



POWERED  
BY KNOWLEDGE

# Sähkötuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050

TEM  
22.02.2019



POWERED  
BY KNOWLEDGE

Johdanto



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Johdanto

Tämä raportti perustuu työ – ja elinkeinoministeriön toimeksiannosta tehtyyn ”Sähkömarkkinat vuoteen 2050” - selvitykseen, jossa tarkasteltiin pohjoismaisten sähkömarkkinoiden vaihtoehtoisia kehityskulkuja sekä muutamia sähkömarkkinoihin liittyviä erityiskysymyksiä.

Tarkastelun lähtökohta on pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kehitystä kuvaava *Base-skenaario*, jonka Suomea koskevat taustaoletukset perustuvat keskeisiltä osiltaan työ- ja elinkeinoministeriön, liikenne- ja viestintäministeriön sekä ympäristöministeriön sisäisiin tai teettämiin arvioihin. Muita Pohjoismaita, Baltiaa, Venäjää ja Keski-Eurooppaa koskevat oletukset perustuvat pääosin SKM Market Predictorin arvioihin. Ruotsin ja Viron osalta selvityksessä on hyödynnetty maiden tuoreita kansallisia energia- ja ilmastosuunnitelmia.

*Base-skenaari*on lisäksi työssä tarkastellaan viittä vaihtoehtoista kehityskulkua. *Base EU-skenaariossa* tarkastellaan sähkömarkkinoiden kehitystä EU- komission suosittelemilla, huomattavasti perusskenaariota korkeammilla polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnoilla. *RES-skenaariossa* tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon oletettiin perusskenaariota nopeamman teknologian kehityksen seurauksena kasvavan *Base-skenaariota* nopeammin. *Matala CHP-skenaariossa* tarkasteltiin Suomen aluehinnan kehitystä siinä tapauksessa että suomalainen CHP-kapasiteetti vähenisi ensi vuosikymmenellä selvityksen perusskenaariossa oletettua enemmän. Selvityksen *Low- ja High-skenaariot* ovat puolestaan perinteisiä polttoaineherkkyyksiä, joissa mielenkiinnon kohteena on polttoaineiden ja päästöoikeuden hintojen vaikutus sähkömarkkinoihin.

Selvityksen erityiskysymyksinä tarkastellaan sähköntuotannon riittävyttä ja eri tuotantomuotojen kannattavuuden kehitystä sekä sähkömarkkinoiden volatiliiteetin kehitystä vaihtoehtoisissa sähkömarkkinoiden kehityskuluissa. Tämän lisäksi erityiskysymyksenä tarkasteltiin uusien pohjoismaisten merikaapeleiden ja Baltian desynkronoinnin vaikutusta pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin sekä suomalaisen tuetun uusiutuvan vaikutusta naapurimaiden sähkömarkkinoihin.

Selvityksen sähkömarkkinasimuloinnit suoritettiin käyttäen laajennettua EMPS (EFI's Multi area Power-market Simulator) – sähkömarkkinamallia, joka soveltuu hyvin laajojen monikansallisten sähkömarkkinoiden simulointiin. Selvityksessä käytetty malliversio sisältää Pohjoismaiden lisäksi kuvaukset Baltian, Keski-Euroopan ja Venäjän sähkömarkkinoista. Käyttämämme malliversio sisältää myös stokastisen mallinnuksen tuuli- ja vesivoiman tuotannolle sekä sähkönkulutukselle kaikille Pohjoismaille ja keskeisille Keski-Euroopan maille.

Selvityksessä mallinnettujen skenaarioiden määrittelystä on vastannut työ- ja elinkeinoministeriö.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Lähtökohdat



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Skenaarioiden yleisiä lähtökohtia

Tässä selvityksessä tarkastellaan pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kehitystä tulevien vuosikymmenien aikana. Selvityksen tarkastelujaksolla päästöttömän vaihtelevan sähköntuotannon määrä tulee kasvamaan voimakkaasti sekä Pohjoismaissa että Keski-Euroopassa, Pohjoismaat ja Baltia tulevat integroitumaan nykyistä tiukemmin Keski-Euroopan ja UK:n sähkömarkkinoihin ja huomattava osa nykyisestä tuotantokapasiteetista tulee poistumaan markkinoilta joko ikääntymisen tai poliittisten päätösten seurauksena. Niinikään sähkön kulutus tulee kasvamaan digitalisoitumisen ja kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiseen tähtäävien toimenpiteiden seurauksena. Huolimatta perinteisen lämpövoimakapasiteetin osuuden pienenemisestä, polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnoilla tulee kuitenkin olemaan Keski-Euroopan kasvavan vaikutuksen vuoksi merkitystä pohjoismaisten sähkömarkkinoiden referenssinä myös tulevina vuosikymmeninä.

Keskeisenä lähtökohtana selvityksen perusurassa on että siinä on pyritty huomioimaan tiedossa olevat poliittiset ja markkinatoimijoiden sähkömarkkinoiden toimintaedellytyksiin vaikuttavat päätökset. Niiltä osin kuin päätöksiä ei kauempaa tulevaisuutta koskien ole tehty, olemme olettaneet mielestämme kokonaisuuden kannalta todennäköisimmän vaihtoehdon. Keskeisenä kriteerinä on tällöin ollut pyrkimys kohti vähähiilistä sähkön tuotantoa arvioimamme poliittinen valmius muutokseen huomioonottaen.

Selvityksen tässä osiossa tarkastellaan keskeisimpien lähtökohtien, polttoaineiden ja päästöoikeuden hintojen sekä sähkön tuotantoa ja kulutusta koskevien oletusten kehitystä selvityksen eri skenaarioissa. Myös oletuksia uusien siirtoyhteyksien rakentamisesta Pohjoismaiden sisällä ja toisaalta Pohjoismaiden ja lähialueiden välillä tarkastellaan tässä osiossa.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Base skenaarion keskeiset lähtökohdat

Yleisesti ottaen polttoaineiden hintojen on oletettu nousevan maltillisesti tarkasteluperiodin aikana. Hiilen käyttö sähköntuotannossa tulee loppumaan selvityksen tarkastelujaksolla useissa EU-maissa joko poliittisten päätösten tai laitostarkastelun seurauksena ja hiilen eurooppalaisen kysynnän on siten oletettu vähenevän huomattavasti. Kysynnän on kuitenkin oletettu kohdistuvan korkealaatuisempiin hiililaatuihin, mikä nostaa hiilen hintaa pitkällä aikavälillä. Kaasun hinnan keskeisenä ajurina on puolestaan lisääntyvä kaasun kysyntä ja uusien tuotantoalueiden nykyistä korkeammat tuotantokustannukset. Päästöoikeuden hintatason on oletettu nousevan huomattavasti polttoaineita voimakkaammin. Nousun taustalla tulevilla vuosikymmenellä on markkinavakausvarannon käyttöönoton myötä supistuva tarjonta ja sen jälkeisellä ajalla oletus kiristyvän päästöoikeusmarkkinan ylläpitämisestä poliittisin lisätoimenpitein.

Pohjoismaisen sähkön kulutuksen odotetaan nousevan noin 40 TWh:lla vuoteen 2030 ja edelleen noin 65 TWh:lla vuoteen 2050 mennessä. Merkittävimmät ajurit kulutuksen kasvun taustalla ovat digitalisoitumisen edellyttämän datakeskuskapasiteetin kasvu, liikenteen sähköistyminen ja teollisuuden kasvihuonekaasupäästöjä aiheuttavien prosessien sähköistäminen. Suomen sähkön kulutuksen on selvityksessä oletettu kasvavan 92 TWh:iin vuoteen 2030 mennessä ja edelleen 100 TWh:iin vuoteen 2050 mennessä.

Pohjoismaisen sähkön tuotannon kehitystä luonnehtii voimakas vähäpäästöisen tuotannon kasvu. Pohjoismaisella tasolla tuulivoiman tuotannon oletetaan yli kaksinkertaistuvan ennen vuotta 2030 mennessä. Oletus perustuu poliittisesti asetettuihin tuulivoimatavoitteisiin ja arvioon tuulivoimatuotannon markkinaehtoisesta kasvusta. Aurinkovoiman tuotannon oletetaan kasvavan kaikissa Pohjoismaissa mutta säilyvän 2030-luvun alkuun asti absoluuttisesti verrattain vaatimattomana. Suomen tuulivoimatuotantoa nostaa lähivuosina uusiutuvan energian tarjouskilpailun mukainen 1,4 TWh:n lisäystavoite sekä rakenteilla olevat tuettomat hankkeet. Myöhemmän tuulivoimakapasiteetin kasvun on oletettu tapahtuvan markkinaehtoisesti.

**Taulukko 1. Base-skenaarion keskeisiä tunnuslukuja.**

Base	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Polttoaineet ja päästöoikeus</b>								
Kivihili, \$/t	82.0	82.0	82.0	82.7	86.0	89.0	91.5	94.0
Kaasu, €/MWh	17.3	20.6	18.9	20.5	21.5	23.4	24.0	26.0
Päästöoikeus, €/t	5.8	21.5	24.0	29.3	35.0	37.5	38.8	40.0
<b>Sähkön kulutus</b>								
Suomi, TWh	87.9	88.4	90.3	92.1	94.3	97.0	98.7	100.1
Pohjoismaat, TWh	391.3	407.5	424.4	436.3	442.6	450.0	455.2	459.7
<b>Tuulivoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	4.7	8.5	14.0	18.7	22.2	27.1	32.7	37.0
Pohjoismaat, TWh	39.3	58.2	79.7	99.2	114.5	128.7	142.8	154.7
<b>Aurinkovoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	0.1	0.1	0.3	1.1	2.1	3.2	4.5	6.0
Pohjoismaat, TWh	1.0	1.4	3.4	6.3	9.6	13.0	16.4	20.3
<b>Ydinvoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	21.5	34.6	34.4	43.3	43.3	37.0	34.7	20.4
Pohjoismaat, TWh	84.3	87.1	86.0	94.2	93.6	75.7	48.9	29.9
<b>CHP-sähkön tuotanto</b>								
Suomi, TWh	20.7	21.6	19.9	20.0	19.5	18.9	18.5	18.2

**Taulukko 2. Sähkönkulutus Pohjoismaissa 2017-2050, TWh.**

Sähkön kulutus.	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Suomi	85.1	88.4	90.3	92.1	94.3	97.0	98.5	100.0
Ruotsi	138.6	144.6	150.4	155.7	157.4	158.5	159.0	159.6
Norja	133.6	138.0	142.6	146.5	148.0	150.2	151.5	153.3
Tanska	33.9	36.5	41.0	42.0	42.8	44.2	45.2	46.3

**Taulukko 3. Tuulivoiman tuotanto Pohjoismaissa 2017-2050, TWh.**

Tuulivoiman tuotanto	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Suomi	4.7	8.5	14.0	18.7	22.2	27.1	32.7	37.0
Ruotsi	17.1	26.2	30.3	35.1	42.8	47.8	52.1	54.3
Norja	2.9	8.8	14.2	17.6	20.1	21.9	23.3	26.0
Tanska	14.7	14.7	21.2	27.7	29.1	30.5	31.3	32.9



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Base skenaarion keskeiset lähtökohdat

Huolimatta kahdesta uudesta suomalaisesta ydinvoimayksiköstä pohjoismaisen ydinvoimatuotannon kasvu jää 10 TWh:iin ensi vuosikymmen loppuun mennessä. Suomalaisen ydinvoimatuotannon on selvityksessä oletettu tuplaantuvan Olkiluodon 3- ja Hanhikivi 1-yksiköiden valmistumisen myötä, mutta ruotsalaisten Ringhals 1&2 - yksiköiden alasajo vuosikymmenen alussa rajoittaa nettomääräistä tuotannon kasvua. Suomalaisen ydinvoimalaitosten osalta Loviisan yksiköiden voimassa olevia käyttöluovia on oletettu jatkettavan kymmenellä vuodella ja siten laitosten poistuvan vuosina 2037 ja 2040. Olkiluodon 1&2-yksiköiden on puolestaan oletettu pysyvän toiminnassa 2040-luvun loppupuoliskolle. Ruotsalaisen ydinkapasiteetin käyttöä on oletettu 60 vuotta lukuun ottamatta Forsmark 3-yksikköä, jonka käyttöikä on oletettu jatkettavan tarkasteluperiodin loppuun. Näin ollen vuoden 2050 pohjoismainen ydinvoiman tuotanto koostuisi Olkiluoto 3- ja Hanhikivi 1-yksiköistä sekä yhdestä ruotsalaisesta ydinvoimayksiköstä.

Suomalaisen yhteistuotantosähkön tuotannon oletetaan selvityksen Base-skenaariossa kokonaisuudessaan vähenevän lievästi. Tämä johtuu arvioidusta kaukolämmön tarpeen vähenemisestä sekä kaukolämpöä tuottavien CHP-laitosten osittaisesta korvautumisesta lämpökeskuksilla. Teollisuuden CHP-tuotannon oletetaan sen sijaan hienokseltaan lisääntyvän metsäteollisuuden biotuotetehdas investointien myötä.

**Taulukko 4. Muutokset Pohjoismaiden ydinvoimakapasiteetissa.**

Laitosyksikkö	vuosi	tehon muutos	alue
Ringhals 1	2019	-881 MW	SE3
Ringhals 2	2020	-904 MW	SE3
Olkiluoto 3	2020	+1600 MW	Suomi
Hanhikivi 1	2028	+1200 MW	Suomi
Loviisa 1	2037	-507 MW	Suomi
Loviisa 2	2040	-507 MW	Suomi
Forsmark 1	2040	-1100 MW	SE3
Forsmark 2	2041	-1000 MW	SE3
Ringhals 3	2041	-1045 MW	SE3
Ringhals 4	2043	-1118 MW	SE3
Oskarshamn 3	2045	-1450 MW	SE3
Olkiluoto 1	2047	-880 MW	Suomi
Olkiluoto 2	2049	-880 MW	Suomi
Forsmark 3	2050	-1170 MW	SE3



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Base skenaarion keskeiset lähtökohdat

Arvio siirtokapasiteetin kasvusta perustuu pääosin kansallisten kantaverkkoyhtiöiden investointisuunnitelmiin. Suunnitelmien ja meneillään olevien hankkeiden perusteella siirtokapasiteetti Keski-Eurooppaan tulee kasvamaan 2 500 MW ja UK:hon 2 800 MW ensi vuosikymmenen puoliväliin mennessä. Hankkeista ensimmäisenä valmistuvat Tanskan ja Hollannin välinen sekä Tanskan ja Saksan välinen, Kriegers Flakin meritulipuiston kautta kulkeva yhteys. Pian tämän jälkeen valmistuvat merikaapeliyhteydet Norjasta Saksaan ja UK:iin sekä Tanskasta UK:iin.

Vahvistuvat siirtoyhteydet Keski-Eurooppaan sekä lisääntyvä tuulivoimatuotanto edellyttävät myös Pohjoismaiden sisäisen verkon vahvistamista. Uudet siirtoyhteydet Norjasta Saksaan ja UK:iin edellyttävät verkon vahvistamista Etelä-Norjassa ja tuulivoimatuotannon lisääntyminen Pohjois-Ruotsissa edellyttää maan sisäisen siirtoverkon vahvistamista. Keskeisimpiä hankkeita Suomen kannalta ovat Suomen ja Ruotsin väliset kolmas vaihtosähköyhteydet sekä Merenkurkun yhteys 2020-luvulla.

Baltian maiden synkronointi eurooppalaiseen sähköverkkoon toteutetaan suunnitelman mukaan olemassa olevan LitPol1-yhteyden sekä uuden Liettuan ja Puolan välisen merikaapeliyhteyden välityksellä. Vaikka desynkronointi ei välttämättä tarkoita sähkönvaihdon loppumista, näyttää tällä hetkellä siltä että vaihto Venäjän ja Viron sekä Latvian välillä tulee loppumaan. Selvityksessä on kuitenkin oletettu että vaihto Liettuan ja Kaliningradin sekä Valko-Venäjän välillä jatkuu rajoitettuna. Desynkronointi edellyttää myös Baltian sisäisen sähköverkon vahvistamista. Oletetut sisäiseen verkkoon tehtävät vahvistukset sekä desynkronoinnista aiheutuvat muutokset Baltian ulkoiseen vaihtokapasiteettiin on esitetty viereisissä taulukoissa.

**Taulukko 5. Muutokset Pohjoismaiden ja Baltian sekä Keski-Euroopan välisissä siirtoyhteyksissä.**

Yhteys	vuosi	kapasiteetin muutos
DK1 NL (COBRA)	2019	+700 MW
DK2-DE (Kriegers Flak)	2019	+400 MW
NO2-DE (NordLink)	2021	+1400 MW
NO2-UK (North Sea Link)	2022	+1400 MW
LT-PL	2023	+700 MW
DK1-UK (Viking Link)	2024	+1400 MW
EE-RU, LV-RU	2025	Vaihdon loppuminen
BY-LY, KAL-LT	2025	Rajoitettu vaihto
SE4-DK2, SE4-DE (Kriegers Flak)	2027	+400 MW
SE4-DE (Hansa Power Bridge)	2027	+700 MW
NO5-UK	2030	+1400 MW

**Taulukko 6. Muutokset Pohjoismaiden ja Baltian sisäisissä siirtoyhteyksissä.**

Yhteys	vuosi	kapasiteetin muutos
SE3-SE4	2019	+600 MW
NO2-NO5	2020	+1100 MW
NO3-NO4	2021	+700 MW
EE-LV	2021	+500 MW
NO4-SE2	2024	+900 MW
LV-LT	2025	+300 MW
FI-SE1 (Kolmas pohjoinen yhteys)	2025	+800 MW
SE2-SE3	2025, 2029	+1000 MW, +1000 MW
SE1-SE2	2027	+900 MW
FI-SE2 (Merenkurkun yhteys)	2029	+800 MW
FI-SE3 (Fennoskan 1)	2029	-400 MW
NO3-NO5	2027	500 MW





POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Vaihtoehtoisten skenaarioiden keskeiset lähtökohdat

Perusskenaarion lisäksi selvityksessä on tarkastelu viittä vaihtoehtoista kehityskulkua. *Base EU - skenaariossa* lähtökohtana on EU-komission kansallista raportointia varten suosittelema oletus polttoaineiden ja päästöoikeuden hintakehityksestä. Komission suosittelema hintataso on pitkällä aikavälillä huomattavasti korkeampi kuin selvityksen perusskenaariossa on oletettu.

*RES-skenaariossa* uusiutuvan teknologian kehityksen on oletettu olevan nopeampaa kuin selvityksen perusskenaariossa, mistä johtuen pohjoismaisen tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon on oletettu kolminkertaistuvan vuoteen 2030 mennessä ja edelleen viisinkertaistuvan nykyisestä vuoteen 2050 mennessä. Suomen osalta yhteenlasketun tuotannon oletettiin kasvavan lähes 30 TWh:iin vuonna 2030 ja edelleen noin 55 TWh:iin vuonna 2050.

Polttoaineiden ja päästöoikeuden hintoja on herkkyytetty selvityksen *High-* ja *Low-skenaarioissa*. *High-skenaariossa* hiilen hinnan on oletettu olevan noin 20 prosenttia perusskenaariota korkeampi ensi vuosikymmenen puolivälistä alkaen. Kaasun ja päästöoikeuden hinnat poikkeavat sen sijaan huomattavammin perusskenaariosta. Päästöoikeuden hinnan on oletettu kaksinkertaistuvan ennen ensi vuosikymmenen loppua ja nousevan 50€/t vuoteen 2040 mennessä. Käytännössä tämä edellyttäisi uusia toimenpiteitä päästöoikeuksien tarjonnan rajoittamiseksi jo päätettyjen lisäksi. Kaasun hinnan on oletettu nousevan tasolle 27 €/MWh, noin 40 prosenttia perusskenaariota korkeammaksi ensi vuosikymmenen puoliväliin mennessä, minkä jälkeen ero perusskenaarioon kutistuu periodin loppua kohti. *Low-skenaariossa* polttoaineiden hintojen on oletettu laskevan pitkällä aikavälillä noin puoleen perusskenaarion mukaisesta pitkän aikavälin hintatasosta. Päästöoikeuden hinnan on *Low-skenaariossa* oletettu puolestaan laskevan pitkällä aikavälillä 10 euroon tonnilta.

*Matala CHP-skenaariossa* lämpökeskusten ja lämpöpumppujen on oletettu korvaavan kaukolämmön tuotantoa perusskenaariota suuremmassa määrin. Suomalaisen CHP-sähkön tuotantokapasiteetin on tämän seurauksena oletettu olevan noin 600 MW perusskenaariota pienempi ensi vuosikymmenen puoliväliin mennessä.

Taulukko 7. Skenaarioiden keskeisiä tunnuslukuja.

Base	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Polttoaineet ja päästöoikeus</b>								
Kivihiili, \$/t	82.0	82.0	82.0	82.7	86.0	89.0	91.5	94.0
Kaasu, €/MWh	17.3	20.6	18.9	20.5	21.5	23.4	24.0	26.0
Päästöoikeus, €/t	5.8	21.5	24.0	29.3	35.0	37.5	38.8	40.0
<b>Sähkön kulutus</b>								
Suomi, TWh	87.9	88.4	90.3	92.1	94.3	97.0	98.7	100.1
Pohjoismaat, TWh	391.3	407.5	424.4	436.3	442.6	450.0	455.2	459.7
<b>Tuulivoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	4.7	8.5	14.0	18.7	22.2	27.1	32.7	37.0
Pohjoismaat, TWh	39.3	58.2	79.7	99.2	114.5	128.7	142.8	154.7
<b>Aurinkovoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	0.1	0.1	0.3	1.1	2.1	3.2	4.5	6.0
Pohjoismaat, TWh	1.0	1.4	3.4	6.3	9.6	13.0	16.4	20.3
<b>Ydinvoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	21.5	34.6	34.4	43.3	43.3	37.0	34.7	20.4
Pohjoismaat, TWh	84.3	87.1	86.0	94.2	93.6	75.7	48.9	29.9
<b>CHP-sähkön tuotanto</b>								
Suomi, TWh	20.7	21.6	19.9	20.0	19.5	18.9	18.5	18.2
<b>Base EU skenaario</b>								
Kivihiili, \$/t	80.6	80.2	109.6	118.0	122.0	123.0	123.0	123.0
Kaasu, €/MWh	27.6	35.1	38.0	40.3	41.3	41.3	41.3	41.3
Päästöoikeus, €/t	18.8	23.6	34.8	44.0	50.6	52.3	52.3	52.3
<b>RES-skenaario</b>								
<b>Tuulivoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	9.8	20.1	27.2	29.0	35.9	42.6	48.0	48.0
Pohjoismaat, TWh	60.8	83.1	115.4	128.7	146.2	161.3	177.3	177.3
<b>Aurinkovoiman tuotanto</b>								
Suomi, TWh	0.1	0.5	1.7	2.8	4.4	6.1	7.7	7.7
Pohjoismaat, TWh	1.7	3.9	8.7	13.6	18.8	23.8	28.6	28.6
<b>High-skenaario</b>								
Kivihiili, \$/t	90.0	97.0	103.3	108.0	111.0	112.8	114.0	114.0
Kaasu, €/MWh	24.4	27.4	26.6	28.3	29.5	30.1	30.8	30.8
Päästöoikeus, €/t	25.0	34.0	44.0	49.0	51.5	52.8	54.0	54.0
<b>Low-skenaario</b>								
Kivihiili, \$/t	73.0	64.5	57.7	54.8	52.7	51.3	50.0	50.0
Kaasu, €/MWh	19.1	16.0	14.5	13.8	13.0	12.3	11.5	11.5
Päästöoikeus, €/t	16.5	13.5	11.4	10.8	10.4	10.2	10.0	10.0
<b>CHP-skenaario</b>								
<b>CHP sähkön tuotanto</b>								
Suomi, TWh	20.6	16.7	16.9	16.8	16.5	16.3	16.1	16.1



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Tulokset



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Sähkötaseen ja sähkönvaihdon kehitys Base-skenaariossa

Selvityksen tulososiossa tarkastellaan aluksi pohjoismaisen ja suomalaisen sähkötaseen ja sähkön vaihdon sekä Suomen aluehinnan ja sen keskeisten viitehintojen kehitystä selvityksen perusskenaariossa. Tämän jälkeen tarkastellaan Suomen aluehinnan kehitystä vaihtoehtoisissa skenaarioissa.

Tuuli- ja ydinvoimatuotannon kasvun myötä Pohjoismaiden asema sähkön ylituotantoalueena tulee vahvistumaan tulevalla vuosikymmenellä. Pohjoismaisella tasolla lähinnä tuuli- ja ydinvoimatuotannon kasvun seurauksena sähkön tarjonta tulee lisääntymään noin 70 TWh:a vuoteen 2030 mennessä. Kun samaan aikaan pohjoismaisen sähkönkulutus kasvaa noin 45 TWh, vahvistuu Pohjoismaiden merkitys sähkön nettoviejänä merkittävästi. Ensi vuosikymmenen loppuun mennessä pohjoismaisen sähkön vienti kasvaa noin 45 TWh:iin merkittävimpien kohdemaiden ollessa Saksa ja UK, missä tuotantokapasiteetin poistuminen ikääntymisen ja poliittisten päätösten seurauksena lisää tarvetta sähkön tuonnille.

Tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon kasvusta huolimatta ydinkapasiteetin ikääntyminen alkaa kuitenkin rajoittaa vientimahdollisuuksia 2040-luvun alussa ja sähkön kokonaisvienti Pohjoismaista putoaa noin 30 TWh:iin vuoteen 2050 mennessä.

Suomalainen sähköntuotanto lisääntyy ydin- ja tuulivoimainvestointien myötä yli 30 TWh ensi vuosikymmenen loppuun mennessä. Kun kulutuksen kasvu on samaan aikaan noin viidennes tästä, laskee tuontisähkön tarve ja Suomesta tulee sähkön nettoviejä. Suomi säilyy sähkön nettoviejänä kunnes ydinkapasiteetin ikääntyminen 2040-luvun lopulla kääntää Suomen jälleen sähkön nettotuojaksi. Suhteessa naapurimaihin Suomi on koko tarkasteluperiodin sähkön nettotuojana Venäjältä ja Norjasta sekä nettoviejä suhteessa Viroon. Ruotsin suhteen Suomi on sähkön nettotuojana ensi vuosikymmenen lopulle minkä jälkeen vaihto Ruotsin kanssa muuttuu nettovienniksi.

**Taulukko 8. Suomen sähkötaseen kehitys Base skenaariossa, TWh.**

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vesivoima	14.6	14.4	15.0	15.0	14.9	14.9	15.0	15.2
Ydinvoima	21.5	34.6	34.4	43.3	43.3	37.0	34.8	20.5
Lämpövoima	23.9	23.7	21.6	21.1	20.1	19.6	19.4	19.1
Tuulivoima	4.7	8.5	14.0	18.7	22.2	27.1	32.7	37.0
Aurinkovoima	0.0	0.0	0.3	1.1	2.1	3.2	4.5	6.0
<b>Tuotanto</b>	<b>64.7</b>	<b>81.2</b>	<b>85.4</b>	<b>99.2</b>	<b>102.4</b>	<b>101.8</b>	<b>106.4</b>	<b>97.8</b>
<b>Nettotuonti</b>	<b>18.8</b>	<b>7.2</b>	<b>4.9</b>	<b>-7.1</b>	<b>-8.1</b>	<b>-4.8</b>	<b>-7.6</b>	<b>2.2</b>
Norja	0.1	0.2	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2
Ruotsi	15.8	3.2	2.4	-7.1	-7.6	-4.7	-7.9	0.0
Viro	-0.8	-3.3	-4.6	-6.4	-6.2	-5.6	-5.3	-3.6
Venäjä	5.8	7.0	6.9	6.3	5.6	5.4	5.5	5.6
<b>Kulutus</b>	<b>85.1</b>	<b>88.4</b>	<b>90.3</b>	<b>92.1</b>	<b>94.3</b>	<b>97.0</b>	<b>98.8</b>	<b>100.0</b>

**Taulukko 9. Pohjoismaisen sähkötaseen kehitys Base skenaariossa, TWh.**

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vesivoima	221.5	217.4	222.0	224.8	224.1	225.0	227.0	225.3
Ydinvoima	84.3	87.1	86.0	94.1	93.6	75.8	49.0	30.1
Lämpövoima	53.4	57.8	51.1	52.7	52.4	53.7	56.2	61.8
Tuulivoima	39.3	58.2	79.7	99.2	114.2	127.3	140.3	150.2
Aurinkovoima	1.1	1.4	3.4	6.3	9.6	13.0	16.4	20.3
<b>Tuotanto</b>	<b>399.6</b>	<b>421.9</b>	<b>442.2</b>	<b>477.0</b>	<b>493.9</b>	<b>494.8</b>	<b>488.8</b>	<b>487.6</b>
<b>Nettotuonti</b>	<b>-9.4</b>	<b>-11.1</b>	<b>-19.4</b>	<b>-44.3</b>	<b>-55.2</b>	<b>-45.5</b>	<b>-35.1</b>	<b>-29.7</b>
Venäjä	5.8	7.0	6.9	6.3	5.6	5.4	5.5	5.6
Viro	-0.8	-3.3	-4.6	-6.4	-6.2	-5.6	-5.3	-3.6
Liettua	-3.0	-2.7	-3.6	-4.0	-3.6	-3.1	-2.0	-2.1
Saksa	-3.3	-8.6	-0.7	-14.6	-24.0	-20.2	-15.0	-12.9
Puola	-3.0	-1.8	-3.2	-4.4	-4.4	-4.1	-3.5	-3.1
Hollanti	-5.0	-4.4	0.4	-3.3	-3.1	-2.1	-1.7	-2.0
UK	0.0	0.0	-18.3	-17.9	-19.5	-15.7	-13.1	-11.6
<b>Kulutus</b>	<b>390.1</b>	<b>407.5</b>	<b>424.4</b>	<b>436.3</b>	<b>442.5</b>	<b>449.9</b>	<b>454.9</b>	<b>459.2</b>



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Suomen aluehinnan kehitys Base-skenaariossa

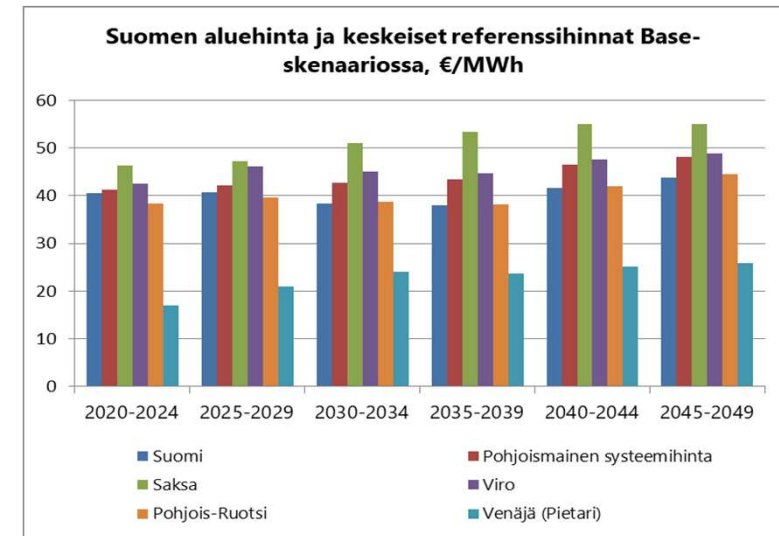
Selvityksen tarkastelujaksolla Pohjoismaat integroituvat yhä vahvemmin keskieurooppalaisiin sähkömarkkinoihin ja siten alueen merkitys pohjoismaisen sähkömarkkinan hinta-ajurina korostuu. Vaikka tuuli- ja aurinkovoiman osuus eurooppalaisessa sähkötaseessa kasvaa huomattavasti, säilyvät polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnat tärkeinä hinta-ajureina keskieurooppalaisilla sähkömarkkinoilla tarkastelun aikajaksolla. Niinikään keskieurooppalaisittain tärkeä hinta-ajuri on ydin- ja hiilivoimakapasiteetin poistuminen joko ikääntymisen tai poliittisten päätösten seurauksena.

Kasvava tuuli- ja ydinvoimat tuotanto lisää pohjoismaista tuotantokapasiteettia huomattavasti sähkön kulutusta enemmän, mikä pitää pohjoismaisen hintatason kehityksen maltillisena tulevilla vuosikymmenellä. Nouseva keskieurooppalainen hintataso ja pohjoismaisen ydinvoimakapasiteetin ikääntyminen kääntävät pohjoismaisen hintatason kuitenkin nousuun 2030-luvun lopulla.

Selvityksen tulosten mukaan Suomen aluehinta seuraa pohjoismaista systeemihintaa verrattain tiiviisti 2020-luvun loppupuolelle. Vuosikymmenen loppupuolella Hanhikivi 1-yksikön ja uusien Pohjois-Ruotsin ja Suomen välisten siirtoyhteyksien käyttöönotto laskevat Suomen aluehinnan Pohjois-Ruotsin hintatason tuntumaan.

Olemassa olevan pohjoismaisen ydinkapasiteetin poistuminen 2040-luvulla kääntää pohjoismaisen hintatason nousuun lähemmäs keskieurooppalaista hintatasoa ja kaventaa eroa Suomen aluehinnan ja pohjoismaisen systeemihinnan välillä. Lisääntyvä tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti kuitenkin stabiloi hintatason 2040-luvun puolivälin jälkeen.

Kuva 1. Suomen aluehinta ja keskeiset referenssihinnat Base-skenaariossa.





POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Suomen aluehinnan kehitys eri skenaarioissa

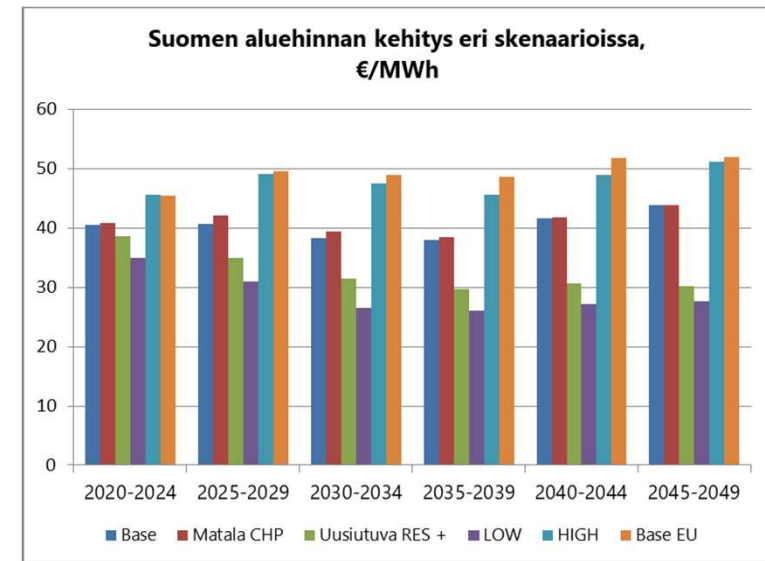
Suomen aluehinnan kehitys muissa skenaarioissa on esitetty viereisessä kuvassa. Lähtökohdiltaan skenaariot ovat samanlaisia lukuun ottamatta taulukossa 7 esitettyjä tekijöitä.

*Matala CHP-skenaariossa* tarkastellaan mahdollisen CHP-sähkön tuotantokapasiteetin perusskenaariota merkittävämmän alasajon vaikutusta Suomen sähkömarkkinoihin. Tarkasteltavassa skenaariossa on oletettu että osa perusskenaarion mukaisesta suomalaisesta CHP-kaukolämmön tuotantokapasiteetista korvautuu erillisillä lämpökeskuksilla tai lämpöpumpuilla. Tämä johtaa 600 MW pienempään CHP-sähkön tuotantokapasiteettiin ensi vuosikymmenen puoliväliin mennessä. Skenaarion vuosihintojen ero perusskenaarioon verrattuna jää vuositasolla pienehköksi, mutta korostuu kuivimpien, kylmimpien ja vähätuulisimpien skenaarioiden talvi viikkojen hinnoissa.

Polttoaineherkkytyksissä, *Low- ja High-skenaarioissa* tarkasteltiin polttoaineiden ja päästöoikeuden hintatason muutosten vaikutuksia pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin. *Low-skenaariossa* lämpövoiman tuotantokustannusten oletettiin laskevan noin 30 €/MWh:oon ensi vuosikymmen loppuun mennessä ja edelleen noin 25 €/MWh:oon vuoteen 2050 mennessä. Matalampi lämpövoimatuotannon kustannustaso laskee erityisesti lämpövoimavaltaisen keskieurooppalaisen järjestelmän hintatasoa ja sitä kautta heijastuu Pohjoismaihin alhaisempina sähkön vientihintoina.

High-skenaariossa lämpövoiman tuotantokustannusten oletettiin nousevan noin 20 €/MWh perusskenaariota korkeammiksi ensi vuosikymmenen loppuun mennessä. Pohjoismaisille sähkömarkkinoille korkeammat polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnat heijastuvat niin ikään Keski-Euroopan sähkömarkkinoiden kautta. Korkeampi markkinoiden hintataso kannustaa kuitenkin tuuli- ja aurinkovoiman uusinwestointeihin, mikä stabiloi hintakehitystä.

Kuva 2. Suomen aluehinnan kehitys eri skenaarioissa.



Uusiutuva RES+ skenaariossa on oletettu tuuli- ja aurinkovoiman kilpailukyvyyn paranevan nopeammin kuin perusskenaariossa ja markkinaehtoisten investointien kasvattavan tuotantoa verrattuna perusskenaarioon. Pohjoismaiden osalta tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon oletettiin olevan 20 TWh korkeampi vuonna 2030 ja edelleen 35 TWh vuonna 2050. Suomen tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon oletettiin kasvavan noin 30 TWh:iin vuonna 2030 ja 55 TWh:iin vuonna 2050. Lisääntyvä matalan kustannustason tuotanto painaa hintatason laskuun ja Suomen aluehinta laskee noin 30 €/MWh:oon 2030-luvun puoliväliin mennessä. Huolimatta edelleen kasvavasta tuuli- ja aurinkovoiman tuotannosta ikääntyvän ydinkapasiteetin poistuminen pitää kuitenkin Pohjoismaisen hintatason tällä tasolla 2040-luvulla.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymykset



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys I: Sähkön tuotannon riittävyys tehona ja energiana sekä tuotantomuotojen kannattavuus

Selvityksen ensimmäisessä erityiskysymyksessä tarkastellaan Suomen sähkön tuotannon riittävyttä tehona ja energiana sekä eri tuotantomuotojen kannattavuutta.

Suomen huippukulutus talvella 2019 nousi 14.5 GW:iin. Kotimaisella tuotannolla tästä katettiin 10.7 GW sähkön tuonnin ollessa noin 3.7 GW. Talviaikainen sähkön tuotantokapasiteetti tehoreservi mukaan lukien oli noin 12 GW ja tuontikapasiteetti 4.8 GW. Sähkön riittävyys ei huippukulutuksen aikana ollut vaarassa.

Olkiluoto 3:n käynnistymisen jälkeen alkuvuodesta 2020 sähkön huippukulutuksen aikainen tuontitarve vähenee selvästi. Meri-Porin hiililauhdelaitoksen mahdollinen paluu koko kapasiteetillaan pohjoismaisille sähkön tukkumarkkinoille nykyisen tehoreservikauden jälkeen ja metsäteollisuuden oletetut biotuotteiden valmistuksen laajennukset lisäävät huippukulutuksen aikaisen kapasiteetin määrää vuosikymmenen alussa edelleen. Toisaalta käytettävissä olevan kapasiteetin määrä vähenee tehoreservikauden päättymisen ja suunnitelmien mukaisten CHP-laitosten sulkemisten myötä ensi vuosikymmenen puoliväliin mennessä. Huippukulutuksen aikainen tuontitarve putoaa kuitenkin Olkiluoto 3-yksikön käyttöönoton jälkeen noin puoleen käytettävissä olevasta tuontikapasiteetista ja säilyy tällä tasolla ensi vuosikymmenen puoliväliin.

Tulevan vuosikymmenen lopulla voimaan astuvan hiilen käyttökielto vähentää hiileen perustuvan CHP-kapasiteetin määrää edelleen. Huomattava osa tästä kapasiteetista tultaneekin korvaamaan biomassaa ja turvetta käytävällä kapasiteetilla mistä johtuen CHP-kapasiteetin nettomääräinen väheneminen jää vähäiseksi. Hanhikivi 1-yksikkö ja uudet siirtoyhteydet Pohjois-Ruotsiin parantavat suomalaista tehotasetta vuosikymmenen puolivälin jälkeen huomattavasti. Arvioimmekin tuontitarpeen olevan pienimmillään ensi vuosikymmenen loppupuolella.

**Taulukko 10. Sähkötuotannon voimalaitoskapasiteetti huippukulutuksen aikana, MW.**

	2019**	2020	2025	2030	2035	2040
Vesivoima	1,757	2,670	2,830	3,000	3,000	3,000
Tuulivoima	1,225	2,500	4,100	5,500	6,600	8,300
Ydinvoima	2,799	4,400	4,400	5,600	5,600	4,584
Lauhdevoima	250	250	565	0	0	0
Yhteistuotanto						
Teollisuus	1,958	2,250	2,375	2,500	2,500	2,500
Kaukolämpö	2,989	3,250	2,650	2,600	2,600	2,600
Aurinkovoima	150	250	1,200	2,300	2,500	3,550
<b>Kapasiteetti tukkumarkkinoilla</b>	<b>10,980</b>	<b>12,970</b>	<b>13,066</b>	<b>14,030</b>	<b>14,096</b>	<b>13,182</b>
<b>Sähkön kulutus</b>	<b>14,542</b>	<b>15,300</b>	<b>15,700</b>	<b>16,200</b>	<b>16,500</b>	<b>17,000</b>
<b>Tuontitarve</b>	<b>3,562</b>	<b>2,330</b>	<b>2,634</b>	<b>2,170</b>	<b>2,404</b>	<b>3,818</b>
<b>Tehoreservi</b>	<b>730</b>	<b>730</b>				
<b>Tuontikapasiteetti yhteensä</b>	<b>4,850</b>	<b>4,850</b>	<b>5,650</b>	<b>6,050</b>	<b>6,050</b>	<b>6,050</b>
Venäjä	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Viro	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Norja	150	150	150	150	150	150
Ruotsi	2,400	2,400	3,200	3,600	3,600	3,600

\* Aurinko 0 % ja tuulivoima 6 % asennetusta tehosta vuodesta 2020 alkaen

\*\* Vuoden 2019 kapasiteetti- ja kulutusluvut toteutumia



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys I: Tuotantomuotojen kannattavuus

Tuotantomuotojen kannattavuutta tarkastellaan tässä selvityksessä arvioimalla eri tuotantomuotojen tuotantokustannusten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) kehittymistä ja vertaamalla sitä selvityksen perusskenaarion mukaiseen Suomen aluehinnan hintatasoon.

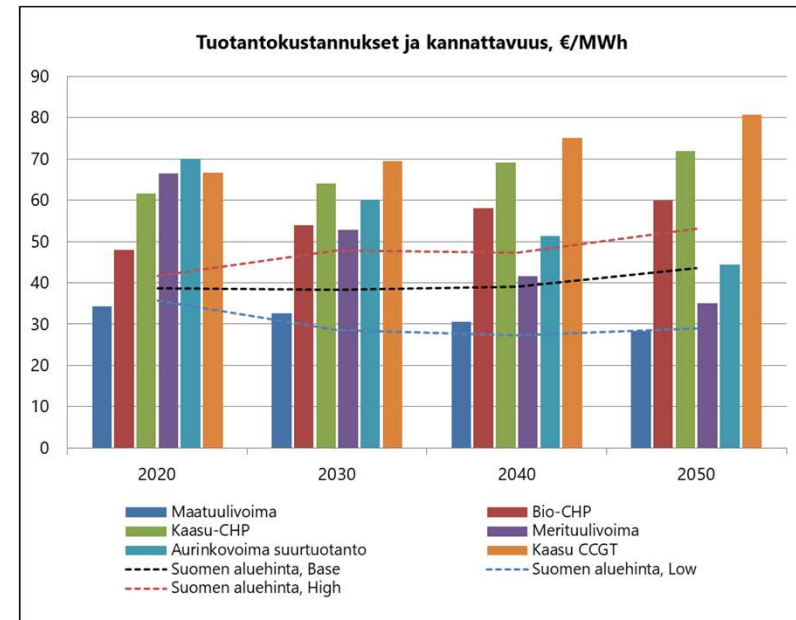
Nykyisellään maatuulivoima on kannattavin sähkön tuotantomuoto uusinvestointina. Arvioimme sen tuotantokustannusten vaihtelevan 30 - 38 €/MWh välillä sijaintipaikasta ja tuulisuudesta riippuen. Merituulivoiman kustannustaso riippuu voimakkaasti perustus- ja verkkoliittymän kustannuksista ja nämä voivat vaihdella merkittävästi eri hankkeiden välillä. Arvioimme merituulivoiman keskimääräiseksi kustannustasoksi 64 - 74€/MWh.

CHP-sähkön tuotannon investointikustannukseen vaikuttaa tapauskohtaisesti jo olemassa oleva infrastruktuuri ja saatavilla olevan polttoaineen kustannus. Olemassa olevien kattiloiden korvausinvestoinneissa ja hankkeissa, joissa polttoainetta on mahdollista saada esim. lähialueen teollisuuslaitosten sivuvirroista, investoinnille jyvitetävät tuotantokustannukset voivat jäädä merkittävästi esitettyä matalammiksi.

Uusiutuvan energian tuotantoteknologia on viime vuosina kehittynyt vauhdilla ja kustannusten lasku on ollut merkittävää. Teknologinen kehitys tulee lähivuosikymmenien aikana jatkumaan ja erityisesti merituulivoiman ja aurinkovoiman kustannustaso tulee laskemaan edelleen. Tuulivoiman kannattavuutta heikentää kuitenkin tuotannon yleistymisen myötä kasvava, tuotannon säätymättömyydestä aiheutuva *hintakannibalisaatio*.

Selvityksen perusskenaarion mukaisella Suomen aluehinnan tasolla markkinaehtoisesti kannattavaa lähimmän 10 vuoden aikana olisi ainoastaan maatuulivoima sekä eräät olemassa olevan infrastruktuurin hyödyntämiseen perustuvat CHP-korvausinvestoinnit. Osa merituulivoima- ja aurinkoenergiainvestoinneista tullee taloudellisesti kannattaviksi 2030-luvulla. Korkeammalla sähkön hintatasolla, kuten esimerkiksi tämän selvityksen *High-skenaariossa*, osa merituuli- ja aurinkovoima hankkeista sekä CHP uusinvestointihankkeista tulisi kannattaviksi jo seuraavan 10 vuoden kuluessa.

Kuva 3. Tuotantomuotojen tuotantokustannukset ja kannattavuus.







POWERED  
BY KNOWLEDGE

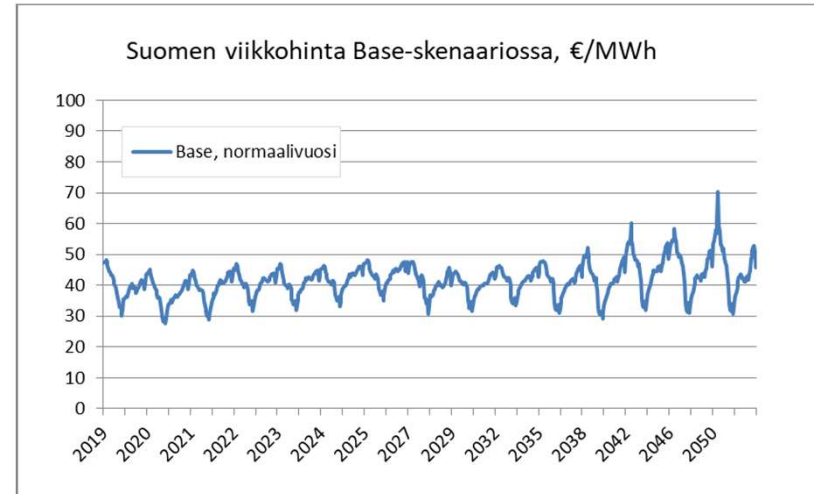
## Erityiskysymys II: Volatiliteetin kehitys sekä joustavuuden tarve järjestelmässä

Selvityksen toisessa erityiskysymyksessä tarkastellaan Suomen aluehinnan volatiliteetin kehitystä mallinnusperiodilla. Arvio volatiliteetin kehityksestä perustuu viikkohintojen sekä viikonsisäisten hintojen kehitykseen keskimääräisenä sekä sääolosuhteiltaan keskimääräisestä poikkeavina vuosina. Keskimääräisestä poikkeavat vuodet kuvaavat tällöin sellaisia märän, lämpimän ja tuulisen sekä kuivan, kylmän ja heikkotuulisen vuoden mukaisia olosuhteita, jotka ovat toistuneet keskimäärin kymmenen vuoden välein aikajaksolla 1958-2014.

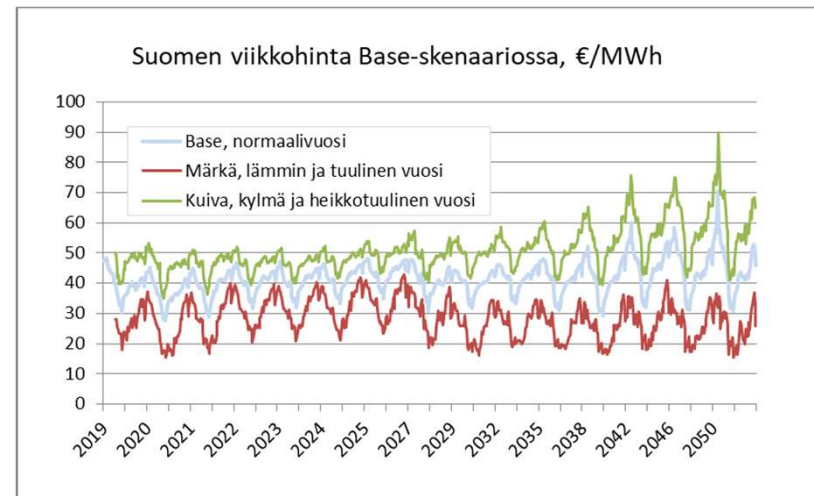
Tämän erityiskysymyksen käsittelyssä esitettävissä kuvissa sininen käyrä esittää sääolosuhteiltaan keskimääräisen vuoden mukaista Suomen aluehinnan kehitystä ja vastaavasti punainen ja vihreä käyrä sääolosuhteiltaan keskimääräisestä poikkeavia kehityskulkuja. Viikkohintojen volatiliteetin kehitystä kuvaa vastakkaisten sääolosuhteiden mukaisten hintakäyrien erotus. Historiallisesti tarkasteltuna ero vuoden korkeimpien ja matalampien hintojen välillä on aikavälillä 2015-2018 ollut keskimäärin 27.4 €/MWh. Tämä vastaa verrattain hyvin mallinnuksen tuloksia.

Tämän selvityksen mukaisessa *Base-skenaariossa* säätyypiltään vastakkaisten, kerran kymmenessä vuodessa toistuvien vuosien kesä- ja talvihintojen ero ei ensi vuosikymmenellä kasva oleellisesti. Sen sijaan Hanhikivi 1- yksikön sekä Suomen ja Pohjois-Ruotsin välisen kolmannen vaihtosähköyhteyden käyttöönoton myötä erityisesti leutojen ja hydrologialtaan vahvojen vuosien mukainen hintataso laskee vuosikymmenen lopulla mikä kasvattaa hintaeroa eri säätyyppien välillä. Seuraavan vuosikymmenen puolivälin jälkeen ydinvoimakapasiteetin väheneminen kääntää kuivien ja kylmien talviviikkojen mukaisen hintatason nousuun. Kun tuulivoimatuotannon kasvu pitää kuitenkin kesäviikkojen mukaisen hintatason jotakuinkin aiemmalla tasollaan, kasvaa aluehinnan volatiliteetti huomattavasti.

Kuva 4. Suomen viikkohinta Base-skenaariossa.



Kuva 5. Suomen viikkohinta Base-skenaariossa eri sääolosuhteissa.





POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys II: Volatiliteetin kehitys sekä joustavuuden tarve järjestelmässä

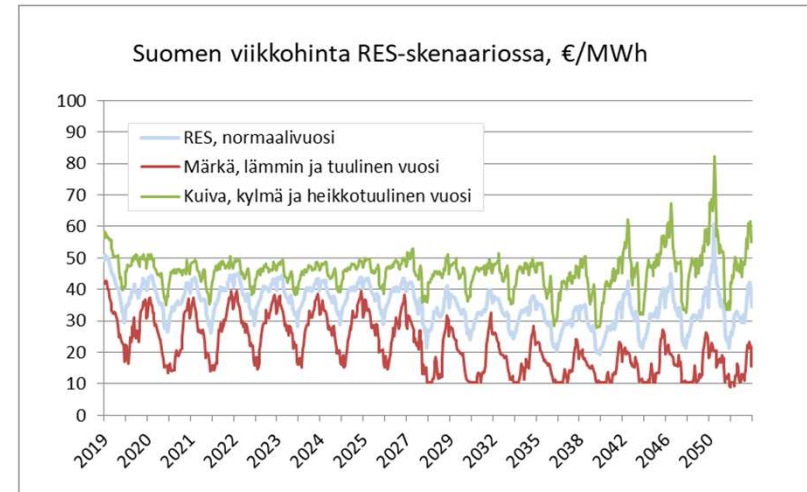
Tulosten perusteella kuivan, kylmän ja heikkotuulisen vuoden aikainen volatiliteetti on selvästi vähäisempää seuraavan 15 vuoden aikana kuin sateisen, lämpimän ja tuulisen vuoden. Tämä aiheutuu siitä, että huolimatta uusiutuvan tuotannon voimakkaasta kasvusta lämpövoimantuotannon merkitys hinnan asettajana talviviikoilla säilyy merkittävänä sääolosuhteista riippumatta. Hydrologialtaan vahvana ja tuulisenä vuonna sääriippuva tuotanto painaa kuitenkin kesäaikaisen hintatason huomattavan alas kasvattaen kesä- ja talvihintojen eroa.

Pohjoismaisella tasolla *Base-skenaari*on normaalivuoden mukainen tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto kasvaa yli nelinkertaiseksi nykyisestä, noin 170 TWh:iin, periodin loppuun mennessä. Tämä nostaa sääriippuvan uusiutuvan tuotannon osuuden noin 80 prosenttiin tarkasteluperiodin loppupuolella. Huolimatta runsaasta nimellistuotantokapasiteetista talvihinnat saattavat nousta huomattavan korkeiksi kuivana, kylmänä ja vähätuulisenä vuonna perusvoimaa tuottavien ydinvoimalaitosten poistuessa tarkastelujakson loppupuolella. Selvityksen tulokset osoittavatkin että korkeakaan uusiutuvan tuotannon osuus ei välttämättä riitä estämään korkeita hintapiikkejä ilman riittävää lämpövoima- tai varastointikapasiteettia.

*RES-skenaariossa* tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon oletettiin lisääntyvän *Base-skenaariota* selvästi enemmän. Pohjoismaisella tasolla tuuli- ja aurinkovoiman yhteenlasketun tuotannon oletettiin normaalivuonna nousevan 130 TWh:iin vuonna 2030 ja edelleen noin 200 TWh:iin vuonna 2050. Tämä on noin 30 TWh:a enemmän kuin *Base-skenaariossa* vastaavina ajankohtina.

*RES-skenaari*on tulokset poikkeavat selvästi *Base-skenaariosta*. Kun perusskenaariossa sekä talvi- että kesähinnat nousivat loivasti ensi vuosikymmenen loppupuolelle, jää *RES-skenaariossa* tämä hinnan nousu toteutumatta. Lisääntyvä uusiutuva tuotanto laskee sekä talvi- että kesäviikkojen hintatasoa, kesähintojen laskun ollessa huomattavampi. Hintavaihtelu kylmän ja vähätuulisen talviviikon sekä hydrologialtaan vahvan ja tuulisen kesäviikon välillä on tulosten mukaan ensi vuosikymmenellä jonkin verran suurempi kuin *Base-skenaariossa*.

Kuva 6. Suomen viikkohinta RES-skenaariossa eri sääolosuhteissa.



Uusiutuvan tuotannon kasvu ja ydinvoimatuotannon lisääntyminen pitävät kuivien, kylmien ja heikkotuulisten talviviikkojen hinnat vakaina myös 2030-luvulla. Kesäviikkojen hinnat samoin kuin märkien, lämpimien ja tuulisten vuosien talvihinnat sen sijaan kääntyvät laskuun.

Hintojen volatiliteetti kuitenkin säilyi liki *Base-skenaari*on mukaisena.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys II: Volatiliteetin kehitys sekä joustavuuden tarve järjestelmässä

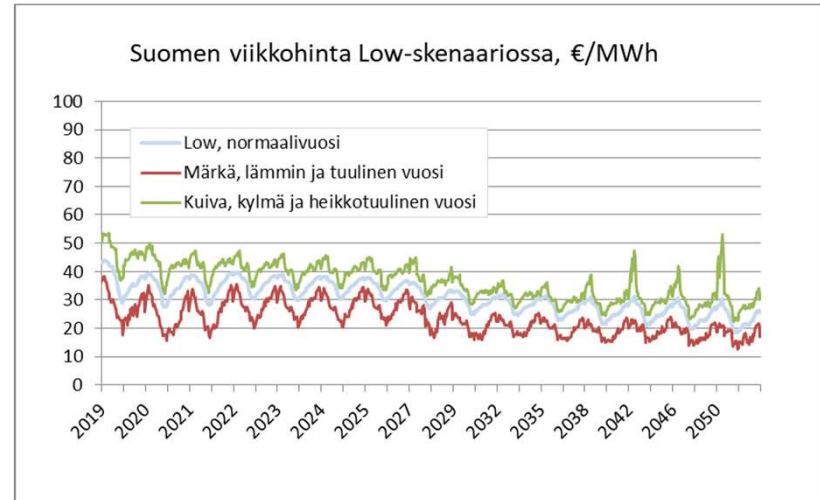
Selvityksen *Low-* ja *High-skenaarioissa* käytettiin *Base-skenaariosta* poikkeavia polttoaineiden ja päästöoikeuden hintoja. *Low-skenaariossa* lämpövoiman muuttuvien tuotantokustannusten oletettiin laskevan noin 30 €/MWh:iin vuoteen 2030 ja edelleen 25 €/MWh:iin vuoteen 2050 mennessä. Vastaavasti *High-skenaariossa* tuotantokustannusten oletettiin nousevan tasolle 70 €/MWh vuoteen 2030 ja edelleen tasolle 80 €/MWh vuoteen 2050 mennessä. Tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin oletettiin *Low-skenaariossa* olevan hieman perusskenaariota alhaisempi, kun taas *High-skenaariossa* sähkön korkeamman hinnan oletettiin lisäävän investointeja tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoon.

*Low-skenaariossa* lämpövoimatuotannon laskeva kustannustaso kääntää kuivien, kylmien ja vähätuulisten talviviikkojen hinnat laskuun ja hidastaa hintojen nousua märkien, lämpimien ja vähätuulisten vuosien talviviikoilla. Laskevat talvihinnat pienentävät volatiliteettiä ensi vuosikymmenellä. Vuosikymmenen lopulla lisääntyvä tuotanto kääntää myös märkien, lämpimien ja tuulisten vuosien talvihinnat laskuun, pitäen volatiliteetin huomattavasti muita skenaariota pienempänä vaikka pohjoismaisen ydinvoimakapasiteetin poistuminen kääntää kylmien vuosien talvihinnat loivaan nousuun 2030-luvun lopulla.

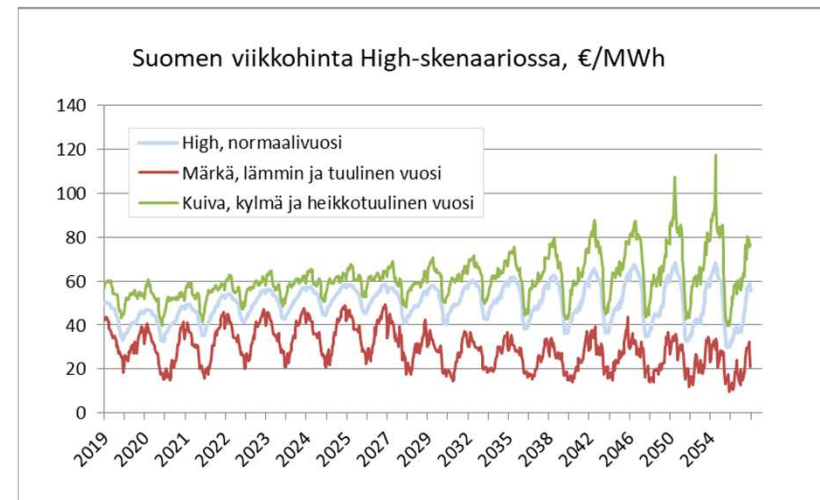
*High-skenaariossa* Suomen aluehinnan volatiliteetti on tarkastelluista skenaarioista suurin. Tämä johtuu siitä että lämpövoiman tuotannon merkitys vahvempien siirtoyhteyksien johdosta säilyy pohjoismaisessa sähkön hinnanmuodostuksessa verraten vahvana etenkin kuivina, kylminä ja heikkotuulisinä vuosina. Korkeammat polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnat nostavat tällöin talviviikkojen hintatasoa ja kasvattavat hintojen volatiliteettiä.

*Low- ja High- skenaariot* havainnollistavat hyvin polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnan roolia Pohjoismaisen systeemihinnan ja Suomen aluehinnan muodostuksesta. Huolimatta siitä, että fossilisten polttoaineiden käyttö Pohjoismaissa jää vähäiseksi, on niiden merkitys jatkossakin huomattava. Voimakkaimmin tämä vaikutus tulee pohjoismaisiin hintoihin siirtoyhteyksien kautta Saksasta ja UK:sta, missä lämpövoimatuotanto on keskeisessä roolissa sähkön hinnan määrittäjänä huippukulutuksen aikana myös tulevina vuosikymmeninä.

Kuva 7. Suomen viikkohinta Low-skenaariossa eri sääolosuhteissa.



Kuva 8. Suomen viikkohinta High-skenaariossa eri sääolosuhteissa.





POWERED  
BY KNOWLEDGE

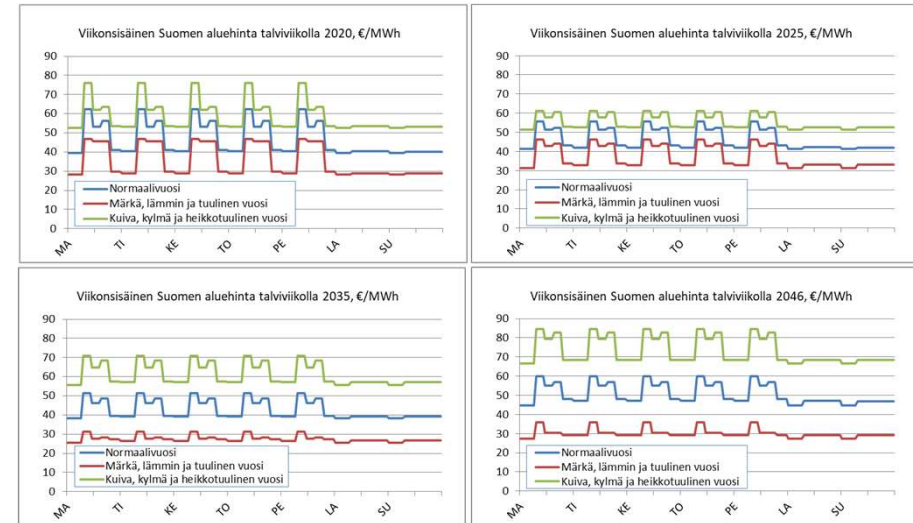
## Erityiskysymys II: Volatiliteetin kehitys sekä joustavuuden tarve järjestelmässä

Viikonsisäisen volatiliteetin kehittymistä arvioitaessa selvityksessä tarkastellaan yhtä talvi- ja kesäviikkoa neljänä eri mallinusajankohtana. Tarkasteltavat ajankohdat ovat vuodet 2020, 2025, 2035 ja 2046. Näistä ensimmäinen edustaa ajankohtaa Olkiluoto 3 – yksikön ja Norjan ja Saksan välisen Nordlink-kaapelin käyttöönoton jälkeen, vuosi 2025 ajankohtaa jolloin Pohjoismaat ovat integroituneet myös UK:n sähkömarkkinoihin (NSN- ja Viking Link - kaapelit), Suomen ja Pohjois-Ruotsin välinen kolmas vaihtosähköyhteys on valmistunut mutta Suomen kannalta keskeinen Hanhikivi 1 - yksikkö ei vielä ole vielä käytössä. Vuotta 2035 taas luonnehtii jo selvästi kasvanut tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto sekä Suomessa että muissa Pohjoismaissa, selvästi nykyistä korkeampi päästöoikeuden hinta sekä Hanhikivi 1 - yksikön käyttö. Vuoteen 2046 mennessä Pohjoismaista on poistunut jo huomattava määrä ydinvoimaa ja tuuli- ja aurinkovoiman määrä on kasvanut pohjoismaisella tasolla nelinkertaiseksi nykyiseen verrattuna.

Selvityksen tulosten perusteella talviweekkojen sisäinen volatiliteetti tulee perusskenaariossa kasvamaan tarkastelujaksolla. Tämä on seurausta siitä että kylmien ja hydrologialtaan heikkojen talviweekkojen mukainen hintataso ja sisäinen volatiliteetti nousevat polttoaineiden ja päästöoikeuden hintojen nousun myötä samaan aikaan kun lisääntyvä tuulivoiman tuotanto painaa leutojen ja hydrologialtaan vahvojen talviweekkojen hintatasoa.

Vastaavasti kesähintojen kehitystä tarkasteltaessa muutokset eivät ole niin huomattavia. Tiiviimpi integroituminen Keski-Euroopan ja UK:n sähkömarkkinoihin kasvattaa hydrologialtaan vahvojen ja tuulisten kesäweekkojen volatiliteettia ensi vuosikymmenen alussa kun pohjoismaisesta vesivoimasta ajoittain syntyvä ylitarjonta purkautuu sähkön vientinä näille markkina-alueille. Vuosikymmenen lopulla lisääntyvä tuuli- ja ydinvoimakapasiteetti kääntää volatiliteetin kuitenkin laskuun.

**Kuva 9. Viikonsisäinen Suomen aluehinta Base-skenaariossa talviweekkolla eri sääolosuhteissa vuosina 2020 - 2046.**



Ydinkapasiteetin poistuminen alkaa kuitenkin nostaa myös kesäweekkojen päivähintoja 2030-luvun puolivälin kasvattaen Suomen aluehinnan volatiliteettia.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys II: Volatiliteetin kehitys sekä joustavuuden tarve järjestelmässä

Muutokset säätyypissä ja pohjoismaisessa hydrologiassa eivät tietenkään tapahdu hetkessä ja viikonsisäistä volatiliteettia koskevat tulokset kuvaavatkin enemmän sitä vaihteluväliä jonka sääriippuvat tuotanto- ja kysyntäolosuhteet tarkasteluperiodille luovat. Yhteenvetona viikon sisäisen volatiliteetin kehityksestä selvityksen perusskenaariossa voidaan todeta että sääperusteinen talviviikkojen sisäinen volatiliteetti tulee kasvamaan selvästi selvityksen tarkastelujaksolla, kun taas kesäviikkojen osalta muutos jää vähäisemmäksi.

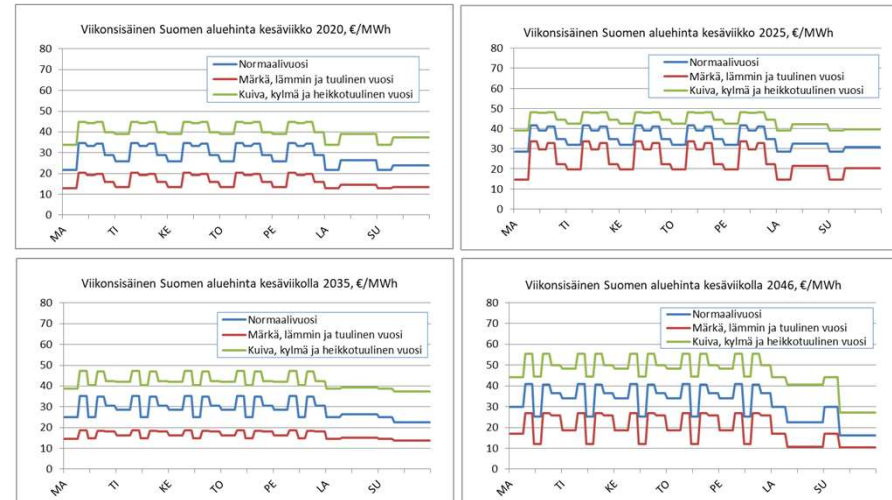
Selvityksen *High-skenaariota* mukaisista muista selvityksen skenaarioita korkeammista polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnoista johtuen sekä talvi- että kesäviikkojen hintataso on High-skenaariossa jo ensi vuosikymmenen alusta alkaen perusskenaariota korkeampi. Pidemmällä aikavälillä kylmän, kuivan ja heikkotuulisen talven hintataso voi nousta huomattavan korkeaksi, kun taas leudon ja vesitilanteeltaan vahvojen talviviikkojen hintatasossa muutokset suhteessa perusskenaarioon ovat selvästi pienemmät. Kun muutokset kesäviikkojen hintatasossa ovat huomattavasti maltillisempia, kasvaa viikon sisäinen volatiliteetti High-skenaariossa selvästi perusskenaariota suuremmaksi.

Vastaavasti *Low-skenaariossa* kylmien ja hydrologialtaan heikkojen talviviikkojen sekä kuivien ja vähätuulisten kesäviikkojen hintatasot ovat selvästi perusskenaariota matalammat, mistä johtuen viikonsisäinen volatiliteetti jää selvästi perusskenaariota pienemmäksi.

Selvityksen *RES-skenaariossa* muista skenaarioista suurempi tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto laskee erityisesti leutojen ja vahvan hydrologian talviviikkojen sekä sateisten ja tuulisten kesäviikkojen hintatasoa. Tämä johtaa perusskenaariota suurempaan vuoden sisäiseen volatiliteettiin.

Matala *CHP-skenaariossa* muista skenaariota pienempi CHP-tuotanto nostaa hienokseltaan Suomen aluehinnan tasoa talviviikkojen osalta. Oleellista muutosta volatiliteettiin ei CHP- kapasiteetin vähenemällä kuitenkaan ole.

Kuva 10. Viikonsisäinen Suomen aluehinta Base-skenaariossa kesäviikolla eri sääolosuhteissa vuosina 2020-2046.





POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys III: Suomalaisen tuetun uusiutuvan sähköntuotannon markkinavaikutus

Tässä erityiskysymyksessä tarkastellaan suomalaisen tuetun uusiutuvan sähköntuotannon vaikutusta naapurimaihin, energiamarkkinoiden integraatioon ja sähkön hintaan. Pohjoismaisen tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon ennakoidaan kasvavan noin 35 TWh vuoteen 2025 mennessä. Tästä suurin osa on Ruotsin kansalliseen sertifikaattijärjestelmään tulevaa tuulivoimaa, sillä Ruotsi näyttää olevan saavuttamassa vuodelle 2030 asetettua tavoitetta selvästi etuajassa. Ensi vuosikymmenen alussa pohjoismaista tuulivoimantuotantoa lisää myös tanskalainen kapasiteetiltaan 600 MW:n Kriegers Flakin merituulipuisto ja Tanskan rannikolle sijoittuva 350 MW:n Near Shore-puisto. Näiden puistojen ennakoitu vuosituotanto on liki 4 TWh. Suomi on päättänyt lisätä uusiutuvan tuotantoa 1.4 TWh:n edestä vuonna 2018 järjestettävällä/järjestetyllä huutokauppanenettelyllä. Sen jälkeen uusiutuvan sähköntuotannon odotetaan lisääntyvän markkinaehtoisesti. Suomen osalta tuetun uusiutuvan sähköntuotannon vuotuisen kokonaislisäyksen odotetaan siten jäävän 1.4 TWh:n suuruiseksi.

Suomi on vuositasolla sähkön nettotuojana ja sen oletetaan pysyvän nettotoijana vähintään 2020-luvun puoliväliin saakka huolimatta oman tuotantokapasiteetin lisääntymisestä. Näin ollen tuettu uusiutuva tuotanto vähentää lähtökohtaisesti tuontitarvetta naapurimaista. Analyysimme mukaan 1.4 TWh:n uusiutuvan tuotannon lisäys vähentää sähkön tuontia Ruotsista vuositasolla noin 900 GWh, mikä vastaa noin kahdeskymmenesosaa Ruotsin arvioidusta kokonaisviennistä ensi vuosikymmenen alussa. Vastaavasti tuonti Venäjältä vähenisi arvion mukaan vuositasolla noin 200 GWh ja vienti Viroon kasvaisi noin 200 GWh.

Suomalainen tuulivoiman lisääntyminen 1.4 TWh:lla laskee arviomme mukaan pohjoismaista systeemihintaa vuositasolla noin 0.25 €/MWh ensi vuosikymmenen alussa. Pohjoismaisen uusiutuvan sähköntuotannon edelleen kasvaessa suomalaisen tuetun tuotannon hintavaikutus jää myöhemmin tätä pienemmäksi.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys IV: Baltian desynkronoinnin ja Norjan merikaapelien vaikutus

Selvityksen neljännessä erityiskysymyksessä tarkastellaan Norjan merikaapelihankkeiden ja Baltian desynkronoinnin vaikutusta pohjoismaiseen sähkövaihtoon ja sähkön hintatasoon. Norjan merikaapelihankkeista tässä tarkastellaan Norjan ja Saksan välisen NordLink-hanketta sekä Norjan ja UK:n välisiä North Sea Link- ja North Connect-hankkeita. Kukin hankkeista on kapasiteetiltaan 1400 MW. Nordlink- ja North Sea Link-hankkeiden rakentaminen on aloitettu ja niiden oletetaan valmistuvan heti 2020-luvun alussa. Molemmat hankkeet edellyttävät kuitenkin maiden sisäisten siirtoverkkojen vahvistamista mikä todennäköisesti viivästyttää hankkeiden valmistumista. North Connect-hanke on puolestaan yksityisten energia-alan toimijoiden hanke, joka yhdistäisi Etelä-Norjan ja Skotlannin sähköverkot. Hankkeen on suunniteltu valmistuvan vuonna 2022, mutta hankkeeseen liittyvän poliittisen epävarmuuden vuoksi hanke viivästyy hyvin todennäköisesti useilla vuosilla.

Baltian maat toivat vuonna 2015 esiin aikeensa irrottautua Baltian maiden, Valko-Venäjän ja Venäjän välisestä BRELL-yhteistyöstä ja desynkronoida sähköverkkonsa Venäjän verkosta. Viro ja Latvia esittivät synkronointia kahden Liettua ja Puolan välisen AC-yhteyden kautta (LitPol I ja LitPol II, 500 MW +500 MW) mutta Liettua ja Puola eivät puoltaneet tätä vaihtoehtoa. Viro piti vaihtoehtona myös synkronointia Pohjoismaiden kanssa. Kesäkuussa 2018 Baltian maiden ja Puolan päämiehet sekä EU:n komissio allekirjoittivat Roadmap-päätöksen toteuttaa synkronointi Keski-Eurooppaan Puolan kautta olemassa olevan LitPol I linkin (500 MW) ja mahdollisen Liettuan ja Puolan välisen merikaapelin (700 MW,DC) välityksellä (Klaipeda, Liettua - Wladyslawowo, Puola), mikäli tämä vaihtoehto riittää turvaamaan Baltian sähkösaannin. Syyskuussa 2018 EU:n komission High Level Group (Baltic Energy Market Interconnector Plan) totesi johtopäätöksensä että tehdyn selvityksen perusteella olemassa oleva LitPol I yhteys ja esitetty merikaapeli riittävät turvaamaan Baltian sähkösaannin ja että esitettyä vaihtoehtoa on syytä viedä eteenpäin.

Desynkronointi ei teknisesti edellytä vaihdon loppumista, mutta vaatii huomattavia lisäinvestointeja taajuuden muuntamiseen. Tämän selvityksen perusskenaariossa sähkövaihdon on desynkronoinnin seurauksena oletettu loppuvan kokonaan Baltian ja Venäjän välillä. Sen sijaan sähkövaihdon Liettuan ja Valko-Venäjän sekä Liettuan ja Kaliningradin välillä on Baltian huoltovarmuuden turvaamiseksi oletettu jatkuvan. On kuitenkin mahdollista, että sähkövaihto myös Kaliningradin ja Liettuan sekä Valko-venäjän ja Liettuan välillä loppuu. Toistaiseksi ei myöskään päätöstä Liettuan ja Puolan välisen merikaapeliyhteyden rakentamisesta ole tehty. Selvityksen neljännessä erityiskysymyksessä tarkastellaankin Baltian desynkronoinnin vaikutuksia Baltian ja Suomen hintatasoon sekä pohjoismaiseen sähkön vaihtoon siinä tapauksessa, että sähkövaihto Liettuan ja Valko-Venäjän sekä Kaliningradin välillä loppuu ja että merikaapeliyhteyttä Puolaan ei rakenneta.

Norjan merikaapeliyhteyksien vaikutusta pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin tarkastellaan puolestaan olettaen että mikään kolmesta hankkeesta ei toteutuisi. Kysymys on enemmän tai vähemmän hypoteettinen sillä sekä Nordlink että North Sea Link-hankkeet ovat valmisteilla. Selvitettävässä vaihtoehdossa ainoaksi suoraksi yhteydeksi Norjasta Keski-Eurooppaan jäisi vuonna 2008 käyttöönotettu NorNed-yhteys Alankomaihin.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Erityiskysymys IV: Baltian desynkronoinnin ja Norjan merikaapelien vaikutus

Tulosten mukaan Baltian desynkronointi ilman Puolan ja Liettuan välistä merikaapelia ja ilman tuontiyhteyttä Kaliningradista ja Valko-Venäjältä nostaisi sähkön hintatasoa Baltiassa noin 1 €/MWh 2020-luvun jälkipuoliskolla ja noin 1.5 €/MWh 2030-luvulla. Vaikutus Suomen aluehintaan olisi noin 0.5 €/MWh 2020-luvun lopulla. Tuonti Kaliningradista ja Valko-Venäjältä korvautuisi kasvaneella tuonnilla Ruotsista ja pienemmällä viennillä Puolaan.

Vastaavasti Norjan merikaapelit nostavat pohjoismaista systeemihintaa noin 3.5€/MWh 2020-luvun puolivälissä ja 5€/MWh 2030-luvulla. Kaapelit lisäävät tulevalla vuosikymmenellä Norjan vuotuista sähkön vientiä Saksaan noin 2 TWh:lla ja UK:iin noin 7 TWh:lla. Tulosten mukaan merikaapelit vähentävät ensi vuosikymmenellä vuotuista sähkön vientiä Norjasta Ruotsiin noin 4 TWh, Tanskaan noin 2 TWh:lla ja Hollantiin noin 1 TWh:lla. Suomen osalta merikaapelit vähentävät sähkön tuontia Ruotsista reilulla 1 TWh:lla, nostavat tuontia Venäjältä noin 0.5 TWh:lla ja vähentävät vientiä Viroon noin 1 TWh:lla.





POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Yhteenveto ja johtopäätökset



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Yhteenveto ja johtopäätökset

Selvityksen tulokset osoittavat että huolimatta uusiutuvan sähköntuotannon voimakkaasta kasvusta sekä Pohjoismaissa että Keski-Euroopassa, sähkön hintakehitys on nousujohteinen sekä Pohjoismaissa että Keski-Euroopassa tulevina vuosikymmeninä. Tärkeimpinä tekijöinä hintakehityksen taustalla on päästöoikeuden ja polttoaineiden hintojen odotettavissa oleva nousu sekä erityisesti keskieuropalaisen ydin- ja lämpövoimakapasiteetin väheneminen laitosten ikääntymisen tai energia- ja ilmastopoliittisista syistä johtuvien kapasiteetin ennenaikaisten alasajojen vuoksi. Pohjoismaisittain katsoen merkittävä tekijä on kasvava siirtokapasiteetti Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan välillä.

Kasvava tuuli- ja ydinvoimatuotanto lisää pohjoismaista tuotantokapasiteettia huomattavasti sähkön kulutusta enemmän, mikä pitää pohjoismaisen hintatason kehityksen maltillisena tulevalle vuosikymmenellä. Suomen aluehinta seuraa pohjoismaista systeemihintaa verrattain tiiviisti 2020-luvun loppupuolelle. Vuosikymmenen loppupuolella Hanhikivi 1-yksikön ja uusien Pohjois-Ruotsin ja Suomen välisten siirtoyhteyksien käyttöönotto laskevat Suomen aluehinnan Pohjois-Ruotsin hintatason tuntumaan. Olemassa olevan pohjoismaisen ydinkapasiteetin poistuminen kääntää pohjoismaisen hintatason nousuun 2040-luvulla lähemmäs keskieuropalaista hintatasoa ja kaventaa eroa Suomen aluehinnan ja pohjoismaisen systeemihinnan välillä. Lisääntyvä tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti kuitenkin stabiloi hintatason vuosikymmenen puolivälin jälkeen.

Nouseva hintataso ja lisääntyvä tuuli- ja aurinkovoima ei vielä ensi vuosikymmenen alkupuolella näyttäisi oleellisesti lisäävän Suomen aluehinnan volatiliteettia. Lisääntyvä suomalainen ydinvoiman tuotanto sekä uudet siirtoyhteydet Pohjois-Ruotsiin alkavat kuitenkin painaa kesäviikkojen hintatasoa sateisina ja tuulisina kesinä kasvattaen vuodensisäistä volatiliteettia vuosikymmenen lopulla. Pohjoismaisen ydinvoiman ikääntyminen 2030-luvun puolivälin jälkeen alkaa nostaa talviviikkojen hintatasoa lisäten volatiliteettia edelleen. Mikäli tuuli- ja aurinkovoiman osuus olisi perusskenaariota suurempi, kuten oletettiin RES-skenaariossa, kasvaisi Suomen aluehinnan volatiliteetti jo ensi vuosikymmenen alkupuolella. Kasvava volatiliteetti olisi tällöin seurausta erityisesti sateisten ja tuulisten kesien aikaisista perusskenaariota matalammista hintatasoista.

Selvityksen High- ja Low-skenaariot osoittavat että polttoaineiden ja päästöoikeuden hintatasoilla on edelleen merkittävä vaikutus sähkömarkkinoiden hintatasoon ja volatiliteettiin. Vaikutus tulee erityisesti keskieuropalaisen sähköjärjestelmän kautta, jossa polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnat tulevat säilymään tärkeinä hintatason määrittäjinä vielä seuraavilla vuosikymmenillä. Lisääntyneen siirtokapasiteetin välityksellä keskieuropalainen hintataso välittyy Pohjoismaissa erityisesti talvihintoihin ja lisää siten myös Suomen aluehinnan volatiliteettia polttoaineiden ja päästöoikeuden hintatason ollessa korkea. Vastaavasti matalammilla polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnoilla myös volatiliteetti jää pienemmäksi.

Suomen tehotase paranee huomattavasti Olkiluoto 3-yksikön käynnistymisen myötä vuoden 2020 alussa. Sähkön huippukulutuksen aikainen tuontitarve putoaa noin puoleen tuontikapasiteetista vuosikymmenen alussa ja säilyy kolmannen Pohjois-Ruotsin ja Suomen välisen siirtoyhteyden johdosta tällä tasolla Hanhikivi 1- yksikön käynnistymiseen asti. Hanhikivi 1-yksikön käynnistymisen myötä tuontitarve laskee noin kolmannekseen tuontikapasiteetista, mutta kääntyy nousuun ydinvoimakapasiteetin ikääntymisen myötä.



POWERED  
BY KNOWLEDGE

## Yhteenveto ja johtopäätökset

---

Tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoteknologian kehittyminen tulee laskemaan näiden tuotantomuotojen tuotantokustannuksia huomattavasti selvityksen tarkastelujaksolla. Maatuulivoima on nykyisellään monin paikoin markkinaehtoisesti kannattavaa joskin merituuli- ja aurinkovoiman markkinaehtoinen kannattavuus saavutettaneen vasta 2030-luvulla. Aurinkovoiman pientuotannon osalta kannattavuus saavutettaneen kuitenkin jo aiemmin. Erityisesti maa- ja merituulivoimaan liittyvä *hintakannibalismi* tulee kuitenkin hidastamaan tuotannon yleistymistä. Polttoaineiden ja päästöoikeuden hintojen nousu tulee heikentämään lämpövoiman tuotannon kannattavuutta uusinvestointina.