivuosi, koko aikahorisontin mallintamisen sijaan, ei ole mahdollista mallintaa raaka-aineiden hintojen kasvun, sähköistymisen ja uusiutuvien energianmuotojen osuuden kasvun dynaamisia vaikutuksia sähkömarkkinoilla koko vesivoimainfrastruktuurin käyttöiän ajalta. Tästä huolimatta edustavan spottivuoden perusteella tehdyt arviot Hakemuksen vaikutuksista ovat robusteja, varsinkin mikäli valittu spottivuosi sijoittuu aikahorisontin alkupäähän, jossa diskonttokerroin on pienempi kuin horisontin loppupäässä. Tästä johtuen olemme valinneet spottivuodeksi 2030, jolloin molempien vaiheiden rakentaminen on ohi ja sähkömarkkinoilla tapahtuvat suuret muutokset ovat pitkälti toteutuneet.[100]

Fundamental dispatch -malli

4.32 Mallimme replikoi ’day-ahead sähkömarkkinoiden’ toiminnan ja laskee tuntikohtaiset hinnat minimoimalla tuotannon rajakustannukset eri tuotantotavoille varmistaen samalla, että sähköntuotanto vastaa sähkön kokonaiskysyntää.

4.33 Oletukset kapasiteetista, kysynnästä ja keskinäisistä siirtoyhteyksistä perustuvat ENTSO-E:n Ten Year Network Development Plan (TYNDP) ‘Sustainable Transition’ -skenaarioon.[101] Raaka-aine -oletukset perustuvat Kansainvälisen energiajärjestön (IEA) World Energy Outlook (WEO) 2017 ’New policies’ -skenaarioon.[102]

4.34 Fundamental dispatch –malli esitetään yksityiskohtaisemmin kohdassa: Lisäys B.

4.35 Vesivoiman tuotantokyky on riippuvaista pitkän aikavälin sääolosuhteista, kuten vuosittaisista sademääristä. Vesivoiman vuosittaisen maksimituotannon rajoittavina tekijöinä toimivat veden luonnollinen tulovirtaama ja varastoaltaiden täyttyminen. Tämä johtaa veden arvon ja vesivoimalaitoksilla tehtävän sähköntuotannon kilpailuedun suuriinkin vuosittaisiin vaihteluihin. Kuvataksemme tätä vesivoiman vuosittaista vaihtelua robustisti, mallinnamme useita erilaisia edustavia vesivoimantuotannon vuosia. Mallinnus hyödyntää eri vuosien sääolosuhteita painottamalla eri edustavia vuosia niiden toteutumisen todennäköisyydellä. Hyödynnämme ENTSO-E:n ’Midterm Adequacy Forecast’ (MAF) raportissa vuosina 2017 ja 2018 kehitettyä ’k-means’ –klusterointimetodologiaa mallintamaan kolmea eri edustavaa ilmastovuotta.

4.36 Tarkemmat yksityiskohdat esitetään kohdassa: Lisäys C.

---

99 Pohjoismaissa sähkön myynti tapahtuu Nord Pool -sähköpörssissä, missä sähköä myydään Elspotin ja Elbasin spottimarkkinoilla. (Nikula, 2015). Spottivuoden hinta on sähkön pörssihinta (spot hinta) Suomen tarjousalueella mallinnettuna edustavana vuotena.

100 Vuoteen 2030 mennessä, EU:n sähkömarkkinat ovat muuttuneet uusien vähäpäästöisten peruskuorma-voimaloiden valmistumisen, hiilivoimaloiden purkamisen, uusiutuvan energian osuuden kasvun ja uusien siirtolinjojen valmistumisen vuoksi.

101 (ENTSO-E, 2018) ENTSOE TYNDP oletukset ovat saatavilla: https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/

102 (IEA, 2017) WEO on saatavilla: https://www.iea.org/weo2017/

Joustavan vesivoimatuotannon mallintaminen

4.37 Varmistaaksemme, että joustavan vesivoiman mallintaminen vastaa vesivoimatuotannon erikoisominaisuuksia, mallinnamme vesivoimatuotantoa vesivoima- ja yhteistuotannon optimointialgoritmilla. Vesivoimatuotannon mallinnus perustuu vesivoimalaitoksien käytössä olevan veden arvon laskemiseen (eli kuinka paljon hyötyä veden käyttämisestä sähköntuotantoon on saavutettavissa kullakin hetkellä verrattuna sen säilömisestä myöhempää käyttöä varten). Mallinnus toteutuu kolmen eri osa-alueen yhdistelmänä:

- ylävarastoallas, mihin vedet virtaavat luontaisesti ja toimittavat ylimääräistä energiaa;
- aggregoitu vesivoimageneraattori, kalibroituna koko Suomen historiallisella vesivoimatuotannolla; ja
- alavarastoallas tai meri.

4.38 Varmistaaksemme, että vesivoimageneraattori vastaa vesivoiman historiallista tuotantotasoa, asetamme malliin ylä- ja alarajoitteet. Rajoitteet pitävät mallinnetun vesivoimatuotannon historiallisten rajojensa sisällä. (Ylä- ja alarajoitteiden avulla huomioidaan vesivoimalaitosten keskinäiset suhteet, mikä rajoittaa tarjolla olevaa kokonaiskapasiteettia, joen minimijuoksua tai tulva-aikojen vaikutusta minimituotantotasoihin sekä olemassa olevan sääntelyn vaikutusta minimi- ja maksimikapasiteettiin.)

4.39 Joustavan vesivoimamallinnuksen yksityiskohdat kuvataan tarkemmin kohdassa: Lisäys D.

Hakemuksen vaikutukset Suomen vesivoimatuotantoon ja vesivoimamallinnukseen

4.40 Hakemuksessa vaaditaan voimalaitosten vesivoimantuotannon asettamista alisteiseksi kalateiden toiminnan tehostamiselle.[103] Tietojemme mukaan lyhyen aikavälin vaihtelu joen virtausnopeudessa ja joen veden tasossa vaikuttaa kalojen vaellukseen. Tästä ja Hakemuksen tehokkuusvaatimuksista johtuen ei voida olettaa, että Kemijoki Oy:n voimalaitoksia voidaan käyttää säätökäyttöön velvoitekautena. Tämän johdosta oletamme, että voimalaitokset tuottavat tulovirtaaman määrittämällä tahdilla koko velvoitekauden ajan.

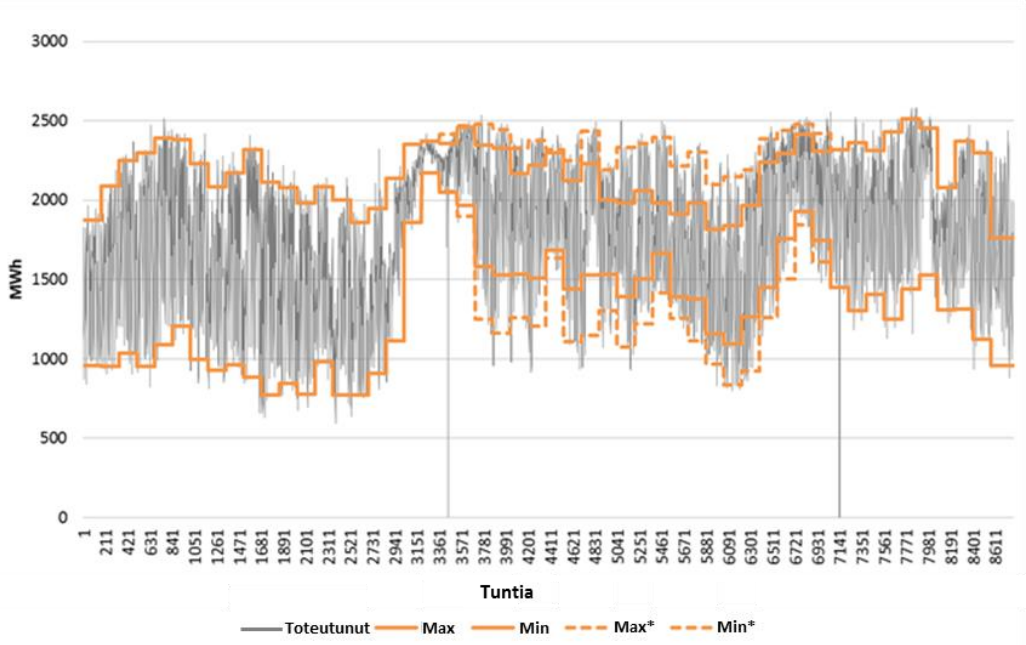
4.41 Hakemuksen vaikutuksia mallinnetaan muuttamalla historiallista vesivoimatuotantoa sekä joustokykyä noudattaneita ylä- ja alarajoitteita. Rajoitteet asetetaan vastaamaan oletusta siitä, että velvoitekaudella Kemijoki Oy:n voimalaitokset pystyvät tuottamaan sähköä vain veden tulovirtaaman määrittämällä tasaisella tahdilla.

4.42 Alla oleva kuva näyttää Kemijoki Oy:n vähentyneen joustavuuden vaikutuksen Suomen vesivoimatuotantoon sekä tuotannon ylä- ja alarajoihin. Kuva osoittaa kuinka vähentynyt joustavuus velvoitekaudella laskee ylärajoitetta kesimäärin 5 %, eli 120 MW:n verran. Alarajoite nousisi keskimäärin 12 %, eli 140 MW:n verran.

---

103 (Lapin Elinkeino-, liikenne ja ympäristökeskus, 2017) op. cit. alaviitteessä 1. Relevantit kappaleet: (luku 2.6 s. 28), (luku 2.6 s. 29), (luku 3.1 s.39)

Kuva 17: Suomen aggregoitu tuntikohtainen sähköntuotanto

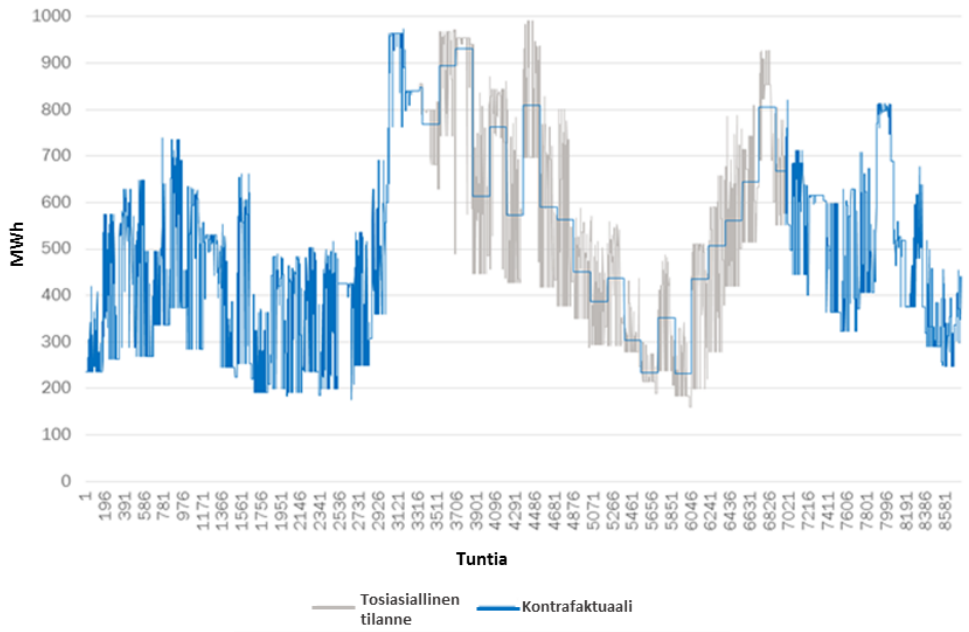


Huomiota: *Maksimi ja minimiarvot 95 % ja 5 % persentiilissä. Max* ja Min* kuvaavat vesivoimatuotannon rajoitteita, mikäli Hakemusta ei toteuteta. Max ja Min kuvaavat vesivoimatuotannon rajoitteita, mikäli Hakemuksen vaatimukset toteutetaan.*

Lähde: *Kemijoki Oy, (Fingrid Oyj, 2019) Load and generation, Compass Lexeconin analyysi*

4.43 Siinä missä yllä oleva kuvio havainnollistaa Hakemuksen vaikutusta koko Suomen vesivoiman joustavuuteen, alla oleva kuva osoittaa Hakemuksen vaikutuksen Kemijoki Oy:n vesivoimatuotannon joustavuuteen. Viisi kuukautta kestävänä velvoiteaikana, toukokuusta lokakuuhun, Kemijoki Oy:n vesivoimalaitokset eivät Kontrafaktuaalissa pysty toteuttamaan ollenkaan joustavaa sähköntuotantoa. Niiden tuotanto on rajoitettu tasaiselle veden luontaisen tulovirtaaman määrittämälle viikkotasolle. Tosiasiallisessa tilanteessa Kemijoki Oy:n vesivoimalaitokset pystyvät tarjoamaan joustavuutta tavalliseen tapaan sähköjärjestelmään, samalla kun Kemijoki Oy:n vesivoimatuotanto vaihtelee tuntikohtaisesti mallinnettujen ylä- ja alarajoitteiden sisällä.

Kuva 18: Hakemuksen vaikutus Kemijoki Oy:n vesivoimatuotantoon



Lähde: *Compass Lexeconin analyysi*

Operatiivisten tulojen pitkän aikavälin tulonmenetykset sähkön tukkumarkkinoilla

4.44 Joen käyttörajoitukset kesäkuukausien aikana aiheuttavat Kemijoki Oy:lle pitkän aikavälin operatiivisten tulojen menetyksiä sähkön tukkumarkkinoilla. Joustavan tuotannon sijaan Kemijoki Oy joutuu rajoittamaan sähköntuotantoaan joen tulovirtaaman määräämän tahdin mukaiseksi. Tämä joustavuuden menetys aiheuttaa Kemijoki Oy:lle pitkällä aikavälillä 3,1 miljoonan euron vuosittaiset operatiivisten tulojen menetykset.[104]

Arvio menetetystä tuotannosta rakennusvaiheessa

Menetetyn tuotannon arviointiin käytetty menetelmä

4.45 Arvioidaksemme Hakemuksen lyhyen tähtäimen vaikutuksia, vertaamme Tosiasiallista tilannetta Kontrafaktuaaliin sekä rakennusvaiheen aikana menetetyn tuotannon määrän että sen arvon osalta.

104 Pitkän aikavälin operatiivisten tulojen menetykset toteutuvat täysimääräisinä molempien Vaiheiden valmistumisen jälkeisen ajan lisäksi myös Vaiheiden 1 ja 2 rakennuksen välillä. Kun Vaihe 1 on rakennettu, myöskään Vaiheen 2 voimalaitoksia ei voida hyödyntää joustavassa energiantuotannossa, jotta Hakemuksen sisältämät vaatimukset voimalaitosten käyttämisestä kalojen vaellusta tehostavasti toteutuisivat.

Menetetty sähköntuotanto

4.46 **Tosiasiallinen tilanne**. Tässä skenaariossa oletamme, että Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten tulevien vuosien tuotanto vastaa niiden keskimääräistä historiallista tuotantoa vuosina 2013-2017, sillä vesivoiman tuottama sähkön määrä vaihtelee vuosittain riippuen veden luonnollisesta tulovirtaamasta. Kemijoki Oy on toteuttanut merkittäviä tehonnostoja viime vuosikymmenen aikana, toimintamallinsa muuttamisen lisäksi, joten historialliset tuotantomallit edustavat tulevaisuuden tuotantokykyä vain vuoden 2013 osalta ja tämän jälkeiseltä ajalta.[105]

4.47 **Kontrafaktuaali.** Insinööriraporttien koosteessa arvioidaan, että vaellusratkaisujen rakentamisella olisi suuri merkitys Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten tuotantokapasiteettiin niiden rakennusaikana. Voimalaitosten käyttöaste vaihtelee 0 % ja 80 % välillä vaellusrakenteiden rakentamisen aikana. Arvioihin rakentamisen aikana menetetystä tuotantokyvystä liittyy kuitenkin epävarmuutta. Arvioimme, että yksittäisen vesivoimalaitoksen tuotantokyky laskee nollaan sen vaellusratkaisuja rakentaessa; lisäksi kaikkien muiden ylä- tai alajuoksussa sijaitsevien vesivoimalaitosten joustavuus vähenee yhden voimalan kalatien rakentamisen ajaksi. Mallintaaksemme Hakemuksen vaikutusta Kemijoki Oy:n tuotantokykyyn, oletamme historiallisten tuotantomäärien vähenevän rakennusvaiheessa vesivoimalaitosten alentuneen käytettävyyden mukaisesti. Alla oleva taulukko kuvaa kaksivuotisen rakennusvaiheen vaikutusta voimaloiden käytettävyyteen.

105 (Vesitalouden uutiskirje, 2013) *Kemijoki Oy selvittää uutta toimintamallia*

Taulukko 6: Vesivoimalaitosten käytettävyys rakennusvaiheen aikana

	Vaihe 1				Vaihe 2				
Vesivoimala / Kuukausi	Taival-koski	Ossaus-koski	Petäjäs-koski	Valajas-koski	Sierilä	Permanto -koski	Vanttaus-koski	Pirtti-koski	Seita-korva
1	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
2	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
3	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
4	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
5	80 %	80 %	30 %	30 %	80 %	80 %	80 %	30 %	30 %
6	30 %	30 %	0 %	0 %	30 %	30 %	30 %	0 %	0 %
7	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
8	0 %	0 %	30 %	30 %	0 %	0 %	0 %	30 %	30 %
9	0 %	0 %	30 %	30 %	0 %	0 %	0 %	30 %	30 %
10	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
11	30 %	30 %	80 %	80 %	30 %	30 %	30 %	80 %	80 %
12	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
13	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
14	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
15	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
16	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
17	80 %	80 %	30 %	30 %	80 %	80 %	80 %	30 %	30 %
18	30 %	30 %	0 %	0 %	30 %	30 %	30 %	0 %	0 %
19	0 %	0 %	30 %	30 %	0 %	0 %	0 %	30 %	30 %
20	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
21	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
22	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
23	30 %	30 %	80 %	80 %	30 %	30 %	30 %	80 %	80 %
24	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %

Huomio: % kuvaa kuukausittaista käytettävyysastetta kaksivuotisen rakennusvaiheen aikana.
Lähde: Kemijoki Oy:n kooste insinööriraporteista (Liite B)

4.48 Kemijoki Oy:n mukaan koko tuotannon enimmäisvirtaama on rajoittunutta kaksivuotisen rakennusvaiheen aikana. Tämä vähentää tuotannon joustavuutta ja vesivoimalaitosten kykyä optimoida sähköntuotantoaan esimerkiksi korkeiden hintojen aikana.

4.49 Huomioidaksemme tämän vaikutuksen oletamme, että rakennusvaiheessa vesivoimalaitosten tuotanto pystyy tasaisena eikä seuraa historiallista tuotantokaavaansa.

Rakennusvaiheen menetettyjen operatiivisten tulojen kvantifiointi

4.50 Arvioidaksemme Hakemuksen vaikutusta rakennusvaiheessa oletamme, että Kemijoki Oy:n tulevaisuuden tuotantoa voidaan arvottaa käyttämällä:

- **Vaiheen 1 rakennusaikana** viimeisimpiä sähkön forward-hintoja vuosille 2019-2024. Tämä on yleinen tapa arvottaa sähköntuotannon lähitulevaisuuden arvoa, sillä sähkön forward-hinnat kuvaavat markkinoiden konsensusta lähitulevaisuuden hintatasosta, kyseisellä hetkellä tiedossa olevan informaation perusteella.

- **Vaiheen 2 rakennusaikana** sähkön pitkän aikavälin hintakehitystä mallinnetaan fundamental dispatch -mallilla. Koska rakennusajankohta on sähkön forward-hinnoittelun ajanjakson ulkopuolella, on yleisenä tapana käyttää fundamental dispatch -malleja, jotka arvioivat sähkön pitkän aikavälin hintakehitystä tiettyjen oletusten ohjaamina.

4.51 Koska vaellusratkaisujen rakentaminen kestää vähintään kaksi vuotta jokaisen voimalaitoksen osalta, ja rakentaminen toteutetaan kahdessa osassa, oletamme Vaiheen 1 rakentamisen tapahtuvan 2021-2022 ja Vaiheen 2 tapahtuvan myöhemmässä vaiheessa. Käytämme Vaiheen 1 rakentamisesta aiheutuviin tulonmenetyksiin vuosien 2021 ja 2022 sähkön forward-hintoja ja toisen vaiheen kohdalla pitkän aikavälin mallinnusta vuoden 2030 sähkön hinnoista.

4.52 Alla oleva taulukko esittää analyysissä käytetyt forward-hinnat.

Taulukko 7: Nord Poolin perussähkön forward-hinnat 18.10.2018 (nimelliset)

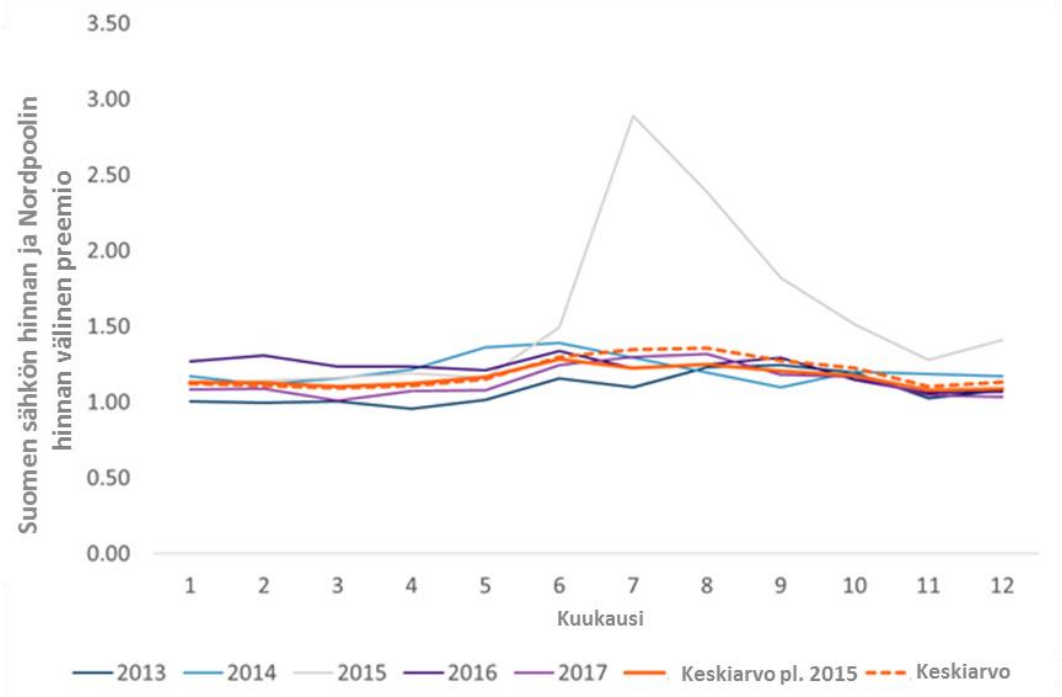
Vuosi / Kuukausi	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	49,0	41,5	36,5	36,7	35,8	35,7
2	48,9	41,3	36,4	36,5	35,7	35,6
3	43,5	39,3	34,6	34,7	33,9	33,9
4	37,0	33,1	30,7	30,8	30,0	30,0
5	35,3	31,6	29,3	29,4	28,7	28,6
6	34,6	31,0	28,7	28,8	28,1	28,1
7	28,6	26,2	27,8	27,9	27,2	27,2
8	29,3	26,8	28,4	28,5	27,9	27,8
9	29,8	27,3	28,9	29,0	28,3	28,3
10	38,0	35,6	33,2	33,3	32,6	32,5
11	38,7	36,3	33,8	33,9	33,1	33,1
12	38,2	35,8	33,4	33,5	32,7	32,7

Huomioita: Forward-hinnat eivät ole arvio sähkön tulevaisuuden hinnoista, mutta kuvaavat markkinoiden tämänhetkistä näkemystä tulevista sähkön hinnoista.
Lähde: Bloomberg future power contracts

4.53 Sähkön hintataso Suomessa on ollut Nord Poolin historiallista hintatasoa korkeammalla. Korjaamme Nord Poolin 2019-2024 forward-hintoja Suomen 2013-2017 hintojen keskimääräisellä preemiolla Nord Pooliin verrattuna. Tämä lähestymistapa ei huomioi Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden dynaamista ympäristöä, kuten uusia voimansiirtolinjoja tai uusien voimalaitosten valmistumisia. Toisaalta ei ole todennäköistä, että yksikään suuri rakenteellinen muutos vaikuttaisi Suomen preemioihin näin lyhyellä aikavälillä. Lisäksi Suomen preemio on pysynyt pitkään tasaisella vaihteluvälillä, pois lukien vuosi 2015.

4.54 Alla oleva kuva havainnollistaa Suomen sähkömarkkinan hintaeron verrattuna Nord Poolin sähkön hintaan.

Kuva 19: Kuukausittainen preemio Suomen ja Nord Poolin sähkön hinnan välillä



Lähde: (Nord Pool, 2019) Day-ahead prices, Compass Lexeconin analyysi

4.55 Alla oleva taulukko kuvaa Suomen keskimääräisen preemion verrattuna Nord Poolin hintoihin vuosina 2013-2017, pois lukien 2015. Vuoden 2015 poistaminen pienentää Suomen aluehinnan keskimääristä preemiota verrattuna Nord Poolin hintoihin, johtaen konservatiivisempaan arvioon menetetyn sähköntuotannon arvosta vuosille 2021 ja 2022.

Taulukko 8: Suomen keskimääräinen preemio verrattuna Nord Poolin hintoihin

Kuukausi	Keskimääräinen preemio
1	1,13
2	1,13
3	1,10
4	1,12
5	1,17
6	1,28
7	1,23
8	1,25
9	1,20
10	1,18
11	1,08
12	1,09

Huomioita: Vuotta 2015 ei ole huomioitu keskimääräistä preemiota laskettaessa.
Lähde: (Nord Pool, 2019) Day-ahead prices, Compass Lexeconin analyysi

4.56 Alla oleva taulukko esittää ennusteen sähkön hinnasta Suomessa vuosina 2021, 2022 ja 2030. Vuosien 2021 ja 2022 hinta-arvio perustuu Suomen keskimääräisellä preemiolla skaalattuihin

Nord Pool forward-hintoihin ja vuoden 2030 hinta-arvio on tuotettu fundamental dispatch –mallilla.

Taulukko 9: Ennustetut sähkön hinnat Suomessa (reaalinen 2018)

Vuosi / Kuukausi	2021	2022	2030
1	39,1	38,5	54,7
2	38,8	38,2	56,0
3	36,1	35,5	44,7
4	32,5	31,9	41,4
5	32,3	31,7	37,6
6	34,8	34,2	39,5
7	32,3	31,7	37,3
8	33,5	33,0	43,0
9	32,9	32,4	39,1
10	37,0	36,4	46,3
11	34,5	33,9	45,1
12	34,4	33,8	45,9

Huomiota: 2021 ja 2022 hinnat on muutettu 2018 reaalihintoihin käyttämällä IMF:n inflaatioennustetta. 2030 hinnat ovat 2018 reaalihinnoissa.
Lähde: Bloomberg future power contracts, Compass Lexecon

4.57 Hakemuksen vaikutusta Kemijoki Oy:n menetettyihin tuloihin mitataan vertaamalla Kemijoki Oy:n operatiivisia tuloja Tosiasiallisessa tilanteessa ja Kontrafaktuaalissa.

- **Tosiasiallinen tilanne**. Tosiasiallisessa tilanteessa Kemijoki Oy:n tulevaisuuden operatiiviset tulot lasketaan olettamalla, että Kemijoki Oy:n voimalaitosten tuotanto vastaisi niiden historiallista keskimääräistä tuotantoa ja joustavuutta. Lisäksi oletamme Kemijoki Oy:n saavan myymästään sähköstä keskimääräisen preemion Nord Pool forward-hintojen lisäksi[106] ja vuoden 2030 osalta mallinnetun spottivuosi 2030 sähkön hinnan.

- **Kontrafaktuaali**. Kontrafaktuaalissa Kemijoki Oy:n voimalaitosten operatiiviset tulot lasketaan olettamalla, ettei Kemijoki Oy pysty optimoimaan vesivoimalaitostensa sähköntuotantoa rakennusaikana. Tämä tarkoittaisi sitä, ettei Kemijoki Oy pystyisi saamaan mitään preemiota forward-hintojen päälle, eli Kemijoki Oy:n vesivoimalaitokset tuottaisivat sähköä tasaisella tahdilla koko rakennusvaiheen ajan, eivätkä pystyisi kasvattamaan sähköntuotantoaan esimerkiksi kysyntäpiikkien kohdalla.

4.58 Perinteisesti Kemijoki Oy:n joustavuuskerroin (tuotannon painotettu keskihinta jaettuna pörssin painotetulla keskihinnalla) on ollut yli yksi. Tosiasiallisen tilanteen ja Kontrafaktuaalin ero muodostuukin, mallinnetun vesivoimatuotannon kokonaismäärän lisäksi, joustavuuskertoimesta. Olemme mallintaneet sekä Tosiasiallisen tilanteen että

106 Tämä on robusti yksinkertaistus tulevaisuuden suorituskyvystä, perustuen oletukseen siitä, että Kemijoki Oy:n voimaloiden toiminta ja suorituskyky vastaa keskimäärin historiallista tasoa. Lähestymistapa ei yritä arvioida vaihtoehtoisia sähkön hinnan tai hintakehityksen ajureita, kuten sääpohjaisen uusiutuvan energian osuuden lisääntymisen vaikutusta tulevaisuuden sähkömarkkinoihin.

Kontrafaktuaalin voimalakohtaiset joustavuuskertoimet eri ajanjaksoina. Siinä missä Tosiasiallisen tilanteen joustavuuskertoimet ovat pääsääntöisesti yli yhden, Kontrafaktuaalissa joustavuuskertoimen oletetaan olevan täsmälleen yksi velvoitekauden aikana johtuen Hakemuksen asettamista rajoitteista.

Rakennusvaiheen menetetyt operatiiviset tulot

4.59 Rakennusvaihe aiheuttaa Kemijoki Oy:lle kahdenlaisia operatiivisten tulojen menetyksiä sähkön tukkumarkkinoilla. Voimalaitosten pienempi käytettävyys aiheuttaa Kemijoki Oy:lle tuotannonmenetyksiä. Lisäksi Kemijoki Oy:n joustava tuotanto on käytännössä rajoittunut nollaan rakennusaika myös niiltä osin, kun voimalaitokset ovat käytössä.

4.60 Kemijoki Oy:n tuotannon menetykset ovat 2 508 GWh Vaiheessa 1 ja 1 968 GWh Vaiheessa 2. Rakennusaikaiset operatiivisten tulojen menetykset ovat 104 miljoonaa euroa Vaiheessa 1 ja 102 miljoonaa euroa Vaiheessa 2.

Kemijoki Oy:n menetykset sähkön tukkumarkkinoilla

4.61 Hakemuksen vaatimukset aiheuttavat Kemijoki Oy:lle rakennusaikana 206 miljoonan euron operatiivisten tulojen menetyksen sähkön tukkumarkkinoilta, voimalaitosten alentuneen käytettävyyden ja vesivoimatuotannon vähentyneen joustavuuden johdosta. Pitkällä aikavälillä, molempien vaiheiden valmistuttua, Kemijoki Oy:n sähkön tukkumarkkinoilta saamat operatiiviset tulot pienenevät 3,1 miljoonaa euroa vuodessa.

Menetykset sähkön oheispalvelumarkkinoilla

4.62 Arvioidaksemme Hakemuksen vaikutusta Kemijoki Oy:n kykyyn osallistua reservi- ja säätösähkömarkkinoille oletamme Hakemuksen vähentävän Kemijoki Oy:n tuotannon joustavuutta, rajoittaen Kemijoki Oy:n osallistumista reservi- ja säätösähkömarkkinoille (FCR-N, FCR-D, aFRR ja mFRR) sekä lyhyellä- että pitkällä aikavälillä.

4.63 Kemijoki Oy on historiallisesti tuottanut merkittävän osan reservimarkkinoiden ja säätösähkömarkkinoiden säätökapasiteetista. Kemijoki Oy:n joustava vesivoimatuotanto on mahdollistanut tehokkaan osallistumisen oheispalvelumarkkinoille tuottaen Kemijoki Oy:lle ylimääräisiä tuloja vesivoimalaitosten nopean tehon ylös- ja alassäädön ansiosta.

4.64 Reservimarkkinoiden tulevaisuuden kehitystä on vaikeaa ennustaa, sillä reservimarkkinainformaatio on pääasiallisesti luottamuksellista, markkinat ovat pienet ja markkinaympäristö on suuressa muutoksessa.[107] Oletamme Kemijoki Oy:n osuuden Suomen vesivoimatuotannosta pysyvän vakiona, ja että ilman Hakemuksen vaatimia rajoituksia Kemijoki Oy:n osuus oheispalveluiden markkinoista pysyisi samana. Lisäksi oletamme, ettei Kemijoki Oy pysty joustavaan sähköntuotantoon velvoitekauden aikana, vaan tuottaa sähköä

---

107 aFRR:n osuuden pitäisi kasvaa tulevaisuudessa. Pohjoismaisen markkinan lisääntyvä integraatio muun Euroopan kanssa saattaa johtaa päinvastaiseen kehitykseen. Osuuden kehityksen arvioinnin vaikeus juontuu oheispalveluiden tulevaisuuden kehityksen riippuvuudesta Fingridin sääntömuutoksille.

tulovirtaaman määräämällä tahdilla, samoin kuin mallinnuksessamme sähkön tukkumarkkinoilla.

Menetykset taajuusohjattujen reservien markkinoilla (FCR-N & FCR-D)

4.65 Velvoitekauden aikainen vähentynyt sähköntuotannon joustavuus aiheuttaa Kemijoki Oy:lle taajuusohjattujen reservien markkinoilla 1-4 miljoonan euron operatiivisten tulojen menetyksen. Tämä 1-4 miljoonan euron vuosittainen menetys Kontrafaktuaalissa vertautuu Tosiasialliseen tilanteeseen, missä oletamme Kemijoki Oy:n osuuden FCR-markkinoilla pysyvän nykyisenkaltaisena ja markkinoiden koon pysyvän 6-12 miljoonassa eurossa. Tämän perusteella teemme konservatiivisen oletuksen kahden miljoonan euron vuosittaisista menetyksistä FCR-markkinoilla sekä rakennusvaiheessa että pitkällä aikavälillä.

Menetykset säätösähkömarkkinoilla (aFRR & mFRR)

4.66 Samoin kuin sähkön tukkumarkkinoilla ja taajuusohjattujen reservien markkinoilla, velvoitekauden aikaiset joen käyttörajoitukset heikentävät Kemijoki Oy:n tuotannon joustavuutta, rajoittaen säätösähkömarkkinoille osallistumista velvoitekaudella. Kuten FCR-markkinoiden kohdalla, markkinainformaatio on luottamuksellista ja vaikeasti ennustettavissa. Arvioimme Hakemuksen vaatimusten aiheuttavan Kemijoki Oy:lle 1-2 miljoonan euron operatiivisten tulojen menetykset säätösähkömarkkinoilla, olettaen Kemijoki Oy:n markkinaosuuden ja markkinoiden koon pysyvän nykyisensuuruisina. Tämän perusteella teemme konservatiivisen oletuksen noin 1 miljoonan euron vuotuisista operatiivisten tulojen menetyksistä säätösähkömarkkinoilla.

Kemijoki Oy:n menetykset sähkön oheispalvelumarkkinoilla

4.67 Hakemuksen vaatimukset aiheuttavat Kemijoki Oy:lle noin 3 miljoonan euron vuosittaiset menetykset oheispalvelumarkkinoilla, joista kaksi miljoonaa euroa syntyy taajuusohjattujen reservien markkinoilla ja miljoona euroa säätösähkömarkkinoilla.[108]

Arvio yhteiskunnallisista kustannuksista

4.68 Hakemuksen aiheuttama Kemijoki Oy:n heikentynyt joustavan vesivoiman tuotantokyky aiheuttaa myös kustannuksia yhteiskunnalle, Kemijoki Oy:n yksityisten kustannusten lisäksi. Kokonaisvaikutus sähkön hinnalle on marginaalinen, mutta osa kulutushuippujen aikana hankittavasta sähköstä on tuotettava kalliimmilla vaihtoehtoisilla tuotantotavoilla tai tuotava ulkomailta, kun Kemijoki Oy ei pysty ylössäätämään tuotantoaan vastaamaan kysynnän kasvua.

---

108 Toisin kuin sähkön tukkumarkkinoilla, Vaiheen 2 voimalaitokset pystyvät osallistumaan täysimääräisesti reservi- ja säätösähkömarkkinoille Vaiheen 1 valmistumisen jälkeen, ennen Vaiheen 2 rakentamisen aloittamista. Vaiheen 2 näille markkinoille osallistumisen aiheuttamat lyhytaikaiset virtaamamuutokset tasoittuvat ennen Vaiheen 1 voimalaitoksia eivätkä haittaa kalojen vaellusta. Kohdistamme sekä rakennusvaiheen että pitkän aikavälin menetykset voimalaitoskohtaisesti perustuen voimalaitosten nimellistehoihin.

4.69 Yhteiskunnalliset kustannukset eivät ole kumulatiivisia Kemijoki Oy:n yksityisten menetysten kanssa, sillä osa Kemijoki Oy:n yksityisistä menetyksistä voi tulla osittain tai kokonaan kompensoiduksi jonkin toisen toimijan voittojen kasvun johdosta. Esimerkiksi Kemijoki Oy:n vähentynyt joustava sähkön tarjonta voi tulla jonkin toisen markkinatoimijan korvaamaksi, jolle kuitenkin samalla syntyy ylimääräisiä polttoainekustannuksia. Emme ole tutkineet näitä mahdollisia substituutiovaikutuksia.

4.70 Olemme kvantifioineet yhteiskunnalliset kustannukset fundamental dispatch –mallilla ja esitämme Hakemuksen vaikutukset seuraavien kokonaisuuksien osalta:

- loppukäyttäjille toimitetun sähkön hinta;
- sähköntuotannon polttoainekustannukset sekä hiilidioksidipäästöt;
- sähkön tuontikustannukset sekä vientitulot;
- pitkän aikavälin kustannukset reservi- ja säätösähkömarkkinoilla; ja
- rakennusvaiheen yhteiskunnalliset kustannukset.

Vaikutus sähkön loppukäyttäjähintaan

4.71 Pitkän aikavälin mallinnus viittaa siihen, että Hakemuksella on vain pieni vaikutus sähkön hintaan. Hakemuksen vaatimukset johtavat vesivoiman kapasiteetin ja tuotannon joustavuuden pienenemiseen, aiheuttaen hinnoille nousupainetta. Toisaalta Kemijoen velvoitekauden aikainen vesivoiman minimituotanto kasvaa, laskien sähkön hintaa. Näiden päinvastaisten ilmiöiden johdosta Hakemuksen toteutumisen vaikutukset sähkön hinnalle ovat marginaaliset. Sähkön keskimääräinen vuosittainen hinta on 44,1 €/MWh sekä Tosiasiallisessa tilanteessa että Kontrafaktuaalissa.

Vaikutus sähköntuotannon polttoainekustannuksiin ja hiilidioksidipäästöihin

4.72 Hakemuksen johdosta Kemijoki Oy:n sähköntuotannon heikentynyttä joustavuutta joudutaan kompensoimaan osittain maakaasulla, jotta sähköjärjestelmän kysyntä- ja tarjonta pysyvät tasapainossa. Suurempi maakaasun käyttö lisää yhteiskunnan energiantuotannon polttoainekustannuksia 7,9 miljoonalla eurolla vuodessa. Lisäksi kaasuvoimaloiden käyttäminen Kemijoki Oy:n vesivoimatuotannon korvaajana kasvattaa Suomen vuotuisia hiilidioksidipäästöjä 0,1 miljoonaa tonnilla.

Vaikutus tuontikustannuksiin ja vientituloihin

4.73 Lisääntyneen kotimaisen kaasuvoimalapohjaisen sähköntuotannon lisäksi, Suomi joutuisi tuomaan aiempaa enemmän sähköä ulkomailta kulutushuippujen aikana. Yhteiskunnan tuontimenot kasvaisivat 0,9 miljoonalla eurolla. Lisäksi Hakemuksen vaatimusten toteuttaminen vähentäisi yhteiskunnan saamia vientituloja vuosittain 0,1 miljoonalla eurolla.

Pitkän aikavälin kustannukset reservi- ja säätösähkömarkkinoilla

4.74 Yllä kvantifioidut yhteiskunnalliset kustannukset syntyvät sähkön tukkumarkkinoilla Kemijoki Oy:n tuotannon heikentyneen joustavuuden johdosta. Sähkön tukkumarkkinoiden lisäksi on

todennäköistä, että Kemijoki Oy:n joustavuuden väheneminen aiheuttaisi yhteiskunnallisia kustannuksia myös reservi- ja säätösähkömarkkinoilla Kemijoki Oy:n yksityisten tappioiden lisäksi. Kemijoki Oy on ollut merkittävä toimija sekä reservi- että säätösähkömarkkinoilla ja Kemijoki Oy:n heikentynyt kyky osallistua näille markkinoille vaatisi menetetyn joustavan tuotannon korvaamista muista kotimaisista energianlähteistä tai ulkomailta. Tässä raportissa ei kvantifioida Hakemuksen toteutumisen yhteiskunnallisia kustannuksia reservi- ja säätösähkömarkkinoilla.

Rakennusvaiheen yhteiskunnalliset kustannukset

4.75 Pitkän aikavälin yhteiskunnallisten kustannusten lisäksi Kemijoki Oy:n vesivoimatuotanto on erittäin rajoittunutta rakennusvaiheen aikana ja korvaavaa sähköntuotantoa on hankittava muista lähteistä. Vaikka emme ole tehneet yksityiskohtaista arviota rakennusvaiheen kaikista yhteiskunnallisista kustannuksista, voimme arvioida kustannukset lisääntyneen kaasuvoimatuotannon polttoainekustannusten pohjalta noin 60 miljoonaksi euroksi jokaiselle neljälle rakennusvuodelle.

Yhteenveto Hakemuksen aiheuttamista kustannuksista

4.76 Tässä osiossa olemme käyneet läpi kvantitatiivisen arvion Hakemuksen pääasiallisista vaikutuksista Kemijoki Oy:lle ja yhteiskunnalle. Hakemus tulee Kemijoki Oy:n suorien kustannusten lisäksi rajoittamaan Kemijoki Oy:n vesivoimatuotantokapasiteettia ja vähentämään sen operatiivisia tuloja. Lisäksi Hakemuksesta syntyy yhteiskunnallisia kustannuksia. Arvioimme Hakemuksen vaikutuksia seuraavan viiden kategorian perusteella:

4.77 **Investointikustannukset.** Arvio vaellusrakenteiden investointikustannuksista on yhteensä 365,2 miljoonaa euroa, josta 143 miljoonaa euroa syntyy Vaiheessa 1 ja 222,2 miljoonaa euroa syntyy Vaiheessa 2. Lisäksi muiden Hakemuksen vaatimusten toteuttamiseen vaadittavat investoinnit, kuten kalankasvattamo vaativat 10,6 miljoonan euron ylimääräiset investoinnit. Yhteensä Hakemus aiheuttaa Kemijoki Oy:lle 375,8 miljoonan euron kertaluontoiset investointikustannukset.

4.78 **Operatiiviset kustannukset**. Hakemus aiheuttaa Kemijoki Oy:lle operatiivisia kustannuksia johtuen vaellusrakenteiden huoltamisesta ja ylläpidosta, vaaditusta kalateiden T&K toiminnasta, kalatalousvelvoitteen seurannasta ja muista asetetuista kalatalousvelvoitteista. Hakemuksen aiheuttamat vuosittaiset operatiiviset kustannukset ovat 1,6 miljoonaa euroa Vaiheen 1 valmistumisen jälkeen ja nousevat 2,7 miljoonaan euroon vuodessa Vaiheen 2 valmistuttua. Lisäksi luvanhaltijoiden on käytettävä vuosittain indeksikorjattuna 250 000 euroa kalateiden toiminnan tehostamisen tutkimukseen ja kehitykseen.

4.79 **Vedenhallinnasta johtuvat kustannukset.** Yllä mainittujen operatiivisten kustannusten lisäksi Kemijoki Oy:lle syntyy ylimääräisiä vedenhallinnasta johtuvia kustannuksia pääasiallisesti virtaaman ohjaamisesta vaellusrakenteisiin ja houkutusvirtaaman pumppaamisesta. Vedenhallinnasta johtuvat kustannukset ovat 1,2 miljoonaa euroa Vaiheen 1 valmistumisen jälkeen ja nousevat 2,7 miljoonaan euroon vuodessa Vaiheen 2 valmistuttua.

4.80 **Menetykset sähkön tukkumarkkinoilla.** Olemme jakaneet Hakemuksen vaikutukset Kemijoki Oy:n sähköntuotantokyvyn ja siihen liittyvien operatiivisten tulojen osalta sekä lyhyen

että pitkän aikavälin vaikutuksiin. Lyhyen aikavälin vaikutukset syntyvät Kemijoki Oy:n vesivoimalaitosten erittäin rajoitetusta sähköntuotantokyvystä vaellusrakenteiden rakennusaikana.[109] Pitkän aikavälin vaikutukset syntyvät Hakemuksen vaatimuksista johtuvasta vesivoimatuotannon joustavuuden rajoittuneisuudesta velvoitekaudella. Hakemuksen johdosta Kemijoki Oy:n operatiiviset tulot rakennusaikana laskevat yhteensä 206 miljoonalla eurolla. Pitkällä aikavälillä Kemijoki Oy:n operatiiviset tulot laskevat 3,1 miljoonalla eurolla vuodessa.

4.81 **Menetykset oheispalvelumarkkinoilla.** Oletamme sekä vaellusrakenteiden rakentamisen että Hakemuksen vaatiman velvoitekauden heikentävän Kemijoki Oy:n kykyä osallistua reservi- ja säätösähkömarkkinoille, heikentämällä Kemijoki Oy:n joustavaa sähköntuotantokykyä. Hakemuksen johdosta Kemijoki Oy:n operatiiviset tulot reservi- ja säätösähkömarkkinoilta vähenevät noin 3 miljoonalla eurolla vuodessa, sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä.

4.82 **Yhteiskunnallinen kustannus.** Kemijoki Oy:n yksityisten kustannusten lisäksi Hakemus aiheuttaa myös yhteiskunnallisia kustannuksia. Nämä kustannukset syntyvät tarpeesta korvata Kemijoki Oy:n rakennusajan selvästi rajoittunut vesivoimatuotanto ja pitkän aikavälin rajoittunut joustavuus muussa sähköntuotannossa. Vaikka sähkön hintataso ei muutu olennaisesti, syntyy yhteiskunnalle vuosittaisia kustannuksia 7,9 miljoonalla eurolla kasvaneista sähköntuotannon polttoainekustannuksista, 0,9 miljoonalla eurolla kasvaneista sähkön tuontikuluista ja 0,1 miljoonalla eurolla pienentyneistä vientituloista. Lisäksi yhteiskunnan vuosittaiset hiilidioksidipäästöt kasvavat 0,1 miljoonalla tonnilla. Hakemuksen toteuttaminen vaikuttaisi myös sähkön loppukäyttäjähintaan, mutta vaikutus olisi marginaalinen.

---

109 Vuoden sisällä Hakemuksen lainvoimaiseksi tulosta Kemijoki Oy:n on haettava vesilain määräämä vesirakentamislupa päätöksessä määrätyille kalateille sekä lupa aloittaa rakentaminen ennen päätöksen lainvoimaiseksi tuloa (valmistelulupa). Tämän jälkeen Hakemus määrää kalateiden valmistumisesta kahden vuoden sisällä vesirakentamisluvan myöntämisestä.

Kappale 5

Nykyarvolaskelma

Johdanto

5.1 Tässä osiossa esittelemme havainnollistavan arvion Hakemuksen johdosta Kemijoki Oy:lle aiheutuvien kustannusten nykyarvosta Kappaleen 4 kustannusarvioiden perusteella. Olemme arvioineet tärkeimmät kustannustekijät, mutta analyysi ei kata kaikkia mahdollisia kustannuksia, eikä mahdollisia Hakemuksesta syntyviä hyötyjä. Tämän kappaleen tarkoituksena on tarjota yleiskatsaus eri kustannusten aikataulusta ja laskea Hakemuksesta aiheutuva nykyarvo Kemijoki Oy:lle. Emme lisää Hakemuksesta syntyviä yhteiskunnallisia kustannuksia nykyarvoon, sillä ne eivät ole suoraan lisättävissä Kemijoki Oy:n yksityisiin kustannuksiin. Arvioitu nykyarvo on tehty havainnollistamismielessä käsiteltyjen kustannusten osalta, eikä sitä tule pitää Compass Lexeconin näkemyksenä Hakemuksen kokonaisvaikutuksesta.

Aikahorisontti ja diskonttokorko

5.2 Olemme laskeneet havainnollistavan nykyarvon 25 vuoden aikahorisontilla Vaiheen 1 rakentamisen aloittamisesta ja 1,9 % diskonttokorolla. Yhdessä nämä vastaavat karkeasti Vesilain soveltamisessa usein käytettyä kapitalisaatiokerrointa 20.

5.3 Diskonttokorko on laskettu Suomen 10 vuotisen velkakirjan 19-vuoden keskiarvon ja saman aikajakson inflaation perusteella. 19-vuoden keskiarvo Suomen 10 vuotisista velkakirjoista on pisin Suomen Pankista saatavilla oleva aikaväli. Käytämme korkotason laskussa Suomen valtion velkakirjaa, sillä kustannukset tapahtuvat Suomessa. Diskonttokorko lasketaan kaavalla $r = \frac{i-m}{1+m}$, missä i on nimellinen korko ja m odotettu inflaatio. Tilastokeskuksen mukaan viimeisen 19 vuoden aikana inflaatio on ollut Suomessa keskimäärin 1,54 %.[110] Suomen valtion velkakirjojen nimelliskoron 19-vuoden keskiarvo on 3,24 %.[111]

5.4 Myös muiden aikahorisonttien ja diskonttokorkokantojen hyödyntäminen voi olla perusteltua. Aikahorisonttina voi käyttää myös esimerkiksi vesivoimalaitosten ja patorakenteiden käyttöikää, joka voi olla jopa 150 vuotta. Pitempi aikahorisontti nostaisi kustannusten kokonaisnykyarvoa. Vaikka pitemmän aikahorisontin käyttö voisi olla perusteltua, se lisäisi laskuihin myös huomattavasti lisää epävarmuutta. Aikahorisonttia pidentäessä olisi

---

110 (Tilastokeskus, 2019) *Findikaattori, Inflaatio*

111 (Suomen Pankki) *Suomen valtion viitelainojen korot*

huomioitava myös mahdolliset kalateiden saneerauskustannukset noin 40 vuoden kuluttua niiden valmistumisesta.

Nykyarvo

5.5 Alla oleva taulukko näyttää Hakemuksen toteuttamisesta johtuvan vaikutuksen Kemijoki Oy:lle. Kemijoki Oy:lle aiheutuvien kustannusten kokonaismäärä on yhteensä 807 miljoonaa euroa, joka vastaa nykyarvoltaan 672 miljoonaa euroa.[112]

112 Tässä nykyarvolaskelmassa ei huomioida Hakemuksen vaatimusten toteuttamisen rahoittamiseen liittyviä kustannuksia. Vaatimusten toteuttamisen rahoituskustannukset eivät ole Kemijoki Oy:n operatiivisia kustannuksia vaan lisäkustannuksia Kemijoki Oy:n omistajille.

Taulukko 10: Kokonaismenetykset ja nykyarvo, miljoonaa euroa

Vuosi	Investoinnit	Operatiiviset kustannukset	Sähkön tuotanto	Yhteensä	Nykyarvo
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	-10,6	-1,5	0,0	-12,1	-11,6
2021	-71,5	-1,5	-55,5	-128,4	-121,5
2022	-71,5	-1,5	-51,6	-124,5	-115,6
2023	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,4
2024	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,2
2025	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,1
2026	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-7,0
2027	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-6,9
2028	0,0	-3,3	-4,8	-8,1	-6,7
2029	-111,1	-3,3	-54,0	-168,4	-137,3
2030	-111,1	-3,1	-54,0	-168,2	-134,6
2031	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,8
2032	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,6
2033	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,5
2034	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,3
2035	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,2
2036	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-8,0
2037	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,9
2038	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,7
2039	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,6
2040	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,4
2041	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,3
2042	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,2
2043	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-7,0
2044	0,0	-5,1	-6,1	-11,2	-6,9
Yhteensä	**-375,8**	**-102,1**	**-329,0**	**-806,9**	**-672,5**

Lähde: Compass Lexeconin analyysi ja Kemijoki Oy:n kooste insinööriraporteista (Liite B)

Kustannusten syntyminen ja allokointi vuosien välille perustuu oletukseen siitä, että rakennusvaiheet valmistuvat aikataulussa eivätkä rakentamisvaiheen kustannukset veny useammille vuosille. Vaiheen 1 rakentamisen oletetaan alkavan vuonna 2021 ja loppuvan vuonna 2022, jolloin Vaiheen 1 kalatiet olisivat toiminnassa vuoden 2023 alusta. Vaiheen 2 rakentamisen oletetaan alkavan 2029 ja valmistuvan 2030, jolloin kaikki Hakemuksessa vaaditut kalatiet olisivat toiminnassa vuonna 2031. Aikahorisontti on 2019-2044, sisältäen 25 vuoden ajanjakson Vaiheen 1 rakentamisen aloittamisesta.

Lisäys A

Hydropower’s contribution to the local and national economy

A.1 Hydropower makes an important contribution to the Finnish economy. Hydropower is especially important to local economy for its large property tax payments of hydropower plants. Hydropower companies are also, to a large extent, owned by the State or by State or municipality-owned companies, and thus the State is a key recipient of dividends directly and indirectly from hydroelectric companies.

Ownership structure and dividends of hydropower companies and Kemijoki Oy

A.2 The three largest hydropower companies in Finland are Kemijoki Oy, Fortum Oyj and PVO-Vesivoima Oy. Both Kemijoki Oy and Pohjolan Voima Oyj (Pohjolan Voima Oyj owns 100 % of PVO-Vesivoima Oy’s shares) are so-called Mankala-type companies. Mankala companies sell electricity to their owners at cost and the owners jointly agree to cover all fixed costs of the company. Mankala companies typically have small revenues and profits due to their unique role in the Finnish energy system.

A.3 The ownership structure in Finnish hydropower industry is intertwined between government, electricity companies and large industrial companies. Both electricity companies and industrial companies own shares of Mankala hydropower companies to guarantee supply of cheap hydropower for their use, either for selling it to their customers or to be used in production.

A.4 Kemijoki Oy has two sets of shares: money shares that grant a right to an annual fixed dividend and hydropower shares that grant a right to buy electricity at cost from the company. The table below shows the shareholders of Kemijoki Oy.

Table 11: Shareholders of Kemijoki Oy

Shareholder	Hydropower shares	Money Shares	Total
Government of Finland	0 %	52 %	50 %
Fortum Power and Heat Oy113	64 %	27 %	28 %
Lapin Sähkövoima Oy	11 %	11 %	11 %
UPM Oyj	19 %	7 %	7 %
Helen Oy	4 %	2 %	2 %
Ounastuotanto Oy	2 %	1 %	1 %
Napapiirin Energia ja Vesi Oy	1 %	1 %	1 %

Note: Sum of shares exceed 100 % due to rounding
Source: (Kemijoki Oy, 2018) Vuosikertomus 2017 p. 9

A.5 The government has a large role in the Finnish hydropower industry and Kemijoki Oy through direct or indirect ownership of hydro companies. The government directly owns over 50 % of Kemijoki Oy's money shares and owns slightly over 50 % of Fortum Oyj, which owns almost two thirds of Kemijoki's hydropower shares.

A.6 The direct contribution of Kemijoki Oy to the state's budget through ownership and dividends is however relatively small. Kemijoki Oy pays an annual dividend of 795 000€. Through the government's direct ownership of Kemijoki's money shares and indirectly through Fortum, the government receives approximately 523 000 € dividends from Kemijoki. In addition to the State receiving dividend payments, most municipalities in Lapland and some other Finnish municipalities own shares of Kemijoki indirectly.[114]

A.7 The indirect benefit of Kemijoki to state's budget through Fortum is much larger. Fortum can buy almost two thirds of the electricity that Kemijoki Oy produces at cost and then sell it at market price, increasing Fortum's profits and thus the value of government's shares of Fortum. Similarly, UPM can buy electricity they need for production at cost, instead of needing to buy same amount of electricity at market prices.

Taxation of hydropower companies

A.8 Taxes paid by Kemijoki are a major source of revenue for the surrounding municipalities. The largest single tax paid by Kemijoki is the property tax. Property tax contributes directly to local economies, since it is paid directly to the municipality where the hydropower plant is located. Size of the property tax is determined by the municipality and most of the municipalities with property tax for power plants set it to the maximum allowed tax percentage of 3.1 %. Kemijoki

113 Fortum Power and Heat Oy is a wholly owned subsidiary of Fortum Oyj

114 For example, city of Rovaniemi owns shares in Lapin Sähkövoima Oy, indirectly in Ounastuotanto Oy and owns 100 % of Napapiirin Energia ja Vesi. Other examples include Keminmaa, through Lapin Sähkövoima Oy and city of Helsinki, through Helen Oy.

paid almost 19 million € in property taxes during 2017, which are 45 % of Kemijoki's total revenue.

A.9 Property taxes contribute much to local economies, and budgets of the municipalities where the plants are located. Hydropower plants mentioned in the proposal for the construction of the fishways are in four municipalities: Rovaniemi, Tervola, Kemijärvi and Kemimaa. The table below shows the amount of property taxes paid to each of them in 2017, totalling to almost 14 million €.

Table 12: Property taxes paid by Kemijoki Oy to municipalities

Municipality	€ Million	% of property tax revenue	% of tax revenue	% of operating expenses
Rovaniemi	8.6	27.7 %	3.5 %	2.2 %
Tervola	2.0	75.0 %	17.4 %	7.2 %
Kemijärvi	1.6	40.0 %	5.6 %	2.5 %
Keminmaa	1.6	40.1 %	4.5 %	3.1 %

Source: Compass Lexecon calculations based on: (Kemijoki Oy, 2018) Vuosikertomus 2017; and (Valtionvarainministeriö) Kuntien talouden suunnittelukehikko, pohjatietona 2017 tilinpäätökset

A.10 Corporate taxes paid by Kemijoki Oy are small due to its Mankala-model of electricity production and small profits. For example, Kemijoki paid 125 000 € corporate tax in 2017 and 54 000 € in 2016. Indirect contribution of Kemijoki Oy to corporate taxes is however higher. Owners of Kemijoki Oy's hydropower shares procure electricity at below market rates from Kemijoki Oy, leading to higher profit margins and larger corporate tax payments. Salary taxes and employer contributions amounted to 1.9 million € for Kemijoki's personnel.

A.11 Specific tax to electricity industry is the electricity tax. This tax is an excise tax levied to companies selling electricity and owners of energy grids. The tax contains tax per MWh of electricity produced and strategic stockpile fees. This tax paid by the electricity companies is usually added directly to their customers' electricity bill as separate item.

Lisäys B

Description of fundamental power market dispatch model

Description of FTI-CL Energy dispatch model

B.1 The European Power Market Model developed by FTI-CL Energy, is implemented in the commercial modelling platform Plexos® Integrated Energy Model. This modelling platform is most commonly used in the European electricity industry by utilities, regulators and transmission system operators. Plexos® allows finding solutions quickly using advanced optimisation procedures taking into account of a large number of variables and complex constraints of transmission network and power plants. It also provides a flexible and user-friendly interface allowing testing multiple scenarios, to perform stochastic sampling and optimisation, and to present the results in a graphical form.

European power plants database

B.2 FTI-CL Energy has developed a European power plants database. It contains technical specificities of all thermal European plants and is used as the basis of the power dispatch model.

B.3 The database is regularly updated to include the latest announcements from plants operators, utilities and regulators.

B.4 It is completed by a range of scenarios on decommissioning dates for existing plants, commissioning dates for current and future projects, and projection on renewable developments.

European power market assumptions

B.5 The FTI-CL Energy European Power Market model runs on a set of key inputs developed in-house. For the forward price assessment, a consistent set of assumptions based on public data as well as on FTI-CL Energy's European expertise has been used. The power dispatch model uses:

- **Demand projections**. FTI-CL Energy's long-term power demand projections in European countries are derived from a combination of GDP growth, policy effectiveness, and the

expected technological change. In the reference case, uptake of energy efficiency measures drives electricity demand lower, but electrification of the transport and heat sectors (together with GDP growth) offsets this reduction.

- **Supply projections**. These are based on climate and energy policies and technology development cost. In particular, future capacity mix scenarios in European countries are based on the existing thermal plants retirement or mothballing based on released publication, energy policies or economic modelling (including LCPD and IED decisions), existing Low Carbon technologies retirement or life extension based on current and future energy policies, new thermal plant capacity scenarios based on economic modelling and new Low Carbon technologies scenarios based on future energy policies.

- **Transmission projections**. Based on the ENTSO-E data and FTI-CL Energy's expertise on European power market, a transmission database referencing historic NTCs and future interconnection projects has been created.

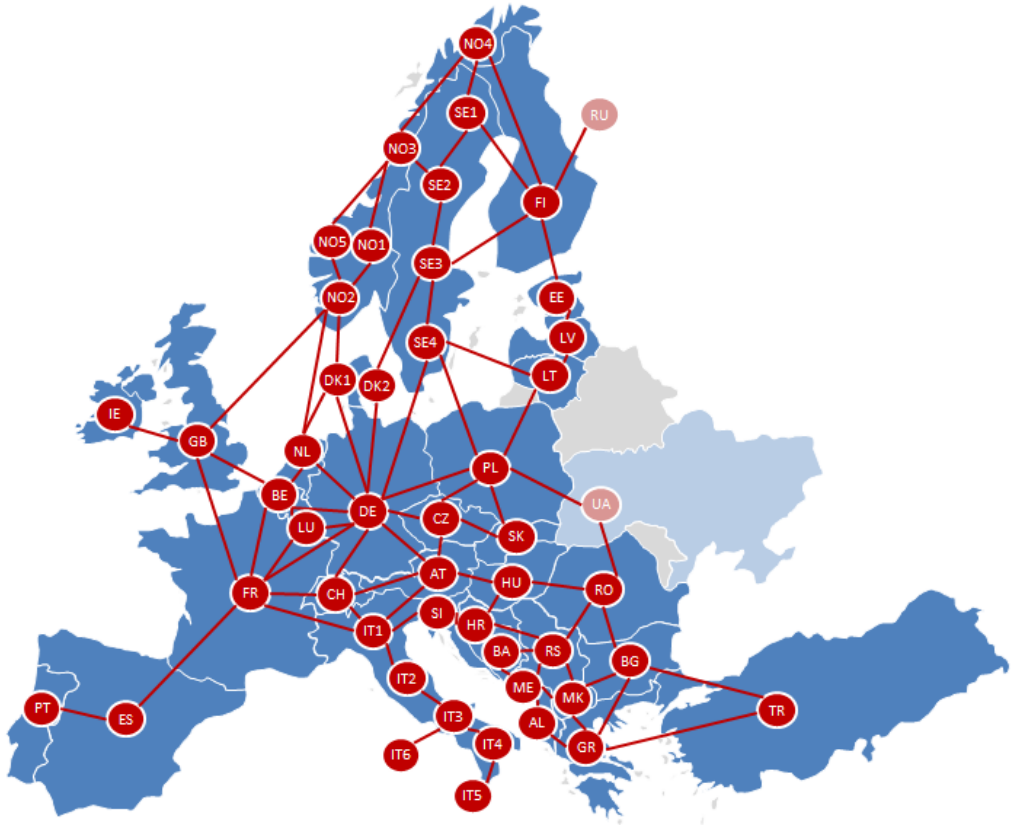
- **Commodity price projections**. Commodity prices are one of the main determinant of the Short Run Marginal Cost (SRMCs) of most power generators, and thus a primary driver of wholesale power prices. We have developed internal scenarios based on publicly and privately released data from IEA's World Energy Outlook and EIA's Annual Energy outlook projections. Commodity price projections are regularly reviewed to account for latest changes in energy regulation.

B.6 Each scenario is internally consistent and represents a plausible combination of assumptions on the considered variables.

Geographic scope of the model

B.7 In conjunction with these proprietary datasets, FTI-CL Energy has developed a European power dispatch model. It covers the EU-28 countries as well as Switzerland, Norway, the Balkans and Turkey. Countries beyond this geographic scope are modelled at an aggregate level. The geographic scope of the model is shown in the figure below.

Figure 20: FTI-CL Energy's European Power Market model



Source: FTI-CL Energy

Price calculation

B.8 This model uses a detailed bottom-up methodology: the supply from flexible thermal power plants is modelled to meet the demand net of the supply of must-run renewable generators. The dispatch is determined to minimise the costs of generation in the North-West Europe while satisfying the unit commitment constraints of generators as well as the flow constraints over the European transmission network. The model uses the zonal transmission network representation that matches with the price zones currently implemented in Europe and the commercial transmission boundaries.

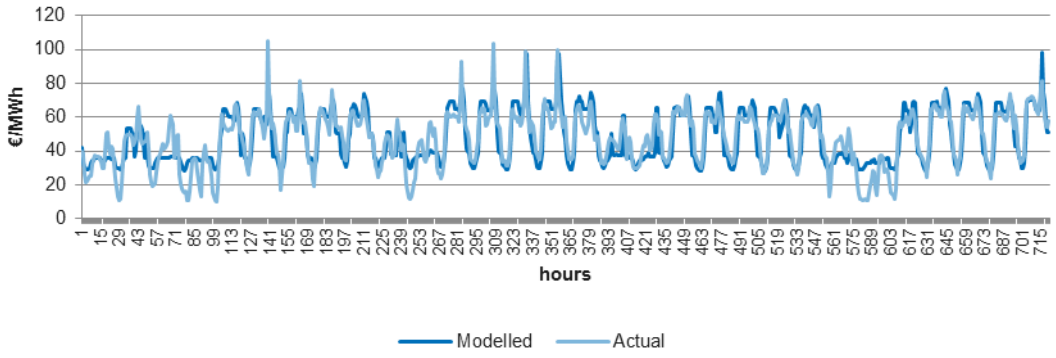
B.9 The model calculates the price in each price zone as the marginal value of energy delivered in that zone based on the simulated bids of flexible generators. In reality these bids closely follow the estimated short-run variable cost of power generation. Therefore, the estimated clearing prices correspond to the marginal cost of electricity. Such estimation of electricity prices based on the marginal cost is reasonable when the capacity margin above the demand is high and there is high competition between generators to serve the demand.

Back-casting calibration

B.10 The model has been calibrated with respect to the historical price profiles observed in a number of European countries. For example, the chart below shows the results of the back-casting[115] calibration of the prices calculated by the model against the realized prices in 2012 in France; the chart below shows the results of the back-casting calibration of the prices calculated by the model against the realized prices in 2012 in GB; the chart below shows the results of the back-casting calibration of the prices calculated by the model against the realized prices in 2012 in Germany and the chart below shows the results of the back-casting calibration of the prices calculated by the model against the realized prices in 2012 in Belgium.

B.11 The high precision of the hourly price profiles is achieved through a realistic representation of the dynamic constraints of thermal plants and an accurate calculation of the demand net of the must-run production from renewable and distributed generation.

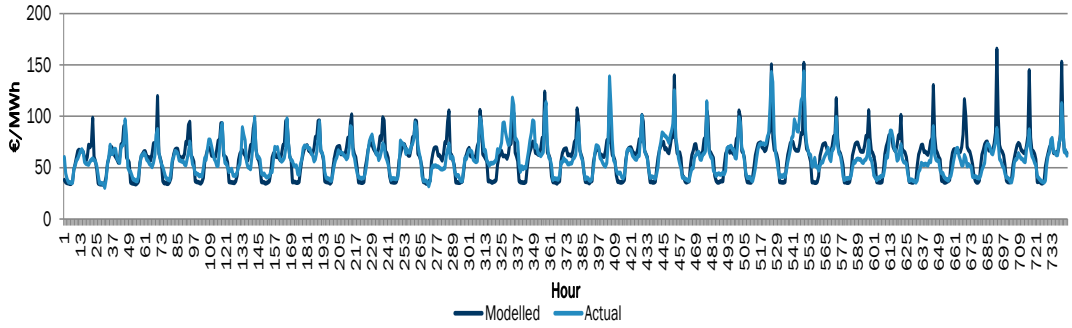
Figure 21: Back-casting calibration – FR hourly prices, November 2012



Source: FTI-CL Energy's European hourly dispatch model calibration.

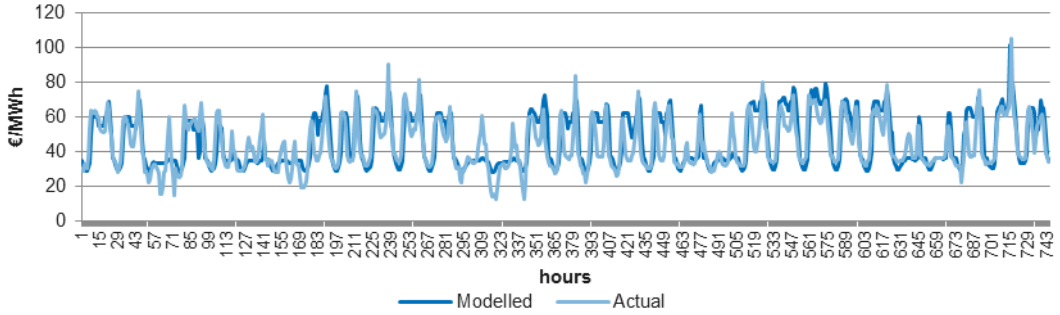
115 Back-casting is a process by which we use our model to forecast prices over a historic period and then compare to the actual prices observed over the same historic period. The closer the modelled results to the actual results the greater comfort we can draw that our model will produce reliable forecasts over the future.

Figure 22: Back-casting calibration – GB hourly prices, October 2012



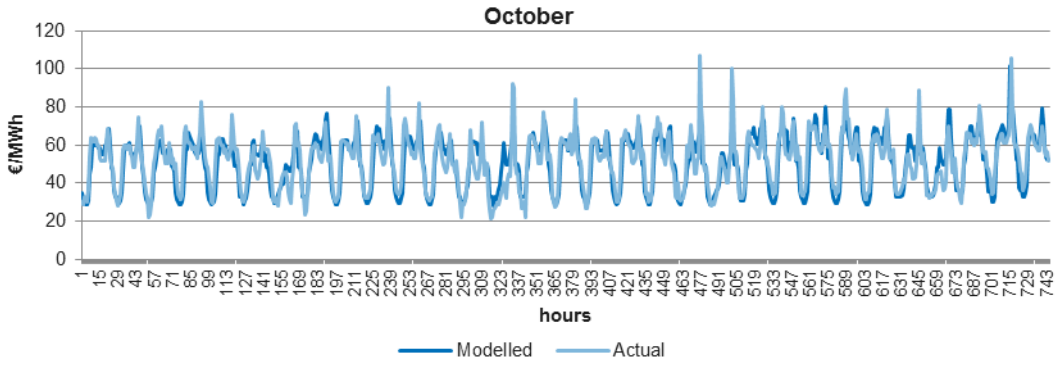
Source: FTI-CL Energy's European hourly dispatch model calibration.

Figure 23: Back-casting calibration – DE hourly prices, October 2012



Source: FTI-CL Energy's European hourly dispatch model calibration.

Figure 24: Back-casting calibration – BE hourly prices, October 2012



Source: FTI-CL Energy's European hourly dispatch model calibration.

Renewable power generation modelling

B.12 Given the impact of renewable variability on future power system, we have developed specific methodologies to represent and forecast wind and solar production and model hydro flexible generation. The model also includes pumped storage modelling and has the flexibility to model

on site storage. The renewable power forecast methodologies are completed by an in-depth understanding of the economic impact of renewable production on power prices.

Wind – Power production

B.13 Following extensive analysis on the impact of wind variability on future power systems, for multiple clients such as TSOs, interconnection operators and European utilities, a specific wind model – the "FTI-CL Hybrid wind model" – has been developed. It combines:

- Wind manufacturers theoretical power curve applied on historic re-calibrated wind speed data collected from weather stations across Europe; and
- Historic wind power production.

B.14 This combined methodology strengthens the wind modelling capability as it goes beyond wind turbine manufacturers' data and uses historic technical performances at the heart of the 'wind speed to power converter' algorithm. The methodology is derived from research papers on the statistical difference between theoretical wind power output and realized output.

Solar – Power production

B.15 As solar technical performances are continually improved, solar production with great details has been modelled to include future technical improvements and technologies.

B.16 Besides using historic solar production, a dedicated methodology to model the impact of future technical improvements, such as capturing diffuse solar irradiation has been developed.

B.17 As for wind modelling, we collect irradiation data from weather stations scattered around Europe and convert the irradiation values into power values by using a statistical analysis on the relationship between average solar irradiation and national solar production. This relationship captures the inverter efficiency and diffusion coefficient.

Wind & solar bids in wholesale market

B.18 To capture the fatal characteristic of renewable generation, the wind and solar production as a must run generation have been modelled. Existing and under construction sites are allowed to bid negatively up to their renewable incentives level, creating occasionally negative prices.

B.19 Following work on the negative price impact and regulation, we have adapted our model to include a number of wind and solar sites vintages in order to accurately model the level down to which renewable plants will bid before being curtailed. This acknowledges that overtime renewable generation will be merchant-only and won't have external incentives to create negative prices.

Power dispatch model credentials

B.20 The FTI-CL Energy's dispatch power model has been initiated internally by our experts to provide a robust and reliable source of market intelligence. Recognizing that the best source

of market insights stems from stakeholders, it has been developed collaboratively using our experts' insights and stakeholders' contributions.

B.21 Recently, the model has been fine-tuned on two principal components:

- FTI-CL Energy team closely worked with utilities in the Nordic countries to further improve their hydro modelling in order to understand the impact of increased flexibility sources on the power systems.

- FTI-CL Energy team closely worked with TSOs and interconnector's developers to further improve their wind modelling in order to model the impact of increased variability on the power systems and cross-border flows.

B.22 Having been used extensively with clients, the European dispatch model is now widely recognized as a robust and reliable source of power market intelligence.

Nordic and Alps hydro modelling

B.23 The model specifically focuses on an explicit modelling of the production flexibility provided by the Nordic and the Alps hydro reservoirs. Hydro production is one of the main determinants of the electricity prices in the Nordic region and one of the main sources of flexibility in the Alps. The hydro model is designed to dynamically replicate the seasonal optimization performed by those producers. The modelling is based on two elements:

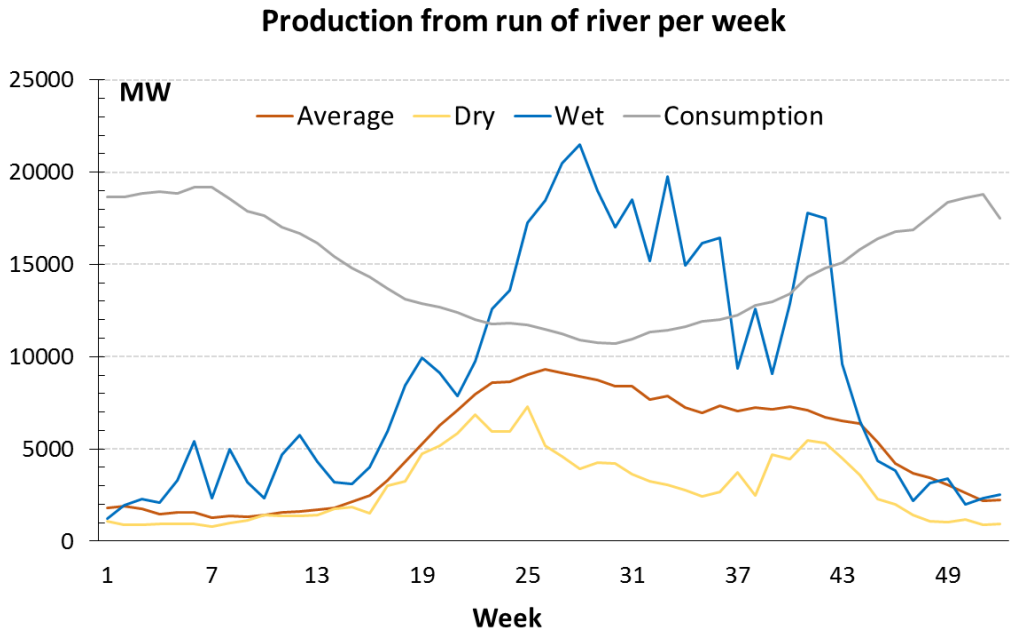
- Hydro constraints, such as reservoir maximum levels and weekly natural inflows have been calibrated following extensive research on historic and future hydro data; and

- Given the calibrated constraints, our dispatch model includes a state-of-the-art algorithm designed to calculate the 'water value', i.e. the value of water held in storage. It then uses the water value of the hydro plants in the short-run optimisation.

B.24 This detailed approach further improves the dispatch model robustness, providing additional flexibility to the European power system.

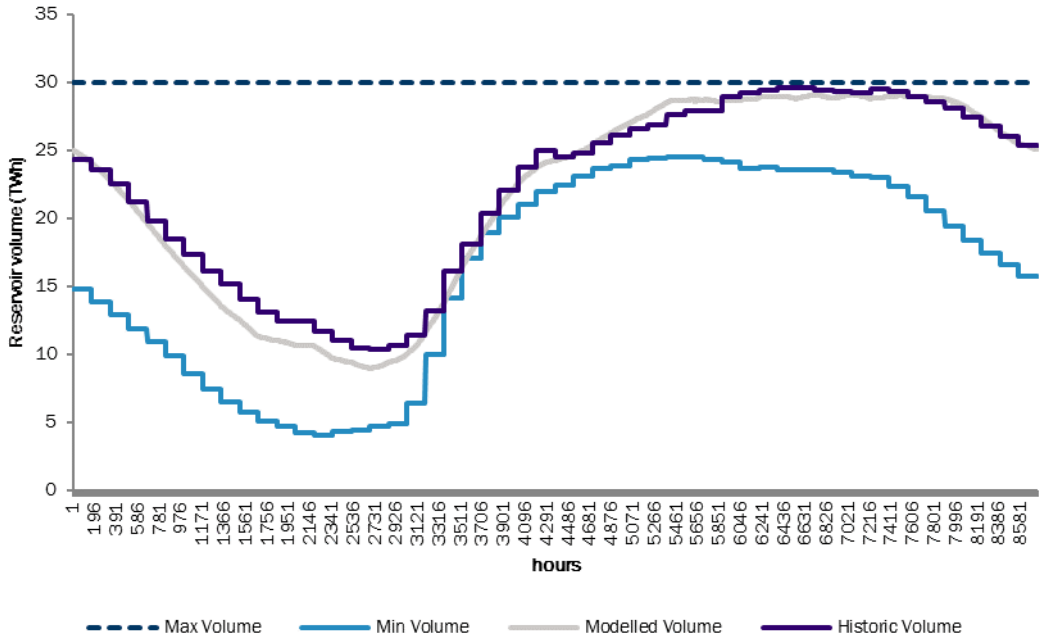
B.25 The chart below presents the weekly inputs fed into the model the chart below presents a result from our European power dispatch model.

Figure 25: FTI-CL Energy's Norwegian hydro model



Source: Stattnet, FTI-CL Energy's European hourly dispatch model calibration.

Figure 26: FTI-CL Energy's Swedish hydro results



Source: FTI-CL Energy's European hourly dispatch model calibration.

Pumped storage

B.26 Pumped storage facilities are the actual main source of storage on the European power systems. Our model includes a specific add-on to correctly account for this source of flexibility. It optimizes its pumping and dispatch schedule on a weekly basis.

On-site storage

B.27 Our model provides flexibility to model on site storage impact on power system. These additional features could be analysed in further sensitivities

Lisäys C

ENTSOE reference climate years

C.1 To assess the reliability of the European power systems ENTSOE has commissioned the development of a climate database (PECD)[116] based on historical years between 1980 and 2014. It has been completed with the cooperation of Météo-France and Technical University of Denmark. The historical time series available for the years between 1984 and 2014 relate to:

- Rain precipitation;
- Wind;
- Temperature; and
- Sun exposition.

C.2 To guarantee the feasibility of the overall MAF 2017, 2018 and TYNDP 2018 process work plan, ENTSO's experts used the 'k-means clustering' analysis to reduce the number of representative samples necessary to assess the reliability of the power system.

C.3 'k-means clustering' is a method of vector quantisation, originally from signal processing, which is popular for cluster analysis in data mining.

C.4 The approach aims to partition n observations into k clusters in which each observation belongs to the cluster with the nearest mean, serving as a prototype of the cluster. The input data are, for each year, and for each region the difference between the value and the average of all years.

C.5 The method is based on an iterative algorithm that divides the data into k groups so that observations within a group are similar whilst observations between groups are different. After each iteration, a parameter R2, is evaluated to indicate the proportion of the variance in the dependent variable that is predictable from the independent variable. The closer R2 is to 1, the more representative is the clustering.

C.6 In the present framework:

---

116 ENTSO-E Pan-European climate database

- n = number of climate years (34 in this case)
- k = target number of climate years.

C.7 The algorithm has been performed on four dimensions (load, wind, solar and hydro inflow) and considering different zones aggregation as reported in the following table:

Figure 27: Zones aggregation

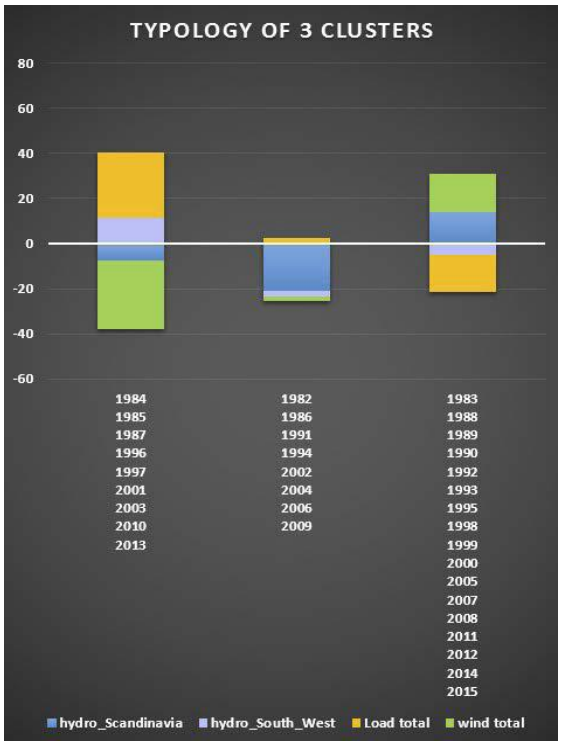
Macro region	Zones										
Scandinavia	DKe	DKkf	DKw	FI	NOm	NOn	NOs	SE1	SE2	SE3	SE4
Baltic countries	LV	EE	LT								
Central west 1 FR-BE-NL	BE	FR	NL								
Central west 2 DE-CH-AT-LU	DE	DEkf	AT	CH	LUb	LUf	LUg	LUv			
South west	ES	PT									
Central east	CZ	SK	HU	PL	RO						
GB+IE	GB	IE	NI								
South east	GR	CY	BG	MK	ME	MT	HR	SI	RS	AL	BA
South central	ITcn	ITc	ITn	ITs	ITsar	ITsic					

Source: ENTSO-E

C.8 According to the data available and the feasibility of the work plan, three clusters have been considered at the end as reported in the following figure (R2 = 0,55).

C.9 Inside the clusters, the different years can be considered with the same probability. Each cluster will therefore be allocated a weight (number of years in the cluster) and a story line (e.g. cold year with large inflows in Scandinavia, poor wind…).

Figure 28: Typology of 3 clusters



Source: ENTSO-E

Table 13: Description of the three representative years

3-Clusters	Description and weight
1984	Cold, low wind, average hydro – weight 9/34
1982	Average temp and wind, dry – weight 8/34
2007	Warm, high wind, wet – weight 17/34

Source: ENTSO-E

Lisäys D

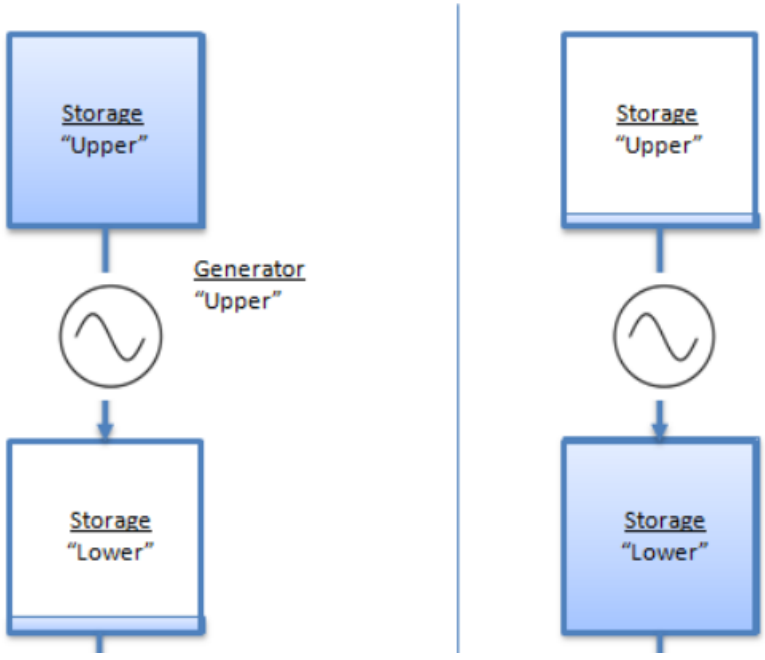
Finnish flexible hydro modelling

D.1 Finnish hydro production is modelled using a state of the art hydro thermal co-optimisation algorithm.

Flexible hydro modelling

D.2 To ensure the modelling of hydro production reflects historical production pattern, hydro production is modelled using the following configuration, fitted with historical parameters of Finnish hydro production, including the upper and lower constraints on Finnish hydro availability.

Figure 29: Flexible Hydro modelling configuration



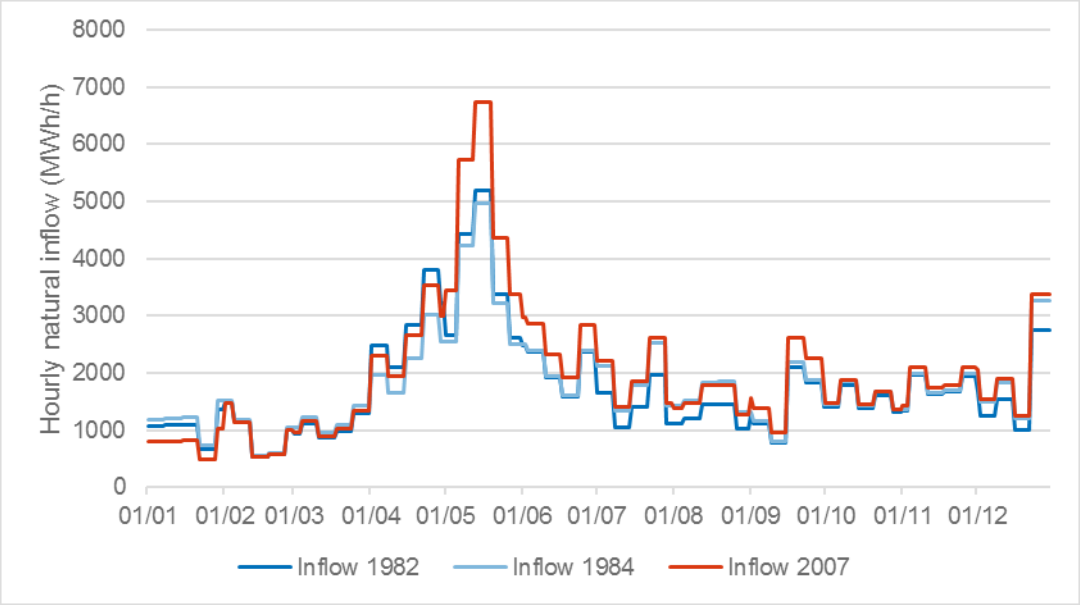
Source: Compass Lexecon; Energy Exemplar

Hydro upper storage

D.3 The hydro upper storage is dynamically modelled by defining the maximum volume (set at 7000 GWh) and the natural hydro inflows resulting from precipitation and ice melts.

D.4 The figure below presents the hourly natural inflow time series calibrated based on historical data.

Figure 30: Hourly natural inflows in the three climate years



Source: Compass Lexecon

Hydro Generator

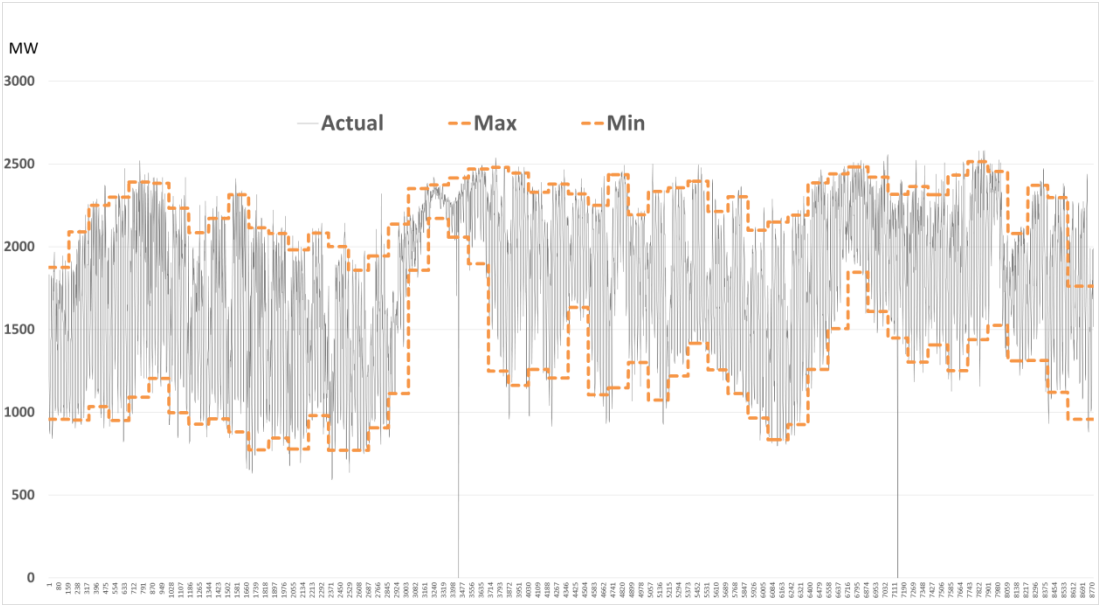
D.5 The hydro generator is modelled using the state-of-art hydro-thermal co-optimisation algorithm, which dispatches hydro power production based on the water value computation e.g. what is the optional value of using water in any given hour versus holding water in the storage for later use.[117]

D.6 Furthermore, to ensure the hydro generator would reflect historical generation pattern, additional upper and lower availability constraints are modelled to ensure the dynamic dispatch optimised by the fundamental dispatch model remains within the range of historical production pattern.

D.7 These upper and lower constraints are calculated based on the 95 % (resp. 5 %) percentile of historic generation pattern. The figure below shows the upper and lower constraints as well as the historical hourly generation pattern.

[117] This optimisation is performed assuming perfect foresight, e.g. hydro operators inform their dispatch

Figure 31: Upper and lower constraint versus hourly generation



Note: *Finnish actual hydro generation as an illustrative example.*
Source: *Compass Lexecon*

Hydro lower storage

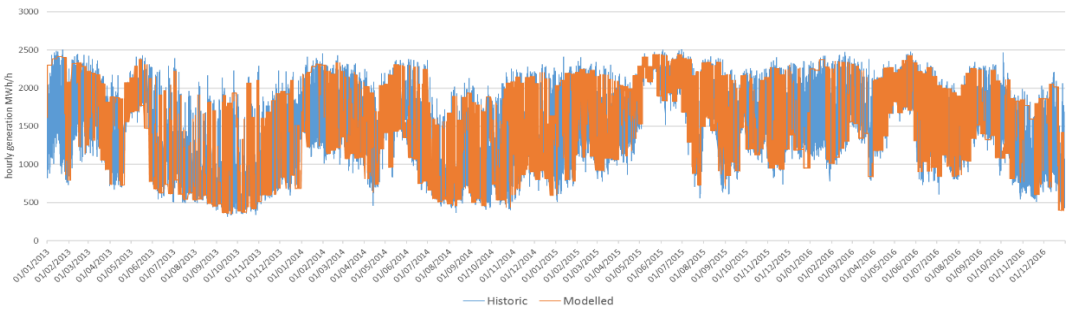
D.8 The hydro lower storage models the downstream rivers flowing into the ocean. This is modelled as a large storage with unlimited volume.

Flexible hydro illustrative modelling results

D.9 This specific modelling allows to replicate historical hourly generation pattern as well as the flexibility provided by such hydro reservoirs. The modelled generation does not match exactly the historical generation pattern as the modelling assumes perfect foresight, implying that hydro operators knows perfectly the future natural inflows.

D.10 The figure below presents an illustrative example of the modelled hourly generation versus the historical hourly generation.

Figure 32: Historic generation versus modelled generation



Source: *Compass Lexecon*

Lähdeluettelo

Aalto, A.;Honkasalo, N.;Järvinen, P.;Jääskeläinen, J.;Raiko, M.;& Sarvaranta, A. (2012). *Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään? Loppuraportti.* Energiateollisuus ry & Fingrid Oyj. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://energia.fi/files/694/Mista_lisajoustoa_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf

Barmsnes, K. A.;& Dusolt, A. (2017). *Electricity balancing guideline and implementation.* ENTSO-E. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://author.energy-community.org/enc-author-prd/dam/jcr:e3b228b5-3072-4eb8-addf-b79f053936ac/WSE042017_ENTSO-E_Electricity_Balancing.pdf

Berga, L. (2016). *The Role of Hydropower in Climate Change mitigation and Adaptation: A Review.* Engineering. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S209580991631164X

Bye, T.;Bjørndal, M.;Doorman, G.;Kjølle, G.;& Riis, C. (2010). *Flere og riktigere priser-Et mer effektivt kraftsystem.* Norjan öljy- ja energiaministeriö. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/ekspertutvalget-for-driften-av-kraftsyst/id626571/

Energiateollisuus Ry. (2019). *Energiavuosi 2018 - Sähkö.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi_2018_-_sahko.html

Energiavirasto. (2010). *Laki uusiutuvilla energianlähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. 1396/2010.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.energiavirasto.fi/en/web/energy-authority/legislation1

Energiavirasto. (2016). *Uusiutuvan energian tavoite ylittyi etuajassa.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.energiavirasto.fi/-/uusiutuvan-energian-tavoite-ylittyi-etuajassa

Energiavirasto. (2018). *National Report 2018 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta

https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/National+Report+2018+Finland+1411-480-2018_20180726.pdf/10b8e538-2eef-4e97-8629-aafd4ad9ee02

Energiavirasto. (ei pvm). *Tuotantotuki.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.energiavirasto.fi/fi/tuotantotuki1

ENTSO-E. (2018). *Mid Term Adequacy Forecast (MAF).* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/20170918_MAF_2017_FOR_CONSULTATION.pdf

ENTSO-E. (2018). *TYNDP 2018.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/

Envirodec. (2018). *EPD of Electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.environdec.com/Detail/?Epd=7468

Eurelectric. (2015). *Hydro in Europe: Powering Renewables.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www3.eurelectric.org/media/26690/hydro_report_final-2011-160-0011-01-e.pdf

Euroopan Komissio. (2016). *Energian hinnat ja kustannukset Euroopassa. COM/2016/769.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FI/COM-2016-769-F1-FI-MAIN.PDF

Euroopan Komissio. (2016). *Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://ec.europa.eu/energy/en/studies/identification-appropriate-generation-and-system-adequacy-standards-internal-electricity

Euroopan Komissio. (2016). *The cost of blackouts in Europe.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://cordis.europa.eu/news/rcn/132674_en.html

Euroopan Komissio. (2019). *EU country datasheet August 2018.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://ec.europa.eu/energy/en/data/energy-statistical-pocketbook

Euroopan Komissio. (ei pvm). *2020 climate & energy package.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en#tab-0-1

Euroopan parlamentti ja Euroopan unionin neuvosto. (2009). *Direktiivi 2009/28/EC. Liite 1.* Euroopan unionin virallinen lehti. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN

Eurostat. (2018). *Supply, transformation and consumption of electricity.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_105a

Fingrid Oyj. (2017). *Reservien hankinnan ajankohtaiskatsaus.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/ajankohtaista-tapahtumat/reservipaiva-2018-reservienhankinnan-ajankohtaiskatsaus.pdf

Fingrid Oyj. (2018). *Frequency quality analysis 2017.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/frequency_quality_analysis_2017.pdf

Fingrid Oyj. (2018). *Sähköjärjestelmän matalan inertian hallinta.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/180612-sahkojarjestelman-matalan-inertian-hallinta.pdf

Fingrid Oyj. (2018). *Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa.*

Fingrid Oyj. (2018). *Yhteisellä tiellä kohti puhdasta sähköjärjestelmää.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/sahkomarkkinainformaatio/materiaali_sahkomarkkinat.pdf

Fingrid Oyj. (2019). *Load and generation.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/load-and-generation/

Fingrid Oyj. (2019). *Sähkön kulutus Suomessa - reaaliaikatieto.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://data.fingrid.fi/fi/dataset/electricity-consumption-in-finland-real-time-data

Fingrid Oyj. (2019). *Taajuusohjattu häiriöreservi, hankintamäärät tuntimarkkinoilta.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://data.fingrid.fi/fi/dataset/frequency-containment-reserve-for-disturbances-procured-volumes-in-hourly-market

Fingrid Oyj. (2019). *Taajuusohjattu häiriöreservi, tuntimarkkinahinnat.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://data.fingrid.fi/fi/dataset/frequency-containment-reserves-for-disturbances-hourly-market-prices

Fingrid Oyj. (2019). *Taajuusohjattu käyttöreservi, hankintamäärät tuntimarkkinoilta.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://data.fingrid.fi/fi/dataset/frequency-containment-reserves-for-normal-operation-procured-volumes-in-hourly-market

Fingrid Oyj. (2019). *Taajuusohjattu käyttöreservi, tuntimarkkinahinnat.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://data.fingrid.fi/fi/dataset/frequency-containment-reserve-for-normal-operation-prices

Fingrid Oyj. (2019). *Tuulivoimatuotanto - reaaliaikatieto.* Haettu 2019. maaliskuuta 19 osoitteesta https://data.fingrid.fi/dataset/wind-power-production-real-time-data

Fingrid Oyj. (2019). *Vesivoimatuotanto - reaaliaikatieto.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://data.fingrid.fi/fi/dataset/hydro-power-production-real-time-data

Fingrid Oyj. (2019). *Ydinvoimatuotanto - reaaliaikatieto.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://data.fingrid.fi/fi/dataset/nuclear-power-production-real-time-data

IEA. (2010). *Energy Technology Perspectives 2010.* International Energy Agency. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/etp2010.pdf

IEA. (2017). *World Energy Outlook 2017.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.iea.org/weo2017/

IEA. (2018). *Energy Policies of IEA Countries: Finland 2018 Review.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-finland-2018-review

IRENA. (2012). *Hydropower: renewable energy technologies - cost analysis series.* International Renewable Energy Agency. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf

IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017

Kemijoki Oy. (2018). *Vuosikertomus 2017.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.kemijoki.fi/media/kemijoki-vuosikertomus-2017-www.pdf

Kirby, B. J.;Dyer, J.;Martinez, C.;Shoureshi, R. A.;Guttromson, R.;& Dagle, J. (2003). *Frequency Control Concerns In The North American Electric Power System.* United States Department of Energy. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub57419.pdf

Kulla, T. (2018). *Sähköjärjestelmän perusasioiden äärellä, osa 2: Voiko akuilla korvata vesivoimaa säätövoimana.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://fortumforenergyblog.wordpress.com/2018/02/14/sahkojarjestelman-perusasioiden-aarella-osa-2-voiko-akuilla-korvata-vesivoimaa-saatovoimana/

Lapin Elinkeino-, liikenne ja ympäristökeskus. (2017). *Kemijoen Isohaaran, Taivalkosken, Ossauskosken, Petäjäskosken, Valajaskosken, Vanttauskosken, Pirttikosken ja Seitakorvan sekä Raudanjoen Permantokosken voimalaitosten kalatalosuvelvoitteiden muuttaminen.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta http://www.ely-keskus.fi/documents/10191/22142746/Hakemus+Kemijoen+velvoitemuutos+170316+final.pdf/4a4a53fc-abc9-4b7b-8773-6d2849295b2b

Lundberg, A. (2012). *Katsaus reserveihin. Tasevastaavapäivä 8.11.2012.* Fingrid Oyj. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://docplayer.fi/46857142-Katsaus-reserveihin-tasevastaavapaiva-anders-lundberg.html

Nikula, P. (2015). *Sähköniukkuutta tiedossa vielä kolme vuotta.* Kauppalehti. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.kauppalehti.fi/uutiset/sahkoniukkuutta-tiedossa-viela-kolme-vuotta/5cd92969-f9b0-3be9-969e-bf7756371084

Nord Pool. (2019). *Day-ahead prices.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/table

Pöyry Management Consulting Oy. (2018). *Demand and supply of flexibility.* Fingrid Oyj. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankkeet/dalyve-fingrid_flexibility-study_final-report_v300-id-151641.pdf

Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat. (2016). *Challenges and Opportunities for the Nordic Power System.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/tki-toiminta/report-challenges-and-opportunities-for-the-nordic-power-system.pdf

Statnett/Fingrid/Energinet/Svenska Kraftnat. (2018). *Nordic perspectives on mid-term adequacy forecast 2017.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Nordic/Nordic_perspectives_on_MAF_FINAL.pdf

Suomen Pankki. (ei pvm). *Suomen valtion viitelainojen korot.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.suomenpankki.fi/fi/Tilastot/arvopaperitilastot/kuviot/arvopaperit-kuviot-fi/viitelainojen_korot_fi/

Tilastokeskus. (2017). *Teollisuuden energiankäyttö 2016.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta http://www.stat.fi/til/tene/2016/tene_2016_2017-11-03_fi.pdf

Tilastokeskus. (2018). *Energian tuonti ja vienti alkuperämaittain.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__ehk/statfin_ehk_pxt_004_fi.px

Tilastokeskus. (2018). *Liitekuvio 12. Sähkön tuonti ja vienti 1990-2017*.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.stat.fi/til/ehk/2017/04/ehk_2017_04_2018-03-28_kuv_012_fi.html

Tilastokeskus. (2018). *Liitekuvio 19. sähköntuotantokapasiteetti huippukuormituskaudella vuoden 2018 alussa.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.stat.fi/til/ehk/2017/04/ehk_2017_04_2018-03-28_kuv_019_fi.html

Tilastokeskus. (2018). *Sähkön hankinta ja tuotanto, GWh.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__salatuo/statfin_salatuo_pxt_001.px/

Tilastokeskus. (2018). *Sähkön tuotanto ja kokonaiskulutus.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__salatuo/statfin_salatuo_pxt_003.px

Tilastokeskus. (2019). *Findikaattori, Inflaatio.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://findikaattori.fi/fi/1

Tuomenvirta, H.;Haavisto, R.;Hildén, M.; Lanki, T.;Luhtala, S.;Meriläinen, P.;. . . Veijalainen, N. (2018). *Sää- ja ilmastoriskit Suomessa - Kansallinen arvio.* Valtioneuvoston Kanslia. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-287-601-0

Työ- ja elinkeinoministeriö. (2014). *Energia- ja ilmastotiekartta 2050.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://tem.fi/documents/1410877/2628105/energia-+ja+ilmastotiekartta+2050.pdf/1584025f-c5c7-456c-a912-aba0ee3e5052

Työ- ja Elinkeinoministeriö. (2017). *Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/handle/10024/79189

Työ- ja elinkeinoministeriö. (2018). *Lakiehdotukset: kivihiilikielto 2029, lisää biopolttoaineita liikenteeseen sekä biopolttoöljyä lämmitykseen ja työkoneisiin.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/lakiehdotukset-kivihiilikielto-2029-lisaa-biopolttoaineita-liikenteeseen-seka-biopolttooljya-lammitykseen-ja-tyokoneisiin

Työ- ja elinkeinoministeriö. (2018). *Uusiutuvan sähkön tuotannon kilpailutus toteutuu syksyllä.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/uusiutuvan-sahkon-tuotannon-kilpailutus-toteutuu-syksylla

United Nations Environment Programme (UNEP). (2008). *Climate change strategy 2010-2011.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.unige.ch/gepp/files/9814/4890/1826/UNEP_CC_STRATEGY_web.pdf

Valmet Oyj. (2017). *Valmet's technology in a key role at Metsä Group's newly started Äänenkoski bioproduct mill.* Press release. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.valmet.com/media/news/press-releases/2017/valmets-technology-in-a-key-role-at-metsa-groups-newly-started-aanekoski-bioproduct-mill/

Valtionvarainministeriö. (ei pvm). *Kuntien talouden suunnittelukehikko, pohjatietona 2017 tilinpäätökset.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://vm.fi/kuntien-ja-kuntayhtymien-talousarviot-ja-taloussuunnitelmat

Vesilaki. (2011). *27.5.2011/587.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2011/20110587

Vesitalouden uutiskirje. (2013). *Kemijoki Oy selvittää uutta toimintamallia.* Vesitalous-lehti. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.vesitalous.fi/lehdet/22/article-1867

World Coal Association. (2015). *The flexibility of German coal-fired power plants amid increased renewables.* Cornerstone. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.worldcoal.org/flexibility-german-coal-fired-power-plants-amid-increased-renewables

World Energy Council. (2004). *Comparison of energy systems using life cycle assessment: A special report of the World Energy Council.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2012/10/PUB_Comparison_of_Energy_Systens_using_lifecycle_2004_WEC.pdf

World Nuclear Association. (2018). *Nuclear Power in Finland.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland.aspx

Ympäristöministeriö ja Tilastokeskus. (2017). *Finland 7th National Communication under the United Nations Framework Convention on Climate Change.* Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://www.stat.fi/static/media/uploads/tup/khkinv/VII_Climate_Change_16102017.pdf

ÅF-Consult Oy. (2019). *Vesivoiman merkitys Suomen energiajärjestelmälle.* Energiateollisuus Ry. Haettu 19. maaliskuuta 2019 osoitteesta https://energia.fi/files/3427/Vesivoimaselvitys_FINALrev1_20190206.pdf

Ørum, E.;Laaksonen, M.;Kuisti, H.;Håberg, M.;Hornnes, K.;Sämfors, O.;& Franken, B. (2017). *Frequency Quality, phase 2.* ENTSO-E. Haettu 2019. maaliskuuta 19 osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/tki-toiminta/raportit/20170608-fq2-report-v1.2.pdf

Liite A

Fingrid - Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa

Vesivoiman rooli sähköjärjestlemän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa

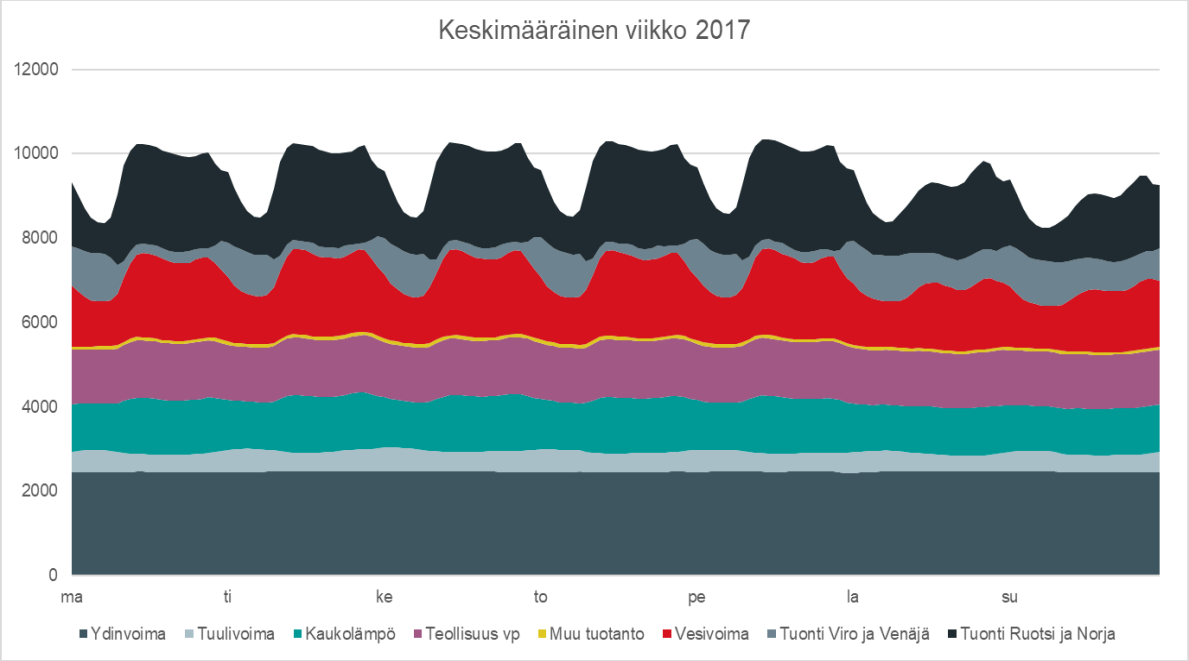
1 Johdanto

Sähköjärjestelmässä on jatkuvasti säilytettävä tuotannon ja kulutuksen tasapaino. Sähköjärjestelmän muuttuessa tarvitaan lisää resursseja hallitsemaan lisääntyvän sääriippuvan sähköntuotannon vaihteluita. Tässä muistiossa on kuvattu vesivoiman roolia sähköjärjestelmän tasapainottamisessa.

2 Sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapaino ja säätömahdollisuudet

Sähkönkäyttäjät ja voimalaitokset on yhdistetty sähkön siirtoverkon kautta yhdeksi kokonaisuudeksi, johon kuuluvat Suomi, Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska. Tämän pohjoismaisen sähköjärjestelmän tasapainoa säädetään jatkuvasti siten, että kokonaistuotanto on yhtä suuri kuin kokonaiskulutus. Liian suuri poikkeama tasapainossa johtaa sähköjärjestelmän epävakaaseen tilaan ja pahimmillaan laajoihin sähkökatkoksiin. Sähkömarkkinoiden osapuolet pyrkivät tukkumarkkinoiden avulla tasapainottamaan sähkönhankintansa tuntitasolla. Tunnin sisäisen tasapainon ylläpito Suomessa on Fingridin vastuulla järjestelmävastuullisena kantaverkkoyhtiönä. Fingrid ostaa säätökykyistä kapasiteettia markkinoilta pyrkien mahdollisimman kustannustehokkaaseen lopputulokseen.

Seuraavassa kuvassa on esitetty Suomen sähkön kulutuksen ja tuotannon keskimääräinen vaihtelu tuntitasolla vuonna 2017 viikon ajalta. Karkealla tasolla voidaan todeta, että kulutuksen vuorokautisesta vaihtelusta noin puolet on säädetty sähkön tuonnilla naapurimaista ja noin puolet säätämällä vesivoimaa Suomessa.



Poikkeama tasapainossa näkyy sähköjärjestelmän taajuudessa ja kantaverkkoyhtiöiden tehtävänä on pitää sähköjärjestelmän taajuus mahdollisimman hyvin normaaliarvossaan. Tasapaino ylläpidetään valtakunnallisella tasolla automaattisilla taajuusohjatuilla reserveillä sekä manuaalisesti toteutettavilla säädöillä. Taajuusohjattu reservi on taajuuden muutoksista automaattisesti nopeasti aktivoituvaa tehoa. Manuaaliset säädöt toteutetaan kantaverkkoyhtiöiden valvomoiden toimesta tilaamalla tuotannon tai kulutuksen muutosta tuotannolta tai suurilta sähkönkäyttäjiltä säätösähkömarkkinoilla.

Vaikkakin tuotantorakenteen muutoksen ja joustavuuden arvon kasvun myötä kulutuksen osuus säädössä on kasvanut, niin sekä manuaaliseen että automaattiseen taajuudensäätöön käytetään enimmäkseen voimalaitoksia, jotka kykenevät jatkuvaan säätöön ilman portaittaisia tehomuutoksia. Pääasiassa käytetään vesivoimalaitoksia, koska niiden tehonsäätö on yksinkertaista ja soveltuu hyvin tähän tarkoitukseen. Kaupunkien kaukolämpövoimalaitosten kaasuturbiinit soveltuvat taajuudensäätöön, mutta niitä käytetään tähän tarkoitukseen vain jonkin verran lähinnä talviaikana riippuen lämmöntarpeesta. Sen sijaan suuria lauhdevoimalaitoksia ei juurikaan taajuudensäätöön käytetä. Lisäksi taajuudensäätöä ostetaan Virosta ja Venäjältä tasasähköyhteyksien välityksellä. Riittävän nopeaa ja tehokasta säätöä ei kaikilla sähköntuotantomuodoilla voida teknisesti tai taloudellisesti toteuttaa, joten tuntitason ja etenkin sitä nopeammassa säädössä on vesivoima sekä Suomessa että muissa Pohjoismaissa käytännössä ensisijainen ja kustannustehokkain vaihtoehto.

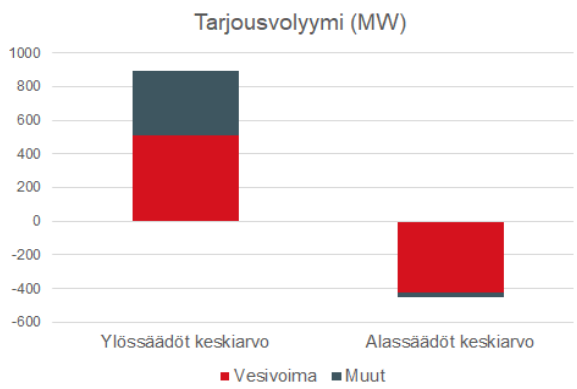
Pohjoismaissa ollaan ottamassa käyttöön ensi vuosikymmenen alussa uutta tasehallintamallia, jossa jokainen Pohjoismainen sähkön tarjousalue tasapainotetaan erikseen. Uusi tasehallintamalli lisää automaattisten kauko-ohjattavan reservin käyttöä, sillä reserviä ohjataan keskitetysti Suomen hetkellisen tasepoikkeaman perusteella paikallisen taajuusmittauksen sijasta. Vesivoimalle on nykyisellään laajasti toteutettu kauko-ohjaus ja se soveltuu tämän tyyppiseen säätöön hyvin.

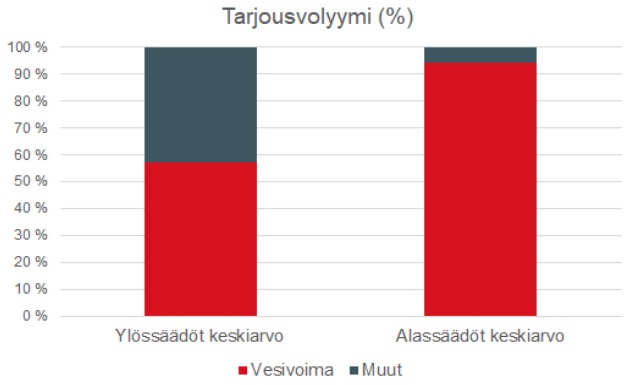
3 Vesivoiman merkitys taajuudensäädössä

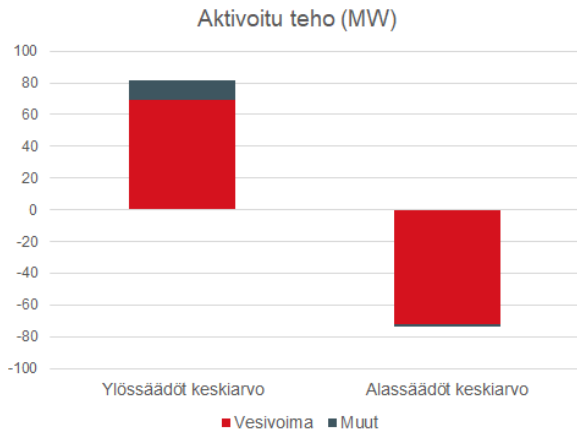
3.1 Säätösähkömarkkinat

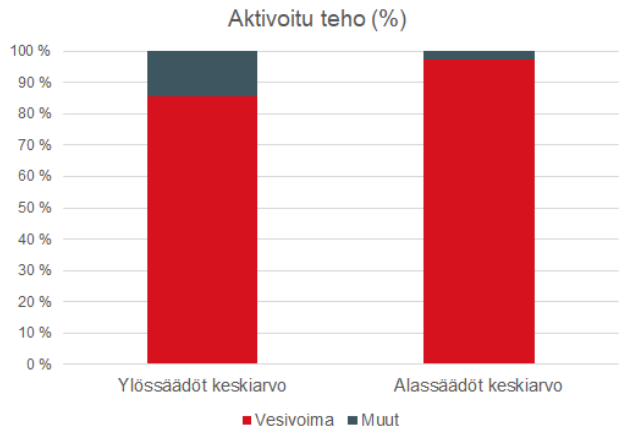
Säätösähkömarkkinoiden avulla Fingrid tarvittaessa säätää tuotantoa tai kulutusta käyttötilanteen mukaan. Fingridin ylläpitämät säätösähkömarkkinat ovat osa pohjoismaisia säätösähkömarkkinoita. Säätösähkömarkkinoille tuotannon ja kuorman haltijat voivat antaa säätötarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan. Säätötarjouksia voi antaa kaikista resursseista, jotka kykenevät toteuttamaan 5 MW tehonmuutoksen 15 minuutin kuluessa. Säätötarjouksia käytetään edullisemmuusjärjestyksessä ja siten suurelta osin vesivoimaa käyttäen.

Seuraavissa kuvissa on kuvattu vesivoiman keskimääräistä osuutta säätösähkömarkkinoille jätetyistä sähköjärjestelmän tasapainottamiseksi aktivoiduista tarjouksista vuoden 2017 tammikuusta marraskuuhun. Kuvista voidaan huomata, että suuri osa säätösähkömarkkinoiden tarjonnasta ja aktivoiduista tarjouksista on vesivoimaa. Alassäädön tapauksessa lähes kaikki tarjoukset ovat vesivoimaa. Aktivoitujen tarjousten volyymejä tarkasteltaessa nähdään, että vesivoimaresurssien tarjoukset ovat hinnaltaan usein muita tarjouksia edullisempia, sillä ylössäädön tapauksessa vesivoiman osuus aktivoitujen tarjousten volyymistä on keskimäärin noin 85%, vaikka sen osuus tarjousvolyymistä on keskimäärin hieman alle 60 %.







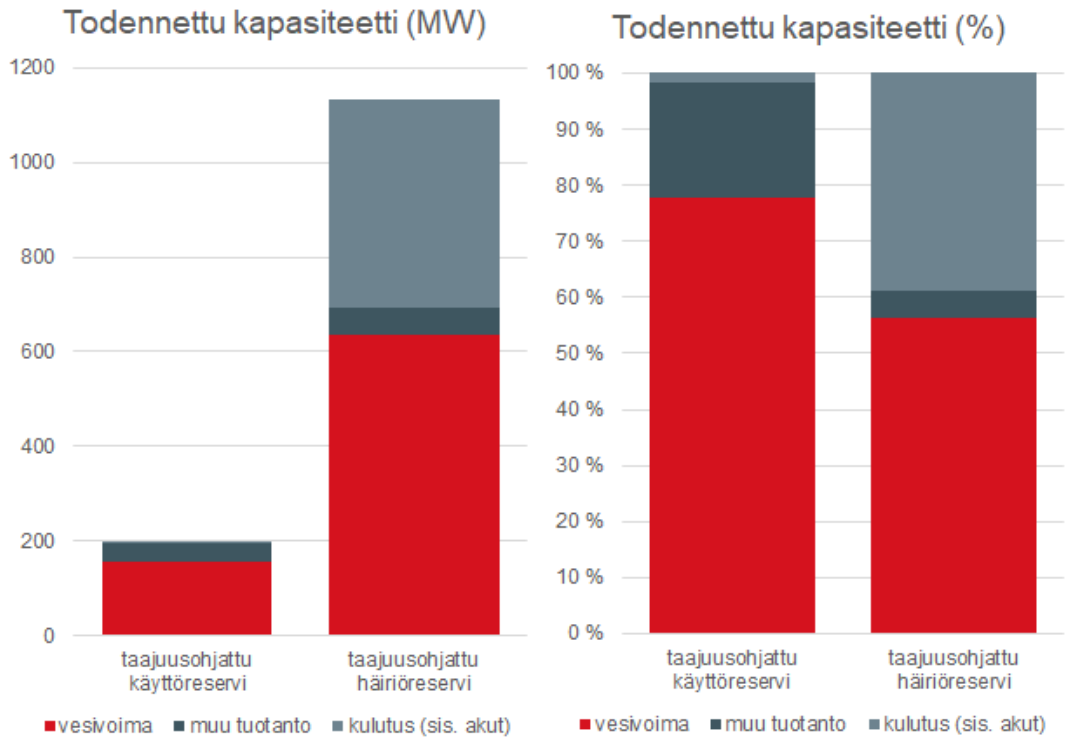


3.2 Automaattiset taajuusohjatut reservit

Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä ylläpidetään joka hetki yhteensä 600 MW automaattista taajuusohjattua käyttöreserviä normaalitilan taajuudensäätöä varten. Tästä Suomen osuus on noin 140 MW. Tällä reservillä säädön toteutusaika on kolme minuuttia taajuuspoikkeaman syntymisestä.

Lisäksi Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä ylläpidetään taajuusohjattua häiriöreserviä niin paljon, että sähköjärjestelmä kestää esim. suuren tuotantoyksikön irtoamisen verkosta. Hetkellinen häiriöreservitehon tarve Pohjoismaissa on 1200 MW, josta Suomen velvoite on noin 250 MW. Taajuusohjatun häiriöreservin tulee aktivoitua erittäin nopeasti, puolet reservitehosta tulee aktivoitua 5 sekunnissa ja koko reserviteho 30 sekunnissa häiriötilanteesta.

Fingrid hankkii tarvittavat reservit markkinoilta ja niille voivat osallistua kaikki osapuolet, joilla on vaadittavia automaattisen taajuudensäätökyvyn omaavia resursseja. Ennen markkinoille osallistumista säätöominaisuudet testataan. Seuraavassa kuvassa on esitetty Suomessa tällä hetkellä taajuusohjattujen reservien ylläpitoon hyväksytyn kapasiteetin jakautuminen eri lähteisiin. Käyttöreserviin hyväksytystä kapasiteetista noin 80% ja häiriöreserviin hyväksytystä kapasiteetista vajaa 60 % on vesivoimaa. Vesivoima on käytettävissä reserveihin kaikkina vuodenaikoina ja sen osuus taajuudensäädössä on nykyisellään niin merkittävä, että sitä ei kustannustehokkaasti voi korvata muilla keinoilla.



3.3 Automaattinen taajuudenhallintareservi

Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä pidetään yllä automaattista taajuudenhallintareserviä (aFRR) ennalta sovituilla hankintatunneilla. Hankintamäärä tällä hetkellä pohjoismaissa on 300 MW, josta Fingridin osuus on 70 MW. Hankintatunnit sijoittuvat arkipäivien aamu- ja iltatunneille, jolloin taajuuden vaihtelu on tyypillisesti suurinta. Hankintamäärää kasvatetaan tulevina vuosina siirryttäessä uuteen pohjoismaiseen tasehallintamalliin. Automaattisen taajuudenhallintareservin aktivointi perustuu kantaverkkoyhtiön lähettämään tehonmuutossignaaliin ja säädön on aktivoiduttava 5 minuutin kuluessa.

Fingrid hankkii automaattista taajuudenhallintareserviä tuntimarkkinoilta ja muista pohjoismaista. Markkinoille voi osallistua toimija, jolla on säätökykyisiä resursseja, joiden säätökyky on testattu kokein. Markkinoille voi jättää tarjouksia erikseen ylös- ja alassäätökykyisestä kapasiteetista. aFRR-kapasiteetin on oltava kauko-ohjattavaa, joten vesivoima soveltuu hyvin tähän reservilajiin. Vuonna 2017 ja vuoden 2018 ensimmäisellä puoliskolla kaikki kotimainen aFRR-tarjonta tuntimarkkinoilla on ollut vesivoimaa.

4 Yhteenveto

Kotimaisella vesivoimalla on hyvien säätöominaisuuksien vuoksi erittäin tärkeä merkitys sähköntuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa sekä vuorokausitasolla että reaaliajassa. Muuttuvassa sähköjärjestelmässä tarvitaan joustavaa tuotantoa lisääntyvän sääriippuvan tuotannon vaihteluiden hallintaan ja vesivoiman säätöominaisuudet mahdollistavat siirtymisen hiilineutraaliin sähköjärjestelmään.

Vesivoiman osuus taajuudensäädössä on nykyisellään niin merkittävä, että sitä ei käytännössä voi korvata muilla keinoilla. Ilman vesivoimaa kansallinen tehotasapainon ylläpito muodostuisi hyvin vaikeaksi ja siten myös kalliimmaksi sähkönkäyttäjille. Hyvän ja nopeasti aktivoituvan säätökapasiteetin omaavan vesivoiman merkitys tulee säilymään tai jopa kasvamaan sähkön tuotannon muuttuessa sääriippuvaiseksi tuulivoiman ja aurinkovoiman lisääntyessä.

Liite B

Kemijoki Oy - Kemijoen kalatalousvelvoitteiden muutoshakemuksen lupamääräysehdotusten teknis-taloudellinen tarkastelu – insinööriraporttien kooste

Kemijoen kalatalousvelvoitteiden Muutoshakemuksen lupamääräysehdotusten teknis-taloudellinen tarkastelu – insinööriraporttien kooste

1 Tiivistelmä

Lapin Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus (”Lapin ELY”) on jättänyt Pohjois-Suomen aluehallintovirastolle 17.3.2017 päivätyn Kemijoen kalatalousvelvoitteiden muutoshakemuksen (”Hakemuksen”) Kemijoen Isohaaran, Taivalkosken, Ossauskosken, Petäjäskosken, Valajaskosken, Vanttauskosken, Pirttikosken ja Seitakorvan sekä Raudanjoen Permantokosken voimalaitosten kalatalousvelvoitteiden muuttaminen.

Hakemuksessa edellytetään ylös- ja alasvaelluksen kalateiden rakentamista, joille velvoitetaan korkeaa toimivuutta. Tässä muistiossa arvioidaan Hakemuksen edellyttämien rakenteiden kustannuksia sekä tuotannollisia menetyksiä. Kustannukset esitetään ratkaisuille, joilla saavutetaan mahdollisimman korkea toimivuus. Hakemuksen toimivuusvelvoitteiden saavuttamista ei voi siitä huolimatta taata. Ylös- ja alasvaelluksen mahdollistavia ratkaisuja on saatavilla huomattavasti esitettyjä arvioita pienemmillä kustannuksilla, mutta näillä ei saavutettaisi toimivuusvelvoitteita.

Tässä muistiossa ei arvioida kokonaistaloudellista vaikutusta Kemijoki Oy:n tai yhteiskunnan näkökulmasta, mutta tämä voi toimia sellaisen arvion lähteenä. Hakemuksen aiheuttamat yleiset ja yksityiset haitat on arvioitu taloudellisiin tutkimuksiin erikoistuneen Compass Lexeconin taloustieteellisessä analyysissa.

Vaikka Hakemus on jätetty Pohjois-Suomen aluehallintoviranomaiselle jo yli kaksi vuotta sitten, Kemijoki Oy on joutunut koko ajan varautumaan Hakemuksen kuuluttamiseen ja muistutuksen jättämiseen 30 vuorokauden kuluessa kuuluttamisesta. Siksi laajojen, perusteellisten ja aikaa vievien teknisten selvitysten laatiminen ei ole ollut mielekästä kaikkien voimalaitosten tai ratkaisujen osalta. Lisäksi Kemijoki Oy pitää Hakemusta perusteettomana ja vesilain vastaisena, eikä yksityiskohtaisten selvitysten tekeminen tämänkään johdosta ole ollut tarpeen tehdä. Muistion keskeisiä lähteitä ovat ulkopuoliset insinööriraportit. Kustannusarvioiden sovittamisesta kaikille voimalaitoksille on vastannut Kemijoki Oy.

2 Sisällysluettelo

1 TIIVISTELMÄ 1
2 SISÄLLYSLUETTELO 2
3 LUETTELO TAULUKOISTA JA KUVISTA 3
4 JOHDANTO 4
4.1 TAUSTA JA TARKOITUS 4
4.2 PERUSTIETOA KEMIJOEN VOIMALAITOKSISTA 5
5 HAKEMUKSEN LUPAMÄÄRÄYSEHDOTUKSEN MUKAISEN KALATIEVELVOITTEEN RAKENTAMISKUSTANNUKSET 6
5.1 RAKENNUSKUSTANNUSTEN EPÄVARMUUS 7
5.2 YLÖSVAELLUSRATKAISU 7
5.2.1 Houkutusvirtaaman tuottaminen 8
5.2.2 Kalatie 9
5.3 ALASVAELLUSRATKAISU 10
5.3.1 Kelluva säleikköseinä ja muut kevyet alasvaellusrakenteet 10
5.3.2 Edsforsenin voimalaitokselle suunniteltu alasvaellusratkaisu 12
5.3.3 Rakenteellinen ohjausmenetelmä Valajaskoskelle 16
6 HAKEMUKSEN LUPAMÄÄRÄYSEHDOTUKSEN MUKAISEN KALATIEVELVOITTEEN KÄYTTÖKUSTANNUKSET 22
6.1 KALATEIHIN JOHDETTAVAVESI JA HOUKUTUSVIRTAAMA 22
6.2 KALATEIDEN KÄYTTÖ- JA KUNNOSSAPITO 23
6.3 JOEN KÄYTTÖRAJOITUKSET 24
7 MUUT HAKEMUKSEN HYVÄKSYMISESTÄ AIHEUTUVAT KUSTANNUKSET 26
7.1.1 Tutkimus ja kehittäminen 26
7.1.2 Vanhojen uomien vesittäminen 26
7.1.3 Ylisiirtovelvoitteen kustannus 27
7.1.4 Istutusvelvoite ja kalatalousmaksu 27
7.1.5 Kalatalousvelvoitteen toteuttamissuunnitelma 27
7.1.6 Velvoitetarkkailu 27
7.1.7 Lupaehtojen tarkistaminen 27
8 YHTEENVETO 28
9 LIITELUETTELO 29

3 Luettelo taulukoista ja kuvista

Taulukko 1 Perustietoja Kemijoen voimalaitoksista.....5
Taulukko 2 Kemijoen keskivirtaamia laitoskohtaisesti kuukausittain kesäaikana.....6
Taulukko 3 Voimalaitoskohtaiset ylösvaellusrakenteiden kustannusarviot.....9
Taulukko 4 Kelluvien ohjausaitojen tehokkuuksia erilaisissa jokiympäristöissä (Pitzén, 2018).....11
Taulukko 5 Arvioidut rakennusmassat Kemijoen voimalaitoksille Edsforsenin Beta-rakenteen mukaisesti..15
Taulukko 6 Arvioidut yksikkökustannukset (euroa) eri massoille.....16
Taulukko 7 Kiinteät kustannukset (milj. euroa) per voimalaitos.....16
Taulukko 8 Voimalaitoskohtaiset kustannusarviot Edsforsenin rakenteella.....16
Taulukko 9 Padottava tilavuus, paalujen kappalemäärät, betonin määrä sekä verkotettava ala. (Sweco, 2018).....18
Taulukko 10 Rakentamisen odotusarvoiset kustannukset.....18
Taulukko 11 Voimalaitoskohtaiset rakennusmassat pylväsratkaisulla.....19
Taulukko 12 Yksikkökustannukset pylväsratkaisulle.....19
Taulukko 13 Voimalaitoskohtaiset kustannusarviot pylväsratkaisulla.....19
Taulukko 14 Aikatauluarvio arkkupatojen ja pylväiden rakentamisesta (Sweco, 2018).....20
Taulukko 15 Voimalaitosten arvioidut tuotantokäytettävyydet kuukausittain alasvaellusrakenteiden rakentamisaikana.....21
Taulukko 16 Voimalaitoskohtaiset energiamenetykset.....23
Taulukko 17 Kalateiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset vuodessa.....24
Taulukko 18 Kooste Hakemuksen lupamääräysehdotusten mukaisista kuluista ilman tuotannollisia menetyksiä.....28

Kuva 1 Kemijoen pääuoman voimalaitosten sijoittuminen ja tuotannolliset perustiedot. Punainen teksti viittaa tilanteeseen, jolloin Sierilä on rakennettu.....5
Kuva 2 Taivalkosken houkutusvirtaamaa tuottava kalatien "eteinen" (Sweco).....8
Kuva 3 Mallikuvassa säleikkösuuntaajan kiinnittyminen Valajaskosken voimalaitoksen teknisen kalatien suuaukon läheisyyteen. Pitzén, 2018.....11
Kuva 4 Kelluvan säleikkösuuntaajan FGE eli Fish Guidance Efficiency Exploits-joella. Kuvan lähde Pitzén (2018), alkuperäinen lähde Scruton ym. (2003).....12
Kuva 5 Ruotsin Klarälven-joen Edsforsenin vesivoimalaitoksen kaksi vaihtoehtoista alasvaellusratkaisua (Norconsult, 2017). Ylemmässä kuvassa Beta-rakenne ja alemmassa kuvassa käänteinen tupla-beta.....13
Kuva 6 Taivalkosken voimalaitoksen yläpuolisen alueen syvyyskartta sekä hahmotelma alasvaellusratkaisun sijoittelusta. Vedensyvyys on 27 metriä vähennettynä korkeuskäyrän lukemalla (Mitta Oy, 2017).....14
Kuva 7 Taivalkosken kiinteän rakenteen pituus on noin 215 metriä ja keskimääräinen vedensyvyys patolinjalla on noin 14 metriä. (Mitta Oy, 2017).....14
Kuva 8 Ankkuroitu porapaaluperustus kiinteässä alasvaellusratkaisussa (Sweco, 2018).....17
Kuva 9 Arkkupadon toteutuksen periaatekuva (Kuvan lähde Sweco (2018), alkuperäinen lähde Theconstructionindex (2018).....17
Kuva 10 Valajaskosken kiinteä alasvaellusratkaisu (Sweco, 2018).....18

4 Johdanto

4.1 Tausta ja tarkoitus

Tämän muistion tarkoituksena on arvioida Hakemuksen edellyttämiä teknisiä ratkaisuja ja niiden kustannuksia sekä niistä aiheutuvia tuotannollisia menetyksiä. Tässä muistiossa koostetaan eri insinööriraporttien johtopäätöksiä, muunnetaan yksittäisten kohteiden kustannusarvioita useammalle voimalaitokselle sekä arvioidaan tuotannolliset menetykset Hakemuksen lupamääräysehdotusten mukaisesti. Tässä raportissa ei arvioida kokonaistaloudellista vaikutusta Kemijoki Oy:n tai yhteiskunnan näkökulmasta.

Keskeiset Hakemuksen kohdat ovat:

- Ylös- ja alasvaellusratkaisut Isohaaran, Taivalkosken, Ossauskosken, Petäjäskosken ja Valajaskosken voimalaitoksiin.
    - Hakemuksessa esitetään velvoitteena, että 75 % Isohaaran kalatiestä nousseista lohista saavuttaa Ounasjoen ja Valajaskoskelle saapuvista smolteista 60 % saavuttaa merialueen.
    - Velvoite voimalaitosten käyttämisestä kalateiden toiminnan ehdoilla
    - Ounasjoen haaran ja Kemijärven välisten voimalaitosten (Permantokoski, Vanttauskoski, Pirttikoski, Seitakorva) ylös- ja alasvaellusratkaisut myöhemmässä vaiheessa
- Ossauskosken, Petäjäskosken ja Permantokosken kuivien ohijuoksutusuomien vesittämisen selvittäminen ja suunnitelma
- Kiinniottolaitteet Isohaaran alapuolelle sekä 2300 merilohen ja 200 meritaimenen ylisiirtovelvoite
- Lupaehtojen tarkistaminen 10 vuoden kuluttua (päätöksen lainvoimaiseksi tulemisesta)
- Tutkimus- ja kehittämistoiminta, kunnes uusi lupaehtohakemus on tullut käsiteltyä
- Lisää istutuksia nykyisten velvoitteiden lisäksi

Hakemuksen oleellinen tavoite on lohen luontaisen lisääntymisen edistäminen lähinnä Ounasjoen poikastuotantoalueita hyödyntämällä. Vuosittainen merelle vaeltava lohen smolttimäärä tulisi olla noin 200 000 – 300 000 kappaletta.[118]

Kustannukset esitetään sellaiselle ratkaisulle, jolla saavutettaisiin mahdollisimman korkea toimivuus.

Tässä muistiossa ei oteta kantaa PVO-Vesivoima Oy:n omistaman Isohaaran velvoitteiden toteuttamisen kustannuksiin tai Kemijoki Oy:n ja PVO-Vesivoima Oy:n mahdollisesti yhteisten velvoitteiden kustannusjakoon.

Kustannukset esitetään myös mahdollisesti rakennettavalle Sierilän voimalaitokselle, koska Hakemuksen velvoitteet ylemmille ja alemmille

---

118 Johtopäätös perustuu Hakemuksen liitteeseen 11 (esim. kuvat 1 ja 2).

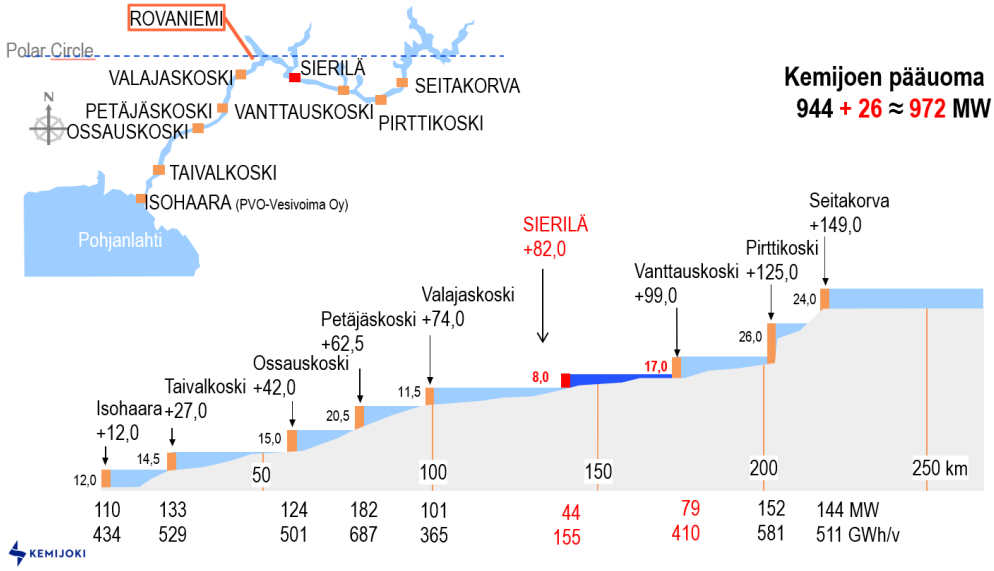
voimalaitoksille eivät toteutuisi ilman vähintään vastaavia ratkaisuja Sierilän voimalaitoksella.

4.2 Perustietoa Kemijoen voimalaitoksista

Kemijoen pääuomassa on kahdeksan vesivoimalaitosta (Kuva 1). Ounasjoen ja Kemijoen yhtymisen (Rovaniemi) alapuolella ovat Kemijoki Oy:n omistamat Valajaskosken, Petäjäskosken, Ossauskosken ja Taivalkosken voimalaitokset sekä PVO-Vesivoima Oy:n omistama Isohaaran voimalaitos.

Ylempänä Kemijoessa sijaitsevat Kemijoki Oy:n omistamat Vanttauskosken, Pirttikosken ja Seitakorvan voimalaitokset. Seitakorva säännöstelee Kemijärveä. Sierilän voimalaitos sijoittuisi Vanttauskosken alapuolelle ja nostaisi hieman Vanttauskosken alaveden korkeutta. Tästä syystä Vanttauskosken putouskorkeus pienenisi, jolla on vaikutusta Vanttauskosken voimalaitoksen tehoon ja vuosienergiaan. Lisäksi se alentaisi Vanttauskosken kalatien rakentamiskustannusta. Permantokosken voimalaitos sijaitsee maantieteellisesti lähellä Sierilän suunniteltua voimalaitosta Raudanjoen vesistössä.

Perustietoja laitoksista esitetään myös taulukossa 1 ja kuukausikohtaisia keskivirtaamatietoja taulukossa 2.



Kuva 1 Kemijoen pääuoman voimalaitosten sijoittuminen ja tuotannolliset perustiedot. Punainen teksti viittaa tilanteeseen, jolloin Sierilä on rakennettu.

Taulukko 1 Perustietoja Kemijoen voimalaitoksista

Voimalaitos	Rakennettu vuosina	Putous-korkeus [m]	Teho, nimellinen [MW]	Vuosienergia (netto, keskivesi) [GWh]	Rakennus-virtaama [m^3/s]	MQ [m^3/s]

Seitakorva	1958–63	22	144	511	700	320
Pirttikoski	1956–59	26	152	581	700	328
Vanttauskoski	1967–72	22/17*	95/79*	447,5/410*	650	339
Sierilä	2020–23	7	44	155	650	344
Permantokoski	1960-61	24	13	51	67	42
Valajaskoski	1957–60	11,5	101	365	1050	540
Petäjäskoski	1953–57	20,5	182	687	1050	542
Ossauskoski	1961–65	14	124	501	1080	558
Taivalkoski	1972-76	14,5	133	529	1110	583
Isohaara (PVO-Vesivoima Oy)		11	110		1100	571
***Tilanteessa, jossa Sierilä rakennettu. Taulukon luvut suuntaa-antavia.**						

Taulukko 2 Kemijoen keskivirtaamia laitoskohtaisesti kuukausittain kesäaikana

Kuukausi [m^3/s]	SK	PI	VA	PER	VL	PT	OS	TA	ISH
Touko	635	670	686	153	1452	1454	1511	1637	1620
Kesä	396	409	417	60	756	749	774	804	771
Heinä	244	249	260	34	440	442	452	463	452
Elo	257	264	273	33	449	452	462	480	467
Syys	267	272	284	36	460	462	474	491	479
Loka	285	291	303	37	470	475	488	507	493

5 Hakemuksen lupamääräysehdotuksen mukaisen kalatievelvoitteen rakentamiskustannukset

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohta 1 velvoittaa voimalaitosten omistajat rakentamaan ylös- ja alasvaellusratkaisut Valajaskosken, Petäjäskosken, Ossauskosken, Taivalkosken ja Isohaaran voimalaitoksiin. Kalateiden tulisi olla toiminnassa aikavälillä 20.5. – 20.10. Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdassa 3 edellytetään Rovaniemen ja Kemijärven välisen vaelluksen mahdollistamista myöhemmin.

Rakentamisen aikataulun[119] osalta Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdassa 1e vaaditaan, että ensimmäisen vuoden kuluessa ”tämän päätöksen” lainvoimaiseksi tulosta ensimmäisen kalatien tulisi olla rakenteilla. Tämä edellyttää vesirakentamisluvan sekä valmisteluluvan hakemista. Lisäksi kohdassa 1f vaaditaan, että ”Kaikkien kalateiden ja alasvaellusreittien tulee olla rakenteellisesti valmiina ja toiminnassa viimeistään kahden vuoden kuluttua vesirakentamisluvan myöntämisestä.” Käytännössä tänä aikana pitäisi lupaprosessin rinnalla suunnitella rakenteet yksityiskohtaisesti, hankkia

119 Hakemuksen edellyttämä aikataulu on monitulkintainen. Ensiksi, ei ole täysin selvää, mihin ”tämä päätös” viittaa, koska Hakemuksen toteuttamisen edellyttämiä luvanhakuprosesseja on useita. Toiseksi, on epäselvää, pitääkö ”viimeistään yhden vuoden kuluessa” sisällään myös rakentamisen aloittamisen.

materiaalit ja niiden hankkimiseen tarvittavat luvat (esim. maanottoalueiden luvitukset), järjestää muu viranomaisyhteistyö esimerkiksi liikennejärjestelyjen osalta, huolehtia sidosryhmäkuulemiset ja vastaavat, kilpailuttaa työmaiden toteuttaminen sekä toteuttaa työmaat turvallisesti.

5.1 Rakennuskustannusten epävarmuus

Rakennuskustannukset arvioidaan sellaisten ratkaisujen pohjalta, joilla Hakemuksen tehokkuusvaatimus voisi olla mahdollista saavuttaa. Hakemuksen vaatimusten mukainen tekninen ratkaisu ja siten myös kustannukset sisältävät suurta epävarmuutta, koska vastaavista ei ole kokemuksia näin suuressa joessa.

Epävarmuudet tuodaan kustannusarvioihin ns. kustannusvarauksina, jotka pitävät sisällään sekä rakennuskustannusten nousun, rakennusaikaiset riskit ja kireän rakentamisaikataulun aiheuttamat kustannuspaineet. Kustannusvaraukset esitetään prosentteina.

Lisäksi kaikkien hankkeiden päällekkäisyys kiristää kilpailutilannetta erittäin merkittävästi, millä olisi voimakas kustannuksia nostava vaikutus. Kustannuksia nostaisi myös Kemijoki Oy:n heikko hankinta-asema, koska tarjoajat tietäisivät Kemijoki Oy:llä olevan velvoite hankkia. Näitä näkökulmia ei kuitenkaan ole arvioitu osaksi kustannusvarauksia.

Tässä raportissa ei oteta kantaa suunniteltujen rakenteiden kiinteistöverovaikutukseen.

5.2 Ylösvaellusratkaisu

Ylösvaelluksen osalta tehokkuusvaade (Hakemuksen lupamääräys 1b) on, että 75 % Isohaaran kalatiestä nousseista kaloista selviäisi Ounasjoen poikastuotantoalueille. Toisin sanottuna 93 % kaloista täytyy selvitä edelliseltä laitokselta seuraavan laitoksen yläaltaaseen.[120]

Hakemuksessa mainitaan ELY-keskuksen yleissuunnitelma liittyen Askel Ounasjoelle III -hankkeeseen[121]. Yleissuunnitelmaan verrattuna Hakemuksen mukaisissa vaatimuksissa kalateihin johdettava vesimäärä ja houkutusvirtaama

---

120 Taivalkosken, Ossauskosken, Petäjäskosken ja Valajaskosken voimalaitoksia koskeva yhteinen tehokkuusvaade on 75% eli yhtä voimalaitosväliä kohden $0{,}75^{1/4} = 93\,\%$. PVO-Vesivoima Oy:n omistamalle Isohaaran voimalaitokselle on oma tehokkuusvaatimuksensa eli 90 % voimalaitoksen alapuolelle tulevista lohista täytyy päästä yläaltaaseen.

121 ”Kalateiden suunnittelussa pääkohteena ovat olleet lohikalat (lohi ja taimen) ja suunnittelun tavoitteeksi on asetettu, että kalatien suulle nousseista nousuhalukkaista lohista nousee ilman suuria viiveitä kalatietä myöten seuraavaan yläaltaaseen vähintään 90 %. Kustannusarvio alaosan neljän voimalaitoksen kalateille on yleissuunnitelmien perusteella 12-15 milj. EUR.”

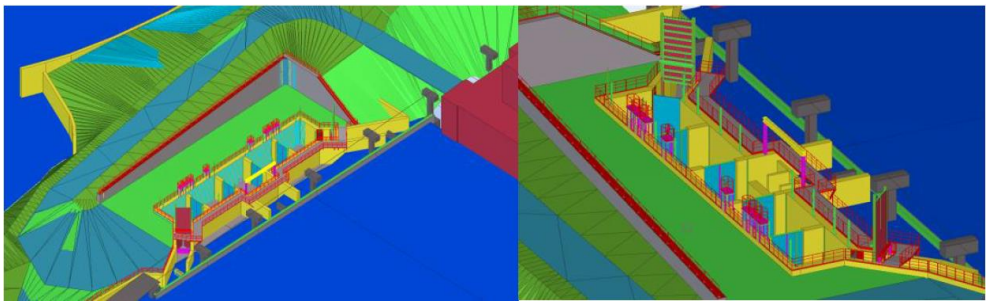
ovat kaksi kertaa suurempia. Kalatien osalta virtaaman kasvattaminen ei aiheuta investointiin merkittäviä lisäkustannuksia, mutta suuremman ja jatkuvan houkutusvirtaaman tuottamiseen tarvittavat rakenteet ovat huomattavasti massiivisempia ja kalliimpia. Lisäksi Askel Ounasjoelle III -hankkeen yleissuunnitelman toimivuustavoite on huomattavasti Hakemuksen toimivuusvelvoitteita väljempiä. Yleissuunnitelmassa mainitaan pelkän kalatien tehokkuustavoite 90 %, mutta Hakemuksessa tehokkuus määrätään velvoittavana pelkän kalatien sijaan koko kahden perättäisen voimalaitoksen väliselle jokijaksolle, jossa voi tapahtua voimayhtiön kontrolloimattomia tappioita.

Ylösvaellusratkaisu jakautuu kahteen pääosaan: houkutusvirtaaman tuottamiseen sekä voimalaitospadon ohittavaan ylösvaellusreittiin.

5.2.1 Houkutusvirtaaman tuottaminen

Houkutusvirtaama voidaan tuottaa kalatien suulle monella menetelmällä. Esimerkkeinä ovat houkutusvirtaaman juoksuttaminen ohi voimalaitoksen (jatkuvasti tai suluttamalla impulsseina) tai pumppaaminen. Tässä tutkitaan vaihtoehtoa, jossa houkutusvirtaama tuotetaan alavedestä pumppaamalla ja houkutusvirtaama yhdistetään kalatien alkuosaan. Vastaavan kaltainen rakenne on rakennettu Oulujoella Monttaan vuonna 2017 ja on suunniteltu Iijoen Raasakkaan vuoden 2018 aikana.

Sweco Rakennetekniikka Oy (”Sweco”) laati esiselvityksen (LiiteC) houkutusvirtaaman pumppaamiseen tarvittavalle rakenteelle Taivalkosken voimalaitoksen alakanavaan. Toimeksiantona oli selvittää ylisiirtolaite[122], johon voisi myöhemmin liittää kalatien suun. Kuvassa 2 esitetään rakenteen yleiskuva.



Kuva 2 Taivalkosken houkutusvirtaamaa tuottava kalatien "eteinen" (Sweco)

Swecon suunnitelma on pääpiirteissään soveltuva kaikille Kemijoen voimalaitoksille. Poikkeuksena ovat rakennusympäristöjen erot (esim. korkeussuhteet, maaperä- ja kallio-olosuhteet) sekä veden alla että törmällä tai

122 Kemijoki Oy haki valtion kärkihankerahoitusta Taivalkosken ylisiirtolaitteelle huhtikuussa 2017. Rahoitusta ei myönnetty.

rakennusalueella. Siksi kohteissa on odotettavissa louhintatöitä ja/tai rakennusalueen tuentaa, jotka molemmat lisäävät merkittävästi kustannuksia.

Swecon karkea kustannusarvio rakenteelle ja työstettävälle ympäristölle on noin 4,9 miljoonaa euroa. Viime aikaisten kokemusten, eri rakentamiskohteiden kustannusriskien, rakentamiskustannusten nousun sekä kireän kilpailutilanteen vuoksi kustannusvaraukseksi arvioidaan 30%. Täten yhden rakennettavan ratkaisun kokonaiskustannusarvio olisi 6,3 miljoonaa euroa. Oletuksella, että yksi ratkaisu per voimalaitos riittäisi tehokkuusvaatimuksen saavuttamiseen, näiden rakenteiden kustannuksiksi tulisi tämä yhdeksän kertaa eli yhteensä 56,8 miljoonaa euroa.

5.2.2 Kalatie

Tässä raportissa arvioidaan kalatiekustannukset teknisenä kalatienä, koska teknisen kalatien kustannus pystytään arvioimaan karkealla tasolla tarkemmin. Se ei silti sulje pois muita mahdollisia ylösvaellusratkaisuja kuten ohitusuomaa tai ”kalasydäntä”.[123]

Teknisen kalatien kustannusarvio riippuu pääosin putouskorkeudesta (nousumetri) sekä rakennusympäristöstä. Tässä raportissa arvioidaan kustannukseksi 200 000 euroa per nousumetri.[124] Taulukossa 3 esitetään voimalaitoskohtaisesti ylösvaelluksen mahdollistavat teknisten kalateiden kustannusarviot. Yhteensä kustannukset olisivat 31,3 miljoonaa euroa.

Taulukko 3 Voimalaitoskohtaiset ylösvaellusrakenteiden kustannusarviot

Voimalaitos	Putouskorkeus [m]	Kalatie (milj. euroa)	Kalatie + houkutusvirtaamapumppaamo (milj. euroa)
Seitakorva	22	4,4	10,7
Pirttikoski	26	5,2	11,5
Vanttauskoski	17	3,4	9,7
Sierilä	7	1,4	7,7
Permantokoski	24	4,8	11,1
Valajaskoski	11,5	2,3	8,6
Petäjäskoski	20,5	4,1	10,4
Ossauskoski	14	2,8	9,1
Taivalkoski	14,5	2,9	9,2
Yhteensä		**31,3**	**88,1**

123 Hakemuksessa käytetään termiä ”kalatie” ylösvaellusreitille ja siinä viitataan Askel Ounasjoelle III-hankkeen teknisten kalateiden yleissuunnitelmaan.

124 Esimerkiksi Iijoen Raasakkaan suunnitellun Hakemuksen vaatimuksia pienemmän rakenteen kustannukset nousivat tätä yksikkökustannusta korkeammiksi.

5.3 Alasvaellusratkaisu

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdan 1d mukaan alasvaelluksen tehokkuusvaade on kutakin voimalaitosväliä – sisältäen voimalaitoksen ylittämisen sekä joki- ja patoallasvaelluksen – kohden 90 %.[125]

Voimalaitoksen alasvaellusratkaisun toimivuudella ei voida kuitenkaan vaikuttaa muualla jokialueella, esimerkiksi voimalaitosaltaissa, tapahtuviin tappioihin, kuten predaatioon. Siten Hakemuksen tehokkuusvaateeseen ei todennäköisesti päästä, vaikka itse voimalaitoksen alasvaellusratkaisu toimisi 100% tehokkuudella.

Pitzén (2018) tarkastelee alasvaellusta ilmiönä sekä erilaisia sovellettuja ja suunniteltuja alasvaellusratkaisuja, muun muassa kelluvia ohjausaitoja, sekä kiinteän rakenteen ja kelluvien rakenteiden yhdistelmiä.[126] Osa ratkaisuista voisi soveltua rakennettavaksi myös kauemmas voimalaitospadosta siten, että smoltit vaeltaisivat padon ohitse luonnonmukaista ohitusuomaa pitkin.[127]

5.3.1 Kelluva säleikköseinä ja muut kevyet alasvaellusrakenteet

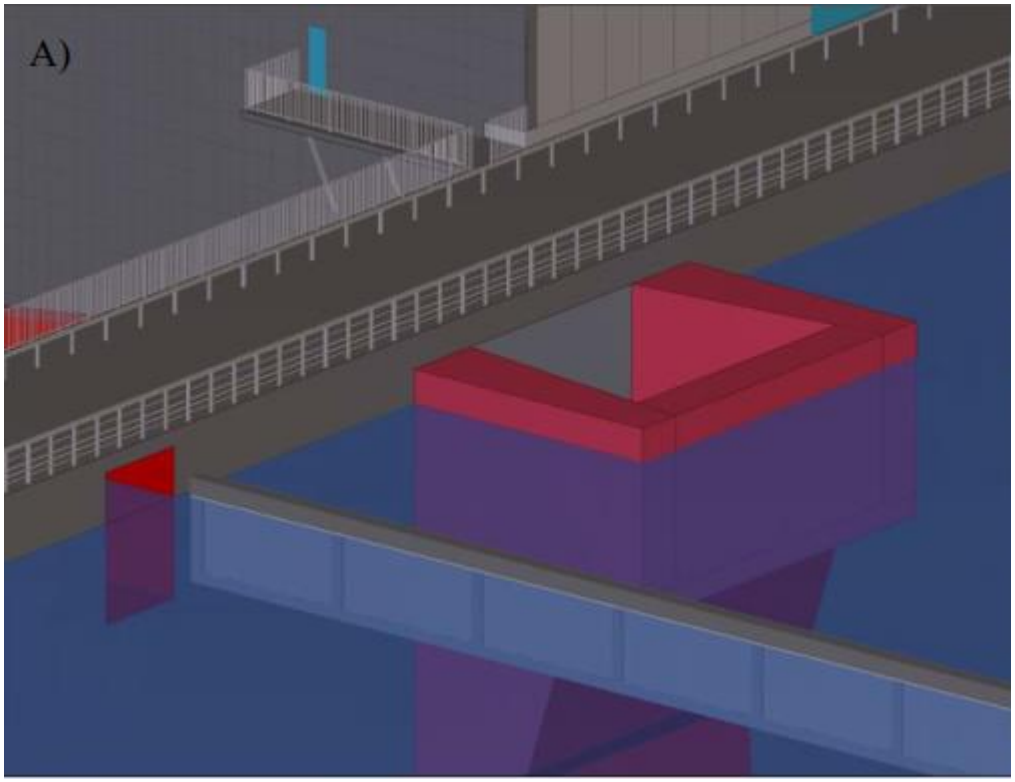
Pitzén (2018) arvioi mahdollisia alasvaellusratkaisuja Valajaskosken voimalaitokselle. Kuvassa 3 esitetään paaluseinän kiinnittyminen Valajaskosken voimalaitoksen uittorännin suuaukon läheisyyteen. Esimerkiksi kelluvan ohjauspuomin tehokkuudet jäävät reilusti alle 100% erilaisissa joissa (Taulukko 4) eikä ylitä missään joessa 90% tehokkuutta.

---

125 Valajaskosken, Petäjäskosken, Ossauskosken, Taivalkosken ja Isohaaran tehokkuusvaade on yhteensä 60%, eli yhtä voimalaitosväliä kohden $0{,}6^{1/5} = 90\ \%$.

126 Pítzen, Henri, Voimalaitospadon yläpuolisen osan vaelluskalojen ohjausrakenteiden suunnittelu - teknistaloudellinen vertailu (2018), Oulun yliopisto, http://urn.fi/URN:NBN:fi:oulu-201805312015.

127 Luonnonmukaisten ohitusuomien soveltuvuutta voimalaitoskohtaisesti on arvioinut esimerkiksi skotlantilainen EnviroTech osana Askel Ounasjoelle III-hanketta.



Kuva 3 Mallikuvassa säleikkösuuntaajan kiinnittyminen Valajaskosken voimalaitoksen teknisen kalatien suuaukon läheisyyteen. Pitzén, 2018.

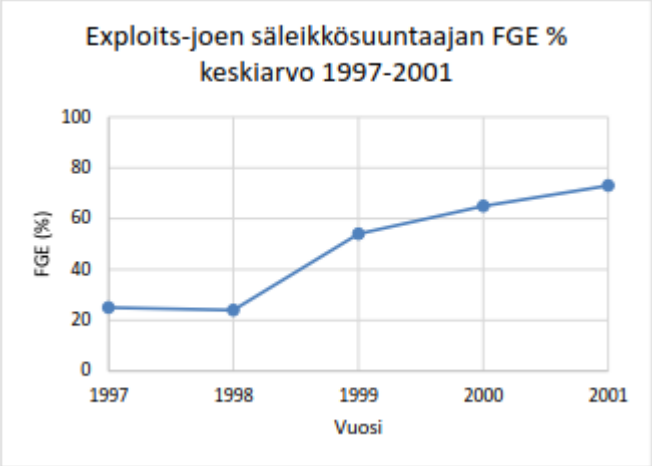
Taulukko 4 Kelluvien ohjausaitojen tehokkuuksia erilaisissa jokiympäristöissä (Pitzén, 2018).

Joki	FGE %	Virtaama (m^3/s)	Viite
Kennebec River	85	258	Worthington Products 2018
Piitimenjoki	85	158	Vikström 2016
Connecticut River	84	521	Odeh & Orvis 1998
Kennebec River*	80	258	Worthington Products 2018
Uumajanjoki	4	450	RTKL 2013

Hakemuksessa vaaditaan, että alasvaellusrakenteen tehokkuusvaatimus täytyy saavuttaa heti, kun alasvaellusrakenne on toiminnassa.[128] Pitzén (2018, s. 32) esittää Kanadan Exploits-joella saavutetut tehokkuudet kelluvalla säleikkörakenteella (kuva alla) eri vuosina. Vaikka Exploits-joki on merkittävästi Kemijokea pienempi ja ei sinänsä vertailukelpoinen, tutkimustulos kertoo, että tehokkuutta voi parantaa merkittävästi sekä säätämällä säleikköä että

128 Ylösvaellusrakenteen osalta Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohta 1b: ”Tavoitteet tulee saavuttaa 5 vuoden kuluttua siitä, kun kalatiet ovat valmistuneet.”

muuttamalla yläkanavan virtausolosuhteita. Tässäkin tapauksessa 90% tehokkuusvaatimus jää silti saavuttamatta.

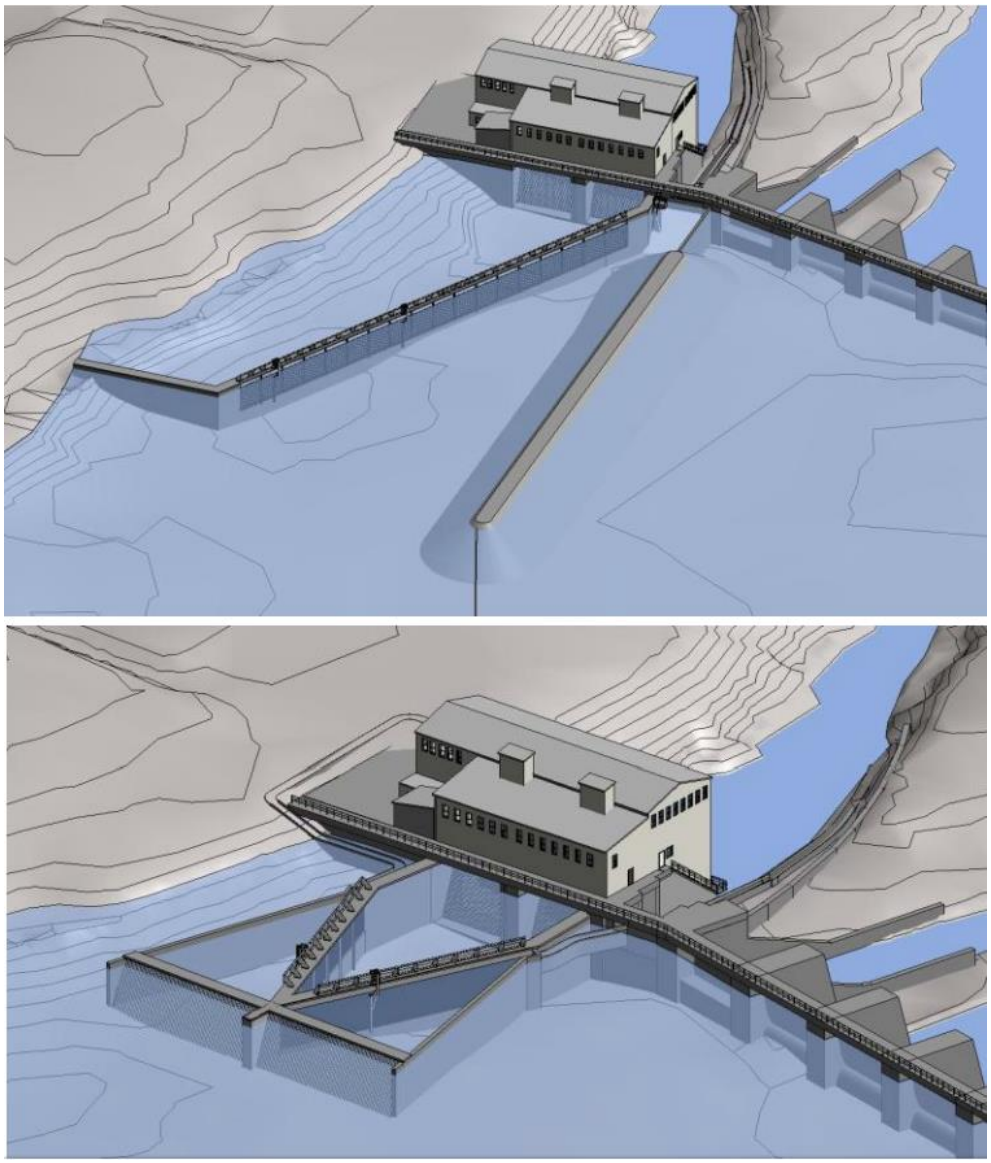


Kuva 4 Kelluvan säleikkösuuntaajan FGE eli Fish Guidance Efficiency Exploits-joella. Kuvan lähde Pitzén (2018), alkuperäinen lähde Scruton ym. (2003).

Koska kelluvilla ohjausrakenteilla ei voi taata Hakemuksen mukaisen tehokkuusvaatimuksen saavuttamista, vaihtoehdoksi nousee koko joen poikkipinta-alan kattava kiinteä rakenne, joka ohjaa laitokselle saapuvat smoltit alasvaellusreitin suulle.

5.3.2 Edsforsenin voimalaitokselle suunniteltu alasvaellusratkaisu

Erään kiinteän rakenteen yleissuunnitelma on laadittu Klarälven-joen Edsforsenin voimalaitokselle Ruotsissa (Kuva 5), jonne Norconsult on suunnitellut kahta vaihtoehtoista rakennetta (Liite E). Klarälven-joen olosuhteet poikkeavat merkittävästi Kemijoesta, koska siellä keskivirtaama on noin yksi neljäsosa Kemijoesta, ja Edsforsenin laitos on nimellisteholtaan noin 5-10% Kemijoen alaosan voimalaitoksista.

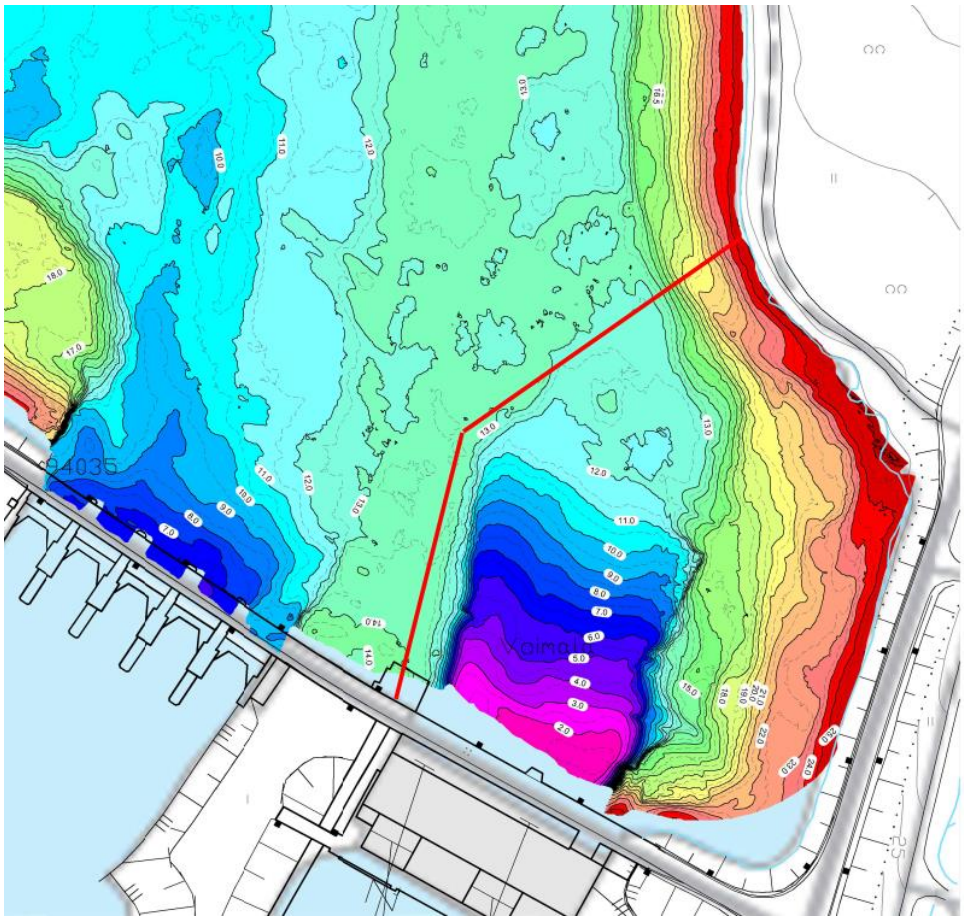


Kuva 5 Ruotsin Klarälven-joen Edsforsenin vesivoimalaitoksen kaksi vaihtoehtoista alasvaellusratkaisua (Norconsult, 2017). Ylemmässä kuvassa Beta-rakenne ja alemmassa kuvassa käänteinen tupla-beta.

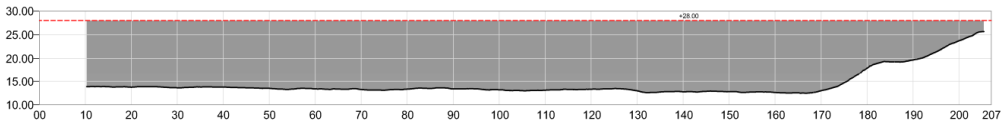
Kemijoen olosuhteisiin raskaampi kuvan alempi ”käänteinen tupla-beta”-rakenne ei vaikuta mahdolliselta mm. syvyyden ja suuremman virtaaman vuoksi, joten tässä raportissa arvioidaan kustannukset kuvan ylemmän beta-vaihtoehdon mukaisella rakenteella.

Edsforsenin yleissuunnitelman kustannuksia voi hyödyntää Kemijoen tapauksessa siten, että tarvittavat rakennusmassat skaalataan Kemijoen kunkin voimalaitoksen mukaisesti. Vedensyvyydellä, pohjan rakenteella, rakennusympäristöllä ja virtausolosuhteilla on merkittävä vaikutus rakentamiskustannuksiin. Esimerkiksi Taivalkosken alustavan selvityksen mukaan ohjausrakenteen pituus olisi noin 215 metriä ja vedensyvyys keskimäärin 14 metriä (Kuvat 6 ja 7). Padon luokse ohjattujen smolttien

siirtyminen vahingoittumatta padon alapuolelle vaatii lisäksi oman ratkaisun (mm. padon läheinen ohjausrakenne, padon ylitysratkaisu sekä smolttien laskenta), jonka kustannukseksi on arvioitu kokonaisuutena noin 1 miljoona euroa per voimalaitos ilman yksityiskohtaista suunnitelmaa.



Kuva 6 Taivalkosken voimalaitoksen yläpuolisen alueen syvyyskartta sekä hahmotelma alasvaellusratkaisun sijoittelusta. Vedensyvyys on 27 metriä vähennettynä korkeuskäyrän lukemalla (Mitta Oy, 2017).



Kuva 7 Taivalkosken kiinteän rakenteen pituus on noin 215 metriä ja keskimääräinen vedensyvyys patolinjalla on noin 14 metriä. (Mitta Oy, 2017)

Määritettävät rakennusmassat ovat kivi- ja maamassat, teräspontit, välppärakenteet sekä betoni. Nämä esitetään taulukossa alla. Betonin massa on arvioitu karkeasti käyttäen kaavaa: syvyys (m) x raskaan rakenteen pituus (m) x raskaan rakenteen paksuus 1 m. Lisäksi osa kiinteästä ohjausrakenteesta on korvattu pidemmällä kelluvalla ratkaisulla. Teräsponttien määrä arvioidaan myös suuntaa-antavasti kertomalla raskaan rakenteen pituus syvyydellä sekä kertomalla kahdella. Välppämateriaalin määrä arvioidaan syvyyden ja pituuden

suhteessa siihen, mitä Edsforsenissa on arvioitu käytettävän. Kivimuurin kaltevuuden oletetaan olevan 1:2,5. Tällöin kivimassa kasvaa syvyyden funktiona noin 2,3 kertaa syvyyden neliö. Kivimuurin pituudeksi arvioidaan keskimäärin 100 metriä. Joissain tapauksissa kivimuuri voi olla pidempi ja joissain tapauksissa lyhyempi, koska muurin sijoittuminen voimalaitoksen ja tulvaluukkujen sijainnin vuoksi vaihtelee merkittävästi voimalaitoskohtaisesti. Arvioidut rakennusmassat esitetään taulukossa 5.

Taulukko 5 Arvioidut rakennusmassat Kemijoen voimalaitoksille Edsforsenin Beta-rakenteen mukaisesti

	Syvyys	Pituus	Pituus (raskas)	Pituus (kelluva)	Betoni m3	Teräspontti m2	Välpät [tn]	Kivimuuri [m3]
Edsforsen	8	120	120		650	1700	115	14000
Seitakorva	15	290	261	179	3915	7830	469	51750
Pirttikoski	15	160	144	166	2160	4320	259	51750
Vanttauskoski	20	450	405	195	8100	16200	970	92000
Sierilä	10	500	450	200	4500	9000	539	23000
Permantokoski	15	100	90	160	1350	2700	162	51750
Valajaskoski	15	220	198	172	2970	5940	356	51750
Petäjäskoski	10	280	252	178	2520	5040	302	23000
Ossauskoski	12	255	229,5	175,5	2754	5508	330	33120
Taivalkoski	14	215	193,5	171,5	2709	5418	325	45080

Määritetyille rakennusmassoille arvioidaan yksikkökustannukset (Taulukko 6) ja lisäksi arvioidaan tarvittavat muut purku-, suunnittelu-, rakentamis- sekä projektinjohto- ja valvontakustannukset (Taulukko 7). Kun saatuihin summiin lisätään 30% kustannusvaraus, saadaan taulukon 8 mukaiset voimalaitoskohtaiset kustannusarviot. Yhteensä kustannukset olisivat noin 296 miljoonaa euroa.

Lisäksi ko. rakenteen rakentamisaikaiset tuotantomenetykset ovat huomattavat. Edsforsenissa arvioidaan, että koko tuotanto menetetään 6 kuukaudelta ja 18 kuukaudelta menetetään 50% tuotannosta. Kemijoella rajoitusaika olisi todennäköisesti pidempi vedensyvyyden ja muutenkin haastavan rakentamisympäristön vuoksi. Voimalaitoksilla on hyvin erilaiset rakentamisolosuhteet, joten tarkemmat arviot tuotantotappiosta voidaan saavuttaa yksityiskohtaisemmalla suunnittelulla. Edsforsenin tuotantotappio-oletus tarkoittaisi Kemijoella noin 5,7 TWh:n tuotannollista menetystä energiana.[129] Lisäksi tuotannollisia menetyksiä aiheuttaisi joustavan kapasiteetin ja säätökyvyn rajoitukset rakentamisajalta.

129 5,7TWh vastaa noin 800 000 kerrostaloasujan vuotuista kulutusta.

Arvio kustannuksista ja tuotantomenetyksistä sisältää merkittävää epävarmuutta ja siksi tätä kustannusarviota ei käytetä. Kemijoen olosuhteisiin suunniteltua rakenteellista ratkaisua käsitellään seuraavassa luvussa.

Taulukko 6 Arvioidut yksikkökustannukset (euroa) eri massoille

	Betonityö	Teräspontti	Välpät	Kivimuuri	Kelluva
Yksikkö	m3	m2	tonnia	m3	juoksumetri
€/Yksikkö	1500	1500	10000	30	4600

Taulukko 7 Kiinteät kustannukset (milj. euroa) per voimalaitos

Suunnittelu	Purkaminen	Muut rakenteet	Alasvaellusreitti	Valvonta
0,5	0,1	1,5	1,0	0,5

Taulukko 8 Voimalaitoskohtaiset kustannusarviot Edsforsenin rakenteella

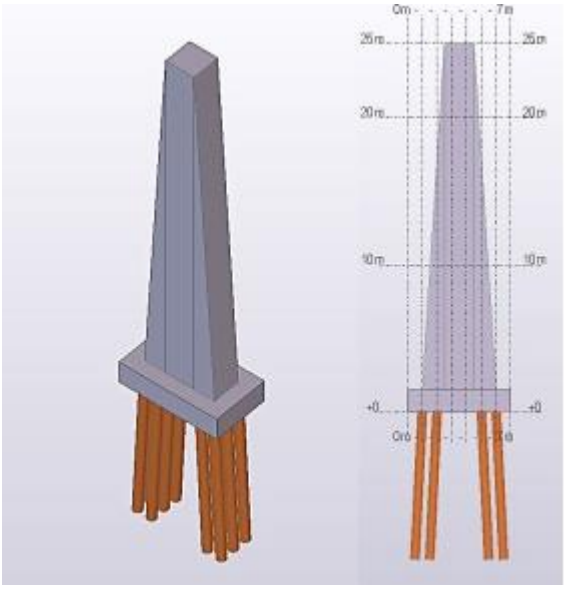
Voimalaitos	Kustannusarvio (milj. euroa)
Edsforsen	10
Seitakorva	37
Pirttikoski	24
Vanttauskoski	69
Sierilä	40
Permantokoski	18
Valajaskoski	30
Petäjäskoski	25
Ossauskoski	27
Taivalkoski	27
Yhteensä	**296***
***ei sisällä Edsforsenia**	

5.3.3 Rakenteellinen ohjausmenetelmä Valajaskoskelle

Koska Edsforsenin Beta-rakenteen suunnitelman skaalaukseen, rakentamiseen ja soveltuvuuteen Kemijoella liittyy suuria epävarmuuksia, Kemijoki Oy tilasi Swecolta selvityksen (Liite D) rakenteellisesta alasvaellusratkaisusta sovellettuna Kemijoen Valajaskoskelle.

Sweco mitoitti rakenteen Kemijoen virtaus- ja jääolosuhteisiin. Valajaskosken osalta erityispiirteinä on yläveden pinnankorkeuden voimakas laskeminen tulva-

aikana[130] sekä runsas roskien kertymä koko Ounasjoen matkalta sekä Kemijoen osalta Vanttauskosken alavirran puolelta[131]. Perustustavaksi valikoitui gravitaatioperustuksen sijaan ankkuroitu porapaaluperustaminen (kuva 8).



Kuva 8 Ankkuroitu porapaaluperustus kiinteässä alasvaellusratkaisussa (Sweco, 2018)

Pylväät rakennetaan yksitellen arkkupatojen (kuva 9) sisällä. Vaihtoehtoisessa esitystavassa yhden arkkupadon sisälle rakennetaan kaksi pylvästä, jolloin eteneminen on nopeampaa.

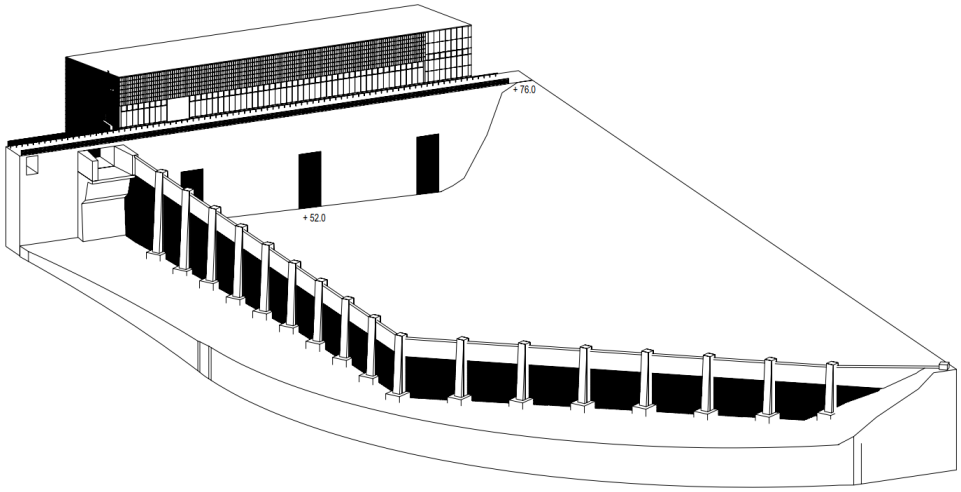
Kuva 9 Arkkupadon toteutuksen periaatekuva (Kuvan lähde Sweco (2018), alkuperäinen lähde Theconstructionindex (2018).

Lopputuloksena on pylväsrivi, joiden väliin asetetaan ohjausseinät ja -verkot. Kuvassa 10 esitetään havainnekuva ratkaisusta, taulukossa 9 arvioidut rakentamismassat ja taulukossa 10 kustannukset kahdelle vaihtoehtoiselle

130 Tämä johtuu lupaehdosta, jolla pyritään suojelemaan Rovaniemeä tulvavahingoilta.

131 Pintaroskia kertyy Valajaskoskelle huomattavasti enemmän kuin muille Kemijoen voimalaitoksille. Yhteensä Kemijoen voimalaitoksilta (erityisesti välpistä) nostettiin roskia vuonna 2018 205 kuorma-autollista.

pylväsvälille. Taulukon 10 kustannukset eivät sisällä kustannusvarauksia. Nopeamman etenemistavan vuoksi valitaan 10 m pylväsväli, joka mahdollistaa kahden pylvään rakentamisen yhden arkkupadon sisällä.



Kuva 10 Valajaskosken kiinteä alasvaellusratkaisu (Sweco, 2018)

Taulukko 9 Padottava tilavuus, paalujen kappalemäärät, betonin määrä sekä verkotettava ala. (Sweco, 2018)

	10 m pylväsväli	15 m pylväsväli
Pato m^3	18 887	12 450
Paalut kpl	262	172
Betoni m^3	4722	3104
Verkko m^2	3900	3900

Taulukko 10 Rakentamisen odotusarvoiset kustannukset

	10 m pylväsväli [€]	15 m pylväsväli [€]
Arkkupato	7 748 000	5 107 000
Paalut	2 882 000	1 892 000
Betoni	7 083 000	4 656 000
Verkko	254 000	254 000
Ohjauspuomi ja verho	522 000	522 000
Tilaajan kustannukset 10 %	1 849 000	1 243 000
Yhteensä:	**20 338 000**	**13 674 000**

Valajaskosken suunnitelma muunnetaan muille voimalaitoksille käyttäen pohjanluotausaineistoja ja mahdollisia rakenteiden sijoittelua. Kaikki massat on arvioitu Valajaskosken suunnitelmasta johdettujen yksikkökerrointen (esitetään

ao. taulukossa) perusteella: esimerkiksi betonimäärä on muunnettu yksikkökertoimeksi jakamalla Valajaskosken betonimäärä pylväiden lukumäärällä ja keskimääräisellä syvyydellä (4722/29/12,5 = 13). Tätä kerrointa käytetään muilla voimalaitoksilla kertomalla se keskisyvyydellä ja pylväiden lukumäärällä. Vastaavasti lasketaan arkkupatojen kokonaistilavuudet. Paalujen lukumäärä arvioidaan pylväiden lukumäärän mukaisesti. Verkon pinta-ala lasketaan kertomalla keskisyvyys pituudella. Kivimuuri on edelleen olemassa kuten Edsforsenin tapauksessa.

Voimalaitoskohtaiset rakennusmassat esitetään taulukossa 11, yksikkökustannukset taulukossa 12 ja voimalaitoskohtaiset kiinteät kustannukset arvioidaan samaksi kuin Edsforsenin tapauksessa (Taulukko 7). Voimalaitoskohtaiset kustannusarviot esitetään taulukossa 13. Kustannusvarausten osuus on 30%. Yhteensä alasvaellurakenteiden kustannusarvio on 277,2 miljoonaa euroa.

Taulukko 11 Voimalaitoskohtaiset rakennusmassat pylväsratkaisulla

	Keskisyvyys	Pituus (m)	Pylväät*	Arkkupato (m^3) 52	Betoni (m^3) 13	Paalut kpl 9	Verkko (m^2)
Seitakorva	15	290	28	21883	5471	253	4350
Pirttikoski	15	160	15	11723	2931	136	2400
Vanttauskoski	20	450	44	45850	11463	398	9000
Sierilä	10	500	49	25530	6383	443	5000
Permantokoski	15	100	9	7034	1759	81	1500
Valajaskoski	12,5	300	29	18887	4722	262	3900
Petäjäskoski	10	280	27	14068	3517	244	2800
Ossauskoski	12	255	25	15631	3908	226	3060
Taivalkoski	14	215	21	15318	3830	190	3010
***Oletettu 10 metrin pylväsväli**							

Taulukko 12 Yksikkökustannukset pylväsratkaisulle

	Arkkupato	Betonityö	Paalut	Verkko	Kivimuuri
UNIT	m3	m3	kpl	tn	m3
€/UNIT	410	1500	11000	65	30

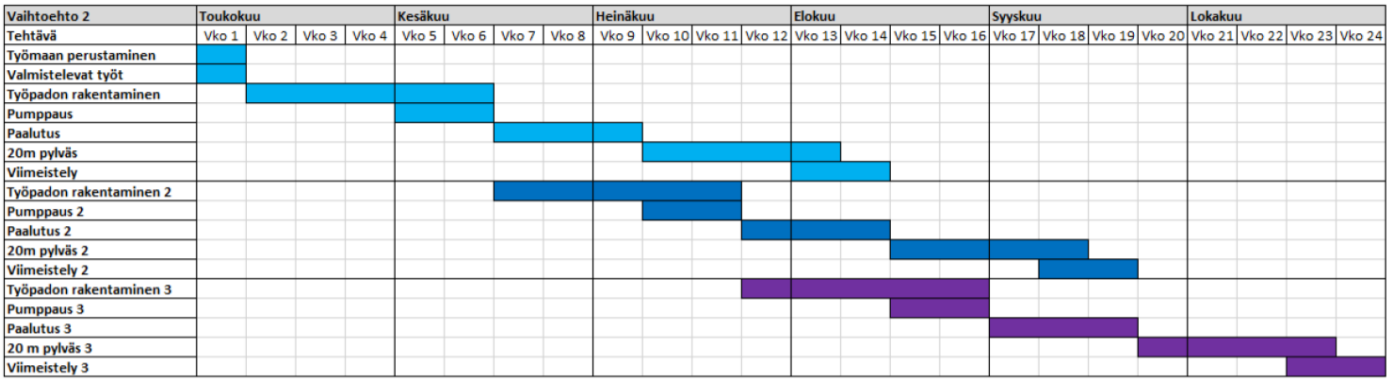
Taulukko 13 Voimalaitoskohtaiset kustannusarviot pylväsratkaisulla

Voimalaitos	Alasvaellusrakenne (milj. euroa)
Seitakorva	33,6
Pirttikoski	21,3
Vanttauskoski	62,0
Sierilä	38,9
Permantokoski	15,7

Valajaskoski	30,0
Petäjäskoski	24,2
Ossauskoski	25,9
Taivalkoski	25,6
Yhteensä	**277,2**

Arkkupatoratkaisu voisi vähentää rakentamisajan tuotannollisia menetyksiä verrattuna Edsforsenin ratkaisuun, mutta koska työmaa sijaitsee voimalaitoksen edessä voimakkaassa virrassa, tuotantomenetyksiä tulisi syntymään edelleen. Lisäksi tuotantomenetysten määrää voi lisätä se, että työmaalla on Hakemuksen velvoitteen mukaisesti kiire ja työtä on tehtävä nopeutetusti. Taulukossa (14) esitetään työmaan nopeimman toteutuksen malli, jossa rakennetaan kerrallaan kahta pylvästä yhden arkkupadon sisällä. Yhtä aikaa on menossa usean arkkupadon rakentaminen. Tällöin voi teoriassa olla mahdollista saavuttaa Hakemuksen kahden vuoden määräaika. Nopeutetusta etenemistavasta aiheutuvia lisäkustannuksia ei ole täysimääräisesti arvioitu osana kustannusarvioita.

Taulukko 14 Aikatauluarvio arkkupatojen ja pylväiden rakentamisesta (Sweco, 2018).



Swecon esittämään alustavaan aikatauluun sopeutettuna taulukossa 15 esitetään Hakemuksen vaiheisiin sidotut voimalaitoskohtaiset tuotantokäytettävyydet (esim. taulukon 0% tarkoittaa, että kaikki tuotanto menetetään ja vastaavasti taulukon 80% tarkoittaa, että 20% tuotannosta menetetään). Kahden vuoden rakentamisen aikana menetetään noin puolet tuotannosta (verrattuna ¾-menetykseen Edsforsenin tapauksessa) kahden vuoden ajalta eli noin yhden vuoden kokonaistuotanto. Koska nimenomaan maksimivirtaamaa pyritään rajoittamaan, on johdonmukaista olettaa, että myös tässä tapauksessa joustava tuotanto ja säätökyky menetetään.[132]

132 Rakentamisaikaisten tuotannollisten menetysten arviointi on hyvin epävarmaa. Talvikautena voi olla mahdollista, että ohijuoksutuksia ei tarvitsisi tehdä, mutta taulukossa on jätetty sille mahdollisuus. Toisaalta on myös mahdollista, että täysi tuotantokatkos voi olla paljon pidempi, jotta ohjausrakenteet saataisiin rakennettua nopeammin.

Taulukko 15 Voimalaitosten arvioidut tuotantokäytettävyydet kuukausittain alasvaellusrakenteiden rakentamisaikana

	Vaihe 1				Vaihe 2*				
Kuukausi	Taivaloski	Ossaus-koski	Petäjäs-koski	Valajas-koski	Sierilä	Permanto-koski	Vanttaus-koski	Pirtti-koski	Seita-korva
1	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
2	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
3	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
4	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
5	80%	80%	30%	30%	80%	80%	80%	30%	30%
6	30%	30%	0%	0%	30%	30%	30%	0%	0%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
8	0%	0%	30%	30%	0%	0%	0%	30%	30%
9	0%	0%	30%	30%	0%	0%	0%	30%	30%
10	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
11	30%	30%	80%	80%	30%	30%	30%	80%	80%
12	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
13	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
14	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
15	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
16	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
17	80%	80%	30%	30%	80%	80%	80%	30%	30%
18	30%	30%	0%	0%	30%	30%	30%	0%	0%
19	0%	0%	30%	30%	0%	0%	0%	30%	30%
20	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
21	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
22	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
23	30%	30%	80%	80%	30%	30%	30%	80%	80%
24	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%

***Vaiheen 2 voimalaitosten rakennustöitä ei toteuteta yhtä aikaa Vaiheen 1 voimalaitosten kanssa. Vaiheen 2 voimalaitosten osalta kuukaudet siirtyvät Vaiheen 2 toteutusvuosille.**

6 Hakemuksen lupamääräysehdotuksen mukaisen kalatievelvoitteen käyttökustannukset

Käyttökustannuksina arvioidaan vuosittaiset kulut ja energiamenetykset. Lisäksi esitetään perusteet muiden tuotannollisten menetysten arvioinnille, mutta niitä ei käsitellä tässä raportissa yksityiskohtaisesti.

6.1 Kalateihin johdettava vesi ja houkutusvirtaama

Hakemuksen lupamääräysesityksen kohdan 1b mukaan kalateihin tulee johtaa vettä *vähintään* 2 m^3/s. Velvoitejuoksutus tarkoittaa tuotannollista menetystä, koska kyseisen resurssin vaihtoehtoinen käyttötarkoitus olisi sen tuottaminen energiaksi ja myyminen pörssiin. Vuorokauden energiatappio lasketaan kullekin voimalaitokselle ao. kaavan mukaisesti:

$$P = g \cdot h \cdot Q \cdot \eta_{tot} \cdot \frac{1}{1000} \cdot 24,$$

jossa tarvittavien kertoimien lisäksi
g = gravitaatiovakio,
h = putouskorkeus voimalaitoskohtaisesti,
Q = ohijuoksutettu vesi, 2 m^3/s
η_{tot}= kokonaishyötysuhde 90%

Jos voimalaitoksella ollaan ohijuoksutustilanteessa (esim. tulva-aika), kalateihin johdettu vesi ei ole ylimääräistä tuotannon menetystä. Hakemuksen lupamääräysesityksen kohdan 1c mukaan velvoiteaika alkaa 20.5., mutta tyypillisesti tulva päättyy Kemijoella vasta kesäkuun puolella. Siksi tuotantotappio lasketaan tässä 153 vuorokauden sijaan 133 vuorokaudelta. Voimalaitoskohtaiset tuotantotappiot esitetään taulukossa 16 alla.

Samoin Hakemuksen lupamääräysesityksen kohdan 1b mukaan kalatien suulle täytyy tuottaa 20 m^3/s suuruinen houkutusvirtaama samana aikana. Houkutusvirtaaman voi tuottaa esimerkiksi pumppaamalla. Taivalkosken kiinniottolaitteen suunnitelmassa pumpun jatkuva teho olisi noin 1,1MW. Tätä samaa kulutusta käytetään kaikilla laitoksilla pois lukien Permantokoski, jossa vaatimus houkutusvirtaamasta on pienempi. Pumppaamisen sijaan houkutusvirtaaman tuottaminen voisi olla mahdollista myös juoksuttamalla vettä ohi voimalaitospadon. Tällöin voisi teoriassa olla mahdollista rakentaa ohijuoksutettavalla vedellä pyörivä putkiturbiini, joka pienentäisi energiatappiota olennaisesti. Tällaisen ratkaisun rakentaminen ei ole yksinkertaista ja investointi olisi joka tapauksessa merkittävä.

Pylväsrakenteet ja muut ohjausrakenteet (välpät, seinät ym) muodostavat virtausesteen ja keräävät runsaasti roskaa. Puhtaanakin putouskorkeushäviötä voi olettaa syntyvän noin 10 – 30 cm. Putouskorkeushäviötä syntyy erityisesti silloin, kun teräsvälpät ovat ohjauspadoilla paikallaan. Tässä arvioidaan välppähäviöt 15 cm putoushäviön perusteella vain velvoiteaikana – ei

talviaikana. Talvikaudeksi ne kannattaa poistaa jo todennäköisten vakavien suppo-ongelmien vuoksi[133]. Talviaikanakin säilytettävät rakenteet muodostavat myös häviöitä ja heikentävät hyvän jääkannen muodostamista.

Taulukko 16 Voimalaitoskohtaiset energiamenetykset

	Ohijuoksutus MWh/vuosi	Houkutusvirtaaman pumppaus MWh/vuosi	Välppähäviö MWh/vuosi
Seitakorva	1240	3856	1429
Pirttikoski	1465	3856	1374
Vanttauskoski	1240	3856	1118
Sierilä	395	3856	1362
Permantokoski	1353	386	129
Valajaskoski	648	3856	2096
Petäjäskoski	1155	3856	2212
Ossauskoski	789	3856	2362
Taivalkoski	817	3856	2406
Summa	**9103**	**31230**	**9659**
Yhteensä (MWh)*			**54822**
***Energiamäärä vastaa 7000-8000 kerrostaloasunnon vuotuista sähkönkulutusta.**			

6.2 Kalateiden käyttö- ja kunnossapito

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdan 1a mukaisesti kaikki kalateiden ylläpitokustannukset olisivat luvanhaltijoiden vastuulla[134]. Yhden voimalaitoksen teknisen kalatien käyttö- ja kunnossapitokustannusten oletetaan olevan noin 25 000 euroa vuodessa 300 juoksumetrin kalatietä kohti (muut pituudet suhteessa 300 metriin). Kustannus sisältää muun muassa puhdistukset, vähäiset rakennustekniset korjaukset sekä toiminnan seurannan ja säädön. Kustannusten arvioiminen sisältää epävarmuutta, koska kokemusta ylläpidosta ei ole. Kalatien alaosan rakenteiden ylläpito (houkutusvirtaaman pumppaamo) aiheuttaa tekniikkansa vuoksi epävarmuutta, mutta vuosittaisten kustannusten arvioidaan olevan noin 50 000 euroa vuodessa yhtä houkutusvirtaamapumppaamoa kohti.

Alasvaellusratkaisun ylläpitokustannukset koostuvat ohjausratkaisujen puhdistamisesta, putouskorkeustappiosta, rakenteiden vuosittaisesta poistamisesta sekä uudelleenasentamisesta. Puhdistamiskustannusten

133 Suppo-ongelma syntyy, kun virtaava nolla-asteinen (alijäähtynyt) vesi ja sen mukana tulevat epäpuhtaudet tarttuvat kiinteään aineeseen estäen joko kokonaan tai osittain veden virtauksen. Tämä voi aiheuttaa turvallisuusriskin, tuotannollista menetystä sekä sulatus- tms. kustannuksia. Ohjausrakenteiden poistosta huolimatta kiinteät rakenteet muodostavat talvella merkittävän supporiskin.

134 Tässä analyysissa ei oteta kantaa luvanhaltijoiden väliseen kustannusjakoon.

oletetaan olevan noin 20 000 euroa vuodessa yhtä laitosta kohden (useampi puhdistuskerta). Välppien poistaminen, säilyttäminen ja uudelleen asentaminen maksaa kukin noin 20 000 euroa laitosta kohden joka vuosi. Koostetut voimalaitokset käyttö- ja kunnossapitokustannukset esitetään taulukossa 17.

Taulukko 17 Kalateiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset vuodessa

	Kalatie (milj. euroa)	Alasvaellusrakenne (milj. euroa)
Seitakorva	0,09	0,08
Pirttikoski	0,08	0,08
Vanttauskoski	0,09	0,08
Sierilä	0,08	0,08
Permantokoski	0,09	0,08
Valajaskoski	0,07	0,08
Petäjäskoski	0,09	0,08
Ossauskoski	0,08	0,08
Taivalkoski	0,09	0,08
Summa	**0,76**	**0,72**
Yhteensä		**1,48**

6.3 Joen käyttörajoitukset

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdassa 1b vaaditaan vesivoimatuotannon alistamista kalateiden toiminnalle:

”Kalateitä ja voimalaitoksia on käytettävä niin, että PVO-Vesivoima Oy:n omistaman Isohaaran voimalaitoksen alapuolelle tulevista lohista vähintään 90 % nousee padon yläpuolelle ja niistä vähintään 75 % nousee Kemijoki Oy:n omistamien Taivalkosken, Ossauskosken, Petäjäskosken ja Valajaskosken voimalaitosten kalateiden kautta Valajaskosken padon yläpuolelle. Tavoitteet tulee saavuttaa 5 vuoden kuluttua siitä, kun kalatiet ovat valmistuneet.”

Lisäksi Hakemuksessa esitetään useassa kohdassa[135] (lupamääräysehdotuksen kohdan 1b lisäksi), että voimalaitosten käytöllä

135 ”Kalateiden toimivuus edellyttää, että kalatiessä on varmistettu riittävän houkutteleva virtaama, helposti löytyvä sisäänkäynti, ihanteelliset uintiolosuhteet ja nopeus, sopivat levähdyspaikat ja kalatien asianmukaiset käyttö- ja kunnossapitoedellytykset (EnviroCentre 2013).” (Hakemuksen s. 28, luku 2.6)

”Lisäksi voimalaitoksen turbiinien käyttöjärjestelyillä voidaan kalateiden sisäänkäynnit saada mahdollisimman houkutteleviksi eri virtaamatilanteissa.” (Hakemuksen s. 29, luku 2.6)

”Lisäksi voimalaitosturbiinien käytöllä tulee pyrkiä optimoimaan kalojen ohjaaminen kalateihin.” (Hakemuksen s. 39, luku 3.1)

voidaan vaikuttaa kalateiden toimivuuteen ja tehokkuuteen sekä esitetään käytännössä, että vesivoimantuotanto alistetaan kalateiden toiminnan tutkimiseen ja tehostamiseen.

Siten Hakemuksen perusteella voi olettaa, että Kemijoen tuotanto ei olisi velvoiteaikana 20.5. – 20.10. joustavaa, mikä johtaa sekä yksityiseen että yleiseen menetykseen. Menetystä syntyy ainakin tukkusähkömarkkinoilla[136], säätösähkömarkkinoilla ja taajuusohjattujen reservien markkinoilla.

Tukkusähkömarkkinoilla koettuja vaikutuksia voi arvioida perusteellisesti, koska markkina-alue on laaja, markkinamekanismi on selkeä ja markkinamallintamiseen liittyvää osaamista voi hankkia myös riippumattomalta taholta. Joustavalla vesivoimalla on markkinoita tehostava vaikutus, koska vesivoimatuotantoa voi sijoittaa sellaisille tunneille, jossa tarve on suurin. Ilman vesivoiman joustoa markkinoilla kysynnän ja tarjonnan perusteella muodostuva hintapiikki olisi korkeampi kuin tilanteessa, jossa vesivoimaa on käytettävissä. Kokonaisuutena markkinamekanismi ohjaa vesivoimatoimijoita toimimaan siten, resurssit ovat mahdollisimman tehokkaasti käytössä. Käytännössä tämä tarkoittaa, että muodostuva sähkönhinta on kokonaisuutena edullisin ja siten hyödyttää kuluttajia ja kansantaloutta.

Säätösähkö- ja reservimarkkinoiden menetysten arviointi on tukkusähkömarkkinoita hankalampaa, koska markkinat ovat pienet, markkinaympäristö on isossa muutoksessa. Lisäksi markkinanäkemykset ovat liikesalaisuuksia ja/tai kilpailuoikeudellisten tiedonvaihtorajoitusten piirissä.

Säätösähkömarkkinoilla (15min – muutaman tunnin virtaamavaihtelut) koettu menetys on myös luokkaa 1 – 2 miljoonaa euroa velvoiteaikana kunakin vuonna. Taajuusohjattu reservi tarkoittaa sellaista tuotantokapasiteettia, jota ohjaa suoraan kantaverkon taajuus. Yleensä taajuusohjatun reservin aktivoitumisesta johtuva virtaamatason muutos on lyhytaikaista (minuutteja), eikä sen vaikutusta kalateiden toimintaan voida tässä vaiheessa arvioida. Jos myös taajuusohjatut reservit ovat poissa käytöstä, tulee menetystä lisää arviolta 1 – 4 miljoonaa euroa vuositasolla. Vuositason menetykset olisivat siten yhteensä 2 – 6 miljoonaa euroa ja odotusarvoisesti 3 miljoonaa euroa. Voimalaitoksille tämä jaetaan nimellistehon suhteessa.

”Siten on tärkeää huomioida myös voimalaitosten käyttö, jolla voi olla suuri vaikutus kalateiden toimivuuteen etenkin voimakkaasti lyhytaikaissäännöstellyissä joissa (Jaukkuri ym. 2013).” (Hakemuksen s. 29, luku 2.6)

136 Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on useita eri aikajaksoilla myytäviä tuotteita. Iso osa kaupankäynnistä käydään tuotantopäivää edellisenä päivänä seuraavalle vuorokaudelle tuntitasolla, mutta tuotannon ja kulutuksen eroa tasataan lähes reaaliaikaisesti säätösähkömarkkinoilla (mFRR), automaattisilla taajuuden palautusreservimarkkinoilla (aFRR) sekä toisaalta taajuuden vakautusreservien markkinoilla (FCR-N ja FCR-D). Näillä markkinoilla vesivoima muodostaa tärkeän joustavan kapasiteetin. Tässä muistiossa menetykset on arvioitu nykyisen markkinarakenteen mukaisesti.

Mainitun joustavuuden ja säätökyvyn arvo sähköjärjestelmän tasapainottamisessa voi tulevaisuudessa nousta, jos uusiutuvan ja säästä riippuvan tuotannon osuus jatkaa voimakasta kasvuaan. Kun ennustamattoman jouston tarve kasvaa, tämän historiallisen arvion vesivoiman säätökyvyn arvosta näillä lyhyillä markkinoilla voidaan tulkita olevan aliarvio.

Vesivoimayhtiö ei voi vaikuttaa hydrologisiin tekijöihin, jotka lopulta määräävät joen virtaamatason vuorokausi- ja viikkotasolla. Kemijoen vesistön säännösteltävien järvien (Kemijärvi ja Olkkajärvi) käyttöä ohjaavat omat rajoitukset[137], jotka eivät mahdollista merkittävää puuttumista kesäajan pitkän aikavälin virtaamatasoihin.

7 Muut Hakemuksen hyväksymisestä aiheutuvat kustannukset

7.1.1 Tutkimus ja kehittäminen

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdan 1g mukaan luvanhaltijoiden tulee vastata kalateiden ja alasvaellusreitin toiminnan parantamista koskevista tutkimus- ja kehittämiskustannuksista, joihin käytettävän rahamäärän tulee olla vähintään 250 000 euroa vuodessa korotettuna indeksillä vuosittain.

Tämä velvoite tulisi jaettavaksi PVO-Vesivoima Oy:n kanssa.

7.1.2 Vanhojen uomien vesittäminen

Ossauskosken, Petäjäskosken ja Permantokosken voimalaitoksilla vanhat uomat toimivat ohijuoksutusuomina. Hakemuksessa (lupamääräysehdotus, kohta 2) esitetään, että vanhojen uomien vesittämisestä on tehtävä teknis-taloudellinen ja biologinen toteutettavuusselvitys ja suunnitelma.

Yksityiskohtaisen selvityksen laatimisen kustannusarvio olisi noin 50 000 euroa yhtä uomaa kohti eli yhteensä 150 000 euroa.

Voimayhtiö ei voi kontrolloida ohijuoksutuksen suuruutta, eikä ajoitusta tilanteessa, jossa tulovirtaama kasvaa suuremmaksi kuin voimalaitoksen koneistojen läpäisykyky. Tällaisia tilanteita syntyy vuosittain esimerkiksi tulva-aikoina tai häiriö- ja huoltotilanteissa. Patoturvallisuuden näkökulmasta ohijuoksutusuomien vesittäminen ei olisi poissuljettua, mutta ohijuoksutuksista johtuen odotukset kalataloudellista hyödyistä olisivat vähäiset, koska kutusorat ja poikaset huuhtoutuisivat pois uomista tulva-aikoina.

---

137 Kemijoki Oy huomioi lupaehtojen lisäksi muita eri sidosryhmien kanssa yhteistyössä määritettyjä rajoituksia.

7.1.3 Ylisiirtovelvoitteen kustannus

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdan 4 mukainen ylisiirtovelvoite vaatisi nykyisten velvoitekustannusten lisäksi noin 1,2 miljoonan euron investoinnin laitteisiin (kohta 4a) sekä vuosittaisena kustannuksena noin 0,25 miljoonaa euroa. Vaihtoehtoisesti olisi voitu käyttää esimerkiksi Taivalkosken kiinniottolaitteen kustannusarviota.

Tämä velvoite tulisi jaettavaksi PVO-Vesivoima Oy:n kanssa.

7.1.4 Istutusvelvoite ja kalatalousmaksu

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdassa 5 esitetään vaatimukset koskien tuki-istutuksia, kalanviljelyä, sekä kalatalousmaksua. Kalanviljelytoiminnan lisääminen edellyttää noin 9 miljoonan euron investoinnin uuteen kalanviljelylaitokseen. Velvoitemäärien kasvun vaikutus lasketaan arvioimalla nykyisen velvoitteen vuosittainen yksikköhinta kalalajeittain. Kun samoja yksikköhintoja sovelletaan uusiin velvoitemääriin, vuosittaiset kustannukset kasvaisivat nykyiseen verrattuna noin 0,8 miljoonaa euroa ilman istutus- tms. kustannuksia.

Tämä velvoite tulisi jaettavaksi PVO-Vesivoima Oy:n kanssa.

7.1.5 Kalatalousvelvoitteen toteuttamissuunnitelma

Hakemuksessa (kohta 6) esitetään, että ”L*uvanhaltijan tulee laatia vesilain 3. luvun 15 §:n mukainen yksityiskohtainen kalatalousvelvoitteen toteuttamissuunnitelma, joka hyväksytetään kalatalousviranomaisella.”* Ottaen huomioon Hakemuksen mukaisen hankkeen monimutkaisuuden ja laajuuden, tulisivat kustannukset olemaan noin 0,25 miljoonaa euroa.

Tämä velvoite tulisi jaettavaksi PVO-Vesivoima Oy:n kanssa.

7.1.6 Velvoitetarkkailu

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdan 7 mukainen velvoitetarkkailu vaatinee 1 – 2 henkilötyövuotta sekä mahdollisia muita lisäkuluja. Kustannukseksi arvioidaan noin 0,15 miljoonaa euroa vuodessa.

Tämä velvoite tulisi jaettavaksi PVO-Vesivoima Oy:n kanssa.

7.1.7 Lupaehtojen tarkistaminen

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohdan 8 mukaan luvanhakijalta edellytetään lupaehtojen tarkistamista 10 vuoden kuluttua päätöksen

lainvoimaiseksi tulemisesta. Tämän kustannuksia ei tässä vaiheessa voida uskottavasti tunnistaa, eikä näin ollen laskea.

8 Yhteenveto

Hakemuksen lupamääräysehdotusten mukaiset investointi- ja käyttökustannukset esitetään kootusti taulukossa 18. Taulukossa ei esitetä tuotannollisten menetysten arvoa tukkusähkö-, säätösähkö- eikä reservimarkkinoilta. Lisäksi kustannusten ulkopuolelle on rajattu mahdolliset kiinteistöverovaikutukset sekä Kemijoki Oy:n rahoituskustannukset.

Hakemuksen lupamääräysehdotuksen kohtien 1f ja 1e aikatauluvaateeseen pääseminen edellyttää merkittäviä kiirehtimiskustannuksia sekä hankintaa strategisesti heikossa kilpailutusasemassa. Näiden kustannusvaikutusta ei ole täysimääräisesti huomioitu.

Aikataulun osalta suunnittelu- ja toimitusketjuun voi muodostua merkittäviä pullonkauloja, jotka viivästyttäisivät eri hankkeiden yhtäaikaista etenemistä riippumatta taloudellisesta panoksesta. Lisäksi pato- ja ympäristölainsäädäntö, maa-ainesten hankkimiseen tarvittavat luvat, liikennejärjestelyt sekä kaikki muu viranomaisyhteistyö ja sidosryhmävuorovaikutus huomioon ottaen Hakemuksen mukainen aikataulu ei olisi käytännössä mahdollinen.

Taulukko 18 Kooste Hakemuksen lupamääräysehdotusten mukaisista kuluista ilman tuotannollisia menetyksiä

Velvoite	**Investointikustannus (miljoonaa euroa)**	**Kertaluontoinen energiamenetys (GWh)**	**Vuosittainen kulu (milj. euroa/a)***	**Vuosittainen energiamenetys (GWh/a)****
1) Kalatiet ja alasvaellusreitit Taivalkoski-Valajaskoski	37,3 + 105,7	2082	0,65+0,25	28
2) Vanhojen uomien vesitysselvitys ja -suunnitelma	0,15			
3) Kalatiet Rovaniemeltä ylöspäin	50,7 + 171,5	1698	0,83	27
4) Ylisiirrot	1,2		0,25	
5) Istutusvelvoite ja kalatalousmaksu	9		0,8	
6) Kalatalousvelvoitteen toteuttamissuunnitelma	0,25			
7) Velvoitetarkkailu			0,15	
8) Lupaehtojen tarkistaminen	Ei arvioitavissa		Ei arvioitavissa	
Yhteensä	**375,65**	**3780**	**2,93***	**55****

***Vuosittainen kulu ei sisällä tuotannollisia menetyksiä tukkusähkö-, säätösähkö- eikä reservimarkkinoilla. Kokonaisuutena menetykset näissä olisivat huomattavasti esitettyä vuosittaista kassasta maksettavaa kulua enemmän.**

****Vuosittainen energiamenetys sisältää kalateihin juoksutetun veden, houkutusvirtaaman pumppaamisen tarvittavan energian ja ylimääräiset välppähäviöt.**

9 Liiteluettelo

Liite C: Sweco – Kemijoki Oy, Taivalkosken voimalaitoksen kalan kiinniotto- ja ylisiirtolaite, 2017
Liite D: Sweco – Alasvaellusrakenteiden kustannusarvio Valajaskosken voimalaitokselle, 2018
Liite E: Norconsult - Fortsatt utredning av fiskavledning vid Edsforsens kraftverk, 2017

Liite C

Sweco – Kemijoki Oy, Taivalkosken voimalaitoksen kalan kiinniotto – ja ylisiirtolaite

SWECO

RAPORTTI

TYÖNUMERO 22704186

KEMIJOKI OY, TAIVALKOSKEN VOIMALAITOKSEN KALAN KIINNIOTTO- JA YLISIIRTOLAITE

KUSTANNUSARVIO

2017-10-13

SWECO RAKENNETEKNIIKKA OY

T.Tourula

repo001.doc 2015-10-05

Sisältö

1	Yleistä	2
2	Suunnittelun ja kustannusarvion perusteet	3
3	Kiinniottolaiteen rakenteet	4
4	Kiinniottolaitteen pumppausratkaisu	5
5	Kiinniottolaitteen sähkö- ja automaatioratkaisu	7
6	Kustannusarvio	9
Liitteet		10

1 Yleistä

Sweco Rakennetekniikka Oy on Kemijoki Oy:n toimeksiannosta laatinut Kemijoen Taivalkosken voimalaitoksen yhteyteen sijoittuvan kalojen kiinniotto- ja ylisiirtolaitteen toteutuksen alustavan suunnittelun ja kustannusarvion.

Taivalkosken vesivoimalaitos sijaitsee noin 20 km päässä Kemijoen suulta. Voimalaitoksen putouskorkeus on 14,5 m ja keskivirtaama 600 m3/s.

Taivalkosken voimalaitos

Taivalkosken voimalaitoksen alapuolella jokisuulla sijaitsee Kemijoen alin voimalaitos, Isohaaran voimalaitos. Isohaaran voimalaitoksella sijaitsee 2 erillistä kalaporrasta.

Taivalkosken ja Isohaaran voimalaitosten sijainti.

Suunnittelukohteena olevan Taivalkosken kalojen kiinniotto- ja ylisiirtolaitteen tarkoituksena on järjestää mereltä Isohaaran voimalaitoksen ohi nousevien vaelluskalojen, etenkin lohen, pääseminen latvavesien kutualueille. Ensimmäisessä vaiheessa nousevat kalat otetaan kiinni rakennettavalla kiinniottolaiteella ja siirretään sen jälkeen autokuljetuksella latvavesille. Toisessa vaiheessa on tarkoitus rakentaa kalaportaat kalojen luontaisen nousun järjestämiseksi padon ohi.

Toimeksiannossa pyrittiin myös selvittämään mitä vaatii, että voidaan pumpata 20m3/s jokivettä kalojen pyyntilaitteeseen. Toisena vaihtoehtona selvitettiin pumppuja täyttöpumppaukseen, jossa allasta täytettäisiin 0,5m3/s vauhdilla.

Pumppujen budjettitarjouskyselyssä selvisi, että kohteessa olevan suuren vesimäärän 20m3/s siirtämiseen kannattaa käyttää propellipumppuja, joilla voidaan saavuttaa tarvittava virtaama, kun käytetään esimerkiksi kolmea pumppua rinnakkain.

Kaikki toimittajat tarjosivat pystymallista propellipumppua. Toimittajien mukaan vaakamalleilla ei päästä tarvittaviin tuottoihin.

2 Suunnittelun ja kustannusarvion perusteet

Taivalkosken alakanavan vedenkorkeus vaihtelee. Alavedenpinnan korkeustiedot vuosilta 2006–2010 ja aikaväliltä 16.6–31.10 ovat seuraavat (Pöyry 2014):

	Alavesialanan tasot (m) 16.6. – 31.10. vuosina 2006-2010			
	Kaikki virtaamat		Virtaama >400m³/s	
	Keskiarvo	Vaihteluväli (min – max)	Keskiarvo	Vaihteluväli (min – max)
Ilmeksittäinen vesipinta	+12.17	+11.72 – +13.13	+12.27	+11.96 – +13.13
Keskiylivedenpinta	+12.40	+11.97 – +13.13	+12.41	+12.05 – +13.13
Keskialivedenpinta	+11.07	+11.72 – +12.89	+12.07	+11.86 – +12.89
Vaihteluväli	0.43	0.00 – 0.84	0.34	0.0 – 0.75

Suunnittelussa on käytetty alakanavan arvoina keskiylivedenpinta +13,13, keskivedenpinta +12,50 ja keskialivedenpinta +11,72 (Kemijoki Oy 2017). Kerran 50 vuodessa tapahtuvan tulvan arvona on käytetty +15.80 m (Kemijoki Oy 2017)

Kiinniottolaiteen toiminta mitoitetaan alle 100 kpl lohta päivässä määrälle. Kiinniottolaiteen vuotuinen toiminta-aika on 1.6.-30.9. Talvella laite tyhjennetään vedestä. Normaali houkutusvirtaama on 10 m3/s maksimi houkutusvirtaaman ollessa 20 m3/s. Virtausnopeus sisääntulokanavassa on 2,5 m/s. Toisessa vaiheessa toteutettavan kalaportaan virtaama tulee olemaan 2 m3/s houkutusvirtaaman säilyessä kuitenkin tarvittaessa 20 m3/s. Kiinniottolaitteen on toimittava toisessa vaiheessa toteutettavan kalaportaan alaosana ja mahdollistettava tarvittaessa myös "kalasydämen" käytön. Houkutusvirtaama järjestetään pumppaamalla vettä joesta laitteeseen. Kiinniottolaiteen altaissa sijaitsevat häkit nostetaan kuorma-auto nosturilla niiden tyhjennystä vartnen.

Betonirakenteet mitoitetaan pakkasen kestäväksi ja vesitiiviiksi. Teräsrakenteet suunnitellaan veden alaisilta osiltaan ruostumattomasta teräksestä tai kuumasinkityiksi ja veden päällä korroosiosuoja maalatuiksi. Suunnittelukäyttöikä 50 vuotta.

3 Kiinniottolaiteen rakenteet

Kiinniottolaiteet rakennustekniset työt

Kiinniottolaite sijoitettaan voimalaitoksen alakanavan länsirannalle lähelle voimalaitosta. Paikka on määritetty aikaisemmin alakanavassa suoritettujen kalojen telemetriamittausten tulosten mukaisesti, joiden mukaan kalojen on todettu pääsääntöisesti olevan noin 50 m etäisyydellä voimalaitoksesta sen alapuolella. Toinen houkutusvirtauksen purkuaukko on sijoitettu kohti voimalaitosta ja toinen voimalaitoksesta poispäin.

Rakenne muodostuu viidestä toisiinsa yhteydessä olevasta altaasta, sisääntulokanavista, vedenottokanavasta, tukimuuri- ja pumppujen tukirakenteesta. Laite varustetaan patoluukku-, kynnys-, hoitotaso-, nostokori-, nielu-, välppä-, nostinpalkki ja kaiderakenteilla. Patoluukku- ja kynnysrakenteet ovat sähkökäyttöisiä ja kynnys automaattisesti säätyvä veden mittaus anturoiden mittausten mukaisesti. Alueelle sijoitetaan sähkö- ja automaatiotila sekä muuntaja. Aluerakenteita ovat alueen huoltotie, piha kuivatusrakenteineen ja kaivannon kulmatukimuuri.

Kiinniottolaite

Kiinniottolaitteen altaiden pohja on korossa +8.50 ja yläreuna +16.00. Rakenteen mitat sivusuunnassa ovat 7,1 x37,6 m.

Sisääntuloaukon mitat ovat 2.55 m x 5,6 m (bxh).

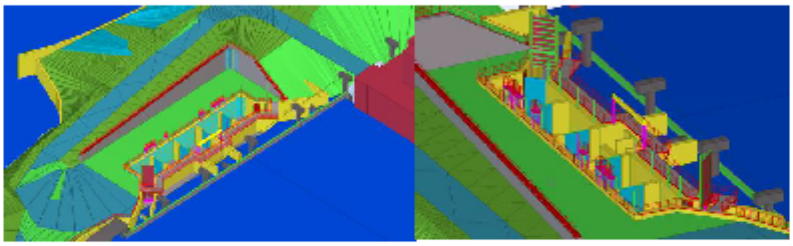
Kiinniottolaitetta varten joudutaan tekemään mittavia maarakennus- ja kallion louhinta töitä. Nykyisen uittorännin kohdalta ei kalliota louhita kalojen sisäänotto- ja veden sisään pumppauskanavia lukuun ottamatta. Nykyinen kallion pinta on noin tasossa +11.0-12.00, jolloin louhinta syvyyttä laitteen kohdalle muodostuu noin 5-6 m.

Kulmatukimuuri tai porapaaluseinä

Alueen käyttöä varten rakennetaan työmaa-aikainen tie ja työmaa alue. Myöhemmin tielinjauksen mukaisesti voidaan rakentaa toteutettava kalatie.

Jotta alue saadaan valmisteltua rakentamista varten, ja myöhemmin alueen käyttöä ajatellen, on alue rajattava rakennustyön aikaisella ponttiseinällä ja lopullisesti betonirakenteisella kulmatukimuurilla. Vaihtoehtona, jota ei kuitenkaan ole sisällytetty tähän kustannusarvioon, on porapaaluseinä. Se voi toimia sekä rakennustyönaikaisena että lopullisena rakenteena, mutta on kustannuksiltaan kalliimpi.

Lisäksi kohteeseen rakennettaan rakennusaikainen työpato.



Taivalkosken kalojen kiinniottolaite.

4 Kiinniottolaitteen pumppausratkaisu

Siirtopumppaus

Selvityksen lähtökohtana oli selvittää, miten onnistuu pumpata 20m3/s jokivettä keräysaltaaseen. Minkälaisia pumppuja ja kuinka paljon sähkötehoa pumppujen käyttäminen vaatii.

Päätetiin käyttää suuresta virtaamasta johtuen useampaa pumppua (3 kpl), jolloin pumppuja voidaan lisätä sitä mukaa kun on tarvetta, jos ei heti haluta päästä 20m3/s tuottoon. Myös huollon kannalta on parempi, jos pumppuja on useampi pienempi kuin yksi iso.

Vaihtoehtoina oli pumpata jokivettä vaakaputkessa betoniseinän läpi tai pystypumpulla betoniseinän yli.

Suuresta virtaamasta (7m3/s per pumppu) johtuen toimittajat päätyivät kaikki pystymallin propellipumppuun, jolla saavutetaan tarvittava virtaama. Vaakapumpuissa tarvittavan suurta virtaamaa ei ollut toimittajien mukaan mahdollista saavuttaa.

Muilla pumpputyypeillä olisi vaadittu suuri määrä pumppuja, jotta tarvittavaan virtaamaan olisi päästy.

Budjettitarjoukset pyydettiin seuraavilta toimittajilta. Sultzer, Xylem, Masino Oy, Grundfos ja amerikkalainen FPI pumps. Budjettitarjoukset saatiin Sultzerilta, Xylemiltä, joka tarjosi kahta vaihtoehtoa ja Grunfos:lta.

Alla olevaan taulukoon on eritelty toimittajien antamat budjettitarjoukset. Heidän ehdottamansa pumpputyypit ja niiden tarkemmat tiedot.

Toimittaja	Pumpputyyppi	Pumppu malli	Kapasiteetti m3/s	yhteiskapasiteetti m3/s	Nostokorkeus m	NPSH m	minimiupotus syvyys	Moottoriteho kw/kpl	Moottoriteho kw yht	budjettihinta € Alv 0 /kpl	Tarvittava määrä kpl	budjettihinta € Alv 0 yht
Sultzer	Propellipumppu pystymalli	VUPX1201 PE3500/4.2	6,67	20	1,8	13		350	1050	140000	3	420000
Xylem	Propellipumppu pystymalli	PL 7125/935 3~ 1240	6,83	20	1,6	11	3,5	410	1230	125000	3	375000
Xylem	Propellipumppu pystymalli	PL 7125/935 3~ 1430	4,95	20	1,6	7,6	3,5	250	1000	100000	4	400000
Grundfoss	Propellipumppu pystymalli	KPL. 1800.300.18T.50.E	7	21	2,5		3,3	300	900	312500	3	937500

Käyttämällä pumppaukseen esimerkiksi Sultzerin toimittamia VUPX1201 PE3500/4.2 pumppuja hinnaksi tulisi 420000€. Pumppujen tarvitsema sähköteho olisi 1050Kw.

Nostokorkeus kyseisellä pumpulla on 1,8m ja se tarvitsee 3m upotussyvyyden toimiakseen oikein.

Täyttöpumppaus

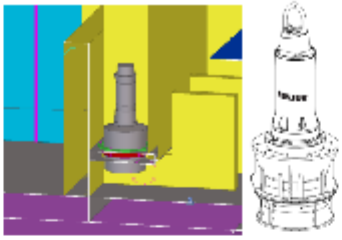
Toisena vaihtoehtona jatkuvalle siirtopumppaukselle on täyttää allasta pikkuhiljaa ja portteja avaamalla saada suuri virtaus ajoittain aikaiseksi. Tätä silmällä pitäen pumpputoimittajilta kysyttiin tarjous myös pumpusta 0,5m3/s tuotolla ja 3m nostokorkeudella.

Alla olevaan taulukoon on eritelty toimittajien antamat budjettitarjoukset. Heidän ehdottamansa pumpputyypit ja niiden tarkemmat tiedot.

Toimittaja	Pumpputyyppi	Pumppu malli	Kapasiteetti m3/s	yhteiskapasiteetti	Nostokorkeus m	NPSH m	minimiupotus	Moottoriteho kw/kpl	Moottoriteho kw yht	budjettihinta € Alv 0 /kpl	Tarvittava määrä kpl	budjettihinta € Alv 0 yht
Sultzer	Propellipumppu pystymalli	VUPX0502 PE300/8	0,5	0,5	3	3		30	30	19000	1	19000
Xylem	Propellipumppu pystymalli	PL 7030 ** 3~ 424	0,5	0,5	3	9	1,8	33	33	15000	1	15000
Grundfoss	Propellipumppu pystymalli	KPL.700.22.8.T.50.E	0,5	0,5	3		1,6	22	22	24900	1	24900

Käyttämällä pumppaukseen esimerkiksi Sultzerin VUPX0502 PE300/8 pumppua hinnaksi tulisi 19000€. Pumpun tarvitsema sähköteho olisi 33Kw. Nostokorkeus kyseisellä pumpulla on 3m.

Pumppausselvityksen lopputuloksena tässä kustannusarviossa esitetään ratkaisua, jossa laitteen houkutusvirtaama tuotetaan 3 kpl vertikaalipropellipumpulla, jotka on siis myös sisällytetty alla olevaan kokonaiskustannusarvioon. Pumppujen sähkön syöttö järjestetään voimalaitokselta puistomuuntajan kautta.



Vertikaalipumppu asennettuna ja pumppu

5 Kiinniottolaitteen sähkö- ja automaatioratkaisu

Kiinniottolaitteen sähkön syöttö saadaan voimalaitokselta Kemijoki Oy:n osoittamasta kohdasta, josta johdetaan 20 kV kaapeli puistomuuntajalle. Muuntajalta sähkösyöttö edelleen ohjataan sähkö- ja automaatiotilan kautta kiinniottolaitteelle. Alueelle sijoitetaan em. mukaisesti sähkö- ja automaatiotila sekä muuntaja.

Kiinniottolaitteeseen sijoitetaan vedenpinnan mittauksia, joiden mukaisesti laiteen toimintaa ohjataan automaattisella pääpumppujen ja säädettävän kynnyksen säädöillä.

Laitteen kynnykselle on tavoitteena säätää noin 500 mm vedenkorkeuden ero ja sisäänottokanavaan noin 2.5 m/s virtaama.

Vedenpinnan mittaukset

Mittaukset tehdään paineantureilla, jotka sijaitsevat haponkestävissä noin 60 mm suojaputkissa. Putkissa on alapäässä kuristimet, jotta vedenkorkeuden vaihtelut putkessa ovat hitaammat.

-1 kpl/purkukanava => yhteensä 2 kpl
-1 kpl/keruuallas => yhteensä 2 kpl
-1 kpl/pumppausallas => yhteensä 1 kpl

Kiinniottolaitteen sulkuluukut 2 kpl

-1 kpl sähkömoottori (16 kW)+nostokojeisto/luukku (ketju tai hammastanko)

Etäkäyttö ohjauskeskuksesta. Liikkeen rajoittimet ylä- ja ala-asentoon. Käsikäyttömahdollisuus. Ei automatiikkaa vedenpinnan korkeuden mukaisesi.

Säätöluukut 2 kpl

-1 kpl sähkömoottori (12 kW)+nostokojeisto (ketju, hammastanko)

Automaattinen säätö vedenkorkeuden mukaisesti. Liikkeen rajoittimet ylä- ja ala-asentoon. Käsikäyttömahdollisuus.

Aluevalaistus

Kiinniottolaite varustetaan koko alueen valaisevalla yleisvalaistuksella 2 kpl ja 1-3 kohdevalaisimella. Lisäksi alueelle sijoitetaan 1~ ja 3~ pistorasioilla.

Seurantalaitteet

Kalan nousun seurantalaitteet sijoitetaan molempien purkukanavien nielun ylä ja alapuolelle. Laitteille rakennetaan varaukset rakenteeseen.

6 Kustannusarvio

Kustannusarvio edellä määritetylle rakennustyölle on esitetty alla olevassa taulukossa.

Nimikeryhmä		euroa (alv 0%)	osuus
Rakennuttajan kustannukset		398950	7,2 %
Rakennustekniset työt		4455412	79,8 %
Hankevaraukset	15%	728154,2	13,0 %
Yhteensä alv 0%		5582516	

Rakennuttajan kustannukset koostuvat seuraavista kustannuksista (Talo2000):

- Hankkeen johtotehtävät
- Suunnittelutehtävät
- Rakentamisen johtotehtävät
- Työmaatehtävät
- Kiinteistötehtävät

Rakennusteknisten töiden kustannukset koostuvat seuraavista kustannuksista (Talo2000):

- Alueosat
- Talo-osat
- Tilaosat
- Tekniikka osat

Hankevarausten kustannukset koostuvat seuraavista kustannuksista (Talo2000):

- Suunnittelu- ja hintamuutokset
- Muut varaukset

Arvioimme kustannusarvion 5 582 516 euroa (alv 0%) tarkkuudeksi on ± 15%.

Vaihtoehtoisesti ylläolevan kustannusarvion mukainen väliaikainen ponttiseinä ja betonirakenteiden kulmatukimuuri voidaan korvata toteutuksella, jossa rakennetaan jo rakennustyön aikana pysyväksi rakenteeksi jäävä porapaaluseinä. Tämä vaihtoehto on noin 150 000 Euroa kalliimpi kuin kustannusarvioon sisällytetty ratkaisu.

Kustannusarvioon on tietyille rakenteille sisällytetty ainoastaan hankintahinta. Vain rakennustyön aikaisien rakenteiden purkamisen jälkeen niiden edelleen myyminen tai

uudelleen käyttö antaa kustannuksiltaan kustannusarviota alentavan vaikutuksen, mutta sitä ei tässä ole kuitenkaan huomioitu. Tällaisiä rakenteita ovat mm. ponttiseinä ja työpato.

Yllä esitetty kustannusarvio perustuu suunnittelutilanteeseen, jossa lopullinen perussuunnittelu on kesken ja työsuunnittelu tekemättä, esitetyn suunnitelman mukaiseen rakennustyön laajuuteen sekä vertailukelpoisten toteutuneiden projektien tyypillisiin kustannustietoihin. Lopullinen rakennustyön kustannus määrittyy urakoitsijoiden urakkatarjousten, solmittujen urakkasopimusten ja toteutuneen työmäärän mukaisesti. Tämän kustannusarvion laatija ei edellä mainittujen seikkojen perusteella voi vastata esitetyn kustannusarvion lopullisesta oikeellisuudesta.

Oulussa 13.10.2017

DI Tuomo Tourula, osastopäällikkö
Sweco Rakennetekniikka Oy

Liitteet

Luonnospiirustukset

Liite D

Sweco – Alasvaellusrakenteiden kustannusarvio Valajaskosken voimalaitokselle

SWECO

RAPORTTI

22705605

ALASVAELLUSRAKENTEIDEN KUSTANNUSARVIO VALAJASKOSKEN VOIMALAITOKSELLE

LOPULLINEN

2018-09-27

SWECO RAKENNETEKNIIKKA OY

HENRI PITZÉN

JUKKA JARTTI

TUOMO TOURULA

Sisältö

1	**Työn tausta ja siihen liittyvät tehtävät**	**1**
2	**Lähtötiedot**	**2**
2.1	Voimalaitos	2
2.2	Uoman syvyyssuhteet	2
2.3	Alasvaellus ja sen sijoittuminen	2
2.4	Tutkittavan rakenteen toimintaperiaate	3
2.5	Voimalaitoksen alasvaellusreitit	3
2.6	Ohjauslinjojen asemointi	4
3	**Tutkittava rakenne**	**4**
4	**Rakenteen mitoitus**	**5**
4.1	Virtauskuorma	5
4.2	Jääkuorma	6
4.3	Rakenteen kuormat	8
4.4	Perustustavan valinta	8
4.5	Porapaalut	8
4.6	Kallioankkurit	9
4.7	Antura	9
4.8	Mitoitettu pylväs ja antura	9
4.9	Gravitaatioperustus	10
5	**Alasvaellusrakenteiden tietomalli**	**11**

6	Työpadon toteutus	12
7	Kustannusarvio	12
8	Arvioitu rakentamisaikataulu	14
9	Lisätutkimus	16
10	Lähteet	17
11	Liitteet	18

1 Työn tausta ja siihen liittyvät tehtävät

Tämä raportti on laadittu kustannusarviolaskelmana alasvaellusrakenteiden toteutukselle Kemijoella sijaitsevalle Valajaskosken voimalaitokselle. Työn tilaaja on Kemijoki Oy. Alasvaellusrakenteiden suunnittelu, toteuttaminen ja seuranta liittyvät osana Lapin ELY-keskuksen vuonna 2017 jättämään kalatalousvelvoitteiden muutoshakemukseen, jonka käsittely on vielä kesken. Alle on eritelty muutoshakemuksessa esitettyjä alasvaellusrakenteita koskevia velvoitteita.

Kalatievelvoitteet. Luvanhaltioiden velvollisuutena on suunnitella ja toteuttaa kustannuksellaan Isohaaran, Taivalkosken, Ossauskosken, Petäjäskosken ja Valajaskosken yhteyteen tarkoituksenmukainen ja toimiva kalatie sekä alasvaellusreitti ohjausmenetelmineen.

Kalatalousvelvoitteeen toteuttamissuunnitelma ja velvoitteen tuloksellisuuden tarkkailu. Luvanhaltijan tulee laatia yksityiskohtainen kalatalousvelvoitteen toteuttamissuunnitelma ja tarkkailla kalateiden ja alasvaellusreittien toimivuutta sekä ylisiirtojen ja istutusten tuloksellisuutta, luonnonpoikastuotantoa ja toimenpiteiden vaikutusta kalastukseen.

Kalatievelvoite a). Kalateiden ja alasvaellusreittien tulee soveltua lohelle ja taimenelle ja ne tulee toteuttaa parhaalla käytettävissä olevalla tekniikalla ja alan parhaita käytäntöjä noudattaen. Luvanhaltijan tulee vastata kustannuksellaan kalateiden toiminnasta, ylläpidosta sekä rakenteiden ja virtaamien säädöstä. Luvanhaltijoiden tulee luovuttaa maksutta kalateihin tarvittava vesi, jolla varmistetaan sopiva virtausnopeus kalatiessä ja kalatien suuaukolla joen virtaamasta riippuen.

Kalatievelvoite d). Kunkin voimalaitoksen yhteyteen toteutettavan alasvaellusreitin tulee toimia niin, että Valajaskosken yläpuolelle tulevista vaelluspoikasista 60 % selviytyy viiden voimalaitoksen ohi Isohaaran voimalaitospadon alapuolelle. Voimalaitoksia on käytettävä niin, että se tukee vaelluspoikasten selviytymistä jokisuuhun.

Tässä raportissa tarkastellaan lähemmin **kalatievelvoite d).** mukaisia rakenteita, joilla on mahdollista päästä velvoitteen mukaiseen 60 % kokonaisselviytymiseen viiden

voimalaitoksen ketjussa. Yhden voimalaitoksen osalta vaatimus tarkoittaa noin 90 % selviytymistä, joka koostuu voimalaitosta edeltävän jokiosuuden kuolleisuudesta, ohjausrakenteen toimivuudesta sekä alasvaellusreitin kuolleisuudesta (esim. 0,966 * 0,966 * 0,966 = 0,901 > 0,90). Tähän raporttiin sisältyy rakenteen mitoitus, toteutus ja kustannusarvio materiaaleista sekä työstä. Lisäksi työn toteutukselle laadittiin alustava rakentamisaikataulu.

2 Lähtötiedot

2.1 Voimalaitos

Valajaskosken voimalaitos sijaitsee Kemijoen varrella noin 15 kilometriä Rovaniemeltä etelään. Voimalaitoksen kolme Kaplan-turbiinia tuottavat 101 MW tehoa ja laitoksen vuotuinen energian tuotanto on noin 365 GWh. Laitos on mitoitettu 1050 m^3/s rakennevirtaamalle, jonka ylittyessä vettä juoksutetaan padon neljästä tulva-aukosta. Voimalaitoksen betonipato on pituudeltaan 239 metriä ja sen molemmilla puolilla on 500 metriä maapatoa. Laitoksen putouskorkeus on noin 12 metriä.

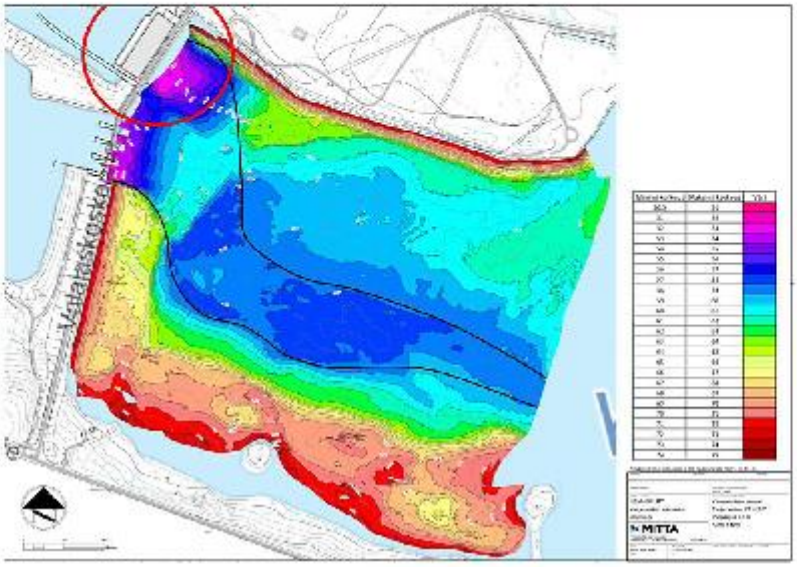
2.2 Uoman syvyyssuhteet

Valajaskosken voimalaitoksen yläpuoliselle osalle on tehty pohjan luotaus 27.9.2017 ja se toimitetaan tämän raportin liitteenä. Huomionarvoista on, että uoman syvyys on paikoin lähes 25 metriä.

2.3 Alasvaellus ja sen sijoittuminen

Lohen alasvaellus alkaa keväällä, kun jokiveden lämpötila nousee n. 10–12 asteeseen. Taimenen alasvaellus ajoittuu kevättulvien alkuun ja alkaa siten lohta aiemmin. Valajaskosken veden lämpötilamittausten perusteella alasvaellus ajoittuu voimalaitoksella karkeasti huhti-toukokuun vaihteeseen.

Alasvaeltavat kalanpoikaset seuraavat uoman päävirtausta syvänneuran kohdalla. Parvessa vaeltavat poikaset uivat tavallisesti matalalla; noin 1–3 metriä vedenpinnan alapuolelle. (Rivinoja 2005). Kuvaan 1 on hahmoteltu vaeltavan poikasparven todennäköinen vaellusreitti Valajaskosken voimalaitoksen yläpuolisella osalla.



Kuva 1. Alasvaeltavien kalanpoikasten todennäköinen vaellusreitti hahmoteltuna Valajaskosken yläpuolisen osan pohjan luotaukseen. Punainen ympyrä merkitsee turbulenttia vyöhykettä ja sen alueella parven vaellusreitti voi poiketa ennusteesta.

2.4 Tutkittavan rakenteen toimintaperiaate

Tässä raportissa tutkitaan pintavirtauksen ohjaamiseen perustuvaa ohjausrakennetta. Kyseisellä periaatteella toimivat rakenteet ovat toiminnaltaan luotettavia ja niistä on kertynyt paljon tutkimustietoa. Lisäksi niiden asemointia voidaan tutkia virtausmallien avulla, josta on apua rakenteen optimaalisen sijainnin etsimisessä.

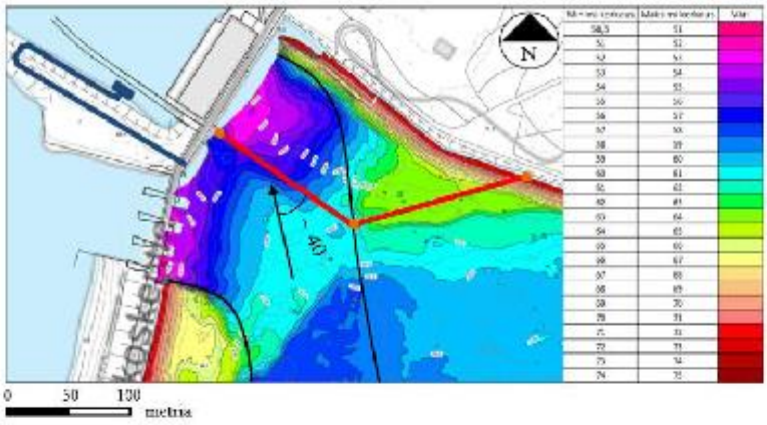
2.5 Voimalaitoksen alasvaellusreitit

Valajaskosken voimalaitoksella on kaksi vaihtoehtoista alasvaellusreittiä; tuleva kalatie sekä käytöstä poistettu tukinuittokouru. Tässä raportissa päädyttiin vaihtoehtoon, missä

ohjaus toteutetaan laitoksen uittokouruun siten, että myös kalatie on avoinna alasvaeltaville poikasille.

2.6 Ohjauslinjojen asemointi

Kirjallisuuden perusteella pintavirtauksen ohjaamiseen perustuvat rakenteet tulee asemoida korkeintaan 45 asteen kulmaan päävirtauksen suuntaan nähden (Lundström ym. 2010). Kuitenkin pienemmät, noin 15 asteen kulmat, toimivat alasvaelluksen ohjauksessa paremmin (Mulligan ym. 2017). Valajaskosken voimalaitoksen tapauksessa arvioitiin, että noin 40 asteen kulma on saavutettavissa, mutta sitä pienempi ohjauskulma vaatii rakenteelta kohtuutonta pituutta. Edellä mainittujen periaatteiden mukaisesti asemoidut ohjauslinjat ovat esitettyinä kuvassa 2. Ohjauslinjan kokonaispituus on noin 300 metriä ja se koostuu kahdesta 150 metrin mittaisesta linjasta.

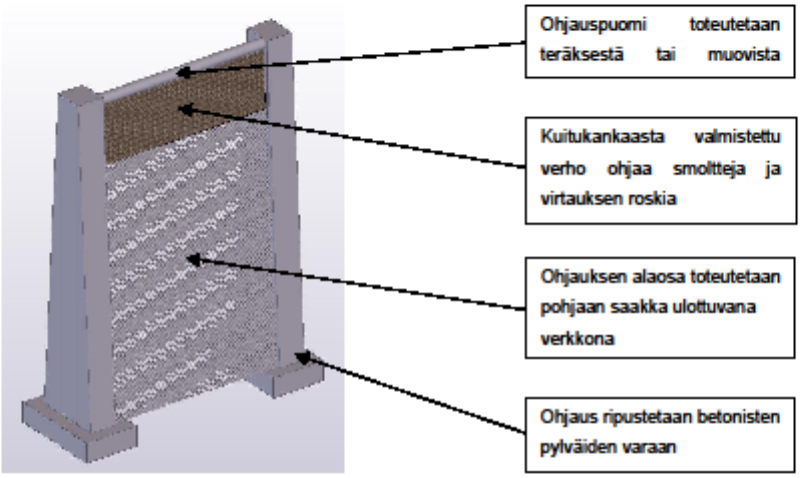


Kuva 2. Ohjauslinjojen asemointi kappaleessa 2.6 esitettyjen periaatteiden mukaisesti.

3 Tutkittava rakenne

Ohjausrakenne pyrittiin suunnittelemaan lähtökohtaisesti siten, että sillä voidaan saavuttaa velvoitemuutoksen edellyttämä toimintavaade. Tämän vuoksi rakenteen tuli ulottua uoman

pohjaan saakka, jotta kalanpoikasten päätyminen turbiineihin voidaan estää. Lisäksi ohjausrakenteen osat ja materiaalit valittiin siten, että rakenne kestää ympärivuotisesti kohteen haastavissa olosuhteissa. Kuvassa 3 on esitetty edellä mainittujen periaatteiden mukaisesti suunniteltu ohjauselementti.



Kuva 3. Tutkittavan ohjausrakenteen mallikuva.

4 Rakenteen mitoitus

Ohjausrakenteen ympärivuotinen käyttö edellyttää, että rakenne säilyttää stabiliteetin sekä virtaus- että jääkuormia vastaan. Mitoitus perustuu materiaaleissa RIL 201–3–2013 Suunnitteluperusteet ja rakenteiden kuormat - Vesirakenteet ja Eurokoodin soveltamisohje - Siltojen kuormat ja suunnitteluperusteet - NCCI 1 esitettyihin periaatteisiin.

4.1 Virtauskuorma

Virtaavan veden aiheuttama kuorma kohtisuorasti rakenteeseen voidaan laskea kaavan 1 mukaisesti. Virtauksen suuntainen kuorma rakenteen sivuille voidaan puolestaan määrittää kaavalla 2.

$$P_1 = \mu_1 * A * p \quad (1)$$

missä

μ_1 = hydrodynaaminen muotokerroin

A = rakenteen projektiopinta-ala virtausta vastaan kohtisuoralle tasolle

p = virtaavan veden aiheuttama paine

$$p = \frac{\gamma_w * v^2}{2 * g}$$

missä

γ_w = veden tilavuuspaino

v = veden virtausnopeus

g = painovoiman kiihtyvyys

(RIL 201-3-2013, s. 72-73).

$$P_2 = \mu_2 * A * p \quad (2)$$

missä

μ_2 = rakenteen seinämän karkeudesta riippuva kerroin

A = rakenteen projektiopinta-ala virtausta vastaan kohtisuoralle tasolle

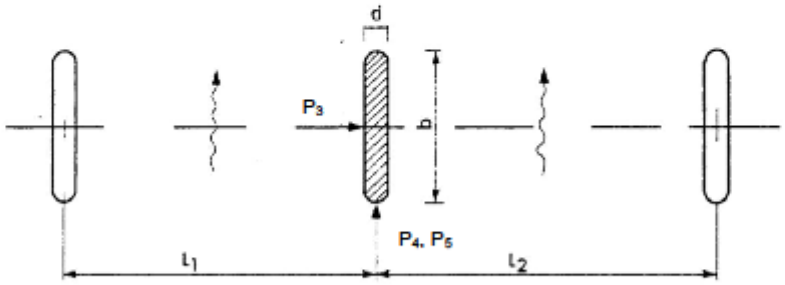
p = virtaavan veden aiheuttama paine (kaava 2)

(RIL 201-3-2013, s. 72–73).

4.2 Jääkuorma

Rakenteeseen kohdistuva jääkuorma laskettiin samojen periaatteiden mukaisesti kuin siltarakenteille. Pysyvän jääpeitteen lämpötilan muutoksesta syntyvä jääkuorma P_3 voidaan laskea kaavalla 3. Virran paine kiinteään jääpeitteeseen synnyttää jääkuorman P_4

kaavan 4 mukaisesti. Liikkuvan jään aiheuttama kuorma P_5 voidaan laskea käyttäen kaavaa 5.



Kuva 4. Jääkuormat P_3, P_4 ja P_5 siltapilareille (mukaillen NCCI 1 s. 65).

$$P_3 = b * i_1 \quad (3)$$

missä

b = siltapilarin leveys

i_1 = 150 kN/m linjan Kemi-Kajaani pohjoispuolella

$$P_4 = 0{,}5\,(l_1 + l_2) i_2 \quad (4)$$

missä

l_1 ja l_2 = pylväiden väliset etäisyydet

i_2 = 30 kN/m linjan Kemi-Kajaani pohjoispuolella

$$P_5 = 1000 * h * d\ [kN] \quad (5)$$

missä

h = jään paksuus tarkasteltavassa kohdassa (max. 1 m)

d = siltapilarin paksuus (m)

4.3 Rakenteen kuormat

Lasketut kuormat ovat esitettyinä taulukossa 1. Varmuuskertoimena on käytetty patoturvallisuusoppaan mukaista kerrointa 1,5. Kuormat on laskettu uoman syvimmän kohdan perusteella (25 m) pylväälle, jonka dimensiot olivat vedenpinnan tasolla 2 x 2 m ja anturan yläpinnalla 5 x 2 m (ks. kuva 6).

Taulukko 1. Ohjausrakenteen kuormat varmuuskertoimella 1,5.

Kuorma	[MN]	Momentti	[MNm]
P_1	0,002	M_1	0,017
P_2	0,051	M_2	0,642
P_3	0,450	M_3	11,250
P_4	0,675	M_4	16,875
P_5	3,000	M_5	75,000

Huom. Näistä kuormat P_3, P_4 ja P_5 eivätkä momentit M_3, M_4 ja M_5 vaikuta yhtäaikaisesti, vaan pelkästään suurin kyseisistä arvoista huomioidaan.

➔ Ohjausrakenne tulee mitoittaa kuormille:

- 0,002 MN + 0,051 MN + 3,000 MN = 3,053 MN
- 0,017 MNm + 0,642 MNm + 75,000 MNm = 75,659 MNm

4.4 Perustustavan valinta

Ohjausrakenteen mitoituksessa päätettiin käyttää ankkuroitua porapaaluperustusta, joka on tyypillinen ratkaisu suurten kaatavien momenttien ankkuroinnissa. Kyseistä perustustapaa käytetään tuulivoimaloiden perustuksissa, joissa suuresta vaakakuormasta syntyvä momentti on samaa suuruusluokkaa kuin tutkittavassa rakenteessa.

4.5 Porapaalut

14:1 Kaltevat porapaalut 610 x 12,5 mm

- P_{max} = 5,0 MN (F = 1,30)
- P_{max} = 2,65 MN (F = 1,30)

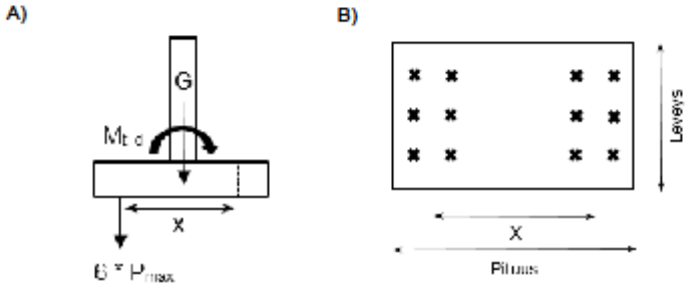
4.6 Kallioankkurit

Teräsputki 219,1 x 12,5 mm kallioankkurit

- Koevetovoima = 3,7 MN

4.7 Antura

Antura mitoitettiin iteratiivisesti 12 porapaalulle siten, että rakenteen stabiliteetti säilyi yo. taulukon 1 mukaisten kuormien vaikuttaessa. Taulukkoon 2 on merkitty tarkastetut kuormitustilanteet. Kuvat 5A ja B alla selventävät, miten ankkurit huomioitiin mitoituksessa.



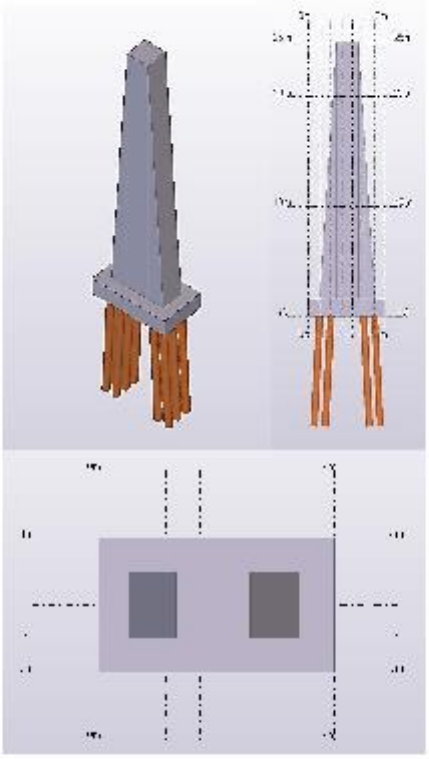
Kuva 5. A) Antura sivusta päin tarkasteltuna. B) Anturan alapinta.

Taulukko 2. Tarkastellut kuormitustilanteet.

Kuormitustilanne	Kuorma [MNm]	Kestävyys [MNm]
Stabiliteetti anturan pituussuunnassa	75,660	88,430
Stabiliteetti anturan leveyssuunnassa	11,250	35,370

4.8 Mitoitettu pylväs ja antura

Mitoitetun pylvään ja anturan dimensiot ovat esitettyinä kuvassa 6.



Kuva 6. Mitoitettu pylväs ja antura.

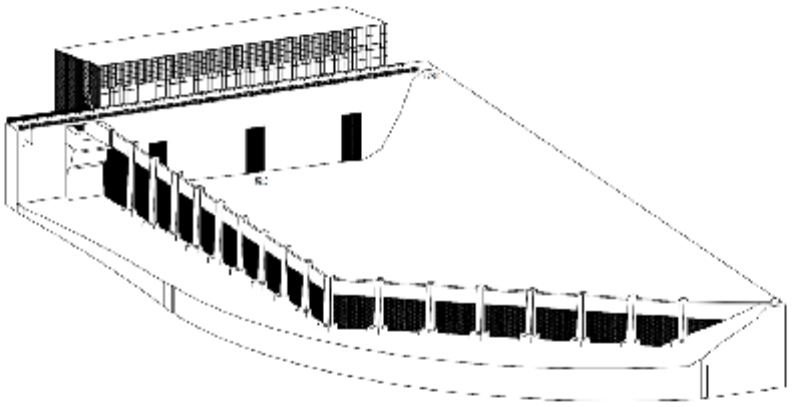
4.9 Gravitaatioperustus

Suurista vaakakuormista ja huomattavasta rakenteen painosta johtuen gravitaatioperustus ei ollut käytännöllinen perustustapa. Pohjapaineen saattaminen hyväksyttävälle tasolle (< 300 kN/m^2) kasvatti anturan tilavuutta lähes 8 kertaiseksi verrattuna porapaaluperustukselle mitoitettuun anturaan. Käytännössä niin suuri kokoluokka olisi

johtanut yhtenäiseen nauha-anturaan, jota ei pidetty kovin käytännöllisenä ratkaisuna. Tämän vuoksi gravitaatioperustusta ei tarkasteltu laajemmin.

5 Alasvaellusrakenteiden tietomalli

Mitoitetut alasvaellusrakenteet mallinnettiin voimalaitoksen yläpuoliselle osalle käyttäen uoman pohjan luotausta referenssitietona. Valmiista tietomallista luotiin yleispiirustus, joka havainnollistaa alasvaellusrakenteiden sijoittamista voimalaitoksen yläpuoliselle osalle. Kyseisen yleispiirustuksen osakopio on esitetty kuvassa 7.



Kuva 7. Tietomallista luodun yleispiirustuksen osakopio.

6 Työpadon toteutus

Rakenteen perustusten vedenalaisen syvyyden vuoksi perinteiset työpadot eivät olleet toteuttamiskelpoisia vaihtoehtoja. Eri vaihtoehtojen tarkastelun perusteella arvioitiin, että arkkupato (engl. coffer dam) on toimivin vaihtoehto rakentamisen aikaiseksi padoksi. Arkkupato on vesitiivis rakenne, joka rakennetaan työkohteen ympärille ja pumpataan tyhjäksi. Arkkupato toteutetaan erikoismuotoilluista arkkuseteistä ja varustetaan vaakatuilla. Kuvissa 8A ja 8B on näytetty, miten arkkupato rakennetaan työkohteen ympärille sekä valmis rakenne arkkupadon sisällä. Arkkupato voidaan toteuttaa erillisesti jokaisen rakennettavan pylvään ympärille, jolloin voimalaitosta voidaan pitää toiminnassa siltä osin, kun se ei häiritse rakentamista. Kuitenkin tuotannolliset rajoitukset voivat olla huomattavia, sillä rakentaminen tapahtuu aivan voimalaitoksen läheisyydessä.

A) B)

Kuva 8. A) Arkkupatoa rakennetaan työkohteen ympärille. B) Valmis siltapilari arkkupadon sisällä. (Theconstructionindex, 2018).

7 Kustannusarvio

Kustannusarvio laskettiin erikseen sekä 10 m että 15 m pylväsväleille. Ohjauslinjan pylväiden korkeudet ja verkon vaatima ala laskettiin jakamalla uoma kahteen osaan syvyyden perusteella. Kyseiset tiedot ovat esitettyinä taulukossa 3. Taulukossa 4 on puolestaan esitetty padottava tilavuus, paalujen kappalemäärät, betonin määrä sekä verkotettava ala. Taulukossa 5 on kootusti kaikki rakentamiseen liittyvät kustannukset selitteineen.

Huom. Kustannukset on laskettu skaalaamalla aiemmin mitoitettua pylvästä uoman keskisyvyyden perusteella. Myös pylväiden paalumäärää muuttui mitoitettuun pylvääseen verrattuna, koska kaatavan momentin suuruus riippuu pylväiden korkeudesta.

Taulukko 3. Pylväiden korkeudet ja kappalemäärät ohjauslinjan eri osissa.

	Osuuden pituus [m]	Pylväskorkeus [m]	Pylväät 10 m välein [kpl]	Pylväät 15 m välein [kpl]
1. osuus	150	20	15	10
2. osuus	150	14	14	9

Taulukko 4. Padottava tilavuus, paalujen kappalemäärät, betonin määrä sekä verkotettava ala.

	10 m pylväsväli	15 m pylväsväli
Pato m³	18 887	12 450
Paalut kpl	262	172
Betoni m³	4722	3104
Verkko m²	3900	3900

Taulukko 5. Rakentamiseen liittyvät kustannukset.

	10 m pylväsväli [€]	15 m pylväsväli [€]
Arkkupato	7 748 000	5 107 000
Paalut	2 882 000	1 892 000
Betoni	7 083 000	4 656 000
Verkko	254 000	254 000
Ohjauspuomi ja verho	522 000	522 000
Tilaajan kustannukset 10 %	1 849 000	1 243 000
Yhteensä:	**20 338 000**	**13 674 000**

Kustannusten virhemarginaali +/- 25 %

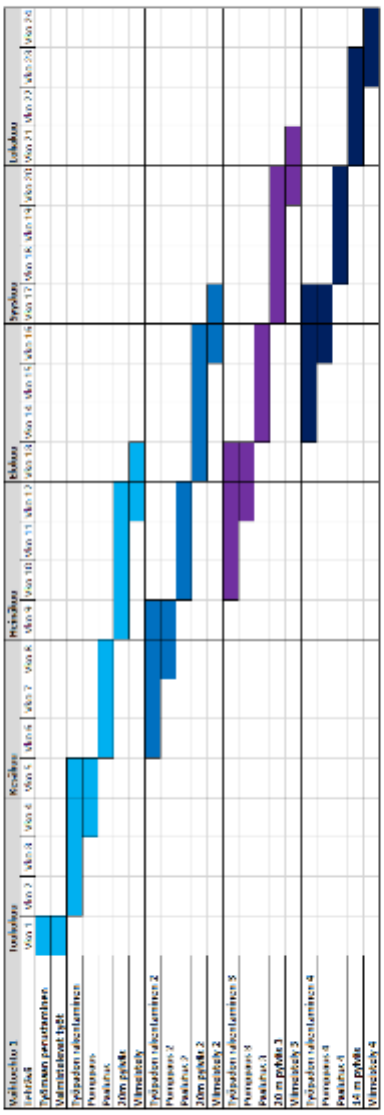
8 Arvioitu rakentamisaikataulu

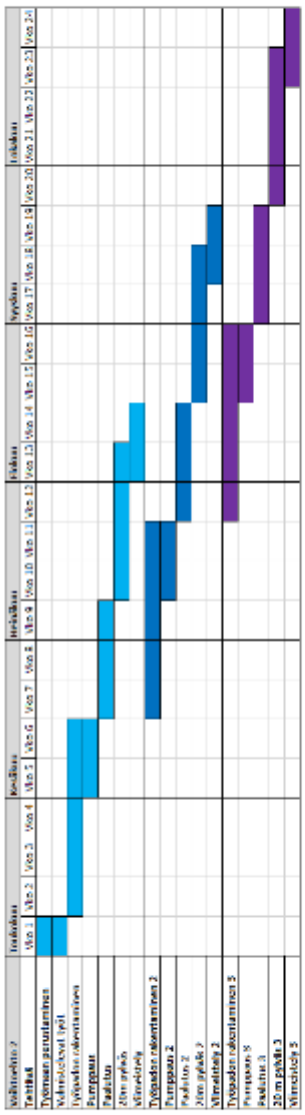
Aikataulu sisältää rakentamiseen liittyvät tehtävät yksittäistä sulaa jaksoa kohden (~ 6 kk). Rakennettavat pylväät tulee saada valmiiksi ennen talvea, ja työpadot on purettava urakan päätteeksi. Tässä selvityksessä arvioitiin, että 2 ryhmää työstää pylväitä ja yksittäistä työvaihetta suorittava henkilöstä voidaan irrottaa välittömästi seuraavaan tehtävään edellisen loputtua.

Aikataulutus laadittiin kahdelle eri vaihtoehdolle. Ensimmäisessä vaihtoehdossa työtoteutuma on kerrottava kahdella, sillä aikataulu on laadittu yhdelle ryhmälle. Toinen vaihtoehto poikkeaa kustannusarviosta siltä osin, että työpato rakennetaan kahden pylvään ympärille. Tällöin aikataulussa esitetty työtoteutuma on nelinkertainen, sillä kaksi ryhmää voi työstää neljää pylvästä samanaikaisesti. Kuitenkin toista vaihtoehtoa varten on varattava enemmän henkilöstöä. Lisäksi työpadon ulottaminen kahden pylvään ympärille nostaa vaihtoehdon kustannuksia, sillä padottavaa tilavuutta on enemmän. Vaihtoehtoa voidaan harkita, jos rakentaminen on toteutettava nopeasti. Kyseinen aikataulutus voi olla edullinen, mikäli voimalaitoksen tuotantoalenemat ja muut tappiot ovat rakentamisen aikana suuria, jolloin voimalaitos kannattaa saattaa nopeasti toimintaan. Aikataulutusperiaatteita voi yhdistellä urakan edetessä tilanteen vaatimalla tavalla. Laaditut aikataulut ovat esitettyinä seuraavalla sivulla pystysuunnassa; vaihtoehto 1 vasemmalla ja vaihtoehto 2 oikealla.

Vaihtoehdossa 1 saadaan rakennettua 8 pylvästä sulan jakson aikana ja vaihtoehdossa 2 puolestaan 12 pylvästä vastaavassa ajassa. Rakentamisen kokonaiskesto on siten 2–4 vuotta riippuen valittavasta rakentamistavasta ja pylväsvälistä. Kuitenkin urakan kokoluokan ja poikkeuksellisuuden johdosta aikataulumuutoksiin on syytä varautua.

Huom. Aikataulut koskevat vain pylväiden rakentamista. Alasvaellusta ohjaavat rakenteet kiinnitetään valmistuneisiin pylväisiin erillisen asennusryhmän toimesta. Tässä selvityksessä arvioitiin, että ryhmä asentaa ohjausrakenteet päivässä yksittäiselle pylväsvälille


Vaihtoehto 3
Tehtävä
Työmaan perustaminen
Valmiinelevat työt
Työpaden rakentaminen
Pumppaus
Paalutus
20m pylvät
Vlimeistely
Työpaden rakentaminen 2
Pumppaus 2
Paalutus 2
20m pylvät 2
Vlimeistely 2
Työpaden rakentaminen 3
Pumppaus 3
Paalutus 3
20 m pylvät 3
Vlimeistely 3
Työpaden rakentaminen 4
Pumppaus 4
Paalutus 4
14 m pylvät
Vlimeistely 4


Vaihtoehto 2
Tehtävä
Työmaan perustaminen
Valmiinelevat työt
Työpaden rakentaminen
Pumppaus
Paalutus
20m pylvät
Vlimeistely
Työpaden rakentaminen 2
Pumppaus 2
Paalutus 2
20m pylvät 2
Vlimeistely 2
Työpaden rakentaminen 3
Pumppaus 3
Paalutus 3
20 m pylvät 3
Vlimeistely 3

9 Lisätutkimus

Rakenteiden ylläpitokustannukset

Virtausmallinnus

Smolttien seurantatutkimus

Erillisen roskien keräyksen järjestäminen

Rakenteiden aiheuttamat tuotantovaikutukset

Oulussa 27.9.2018

Sweco Rakennetekniikka Oy
Rautatienkatu 33
FI-90100 Oulu

Henri Pitzén	Jukka Jartti	Tuomo Tourula
0406825522	0405945663	0505117787

10 Lähteet

Eurokoodin soveltamisohje – Siltojen kuormat ja suunnitteluperusteet – NCCI 1. Helsinki: Liikennevirasto, 91 s. ISBN 978-952-317-486-3

Lundström T. S., Hellström J. G. I & Lindmark E. M., 2010. Flow Design of Guiding Device for Downstream Fish Migration. River Research and Applications, 26, s. 166–182.

Mulligan K. B., Towler B., Haro A. & Ahlfeld D. P., 2017. A computational fluid dynamics modeling study of guide walls for downstream fish passage. Ecological Engineering, 99, s. 324–332.

RIL 201–3–2013, 2013. Suunnitteluperusteet ja rakenteiden kuormat – Vesirakenteet. Tampere: Suomen Rakennusinsinöörien Liitto RIL ry, 75 s. ISBN 978–951–758–579–8

Rivinoja P., 2005. Migration Problems of Atlantic Salmon (Salmo salar L.) in Flow regulated Rivers. Umeå: Swedish University of Agricultural Sciences, 36 s. ISBN 91-576-6913-9

Theconstructionindex 2018. Concrete pour starts for Mersey bridge pylons. https://www.theconstructionindex.co.uk/news/view/concrete-pour-starts-for-mersey-bridge-pylons [viitattu 1.9.2018].

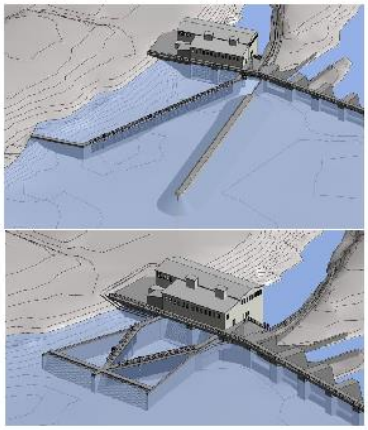
11 Liitteet

Uoman pohjan luotaus

Yleispiirustus

Liite E

Norconsult - Fortsatt utredning av fiskavledning vid Edsforsens kraftverk



Fortsatt utredning av fiskavledning vid Edsforsens kraftverk

Tekniska förutsättningar och konsekvensbedömning av 2 nya utförandealternativ

2017-02-10

Norconsult

Fortsatt utredning av fiskavledning vid Edsforsens kraftverk
Tekniska förutsättningar och konsekvensbedömning av 2 nya utförandealternativ

2017-02-10

Beställare:	Fortum Sverige AB Lidingövägen 115 190 47 Stockholm-Arlanda
Beställarens representant:	Robert Svensson
Konsult:	Norconsult AB Theres Svenssons gata 11 417 55 Göteborg
Uppdragsledare	Axel Emanuelsson
Handläggare	Johan Östberg, Frans Göransson, Fredrik Mikaelsson
Uppdragsnr:	104 39 10
Filnamn och sökväg:	n:\104\39\1043910\5 arbetsmaterial\01 dokument\170209-fortsatt utredning av fiskavledning vid edsforsens kraftverk.doc
Kvalitetsgranskad av:	Petter Norén

Tryck: Norconsult AB

Innehållsförteckning

1. BAKGRUND 5
2. FÖRUTSÄTTNINGAR 6
   - 2.1. Dammsäkerhet 6
   - 2.2. Förutsättningar för fångdamm 7
3. UTREDDA ÅTGÄRDSFÖRSLAG 8
   - 3.1. Inverterad dubbel β-grind 9
   - 3.1.1. Rensanordning 10
   - 3.1.2. Flyktväg 11
   - 3.1.3. Fångdamm 11
   - 3.1.4. Huvudtidplan 12
   - 3.1.5. Kostnad 13
   - 3.1.6. Bedömd funktion (fisk) 14
   - 3.1.7. Drift- och produktionsegenskaper 14
   - 3.2. Enkel β-grind med stenfyllnadspir 15
   - 3.2.1. Rensanordning 16
   - 3.2.2. Flyktväg 17
   - 3.2.3. Fångdamm 18
   - 3.2.4. Huvudtidplan 19
   - 3.2.5. Kostnad 20
   - 3.2.6. Bedömd funktion (fisk) 21
   - 3.2.7. Drift- och produktionsegenskaper 21
4. JÄMFÖRELSE MELLAN ALTERNATIV 22
5. KOSTNADER 23
6. SAMMANFATTNING 25

Bilagor

1. Skisser och visualiseringar
2. Beräkning produktionsförluster

1. BAKGRUND

I en tidigare utredning från 2014 utreddes fyra alternativa skyddsåtgärder för nedströmsvandrande fisk vid Edsforsens kraftverk i Klarälven. Åtgärderna som utreddes var olika typer av barriärer med avledning och uppsamling av fisk för vidare transport med lastbil. Åtgärderna som utreddes var:

- Alfagrind
- Betagrind
- Dubbelbetagrind
- Beteendeavledare

Efter att den utredningen gjordes har fortsatta undersökningar gjorts, bland annat har Fortum utfört hydrauliska modelleringar av inströmningen till kraftverket. Utifrån modelleringsresultatet har modifieringar gjorts av beta- och dubbelbetaalternativen.

Norconsult har fått i uppgift att utreda de tekniska förutsättningarna och att ta fram en kostnadsuppskattning över vad åtgärderna bedöms kosta. Syftet med denna rapport är att utreda och jämföra de två nya alternativen på samma sätt som det tidigare åtgärderna utretts.

2. FÖRUTSÄTTNINGAR

I denna utredning utreds två olika alternativ, vilka beskrivs nedan:

1. ett s.k. inverterat dubbel-β-galler (horisontella grindstål) som innebär att två β-galler anläggs framför intagen. Grindarna formar en kon med spetsen längst uppströms. På vardera sidan av kraftverket anläggs flyktöppningar samt avledningar av fisken nedströms.
2. ett enkelt β-galler som ansluter mot land på kraftverkets vänstra sida, och förläggs tvärs över intaget med vinkeln 30 grader i förhållande till inströmningsriktningen till kraftstationen. Avledning sker via ett utskov som placeras i befintligt utskov till flottningsrännan omedelbart till höger om kraftverksintagen. En stenfyllnadspir anläggs vid anläggningen med syftet att optimera strömningsförhållandena.

Konstruktionerna jämförs avseende:

- Konstruktion och byggteknik (utförande, komplikation mm)
- Funktion ur fisk- och driftsynpunkt
- Dammsäkerhet
- Kostnad
- Produktionspåverkan

Jämförelsen har sammanställts i en tabell med bedömning av olika aspekter på de olika konstruktionerna, samt kostnadsberäkning.

Det finns poster som är osäkra när det gäller utformningen av gallren och kringutrustning. Framförallt då denna typ av åtgärder inte genomförts vid så pass stora kraftverk i Sverige. Detta har i möjligaste mån beaktats i utredningen.

Höjder är angivna i det lokala höjdsystem som anges av en horisontell dubb i betongen på dammens vänstra sida.

2.1. Dammsäkerhet

Edsforsens kraftverksdamm har konsekvensklass 1 enligt RIDAS.

Intagens placering i Edsforsen innebär att gallrets utformning och dimension inte påverkar möjligheter att avbörda vatten vid dammanläggningens utskov.

Under byggtiden finns dock risk att fångdammen begränsar flödesarean vid de utskov som ligger närmast till höger om intagen. Sektionsluckorna till flottningsrännan och timmerslussen kommer sannolikt inte vara möjliga att nyttja för avbördning under byggskedet pga. den omfattande fångdamm som kommer krävas under anläggning.

Minskningen i avbördningskapacitet beror även på hur hög fångdammen görs och om arbetena utförs under delvis avsänkta förhållanden (0.5 – 1 m under DG).

Detta ställer krav på att de fyra segmentluckorna har en tillräcklig kapacitet för att hantera de förekommande flödena under byggtiden.

2.2. Förutsättningar för fångdamm

Bottenområdet uppströms Edsforsen kraftverk bedöms som stenigt med inslag av berg. Mäktighet av ev. finkornigt bottensubstrat bedöms vara mycket begränsad. Av denna anledning bedöms inte fångdamm av slagen stålspont utan förankring vara ett möjligt alternativ. De tekniker som då kvarstår för att torrlägga arbetsområdet är därför:

- Fångdamm utförd som fyllningsdamm. Relativt enkel och beprövad teknik, men erosionskänslig och kräver omfattande areal (stor bottenbredd).
- Fångdamm av dubbad stålspont injekterad i berg. Dyrare teknik som kan användas som kvarsittande (byggas in i ny konstruktion), men mer erosionssäker och kräver mindre utrymme.

Sannolikt kommer båda teknikerna krävas för att torrlägga området på ett effektivt och säkert sätt. I kostnadskalkylen är dock stålspont vald.

3. UTREDDA ÅTGÄRDSFÖRSLAG

Gemensamt för de två olika alternativen är att båda aggregaten ska täckas in av grinden/avledaren. Befintliga bågsättar kommer även fortsättningsvis att kunna användas för separat avstängning av respektive aggregat.

Grindmaterial är rostfritt stål. Förslagen bygger på samma materialval. Spaltvidden i grinden sätts i dimensioneringen till 15 mm, och rekommendationer pendlar mellan 13-18 mm.

Avledning sker för båda alternativen via reglerbara utskov som avleder fisk till fallrännor. Vertikalledade klaffluckor (dörrluckor) reglerar inflödena till smoltrännorna.

Efter utskovet avleds flödet via rännorna till avvattningsanläggningar placerade till höger respektive till vänster om kraftverket. För alternativet med ett β-galler sker avledningen endast till höger om kraftverket och för alternativet med inverterat dubbel-β-galler görs två avledare och två avvattningsanläggningar. Avvattningsanläggningarna konstrueras som betongsumpar. Fiskavledare är vid passage över betongsumpar försedda med perforerade sidoplåtar, vilka kan justeras för att reglera avvattningen från rännorna. Vattnet avvattnas till betongsumparna och återpumpas därifrån till kraftverkets intag.

Efter avvattning avleds restflöde och fisk till en sorteringsanläggning/fälla, där fisken kan ansamlas för vidare transport med lastbil nedströms (för alternativet dubbel- β sker detta på vardera sidan av anläggningen).

De olika alternativen utgår huvudsakligen från förslag upprättade av Karlstad Universitet (Olle Calles) och KFS (Thomas Rasmussen).

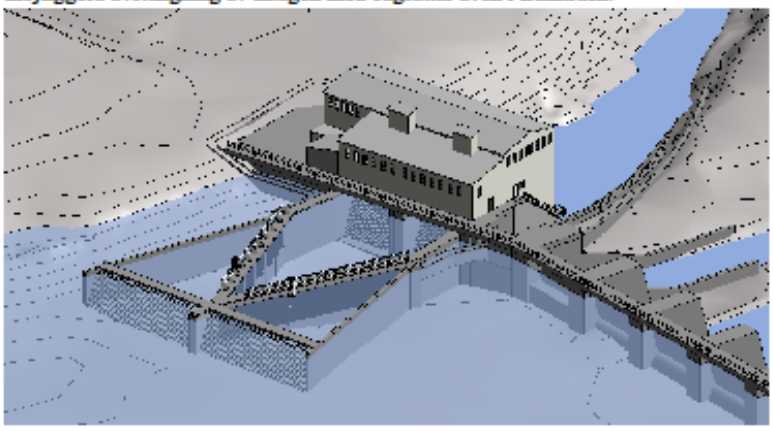
Fångdamm kommer att behövas för att utföra arbetena. Olika alternativ och möjligheter för fångdamm har bedömts översiktligt och ingår som en del i jämförelsen av alternativ. Fångdammarna föreslås bli uppförda i etapper, med syftet att kunna bibehålla produktion vid ett aggregat, åtminstone delar av entreprenadtiden. Grundläggningen för anläggningarna förutsätts vara på rensad bergyta.

3.1. Inverterad dubbel β-grind

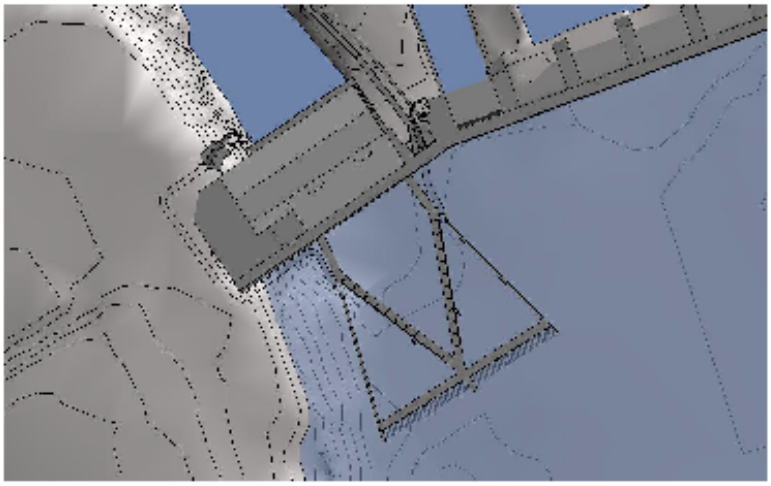
Ett 2-delat intagsgaller av β-typ med horisontella grindstål monteras i V-form framför intaget, med spetsen längst uppströms. Placeringen kan delvis ske inom befintliga intagsväggar. Flyktöppningar placeras på respektive sida av V-formationen. Mot flyktöppningarna anläggs ramper från botten och successivt stigande mot flyktöppningarna. Flyktöppningarna placeras med tröskel på nivå 0.5 m under lägsta DG och med fri bredd ca 1.5 m.

Öppningen leds vidare via plåtrännor. Den ena går från vänster sida (sett i strömningsriktningen), fram till det utskov som reglerar avbördningen och sedan vidare förbi kraftstationen på vänster sida. För att inte behöva gå igenom kraftstationen förläggs flyktrännan så att den löper i naturlig mark utanför stationen. Avståndet från mark till botten av rännan blir relativt stort på grund av att marknivån ligger så mycket högre. I figuren nedan har inte marken justerats. Den andra flyktöppningen går från höger sida och direkt till det utskov som reglerar avbördningen till avledaren.

Gallerkonstruktionen innebär att lutningen byggs om från dagens 73 grader från horisontalplanet till 30 grader i förhållande till inströmningsriktningen i plan. Höger och vänster intagsvägg förlängs i erforderlig omfattning med syftet att möjliggöra avstängning av intagen med bågsättar även i framtiden.



Figur 1. Principutformning inverterat dubbel-β-galler Edsforsens kraftverk. I figuren har inte terrängen klippts bort vilket göra att den vänstra rännan ser ut att ligga för högt. Norconsult 2017.



Figur 2. Principutformning inverterat dubbel-β-galler Edsforsens kraftverk. Norconsult 2017.

3.1.1. Rensanordning

Rensanordning för dubbel β-galler finns inte installerad vid något svenskt kraftverk, men skulle kunna liknas vid två rensanordningar motsvarande den vid Hertings kraftverk i Ätran. Eftersom rensning vid änden på den V-formade gallerkonstruktionen blir komplicerad, rekommenderas att en grovgrind placeras uppströms grinden. Förslaget bygger på att befintliga intagsgrindar flyttas uppströms och byggs om till ca 300 mm spaltvidd. Befintlig rensanordning flyttas med för att hantera skräp vid grovgrinden.

Rensanordningen på respektive intagsgrind utformas med en hydraulisk arm med tandad skrapa. Denna placeras på en rörlig släde som åker längs gallerstålen i nedströms riktning. I samband med denna rensning sänks en hydrauliskt matad grind (spaltvidd ca 100 mm) ned i flyktöppningen för att hindra att rensmassor driver ned i avledaren. Rensarna för de horisontella grindarna löper medströms och skjuter skräp mot flyktöppningen. Vid den grovgrinden sker en traditionell alfa-rensning i samband med detta. Efter avslutad rensning återgår samtliga rensmaskiner till startläge och grinden i flyktöppningen lyfts upp. Rensningen är avancerad, men erbjuder möjlighet att lyfta skräp till bandtransportör eller container.

Viss risk finns att skräp ”smiter förbi” och sugs in i flyktöppningarna. Detta kommer att transporteras vidare nedströms. Speciellt den vänstra avledaren bedöms

som känslig för igensättning på grund av att den är lång och har relativt skarpa krökar.

Risken att rensanordningen ska skadas av drivgods bedöms vara liten eftersom konstruktionen bygger på att en grovgrind placeras uppströms fingrinden. Rensarmarna löper också tätt intill gallren vilket minskar risken för skador.

Denna konstruktionstyp används i andra delar av världen men finns inte i Sverige. Rensmaskiner finns som tidigare nämnts vid de två anläggningar med betagrindar i Sverige men dessa lyfter inte upp skräpet utan skickar det vidare nedströms.

3.1.2. Flyktväg

Gallrets utformning med horisontellt liggande plattstål medför att flyktöppningar erfordras i vardera sidan av intagen. Detta då vattenströmningen parallellt med gallren kommer gå i den riktningen.

Vid grindarnas slut monteras täta sidoplåtar som förlängning av respektive intagsgrind. Vid samma punkt anläggs en ramp som sluttar upp mot respektive tröskel för flyktöppningarna. Sidoväggar och grindar bildar en konisk form som ger en god strömningsbild mot flyktöppningarna.

Flyktöppningen bör placeras med tröskeln 1 m under lägsta dämningsgräns och ha en bredd om ca 1.5 m.

Från öppningen avleds flödet via en ränna bakom gallret.
Rännan bakom grinden leds till utskov som reglerar avbördningen till avledarna.

Utskovet utformas på samma vis som för övriga alternativ som en vertikalledad klafflucka.

3.1.3. Fångdamm

Principen och förslaget till val av fångdamm för torrläggning är densamma som för alternativet med α-gallret beskrivet i tidigare utförd rapport.

Även här sker avstängning och arbete växelvis och ger möjlighet till partiell drift av anläggningen under byggtiden.

Möjligheter att kunna driva ett av aggregaten under byggtiden bedöms som goda eftersom arbete och etablering av fångdamm genomförs i två etapper.

Figur 3. Föreslagen spontning för torrläggning.

3.1.4. Huvudtidplan

En grov uppskattning av de olika arbetsmomentens tidsomfattning genomförs nedan:

1.) Etablering = 1 månad
2.) Montage av temporära avstängningar (2 x 3 månader) = 6 månader
3.) Rivning befintliga konstruktioner (2 x 1,5 månader) = 3 månader
4.) Rensning vid intag för nya betongkonstruktioner (2 x 1 mån) = 2 månader
5.) Gjutning av betongkonstruktioner (2 x 3 månader) = 6 månader
6.) Uppförande vänster förbiledning = 3 månader
7.) Uppförande höger förbiledning = 3 månader
8.) Montage av grindar och rensutrustning (2 x 2 månader) = 4 månader
9.) Drifttagning = 1 månad

Totalt bedöms de olika arbetsmomenten omfatta 29 månader. Ett flertal av momenten bör dock kunna genomföras parallellt, vilket gör att entreprenaden bedöms kunna genomföras på cirka 2 år.

Produktionsbortfallet under entreprenadtiden bedöms bli 100% under 6 månader och 50% resterande tid (18 månader).

3.1.5. Kostnad

Kostnader avledare EDSFORSENS KRAFTVERK				
	Dubbel β-galler (inverterad)			
Moment	**enhet**	**antal**	**a´pris**	**total**
Förarbeten				
Tillståndshandling	antal	1	350 000	350 000
Detaljprojektering	%	5%		3 617 500
Anläggning ny grind				
Rivningsarbeten	antal	1	800 000	800 000
Fångdamm	m3		600	0
Stålspont (dubbad och ev. injekterad)	m2	1400	15 000	21 000 000
Stenfyllnadspir				
Betongvägg mot stenfyllnadspir				
Ytläns				
Betonganläggning	m3	1100	15 000	16 500 000
Grindmaterial (rostfritt)	kg	85000	100	8 500 000
Förankring, stödbalkar grind	antal	1	4 250 000	4 250 000
Nya rensmaskiner	tot	4		9 000 000
- Rensmaskin Beta-galler	st	2	3 500 000	
- Rensmaskin Alfa-galler	st	2	1 000 000	
Anläggning avledare				
Utskov + ränna (vänster)	antal	1	2 000 000	2 000 000
Utskov + ränna (höger)	antal	1	1 500 000	1 500 000
Filtreringsanläggning	antal	2	2 000 000	4 000 000
Pumpanläggning	antal	16	250 000	4 000 000
Uppsamlingsplats/tankar	antal	8	100 000	800 000
Övrigt				
Besiktning/byggledning	månader	24	200 000	4 800 000
Oförutsett	%	30	77 150 000	23 145 000
SUMMA	**104 262 500 kr**			

3.1.6. Bedömd funktion (fisk)

Alternativet bedöms fungera optimalt för fiskens passage. Gallrets spaltvidd, placering och lutning kommer att hindra fisk att gå genom turbiner, och effektivt avleda fisk mot flyktöppningarna. Det finns inga alternativa vägar för fisken att söka, och uppehållstiden i intaget bedöms bli mycket kort.

Rensningen blir mer problematisk med detta alternativ. Risken är uppenbar att skräp letar sig in i flyktöppningen. Det ställer krav på att flyktöppning, ränna och filtreringsanläggning dimensioneras så att inte funktionen äventyras i dessa situationer.

3.1.7. Drift- och produktionsegenskaper

Den kontinuerliga driften av detta intag bedöms bli mer komplicerad mot dagens förhållanden. Det föreligger risk för en ökad problematik med iskravning (täta grindar) och skräpansamling i flyktöppning och mellan grovgrind och fingrindarna.

Rensningen kräver en, för Sverige, ny typ av rensanordning men sannolikt kommer en stor del av rensmassorna lyftas bort vid grovgrinden. Rensningen ger god möjlighet att lyfta bort större rensmassor och påverkar därför inte skräpansamling vid kraftverk nedströms.

Fallförluster på denna grind blir inte större än dagens (dock bortsett från en möjligt ökad iskravning mm).

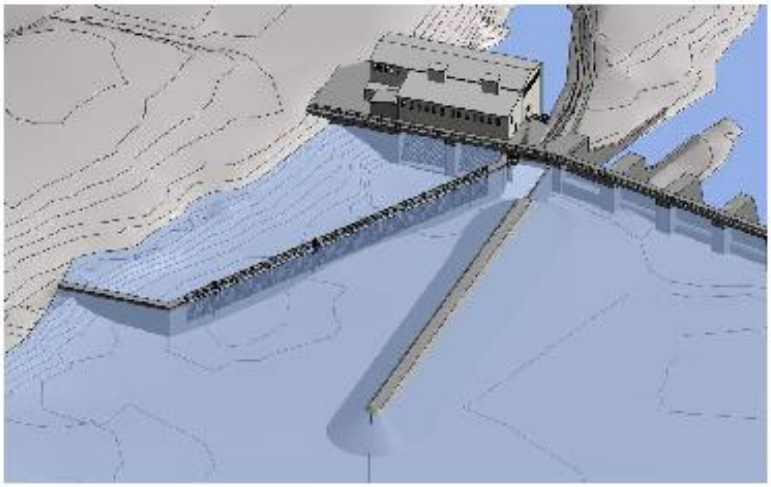
3.2. Enkel β-grind med stenfyllnadspir

I skillnad till redan framtaget förslag anläggs även en stenfyllnadspir uppströms anläggningen, med syftet att skapa mer gynnsamma förutsättningar strömningsmässigt.
Ett intagsgaller av β-typ med horisontella grindstål monteras i 30 grader i förhållande till inströmningsriktningen framför intagen. Gallrets nedre fästpunkt placeras anslutande till en förlängning av höger sidomur i befintligt intag. Flyktöppningen placeras i befintligt flottningsutskov direkt nedströms grindens nedströmsände. Mot flyktöppningen anläggs en ramp från botten och successivt stigande mot flyktöppningen. Flyktöppningen placeras med tröskel på nivå 1m under lägsta DG och med fri bredd ca 1.5 m.

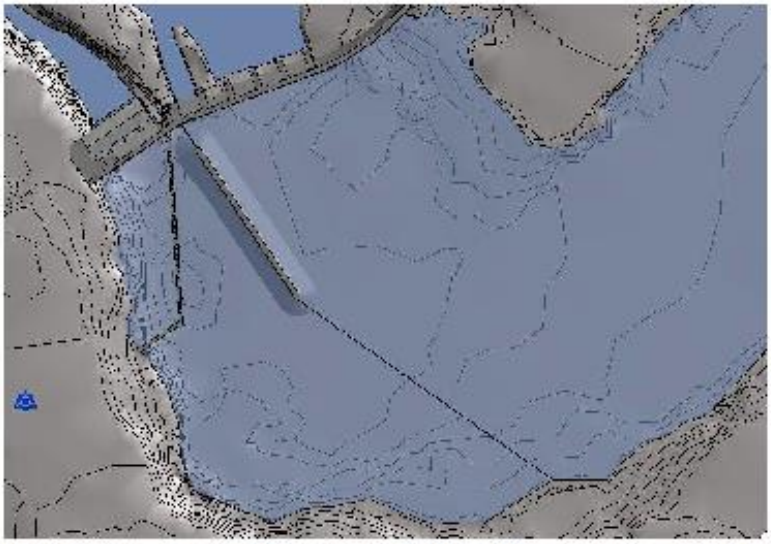
Öppningen regleras av vertikalledad klafflucka som placeras i befintligt utskov till flottningsrännan till höger om intagen.

Gallerkonstruktionen innebär att lutningen byggs om från dagens 73 grader från horisontalplanet till 30 grader i förhållande till inströmningsriktningen i plan. Detta innebär det att gallrets uppströms fästpunkt behöver flyttas uppströms relativt långt (ca 15 m). För att få en rimlig anläggning anläggs därför en betongdamm som ansluter mot grinden vinkelrätt från vänster strand.

Höger intagsvägg förlängs i erforderlig omfattning med syftet att möjliggöra avstängning av det högra intaget med bågsättar även i framtiden (avstängning av det vänstra intaget bedöms inte bli påverkat av föreslagen lösning).



Figur 4. Principutformning enkelt β-galler med stenpir vid Edsforsens kraftverk. Norconsult 2017



Figur 5. Principutformning enkelt β-galler med stenpir och läns vid Edsforsens kraftverk. Norconsult 2017.

3.2.1. Rensanordning

Rensanordning för enkelt β-galler finns i Sverige endast vid Hertings kraftverk i Ätran, Falkenberg och vid Strömdalens kraftverk i Testeboån. Det senare är dock

betydligt mycket mindre. Vid flera anläggningar i Tyskland, Österrike och övriga världen finns också rensanordningar för denna typ av grindar. Dessa utformas med en hydraulisk arm med tandad skrapa placerad på en rörlig släde som åker längs gallerstålen i nedströms riktning.

Vid flera anläggningar lyfts skräpet/renset genom att armen vrids upp och lämnar skräpet i en container eller på ett transportband. Denna lösning med en integrerad konstruktion finns på en anläggning i Hieflau, Österrike och i Kemten, Tyskland. Den horisontella rensarmen vrids upp ca 90° när den kommit fram till slutet på gallret.
Ett alternativ för Edsforsen kan vara en separat vertikal skraparm som drar skräpet upp på ett transportband som matar ut det ungefär på samma sätt som dagens lösning. Denna lösning är relativt enkel eftersom den består av två skilda delar som var och en är relativt väl utprovade. Den samordnade funktionen är kanske mindre utprovad men är samtidigt inte direkt komplicerad. Detta behöver studeras, både teknisk utformning och drifterfarenheter från befintliga anläggningar.

Ett alternativ är att utforma rensningen med ett extra galler som skyddar avledningsrännan. Utskovet till flottningsrännan byggs om med en hydrauliskt frammatad grind (spaltvidd ca 100 mm) som sänks ned och täcker flyktöppningen så horisontell rensning pågår. Vid denna grind ackumuleras skräp som rensas upp vertikalt med traditionell rensmaskin.

Risken att rensanordningen ska skadas av drivgods bedöms vara måttlig eftersom rensarmarna löper intill gallren.

Föreslagen lösning omfattar anläggandet av en läns uppströms, med syftet att undvika risken för större drivgods vid den nya grindkonstruktionen. Merparten av drivgodset kommer därmed att transporteras vidare nedströms.

3.2.2. Flyktväg

Gallrets utformning med horisontellt liggande plattstål medför att flyktöppning endast krävs i högra delen av intaget. Detta då vattenströmningen parallellt med gallret kommer gå i den riktningen.

Vid grindens slut monteras täta sidoplåtar i intagsgrindens förlängning. Vid samma punkt anläggs en ramp som sluttar upp mot tröskeln för flyktöppningen. Dessa gemensamt ger en tydlig strömningsbild mot flyktöppningen.

Flyktöppningen bör placeras med tröskeln 1 m under lägsta dämningsgräns och ha en bredd om minst 1.5 m.

Från öppningen avleds flödet via en ränna bakom gallret.
Rännan bakom grinden leds till ett utskov som reglerar avbördningen till avledaren.

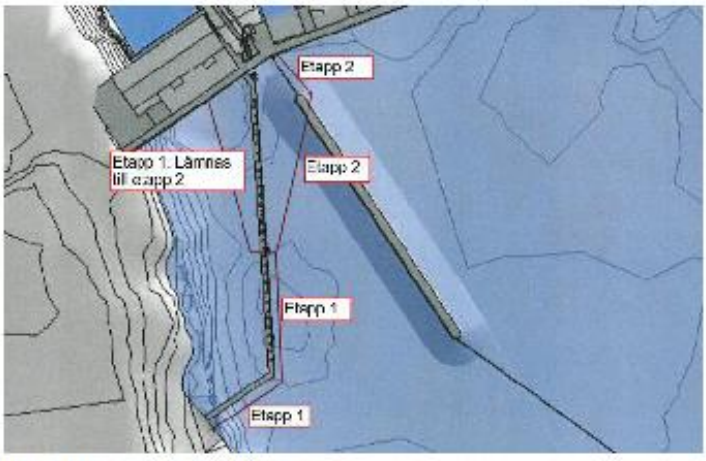
3.2.3. Fångdamm

Principen och förslaget till val av fångdamm för torrläggning är densamma som för alternativet med dubbel β-gallret beskrivet ovan.

Även här sker avstängning och arbete växelvis och ger möjlighet till partiell drift av anläggningen under byggtiden.

Möjligheter att kunna driva ett av aggregaten under byggtiden bedöms som goda eftersom arbete och etablering av fångdamm genomförs i två etapper.

Eftersom denna anläggning består av en stor, sammanhållen konstruktion som anläggs etappvis kommer vissa delar av konstruktionen fogas ihop genom undervattensarbete.



Figur 6. Föreslagen spontning för torrläggning.

3.2.4. Huvudtidplan

En grov uppskattning av de olika arbetsmomentens tidsomfattning genomförs nedan:

1.) Etablering = 1 månad
2.) Montage av temporära avstängningar (2 x 3 månader) = 6 månader
3.) Rivning befintliga konstruktioner (2 x 1,5 månader) = 3 månader
4.) Rensning vid intag för nya betongkonstruktioner (2 x 1 mån) = 2 månader
5.) Gjutning av betongkonstruktioner (2 x 3 månader) = 6 månader
6.) Uppförande av filtreringsanläggning = 2 månader
7.) Anläggning av stenfyllnadspir och läns = 3 månader
8.) Montage av grindar och rensutrustning (2 x 2 månader) = 4 månader
9.) Drifttagning = 1 månad

Totalt bedöms de olika arbetsmomenten omfatta 28 månader. Ett flertal av momenten bör dock kunna genomföras parallellt, vilket gör att entreprenaden bedöms kunna genomföras på cirka 2 år.

Produktionsbortfallet under entreprenadtiden bedöms bli 100% under 6 månader och 50% resterande tid (18 månader).

3.2.5. Kostnad

Kostnader avledare EDSFORSENS KRAFTVERK			Enkel β-galler (justerad)	
Moment	**enhet**	**antal**	**a´pris**	**total**
Förarbeten				
Tillståndshandling	antal	1	350 000	350 000
Detaljprojektering	%	5%		3 512 000
Anläggning ny grind				
Rivningsarbeten	antal	1	800 000	800 000
Fångdamm	m3	0	600	0
Stålspont (dubbad och ev. injekterad)	m2	1700	15 000	25 500 000
Stenfyllnadspir	m3	14000	300	4 200 000
Betongvägg mot stenfyllnadspir	m3	50	15 000	750 000
Ytläns	m	170	2 000	340 000
Betonganläggning	m3	600	15 000	9 000 000
Grindmaterial (rostfritt)	kg	115000	100	11 500 000
Förankring, stödbalkar grind	antal	1	5 750 000	5 750 000
Nya rensmaskiner	tot	1		6 500 000
- Rensmaskin Beta-galler	st	1	6 500 000	
- Rensmaskin Alfa-galler	st	0		
Anläggning avledare				
Utskov + ränna (vänster)	antal	0	1 500 000	0
Utskov + ränna (höger)	antal	1	1 500 000	1 500 000
Filtreringsanläggning	antal	1	2 000 000	2 000 000
Pumpanläggning	antal	8	250 000	2 000 000
Uppsamlingsplats/tankar	antal	4	100 000	400 000
Övrigt				
Besiktning/byggledning	månader	24	200 000	4 800 000
Oförutsett	%	30	75 040 000	22 512 000
SUMMA	**101 414 000 kr**			

3.2.6. Bedömd funktion (fisk)

Alternativet bedöms fungera mycket bra för fiskens passage. Gallrets spaltvidd, placering och lutning kommer att hindra fisk att gå genom turbiner, och effektivt avleda fisk mot flyktöppningen. Samtidigt minimeras risken för skador vid själva gallret.

Uppehållstiden vid intaget bedöms bli jämförbar med dubbel β. Gallret är visserligen längre vilket innebär att den passiva drifttiden blir längre (den tid det tar att passivt drifta längs gallret) men det viktigaste bedöms vara hur väl gallren leder fisken mot flyktöppningen. Dock finns en risk att fisk finner andra vägar ut, vid t.ex. kraftigt spill vid utskoven. Denna risk finns med båda alternativen.

3.2.7. Drift- och produktionsegenskaper

Den kontinuerliga driften av detta intag bedöms bli något mer komplicerad mot dagens förhållanden. Det föreligger risk för en ökad problematik med iskravning (täta grindar) och skräpansamling vid flyktöppningen.

Rensningen kräver en, för Sverige, ovanlig typ av rensanordning. Samtidigt är konstruktionen relativt enkel vilket talar för en långsiktigt god funktion. Konstruktionen kräver att större rensmassor lyfts bort och bör därmed inte påverka skräpansamling vid kraftverket nedströms.

Fallförluster på denna grind blir inte större än dagens (dock bortsett från en möjligt ökad iskravning mm).

Inströmningsgeometrin är fördelaktig med detta alternativ. Konstruktionen smälter på ett naturligt sätt ihop med inströmningsförhållanden vid Edsforsen. Detta talar för minimala (kanske lägre än dagens) inströmningsförluster.

Konstruktionen kräver inte heller en ränna bakom grinden vilket för andra alternativ kan störa inströmningen.

4. JÄMFÖRELSE MELLAN ALTERNATIV

Båda alternativen bedöms erbjuda möjlighet till partiell drift av anläggningen under byggskedet. Uppförandet av de båda alternativen bedöms kunna genomföras på ungefär samma tid.

Båda alternativen bedöms fungera väl för säker fiskavledning. Detta beror på strömningsbilden i förhållande till intagets och avledningens placering. Geometrin och inströmningsförhållandena innebär att enkel-β-gallret bör fungera bäst avseende fallförluster och inströmningsförluster.

Rensningen är avancerad, till viss del oprövad och osäker för båda alternativen. Konstruktionen är osäker vid så pass stora grindar, med långa grindstål. Rensningen av dubbelbetaalternativet innebär dubbelt så många rensmaskiner vilket innebär fler länkar som kan fela. Det innebär även att det till viss del finns redundans i systemet

Placeringen av flyktöppningarna i dubbelbetagallret bedöms göra dem mer känsliga mot igensättning än öppningen för enkelbetagallret. Vidare innebär den långa avledaren till vänster om stationen en stor risk för problem med igensättning.

Grovgallret framför dubbelbetagallret bedöms vara effektivare för att stoppa större drivgods men mindre effektivt för mindre drivgods. Detta kan göra att belastningen av skräp vid fingrindarna i dubbelbetaalternativet större.

Vår bedömning är att enkel-β-gallret har de enklaste och effektivaste rensningsmöjligheterna med visst förbehåll för den uppsamling av skräp som måste ske vid utskovet till flyktöppningen.

Ur fiskhänseende bedöms de båda alternativen relativt likvärdiga. Om man dessutom väger in drift- och produktionsegenskaper bedöms enkel-β-gallret vara det sammantaget mest fördelaktiga.

5. KOSTNADER

Anläggningskostnaderna för vardera grind med avledning bedöms uppgå till ungefär 100 Mkr av vilket det ingår ca 20 Mkr oförutsett.

Båda alternativen kan också kräva ytterligare byggnadsytor för att hantera skräp, containrar och transporter.

Kostnader avledare EDSFORSENS KRAFTVERK		
	Dubbel β-galler (inverterad)	**Enkel β-galler (justerad)**
Moment	**total**	**total**
Förarbeten		
Tillståndshandling	350 000	350 000
Detaljprojektering	3 617 500	3 512 000
Anläggning ny grind		
Rivningsarbeten	800 000	800 000
Fångdamm	0	0
Stålspont (dubbad och ev. injekterad)	21 000 000	25 500 000
Stenfyllnadspir		4 200 000
Betongvägg mot stenfyllnadspir		750 000
Ytläns		340 000
Betonganläggning	16 500 000	9 000 000
Grindmaterial (rostfritt)	8 500 000	11 500 000
Förankring, stödbalkar grind	4 250 000	5 750 000
Nya rensmaskiner	9 000 000	6 500 000
- Rensmaskin Beta-galler		
- Rensmaskin Alfa-galler		
Anläggning avledare		
Utskov + ränna (vänster)	2 000 000	0
Utskov + ränna (höger)	1 500 000	1 500 000
Filtreringsanläggning	4 000 000	2 000 000
Pumpanläggning	4 000 000	2 000 000
Uppsamlingsplats/tankar	800 000	400 000
Övrigt		
Besiktning/byggledning	4 800 000	4 800 000
Oförutsett	23 145 000	22 512 000
SUMMA	**104 262 500 kr**	**101 414 000 kr**

I en mer övergripande kostnadsanalys där avskrivningskostnader, räntor, produktionsbortfall mm vägs in förefaller enkel-β-grinden var den mest ekonomiskt gångbara.

Det är oklart i vilken mån det är ekonomiskt lönsamt att pumpa tillbaka vatten vilket föreslagits i denna utredning. Beroende på pumparnas inköpspris, driftkostnad, ränta, elpris mm. kan det visa sig lönsamt eller inte lönsamt. Noggrannare beräkningar krävs för att svara på det.

I beräkningen har olika elpris använts för stilleståndskostnader respektive de löpande årliga kostnaderna. För stilleståndskostnaderna har 30 öre/kWh använts eftersom det ligger nära det nuvarande elpriset. För de löpande kostnaderna har 40 öre/kWh använts så att det finns viss höjd för att elpriset kan komma att stiga.

Tabell 1. Sammanställning av kostnader för de båda alternativen. Det årliga produktionsbortfallet har beräknats på 0.2 GWh/år istället för 0.1 GWh/år vilket beräknats enligt bilaga 2. Detta görs för att ta höjd för de osäkerheterna som finns i beräkningarna.

Engångskostnader	Dubbel β-galler (inverterad)	Enkel β-galler (justerad)
Anläggnings- och projekteringskostnader	104 262 500 kr	101 414 000 kr
Stilleståndskostnader (beräknat på 30 öre/kWh)	21 375 000 kr	21 375 000 kr
SUMMA	**125 637 500 kr**	**122 789 000 kr**
Årliga löpande kostnader	**Dubbel β-galler**	**Enkel β-galler**
Årligt produktionsbortfall (beräknat på 40 öre/kWh)	240 000 kr	80 000 kr
Årliga driftkostnader (650 kr/h)	135 200 kr	67 600 kr
Årliga underhållskostnader (0.5 %)	521 313 kr	507 070 kr
Årliga transportkostnader	280 000 kr	280 000 kr
Årliga räntekostnader (4 %)	4 170 500 kr	4 056 560 kr
Årliga avskrivningskostnader (40 år)	3 140 938 kr	3 069 725 kr
SUMMA	**8 487 950 kr**	**8 060 955 kr**

6. SAMMANFATTNING

En förenklad utvärdering redovisas nedan.

	Dubbel - β	Enkel - β
Anläggningsteknik	+++	++++
Fångdamm	++	++
Funktion - fisk	+++++	+++++
Funktion - drift	+	+++
Kostnad	++	++
Sammanfattning	13	16

Sammanfattningsvis bedöms enkel-β alternativet vara det som är mest fördelaktigt. Främst beror detta på:

1) Driftsynpunkt – Alternativet bedöms som mer fördelaktigt med färre rensare och mindre känslighet för igensättning.
2) Anläggningsteknik – grinden är väl anpassad till lokala inströmningsförhållanden, vilket ger en långsiktigt god funktion.

Båda alternativen utförs så att avstängning av intagen med bågsättar även i framtiden är möjligt.

Norconsult AB
Affärsområde Energi
Vattenbyggnad

Axel Emanuelsson
axel.emanuelsson@norconsult.com

Norconsult AB
Theres Svenssons gata 11
417 55 Göteborg
+46 (0)31 50 70 00
www.norconsult.se