



energiavirasto
energimyndigheten

Tämä on Energiaviraston sähköisesti allekirjoittama asiakirja.

Detta är ett dokument som har signerats elektroniskt av Energimyndigheten.

This is a document that has been electronically signed by the Energy Authority.

Asiakirjan päivämäärä on: 12.03.2020

Dokumentet är daterat: 12.03.2020

The document is dated: 12.03.2020

Esittelijä / Föredragande / Referendary

Nimi / Namn / Name: Lari Teittinen

Pvm / Datum / Date: 12.03.2020

Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker

Nimi / Namn / Name: Simo Nurmi

Pvm / Datum / Date: 12.03.2020

Tämä asiakirja koostuu seuraavista osista:

- Kansilehti (tämä sivu)
- Alkuperäinen asiakirja tai alkuperäiset asiakirjat [Allekirjoitettu asiakirja alkaa seuraavalta sivulta. >](#)

Detta dokument består av följande delar:

- Titelblad (denna sida)
- Originaldokument [Det signerade dokumentet börjar på nästa sida. >](#)

This document contains:

- Front page (this page)
- The original document(s) [The signed document follows on the next page >](#)

Fingrid Oyj
PL 503
00101 Helsinki

Päätös rajayhdysjohto Pyhänselkä-Messaure sekä voimajohto Keminmaa-Pyhänselkä -hankkeiden kustannusten ja-kamisesta

Asianosainen

Fingrid Oyj

Vireilletulo

17.9.2019

Selostus asiasta

Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksessa (EU) N:o 347/2013, Euroopan laajuisten energiainfrastruktuurien suuntaviivoista ja päätöksen N:o 1364/2006/EY kumoamisesta sekä asetusten (EY) N:o 713/2009, (EY) N:o 714/2009 ja (EY) N:o 715/2009 muuttamisesta (jäljempänä infrastruktuuriasetus) säädetään energian sisämarkkinoiden edistämiseksi välttämättömistä yhteistä etua koskevista energiainfrastruktuurihankkeista ja niihin liittyvistä viranomaisprosesseista.

Infrastruktuuriasetuksen I liitteen 1 kohdan mukaan asetusta sovelletaan ensisijaisesti sähkökäyttöön, jollaisiin lukeutuu Baltian energiamarkkinoiden yhteenliittämissuunnitelma ("BEMIP Electricity") Itämeren alueen jäsenvaltioiden väliset yhteenliittännät ja sisäisten verkkoinfrastruktuurien vastaava vahvistaminen Baltian maiden eristyneisyyden poistamiseksi ja markkinoiden yhdentymisen edistämiseksi muun muassa edistämällä uusiutuvista energialähteistä tuotetun sähkön liittämistä verkkoon alueella. Suomalaisen siirtoverkonhaltijan Fingrid Oyj:n ja ruotsalaisen siirtoverkonhaltijan Svenska kraftnätin yhteistä etua koskeva rajayhdysjohtohanke Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välillä (nro 4.10.1 infrastruktuuriasetus VII liite) sekä Suomen sisäinen voimajohtohanke Keminmaa-Pyhänselkä (nro 4.10.2 infrastruktuuriasetus VII liite) tähtäävät Suomen ja Ruotsin välisen rajasiirtokapasiteetin kasvattamiseen.

Infrastruktuuriasetuksen mukaisesti yhteistä etua koskevien hankkeiden tosiasialisesti aiheutuneista investointikustannuksista vastaavat niiden jäsenvaltioiden siirtoverkonhaltijat tai siirtoinfrastruktuuria koskevien hankkeiden toteuttajat, joille hanke aiheuttaa positiivisen nettovaikutuksen. Siltä osin kuin näitä kustannuksia ei ole katettu siirtorajoitusmaksuilla tai muilla maksuilla, verkon käyttäjät maksavat ne verkkoon pääsystä kyseisissä jäsenvaltioissa perittävänä tariffina.

Edellä mainittua periaatetta sovelletaan yhteistä etua koskevaan hankkeeseen vain, jos vähintään yksi hankkeen toteuttaja pyytää kyseisiä kansallisia viranomaisia soveltamaan tätä toimittamalla investointipyyntöä. Investointipyyntö on toimittettava heti, kun hanke on saavuttanut riittävän kypsyyden ja kun hankkeen



toteuttaja on kuullut niiden jäsenvaltioiden siirtoverkonhaltijoita, joille hanke aiheuttaa merkittävän positiivisen nettovaikutuksen.

Investointipyyntöön on sisällytettävä rajat ylittävää kustannusten jakamista koskevan pyynnön lisäksi hankekohtainen kustannus-hyötyanalyysi, liiketoimintasuunnitelma, ja mikäli hankkeen toteuttajat pääsevät asiasta yhteisymmärrykseen, rajat ylittävää kustannusten jakamista koskeva perusteltu ehdotus. Investointipyyntö on toimitettava kaikille asianomaisille kansallisille sääntelyviranomaisille. Jos hanketta toteuttavat useat toteuttajat, niiden on esitettävä investointipyyntö yhdessä.

Kansallisten sääntelyviranomaisten on tehtävät koordinoituja päätöksiä investointikustannusten jakamisesta kullekin hankkeeseen osallistuvalla verkonhaltijalla. Kansalliset sääntelyviranomaiset voivat päättää jakaa vain osan kustannuksista, tai ne voivat päättää jakaa kustannukset useiden yhteistä etua koskevien hankkeiden kesken.

Fingrid Oyj ja Svenska kraftnät (jäljempänä myös hankkeen toteuttajat) toimittivat Energiavirastolle sekä Ruotsin sääntelyviranomaiselle 17.9.2019 Suomen ja Ruotsin välistä rajayhdys Hanketta sekä Suomen sisäistä voimajohtohanketta koskevan investointipyyntöä.

Hankkeen toteuttajat toimittivat päivityksiä investointipyyntöön 4.11.2019 perustuen sääntelyviranomaisilta saatuun palautteeseen.

Energiavirasto on koordinoitu tätä päätöstä Suomen ja Ruotsin välisen rajayhdys Hankkeen sekä Suomen sisäisen voimajohtohankkeen kustannusten jakamista yhdessä Ruotsin sääntelyviranomaisen (Energimarknadsinspektionen) kanssa ja on ilmaissut kantansa yhteisellä dokumentilla (*Cross-border Cost Allocation Agreement between Energy Authority of Finland and Swedish Energy Markets Inspectorate*).

Investointipyyntö

Fingrid Oyj:n ja Svenska kraftnätin toimittamat investointipyyntöä käsittävät kustannus-hyötyanalyysin, liiketoimintasuunnitelman sekä ehdotuksen investointikustannusten jakamisesta.

Investointipyyntöissä on esitetty hankkeen toteutussuunnitelma aikatauluineen sekä arvio kriittisistä ja riskitekijöistä hankkeelle sekä riskeihin varautuminen suhteessa niihin tekijöihin, joilla olisi suurin negatiivinen vaikutus hankkeen suunnitelman mukaiselle toteutumiselle.

Investointipyyntöissä esitetään hankkeen lupamenettelyjen tilanne kaikissa niissä jäsenmaissa, joiden alueella tapahtuu rakentamista.

Investointipyyntöissä on esitetty tietoja hankkeen kypsyiden arvioimiseksi, kuten kustannusten ja hyötyjen muodostumisesta sekä hankkeen suunnittelun etenemisestä.

Investointipyyntöjen liitteenä on toimitettu hankkeen toteuttajien valmisteleva selvitys rajasiirtokapasiteetin kehittämistarpeista Suomen ja Ruotsin välillä, johon investointipyyntöissä esitetty kustannus-hyötyanalyysi perustuu. Selvityksessä on



mallinnettu viiteskenaariot vuosille 2025 ja 2035 sekä kolme vaihtoehtoista sähkön kysyntä skenaariota vuodelle 2035 toisistaan poikkeavilla taustaoletuksilla. Investointipyyntöissä esitetään vertailutietona myös sähkön siirtoverkonhaltijoiden eurooppalaisen yhteistyöjärjestön ENTSOE:n (European Network of Transmission System Operators for Electricity) toteuttaman mallinnuksen tuloksia hankkeiden hyödyistä.

Investointipyyntöissä on esitetty, että kustannus-hyötyanalyysi on tehty Suomen ja Ruotsin väliselle rajayhdysjohtohankkeelle sekä Suomen sisäiselle voimajohtohankkeelle yhdessä, koska hankkeet ovat läheisesti riippuvia toisistaan eikä näiden suoria hyötyjä voida erottaa toisistaan.

Investointipyyntöissä on esitetty, että kustannus-hyötyanalyysissä on tunnistettu useita hyötyjä hankkeista ja osa hyödyistä on rahamääräistetty. Hyödyt, joita ei ole riittäväällä varmuudella pystytty rahamääräistämään on esitetty kvalitatiivisen tarkastelun avulla.

Investointipyyntöissä on esitetty, että Suomen ja Ruotsin välisen rajayhdyshankkeen ja Suomen sisäisen voimajohtohankkeen investoinnit rahoitettaisiin hankkeiden toteuttajien toimesta sekä EU rahoituksella. EU rahoituksen osuus ei ole mukana säännellyssä verkko-omaisuudessa siirtohintavaikutuksia laskettaessa. Investointipyyntöissä on esitetty siirtohintavaikutukset 50%:n EU tuen tasolla.

Investointipyyntöissä on esitetty ehdotus rajat ylittävien kustannusten jakamiseksi. Koska investointipyyntöissä esitetty kustannus-hyötyanalyysi ei osoita johdonmukaisesti hyötyjä muiden alueen maiden osalta, hankkeen toteuttajat ehdottavat kustannusten jakamista ainoastaan isäntämaiden kesken.

Siirtoverkonhaltijoiden kuuleminen ja alueellinen yhteistyö

Hankkeen toteuttajat ovat toimittaneet tietoa siirtoverkonhaltijoiden kuulemisesta. Hankkeen toteuttajien mukaan alueen muille siirtoverkonhaltijoille on ilmoitettu PCI-hankkeista ENTSOE:n RGS (Regional Baltic Sea) tapaamisessa 28.5.2019.

Koska hankkeet vaikuttavat lähinnä vain isäntämaihin eikä hankkeiden kustannus-hyötyanalyysi osoita johdonmukaisesti hyötyjä muille jäsenvaltioille eikä näin ollen kustannuksia ole ehdotettu jaettavaksi muille, hankkeen toteuttajat eivät ole nähneet tarpeelliseksi järjestää virallista konsultaatiota alueen muille siirtoverkonhaltijoille.

Energiaviraston toimivalta

Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksen (EU) N:o 347/2013 12(4) artiklan mukaan kansallisten sääntelyviranomaisten on asianomaisia hankkeen toteuttajia kuultuaan tehtävä koordinoituja päätöksiä investointikustannusten jakamisesta kullekin hankkeeseen osallistuvalla verkonhaltijalla ja kustannusten sisällyttämisestä tariffeihin kuuden kuukauden kuluessa päivästä, jona asianomaiset kansalliset sääntelyviranomaiset vastaanottivat viimeisen investointipyyntönsä. Kansalliset sääntelyviranomaiset voivat päättää jakaa vain osan kustannuksista, tai ne voivat päättää jakaa kustannukset useiden yhteistä etua koskevien hankkeiden kesken.



Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksen (EU) N:o 347/2013 tarkoittamasta kansallisesta sääntelyviranomaisesta säädetään laissa Energiavirastosta (870/2013). Lain 1 §:n 2 momentin mukaan Energiavirasto hoitaa kansalliselle sääntelyviranomaiselle kuuluvat tehtävät, joista säädetään muun muassa Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksessa (EU) N:o 347/2013.

Perustelut

Energiavirasto katsoo, että Fingrid Oyj:n ja Svenska kraftnätin investointipyyntöjen toimitaminen täyttää infrastruktuuriasetuksen 12 artiklan 3 kohdan mukaisen vaatimuksen investointipyyntöjen toimitamisesta kaikille asianomaisille sääntelyviranomaisille. Fingrid Oyj ja Svenska kraftnät toimittivat investointipyyntönsä Energiaviraston lisäksi Ruotsin sääntelyviranomaiselle.

Energiavirasto katsoo, että investointipyyntö sisältää infrastruktuuriasetuksen 12 artiklan 3 kohdan mukaiset tiedot eli hankkeiden kustannus-hyötyanalyysin, liiketoimintasuunnitelman sekä ehdotuksen rajat ylittävien kustannusten jakamisesta. Koska investointipyyntöä esitetyn kustannus-hyötyanalyysin mukaisesti suurin osa rajayhdysjohtohankkeen hyödyistä kohdistuu Suomeen eikä kustannus-hyötyanalyysi osoita johdonmukaisesti hyötyjä muille jäsenvaltioille, Energiavirasto katsoo, ettei muiden jäsenvaltioiden siirtoverkonhaltijoiden viralliselle konsultaatiolle ole ollut tarvetta.

Hankkeen kypsyys

Energiavirasto on arvioinut hankkeen kypsyyttä huomioiden ACER:n suosituksen yhteistä etua koskevien hankkeiden kustannustenjakamispyyntöjen käsittelystä (Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators no 05/2015 of 18 December 2015 on good practices for the treatment of the investment requests, including cross border cost allocation requests, for electricity and gas projects of common interest, jäljempänä myös ACER:n suositus). Energiavirasto on arvioinut hankkeen kypsyyttä ACER:n suosituksen mukaisesti seuraavien asioiden osalta:

- a) Riittävä varmuus hankekohtaisen kustannus-hyötyanalyysissä arvioituista kustannuksista
- b) Hyvä tietämys odotettuihin kustannuksiin ja niiden vaihteluväleihin vaikuttavista tekijöistä
- c) Kustannusten epävarmuuden vaihteluväli
- d) Asianmukainen hankekohtaisen kustannus-hyötyanalyysissä arvioitujen kustannusten ennakointi
- e) Asianmukainen tieto hyötyihin ja niiden vaihteluväleihin vaikuttavista tekijöistä myös eri skenaarioiden ja herkkyyksianalyysien suhteen
- f) Lupamenettelyt on käynnistetty kaikissa isäntämaissa
- g) Käyttönoton tulee tapahtua 60 kuukauden kuluessa investointipyyntöjen toimitamisesta



Energiavirasto toteaa, että investointipyyntö osoittaa riittävää varmuutta hankkeen kustannuksista ja tietoa kustannuksiin vaikuttavista tekijöistä sekä esittää vaihteluvälin kustannuksille. Edellä mainitut perustuvat hankkeen toteuttajien kokemuksiin edellisistä hankkeista ja referenseistä liittyen samanlaisiin projekteihin. Hankkeen toteuttajat ovat myös selventäneet syitä rakentamiskustannusten eroavuuksille isäntämaiden välillä sekä arvioitujen investointikustannusten poikkeavuudelle rajasiirtokapasiteetin kehittämistarpeita käsittelevän selvityksen ja investointipyyntöissä ilmoitettujen kustannusten välillä.

Energiavirasto toteaa, että investointipyyntö osoittaa riittävää ennakkointia hankkeen hyödyistä ja tietoa hyötyihin vaikuttavista tekijöistä sekä vaihteluväleistä erilaisiin skenaarioihin ja herkkyystarkasteluihin perustuen.

Energiavirasto toteaa, että hanketta koskevat lupamenettelyt ovat alkaneet kaikissa isäntämaissa.

Investointipyyntöissä on esitetty, että Suomen sisäisen voimajohtohankkeen Kemnmaa-Pyhänselkä odotetaan valmistuvan vuoden 2024 lopulla ja rajayhdysjohtohankkeen Pyhänselkä-Messaure vuoden 2025 loppuun mennessä. Hankkeen toteuttajat ovat perustelleet investointipyyntöissä syitä rajayhdysjohtohankkeen käyttöönoton poikkeavuudelle ACER:n suosituksessa mainitusta 60 kuukauden ohjeellisesta tasosta. Energiavirasto katsoo, että huomioiden hankkeen laajuus, maasto- ja sääolosuhteet sekä maantieteellisesti syrjäinen sijainti, hankkeen käyttöönoton poikkeavuus ACER:n ohjeellisesta tasosta on perusteltua ja hankkeen arvioidun käyttöönoton vuoden 2025 lopussa olevan mahdollinen.

Näin ollen Energiavirasto katsoo, että rajayhdysjohtohanke on saavuttanut infrastruktuuriasetuksen 12 artiklan 3 kohdassa tarkoitetun riittävän kypsyyden kansallisten sääntelyviranomaisten päätöstä varten.

Hakemuksen täydellisyys

Energiavirasto on arvioinut hakemuksen täydellisyyttä huomioiden ACER:n suosituksen. ACER on suositellut, että hankkeen toteuttajien toimittaman investointipyyntöön tulee sisältää seuraavat tiedot ja tarpeen mukaan perustelut niiden tueksi:

1. Hankkeen yksityiskohtainen tekninen kuvaus
2. Hankkeen yksityiskohtainen toteutussuunnitelma
3. Investointia (tai investointeja) koskeva alustava investointipäätös tarvittaessa
4. Lyhyt kuvaus hankkeen lupamenettelyn tilasta kaikissa isäntämaissa
5. Tieto hankkeen riittävästä kypsyydestä
6. Tieto siirtoverkonhaltijoiden kuulemisista ja kuulemisen tuloksista
7. Hankekohtainen kustannus-hyötyanalyysi
8. Liiketoimintasuunnitelma, joka sisältää valitun taloudellisen ratkaisun kuvauksen



9. Perusteltu ehdotus rajat ylittävästä kustannusten jakamisesta (jos hankkeen toteuttajat ovat sopineet siitä)

Energiavirasto toteaa, että investointipyynnö sisältää ACER:n suosituksen mukaiset tiedot.

Kustannus-hyötyanalyysin arviointi

Energiavirasto on arvioinut investointipyynnössä esitettyä kustannus-hyötyanalyysiä huomioiden ACER:n suosituksen. Ollakseen perusta päätökselle kustannusten jakamisesta kustannus-hyötyanalyysin on oltava kattava ja ymmärrettävä, käyttää vertailukelpoista ja rahamääräistä tietoa kustannuksista ja hyödyistä sekä muista rajat ylittävistä rahamääräistä eroteltuina maittain.

Energiavirasto toteaa, että kustannus-hyötyanalyysi on esitetty yhdessä kahdelle toisiansa tukevalle hankkeelle. ACER:n suosituksen mukaan hankkeet voidaan katsoa toisiansa tukeviksi, mikäli hankkeiden hyödyt ovat yhdessä suuremmat kuin hankkeita erikseen arvioitaessa. Energiavirasto katsoo, että hankkeet ovat toisiansa tukevia ACER:n suosituksen mukaisesti ja esitetty kustannus-hyötyanalyysi on linjassa tämän odotuksen kanssa.

Hankkeen toteuttajat ovat esittäneet investointipyynnössä kustannus-hyötyanalyysin tuloksia perustuen hankkeen toteuttajien vuonna 2016 toteuttamaan selvitykseen rajasiirtokapasiteetin kehittämistarpeista Suomen ja Ruotsin välillä. Hankkeen toteuttajat esittävät, että valmistellut skenaariot, mallintamismenetelmät, taustaoletukset sekä käytetty aineisto edustavat kattavasti ja edustavasti taustoja uuden rajayhdysjohdon tarpeelle. Hankkeen toteuttajien selvityksen lisäksi hankkeet on todettu kannattaviksi myös useassa ENTSOE:n selvityksessä. Energiavirasto toteaa, että hankkeen toteuttajien kustannus-hyötyanalyysissä soveltamat skenaariot, oletukset ja aineisto ovat perusteltuja ja kohtuullisia.

Energiavirasto katsoo, että hankkeen toteuttajien kustannus-hyötylaskelmissa soveltama jäännösarvon hyöty, investoinnin taloudellinen elinikä sekä diskonttokorko on esitetty ACER:n suosituksen mukaisesti.

Edellä mainitut seikat huomioon ottaen Energiavirasto katsoo, että hankkeen toteuttajien kustannus-hyötyanalyysin taloudellisiin hyötyihin liittyvät oletukset ja laskelmat ovat asianmukaisia ja edustavat hankkeen mahdollisia nettovaikutuksia asianomaisille jäsenvaltioille.

Liiketoimintasuunnitelma ja rahoitusstrategian arviointi

Investointipyynnössä on esitetty, että hankkeet rahoitettaisiin osittain EU-tuella ja jäljelle jäävä osa hankkeen toteuttajien toimesta. EU-rahoitusosuuden jälkeisen investointikustannuksen hankkeen toteuttajat sisällyttävät siirtotariffeihin.

Koska kyseessä on rajasiirtokapasiteettia lisäävä hanke hankkeen toteuttajat voivat rahoittaa investointeja pullonkaulatuloilla. Hankkeen toteuttajat eivät kuitenkaan ole huomioineet pullonkaulatuloja rahoitussuunnitelmassa niiden vaikean ennakoitavuuden takia. Näin ollen pullonkaulatuloja ei ole myöskään huomioitu investointipyynnössä esitettyissä siirtohintavaikutusten laskelmissa.



Fingrid Oyj:n esittämän investoinnin rahoitusrakenteen mukaisesti EU-rahoituksen jälkeinen osuus sisältää pääoman (20%) sekä kaupallisen vieraan pääoman rahoituksen (80%).

Koska hankkeiden rahoittaminen on suunniteltu osittain tehtävän EU-tuella, ovat hankkeen toteuttajat sisällyttäneet tuen toteutumisen erillisenä riskinä hankkeiden rahoituksella ja kehittämiselle riskitekijöiden arvioinnissa.

Vaikutukset verkkotariffeihin

Hankkeen toteuttajat ovat esittäneet, että hankkeiden investointiosuudet EU-rahoituksen jälkeen sisällytetään tariffeihin. Investointipyynnössä on esitetty hankkeiden siirtohintavaikutukset 50 prosentin EU-rahoitusosuudella, jolloin kyseisellä rahoituksen määrällä siirtohintojen korotus Suomessa olisi 2,6% - 3,2% riippuen laskennassa käytetystä pääoman keskimääräisen kustannuksen (WACC) tasosta.

Suomen hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnissa sovellettavissa valvontamenetelmissä verkon rakentamiseen saaduilla tuilla tai kompensatiolla rahoitettuja komponentteja ei lasketa mukaan sähköverkko-omaisuuden oikaistuun nykykäyttöarvoon eli niille ei saa kohtuullista tuottoa. Tuilla rahoitetut komponentit huomioidaan kuitenkin sähköverkko-omaisuuden oikaistussa jälleenhankinta-arvossa, kun siitä investointikannustimessa lasketaan sähköverkko-omaisuuden oikaistuja tasapois-
toja.

Suomen valvontamenetelmien mukaisesti toiseen EU-maahan investoitu sähköverkko-omaisuus, joka eivät ole verkonhaltijan omistuksessa tai hallinnassa huomioidaan eriytetyn taseen mukaisessa arvossaan.

Hankkeen toteuttajat ovat esittäneet EU-rahoituksen tarpeen laskelmissa, jotta Fingrid Oyj:n rahoittamat investoinnit Ruotsissa vaikuttaisivat mahdollisimman vähän suomalaisten verkkoasiakkaiden tariffeihin.

Energiavirasto katsoo, että siirtohintojen laskenta on toteutettu nykyisen regulaation asettamassa kehyksessä ja huomioi verkko-omaisuuden käsittelyn valvontamenetelmien mukaisesti.

Kustannusten jakaminen

Hankkeen toteuttajat ovat ehdottaneet rajat ylittävää kustannusten jakamista niin, että Fingrid Oyj vastaa Suomen ja Ruotsin välisen rajayhdysjohtohankkeeseen liittyvistä Suomen maaperällä tapahtuvasta investoinnista kokonaisuudessaan sekä 80 prosenttia Ruotsin maaperällä tapahtuvasta investoinnista. Lisäksi Fingrid Oyj vastaa Suomen sisäisen voimajohtohankkeen investoinnista kokonaisuudessaan. Näin ollen Fingrid Oyj vastaa hankkeiden kokonaiskustannuksista noin 87 prosenttisesti.

Vaikka hankkeet jakautuvat maantieteellisesti melko tasaisesti isäntämaiden välille ja merkittävin osuus investointikustannuksista syntyy Ruotsin puolella tehtävistä investoinneista, kohdistuu valtaosa hankkeiden hyödyistä Suomeen. Näin ollen Energiavirasto pitää investointipyynnössä esitettyä ehdotusta kustannusten jakamiseksi perusteltuna.

Alueellisten ja Euroopan unionin kattavien positiivisten ulkoisvaikutusten arviointi

Energiavirasto katsoo, että Suomen ja Ruotsin välinen rajayhdysjohtohanke sekä Suomen sisäinen voimajohtohanke ovat välttämättömiä pienentämään hintaeroja markkina-alueiden välillä sekä turvaamaan Suomen toimitusvarmuutta. Hankkeet vahvistavat siirtokapasiteettia pohjois-eteläsuuntaisesti mahdollistaen pohjoisessa tuotetun sähkön ylijäämän siirtämistä etelään. Lisäksi hankkeet mahdollistavat alueille suunnitellun tuulivoimatuotannon kytkemistä verkkoon.

Täten hankkeet tuottavat merkittäviä positiivisia ulkoisvaikutuksia kilpailun tehostamisen, markkinaintegraation, sähkön toimitusvarmuuden ja kestäväen kehityksen suhteen, sekä edistää eurooppalaisen energiapolitiikan tavoitteita.

Ratkaisu

Energiavirasto vahvistaa päätöksellään, että yhteistä etua koskevan Suomen ja Ruotsin välisen rajayhdysjohtohankkeen (nro 4.10.1 infrastruktuuriasetus VII liite) Suomen osuudesta eli hankkeeseen liittyvistä Suomen maaperällä tapahtuvasta investoinnista kokonaisuudessaan sekä 80 prosenttia Ruotsin maaperällä tapahtuvasta investoinnista sekä Suomen sisäisen voimajohtohankkeen (nro 4.10.2 infrastruktuuriasetus VII liite) investoinnista kokonaisuudessaan vastaa Fingrid Oyj.

Sovelletut säännökset

Laki Energiavirastosta 1 §

Laki Euroopan unionin yhteistä etua koskevien energiahankkeiden lupamenettelystä 3 §

Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta 2, 5 ja 6 ja 36 §:t

Euroopan parlamentin ja Neuvoston astus (EU) N:o 347/2013 Euroopan unionin laajuisten energiainfrastruktuurien suuntaviivoista ja päätöksen N:o 1364/2006/EY kumoamisesta sekä asetusten N:o 713/2009, N:o 714/2009 ja N:o 715/2009 muuttamisesta.

Muutoksenhaku

Muutoksenhakua koskeva ohjeistus liitteenä.

Liitteet	Valitusosoitus Cross-Border Cost Allocation Agreement between Energy Authority of Finland and Swedish Energy Markets Inspectorate
Jakelu	Fingrid Oyj
Tiedoksi	Energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto ACER Ruotsin sääntelyviranomaisen Energimarknadsinspektionen Svenska kraftnät



Työ- ja elinkeinoministeriö, energiaosasto



VALITUSOSOITUS

Valitusoikeus hallintopäätöksestä

Energiaviraston antamaan hallintopäätökseen saa hakea muutosta valittamalla siten kuin laissa oikeudenkäynnistä hallintoasioissa (808/2019) säädetään. Valituskelpoisella hallintopäätöksellä tarkoitetaan päätöstä, jolla asia on ratkaistu tai jätetty tutkimatta.

Hallintopäätökseen saa hakea muutosta valittamalla se, johon päätös on kohdistettu tai jonka oikeuteen, velvollisuuteen tai etuun päätös välittömästi vaikuttaa ja se, jonka valitusoikeudesta laissa erikseen säädetään.

Valitusviranomainen

Valitusviranomainen Energiaviraston päätökseen on markkinaoikeus.

Valituksen tekeminen ja valitusaika

Valituksen saa tehdä sillä perusteella, että päätös on lainvastainen.

Valitus on tehtävä kirjallisesti 30 päivän kuluessa päätöksen tiedoksisaannista.

Jos tiedoksianto on toimitettu tavallisena tiedoksiantona postitse kirjeellä vastaanottajalle, katsotaan hänen saaneen asiasta tiedon seitsemäntenä päivänä kirjeen lähettämisestä, jollei muuta näytetä. Mikäli päätös annetaan hakijalle tiedoksi sähköisenä viestinä, päätös katsotaan annetuksi tiedoksi kolmantena päivänä viestin lähettämisestä, jollei muuta näytetä. Jos päätös on postitettu saantitodistusta vastaan, vastaanottajan katsotaan saaneen asiasta tiedon saantitodistuksen osoittamana aikana. Valitusaikaa laskettaessa tiedoksiantopäivää ei oteta lukuun.

Milloin kysymyksessä on sijaistiedoksianto, tiedoksisaannin katsotaan tapahtuneen kolmantena päivänä sijaistiedoksiantoa koskevan tiedoksiantotodistuksen osoittamasta päivästä. Viranomaisen tietoon asian katsotaan tulleen kirjeen saapumispäivänä.

Kun valituksen tekemisen määräajan viimeinen päivä on pyhäpäivä, itsenäisyyspäivä, vapunpäivä, joului- tai juhannusaatto tai arkilauantai, saa valituksen toimittaa ensimmäisenä arkipäivänä sen jälkeen. Valitus on toimitettava valitusviranomaiselle viimeistään valitusajan viimeisenä päivänä ennen valitusviranomaisen aukioloajan päättymistä.



Valituksen tekemisestä säädetään lisäksi sähköisestä asioinnista viranomaistoiminnassa annetussa laissa (13/2003). Määräaikojen laskemisesta säädetään säädettyjen määräaikain laskemisesta annetussa laissa (150/1930).

Valituksen sisältö

Valituksessa on ilmoitettava:

- päätös, johon haetaan muutosta (*valituksen kohteena oleva päätös*);
- miltä kohdin päätökseen haetaan muutosta ja mitä muutoksia siihen vaaditaan tehtäväksi (*vaatimukset*);
- vaatimusten perustelut; sekä
- mihin valitusoikeus perustuu, jos valituksen kohteena oleva päätös ei kohdistu valittajaan.

Valituksessa on lisäksi ilmoitettava valittajan nimi ja yhteystiedot. Jos puhevaltaa käyttää valittajan laillinen edustaja tai asiamies, myös tämän yhteystiedot on ilmoitettava. Yhteystietojen muutoksesta on valituksen vireillä ollessa ilmoitettava viipymättä tuomioistuimelle.

Valituksessa on ilmoitettava myös se postiosoite ja mahdollinen muu osoite, johon oikeudenkäyntiin liittyvät asiakirjat voidaan lähettää (*prosessiosoite*). Mikäli valittaja on ilmoittanut enemmän kuin yhden prosessiosoitteen, voi tuomioistuin valita, mihin ilmoitetuista osoitteista se toimittaa oikeudenkäyntiin liittyvät asiakirjat.

Oikaisuvaatimuksen tekijä saa valittaessaan oikaisuvaatimus päätöksestä esittää vaatimuksilleen uusia perusteluja. Hän saa esittää uuden vaatimuksen vain, jos se perustuu olosuhteiden muutokseen tai oikaisuvaatimuksen tekemisen määräajan päättymisen jälkeen valittajan tietoon tulleeseen seikkaan.

Valituksen liitteet

Valitukseen on liitettävä:

- valituksen kohteena oleva päätös valitusosoituksineen;
- selvitys siitä, milloin valittaja on saanut päätöksen tiedoksi, tai muu selvitys valitusajan alkamisen ajankohdasta; sekä
- asiakirjat, joihin valittaja vetoaa vaatimuksensa tueksi, jollei niitä ole jo aikaisemmin toimitettu viranomaiselle.
- asiamiestä käytettäessä valtakirja, sen mukaan kuin oikeudenkäynnistä hallintoasioissa annetun lain 32 §:ssä säädetään.

Valituskirjelmän toimittaminen valitusviranomaiselle

Valituskirjelmä on toimitettava valitusajan kuluessa markkinaoikeuteen, jonka osoite on:



**Markkinaoikeus
Radanrakentajantie 5
00520 HELSINKI**

**faksi: 029 56 43314
sähköposti: markkinaoikeus@oikeus.fi**

Valituskirjelmä voidaan toimittaa valitusviranomaiselle myös postitse.

Valituksen voi tehdä myös hallinto- ja erityistuomioistuinten asiointipalvelussa osoitteessa <https://asiointi2.oikeus.fi/hallintotuomioistuimet>

Kun valituskirjelmä toimitetaan hallinto- ja erityistuomioistuinten asiointipalvelun kautta, liitteet voi toimittaa skannattuna asiointipalvelussa tai kirjeitse. Kirjeitse toimitettaessa mainitse asiasta asiointipalvelun Viesti-kentässä.

Valituskirjelmän lähettäminen postitse tai sähköisesti tapahtuu lähettäjän omalla vastuulla.

Oikeudenkäyntimaksu

Valittajalta peritään markkinaoikeudessa oikeudenkäyntimaksu 2050 euroa. Tuomioistuinmaksulaissa (1455/2015) on erikseen säädetty tapauksista, joissa maksua ei peritä.



energiavirasto



Energimarknadsinspektionen
Swedish Energy Markets Inspectorate

Cross-border Cost Allocation Agreement between Energy Authority of Finland and Swedish Energy Markets Inspectorate

Pursuant to Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and the Council 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009 (Regulation No 347/2013) the following National Regulatory Authorities (NRAs):

NRA	Country	Contact details
Energy Authority (Energiavirasto)	Finland	Address: Lintulahdenkuja 2 A, 00530 Helsinki, Finland Phone: + 358 29 5050 000 E-mail: kirjaamo@energiavirasto.fi
Energy Markets Inspectorate (Energimarknadsinspektionen)	Sweden	Address: Libergsgatan 6, 631 03 Eskilstuna, Sweden Phone: + 46 16 16 27 00 E-mail: regulator@ei.se

sets out the coordinated cross-border cost allocation (CBCA) decision concerning the projects of common interest (PCIs):

- No 4.10.1 (Interconnection between northern Finland and northern Sweden)
- No 4.10.2 (Internal line between Keminmaa and Pyhänselkä (FI))

in the Union Wide list of PCI adopted by the European Commission on 23 November 2017, as in the Annex of Regulation (EU) No 347/2013.

INTRODUCTION

The European Union (EU) is committed to strive for integrated Union level energy market and has set goals for Member States which support Union's energy and climate policy. The core of the EU's energy policy comprehends from building energy infrastructures which will ensure secure, energy efficient and competitive market area but at the same time also directs to increase production and use of renewable energy and reduction of CO₂ emissions.

Efficiently working integrated market area requires sufficient grid transfer capacity across Member States and the assessment of sufficient cross-border capacity needs has been addressed for the Transmission System Operators (TSOs). In this context, cross-border capacity between Finland and Sweden has been found to be inadequate creating price differences between countries. In addition to price diverge, current insufficient cross-border capacity endangers Finland's security of supply during exceptional situations.

Interconnection between northern Finland and northern Sweden (PCI 4.10.1) aims to further deepen market-integration by increasing cross-border capacity between Finland and Sweden which is considered as bottleneck at the moment. Finland being energy net importer and having large energy deficit, the project will decrease congestion between Finland and Sweden, and thus reducing Finland's dependency of electricity import from Russia. As the reinforcement is needed to facilitate the power flows from Sweden and North Finland towards South Finland, the Finland's internal line between Keminmaa and Pyhänselkä (PCI 4.10.2) is an essential part of increasing cross-border capacity. Furthermore, as renewable power production has increased significantly in Northern Scandinavia the increased capacity is needed for North-South transmission. The projects will also enable grid access for new wind power projects along the routing, thus creating environmental benefits not only for hosting countries but for the whole market area.

Investment request for the third interconnection Finland – Sweden

On 23 August 2017 the Finnish TSO and Swedish TSO, Fingrid Oyj and Svenska kraftnät (project promoters), signed a preliminary agreement on the principles for implementing the new interconnection between Finland and Sweden. The interconnection between Pyhänselkä (FI) and Messaure (SE), PCI cluster 4.10, was named on the European Commission's PCI list on 23 November 2017 and it is a part of Priority Corridor 4, Baltic Energy Market Interconnection Plan ("BEMIP Electricity"). More specifically, the Project cluster includes interconnection between northern Finland and northern Sweden (PCI 4.10.1) and internal line in Finland between Keminmaa and Pyhänselkä (4.10.2).

Acting in accordance with national legal acts of Finland and Sweden and taking note of Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators no 05/2015 of 18 December 2015 on good practices for the treatment of the investment requests, including cross-border cost allocation, for electricity and gas projects of common interest (ACER Recommendation), on 17 September 2019, Finnish and Swedish NRAs, Energy Authority and Energy Markets Inspectorate, received an investment request on PCI infrastructure cluster No 4.10. submitted by the project promoters. Investment request contains a study "Cross-border capacity study between Finland and Sweden" as an appendix, conducted by the project promoters during 2016. The project promoters submitted updates to the investment request on 4th of November 2019 based on request of further information sent by the concerned NRAs.

The concerned NRAs have jointly assessed the investment request, taking into account ACER Recommendation. The information received was considered satisfactory by the NRAs and the investment request was thus considered receivable and notified to ACER.

Based on the mutual understanding that the assessed investment request is considered satisfactory the concerned NRAs have agreed to continue the process and based on the content in this document take national decisions in the matter.

1 INVESTMENT REQUEST

1.1 Project description

The project promoters have presented a technical description of the third interconnection between Finland and Sweden, and the Finland's internal line in the investment request. The project cluster consists total of 376km 400 kV AC overhead transmission line between Pyhänselkä (FI) and Messaure (SE). With regard to Finland, the project cluster will be implemented in two parts. The internal section between Pyhänselkä and Keminmaa substations (PCI 4.10.2) will be completed first and will be followed by the section from Keminmaa to the Swedish border, and on Messaure substation in Sweden (PCI 4.10.1). Once completed and commissioned, the interconnection will increase cross-border capacity from Finland to Sweden by 900 MW and from Sweden to Finland by 800 MW. The interconnection will be composed of the following elements presented in Table 1.

Table 1. Main components of the connection

Component	Technology
Extension of existing 400 kV substation in Pyhänselkä	One 400 kV Duplex bay
Extension of existing 400 kV substation in Messaure	One 400 kV bay
New 400 kV substation in Keminmaa	Four 400 kv Duplex bays
A series compensation station in Finland	Fixed Series Capacitor
A series compensation station in Sweden	Fixed Series Capacitor
AC - line Pyhänselkä - Keminmaa (153km)	400 kV single circuit line
AC - line Keminmaa - border (45km)	400 kV single circuit line
AC - line border - Messaure (178km)	400 kV single circuit line

The project promoters have conducted a comprehensive study on cross-border capacity development needs in 2016. In the study, four different connection alternatives were considered with different technical solutions and locations. In the cross-border capacity study the different alternatives were studied from a grid and power system perspective in order to determine alternatives feasibility and which reinforcements would be required. The grid alternatives were also modelled in the socio-economic welfare perspective and set against the estimated investment costs. According to the study a new AC overhead transmission line between Pyhänselkä and Messaure was technically best option and most beneficial in terms of socioeconomic benefits.

A detailed technical description of the project, including description of the rationale behind the choice of the technology, and a map of the planned project route are included in the investment request.

1.2 Implementation plan

The project promoters have provided implementation plans of the projects with reference to the main progress steps in the development of the project cluster. Implementation plan includes country-specific dates for each progress steps. The following is extract of these plans:

Table 2. Implementation plan

Project stage		(expected) start date	(expected) end date
Under consideration		1.2016	12.2016
Planned but not yet permitted		12.2016	12.2019
Preliminary design studies	FI	1.2016	12.2019
	SE	9.2018	10.2020
Decision to proceed		9.2020	9.2020
Public consultation process		9.2017	12.2020
Permit granting process	FI	2.2021	10.2021
	SE	12.2020	12.2022
Financing		2020	2027
Cross border cost allocation		4.2019	12.2019
Exemption from third party access		-	-
Final investment decision	FI	2020	2021
	SE	2023	2024
Detailed design	FI	1.2020	12.2021
	SE	8.2021	12.2023
Tendering	FI	4.2022	10.2023
	SE	9.2023	1.2024
Construction	FI	12.2022	10.2025
	SE	1.2024	12.2025
Commissioning		10.2025	10.2025

The Environmental Impact Assessment (EIA) procedure for the Finland's internal section between Pyhänselkä and Keminmaa was finalised in January 2019 and the EIA for section between Keminmaa and Swedish border will be finalised during 2020. For the section from the Swedish border to Messaure, EIA is coordinated with ongoing routing and environmental analysis which will be finalised in 2020.

The project promoters state that the decision on construction will be made after the EIA and further planning is completed and the financing of the project has been decided on. Decision on construction is expected to be made by the end of year 2020. The construction phase is expected to start as soon as the permitting process is finalised, by the end of year 2022. The construction phase of Finland's internal section is expected to be finalised during 2024 and section between Keminmaa and Messaure by the end of 2025. Hence, the project is expected to be commissioned by the end of year 2025.

The Project promoters have also presented an assessment of the critical and risk factors for the project and the risk mitigation measures adopted in relation to those factors which could have the most negative impact.

1.3 Preliminary investment decision

The project promoters have provided information of the preliminary investment decision. The project promoters agreed to start preparations regarding a new interconnection and a decision by the Boards of the project promoters to proceed with design and planning was done by Swedish TSO on 23 November 2016 and Finnish TSO on 15 December 2016.

The Boards of the project promoters will make a decision to proceed towards construction by the end of year 2020.

1.4 Permitting process

The project promoters have provided description of the status of the projects permitting processes, including a detailed schedule for the progress of the permit process in both hosting countries.

In regard to Regulation (EU) No 347/2013 Article 10.1a, the PCI notification for the Finland's internal section between Pyhänselkä and Keminmaa was sent to the Finnish NRA on 21 March 2018 and approved in 4 May 2018. For the section between Keminmaa and Messaure, the corresponding PCI notification was sent to Finnish NRA on 11 June 2019 and to Swedish NRA on 13 June 2019.

1.5 Project maturity

Costs and benefits

The project promoters have provided information on the costs and benefits of the project cluster. The expected costs and factors behind them are mainly based on the project promoters experience from earlier comparable projects in hosting countries. The project promoters have evaluated the risk uncertainties related to the investment costs to be in the range of +/- 10%, stating that the risk uncertainty of the investment costs arise mainly from the availability of contractors, the price of metals used in towers and conductors and for the costs in euros related to the SEK/EUR exchange rate. The benefits of the projects for the hosting countries as well as in European level are analysed in the CBA.

The project promoters have also provided cost and benefit breakdown of the project.

Permitting

The project promoters have provided information on permitting procedures being started in both hosting countries.

Commissioning

The project promoters have presented information on the expected date of commissioning. According to the project promoters the project cluster's first section, Finland's internal connection from Keminmaa to Pyhänselkä, is expected to be in operation by the end of year 2024. For the whole project cluster, the commissioning date is expected to be by the end of year 2025, i.e. within 72 months from the end of year 2019. According to ACERs recommendation commissioning of the PCI project should take place within 60 months from the date of submission of the investment request, but for justified reasons, commissioning date may deviate from the indicative reference period. The project promoters have provided reasoning for

exceeding the indicative reference level presented by ACER. The following is an extract of this information:

The Project cluster includes, in addition to approximately 400 km of new AC-line, also substations and series compensation stations. Due to challenging terrain, remote locations and occasional harsh weather, the construction of the connection is done over period of years. In order to have a possibility to utilize the optimal constructing conditions, as well as to start necessary tendering process in good time for ensuring needed resources, the companies are introducing this investment request already at this time.

Also, the decision to proceed towards construction are scheduled to be made by the end of 2020 and, before that, we need to go forward with the investment request and subsequent CEF funding request to clarify the preconditions for the investment.

1.6 TSO consultations and regional cooperation

The project promoters have presented information on TSO consultation. According to the project promoters other TSOs in the region have been notified about the project cluster in ENTSO-E RGBS (Regional Baltic Sea) meeting on 28 May 2019. The project promoters state that as the project cluster mainly affects only Finland and Sweden there has not been need for specific TSO consultations. The following is an extract of this information:

Due to the nature of electricity market, most of the European countries are seeing some impact if transmission grid capacities are changed somewhere. However, in case of the third AC connection, it can be noticed that, with the definitions above, the most significant impacts are seen in Finland. Additionally, in some scenarios (other than reference scenario) Norway or Baltic countries are occasionally seeing an impact higher than the 10 percent level, but when considering all scenarios, as an average they are also well below the 10 percent significance threshold level. As a conclusion, no other countries except hosting countries Finland and Sweden need to be included in the cost allocation process.

1.7 Cost-benefit analysis (CBA)

Investment costs

The project promoters have presented investment costs related to the project cluster. Total investment costs related to the project cluster is estimated to be 233 MEUR with uncertainty margin of +/- 10%. The breakdown of the CAPEX by country is total of 155 MEUR occurring from the Swedish side and total of 78 MEUR occurring from the Finnish side. According to the description above, roughly 67% of the investment costs arise from the Swedish side and 33% from the Finnish side. The project promoters have estimated the maintenance costs for the interconnection to be very small, close to zero.

Even though transmission line is divided geographically quite evenly between countries, 198km in Finland and 178km in Sweden, majority of the investment costs arise from the Swedish side and cost per kilometre of the AC-line is significantly greater in Sweden than it is in Finland. The Project promoters have provided information about the factors affecting the disparity in construction costs between hosting countries. These factors are mainly due to structural and design differences, logistic reasons, certain market and organizational issues which are explained in more detail in the investment request.

Benefits

The project promoters have presented that the CBA is based on the Cross-border capacity study conducted in 2016. The project promoters have presented information about the methodology, scenario assumptions and data used in calculations. The following is an extract of this information:

The simulation years 2025 and 2035 were selected. The reference scenario for 2025 and 2035 was constructed by combining estimates of future development by Fingrid and Svenska kraftnät, as well as data collected in Baltic Sea Market Modelling Group and the Baltic Sea Green Vision (BSGV) scenario created within ENTSO-E. Three alternative scenarios (with names “Price pressure”, “CO₂ focus”, and “New Technology”) for 2035 were then built by grouping interdependent uncertainties in an attempt to capture possible future developments with regards to fuel prices, policies and technologies.

In the market simulations 51 historical weather years ranging from 1962 to 2012 were utilised to capture possible variation of hydro inflow, wind and temperature.

To investigate the robustness of the result a set of sensitivity analyses for nuclear capacity and for transmission capacities within Sweden and between Nordic and other European countries were performed. The socio-economic aspects were evaluated for all four scenarios described while the sensitivity analyses were only simulated in the reference scenario.

The CBA analysis is performed compiling the third AC interconnector (PCI 4.10.1) and the internal line in Finland (PCI 4.10.2) PCI’s together because these projects are closely interlinked and their direct benefits cannot be separated.

The project promoters have presented that a number of the benefits from the projects are identified in the CBA but some of them could not be monetised with sufficient certainty.

Cost-benefit analysis

The project promoters have presented socio-economic welfare benefit analysis related to the projects based on market simulation with different scenarios. The benefits analysis presents country specific estimates of benefits variation for different stakeholder groups which are producer surplus, consumer surplus and congestion rent. Table 3 presents aggregated summary of the monetised socio-economic welfare benefits for Finland and Sweden as well for other European countries in different scenarios. The project promoters have provided disaggregated country specific results and review of the benefits in the investment request.

Table 3. Socio-economic welfare [MEUR/year]

SEW	Country	2025	2035	Price pressure	CO2 focus	New Technology
Consumer surplus	Finland	403	1149	44	1509	1801
	Sweden	-92	-187	-17	-457	-236
	Europe	172	848	-7	913	1564
Producer surplus	Finland	-304	-880	-22	-1245	-1408
	Sweden	108	229	34	538	279

	Europe	-44	-480	51	-484	-1065
Congestion rent	Finland	-40	-89	-9	-36	-114
	Sweden	-38	-92	-33	-110	-135
	Europe	-99	-269	-38	-216	-343
Total		29	99	6	212	157

The project promoters state that the simulation results from cross-border capacity study illustrate higher SEW results in relation to ENTSO-E's TYNDP2016 simulation results due to differences in scenario definition, modelling specifics and inputs used. The project promoters argue that the scenarios, modelling methodology and input data accuracy used in the cross-border capacity study is considered to better represent the drivers for the need of new interconnection between hosting countries, thus results being more representative than obtained in TYNDP2016. The project promoters have presented more detailed insights of the choices behind the modelling, assumptions and data in the cross-border capacity study.

Projects benefits have also been modelled in ENTSO-E's TYNDP2018 reflecting more recent view of the SEW results. Table 4 presents the aggregated SEW benefits generated from ENTSO-E's TYNDP2018 scenarios.

Table 4. Socio-economic welfare, ENTSO-E TYNDP2018 [MEUR/year]

	2025 Best estimate	2030 Sustainable transition	2030 Distributed generation	2030 EUCO
Min	22	122	99	26
Avg	26	125	100	35
Max	30	128	101	41

The project promoters state that despite the cross-border capacity was conducted in 2016, the aggregated socio-economic welfare benefits are quite similar to the results generated from the TYNDP2018 scenarios. The project promoters argue this to be a confirmation that the benefit results from the cross-border study are still valid.

The project promoters have also presented monetised benefits for system grid losses in the cross-border capacity study. In the methodology used by the project promoters hourly market results were extracted from BID model and implemented in PSS/e grid model to calculate the grid losses (MWh/year). However, the project promoters point out that method that was used to calculate grid losses was relatively new and the results obtained should be seen as rough approximates.

Net present value of the project

The project promoters have presented Net Present Value (NPV) calculations for different scenarios in the cross-border study. In the NPV calculation results from market simulation scenarios for 2025 and 2035 were interpolated between years and kept constant from 2035 onwards. In the study NPV's were discounted to the year 2016, being the year in which the study was conducted. In addition to investment cost, the project promoters have also taken into

account the estimated cost of annual grid losses in the reference scenarios, as grid losses were not calculated to all scenarios. According to the comparison of the NPV costs and NPV revenues from the third AC interconnection have a positive NPV in all other scenarios except in the Price Pressure scenario. The highest socio-economic welfare benefits and therefore also highest NPV revenue is seen in the CO₂ focus -scenario which assumes the highest RES adoption.

Even though the NPV costs presented in the cross-border capacity study are based on the 2016 projection by the project promoters and the projects total investment cost is higher in the investment request, it can be seen that the project is beneficial in all except one scenario presented in the study.

In the NPV calculations for future expected costs and revenues the project promoters have used parameter assumptions consistent with ACERs opinion on ENTSO-E's CBA guidelines:

- for discounting the social discount rate of 4% has been applied
- economical lifetime of the investment is considered to be 25 years
- Residual value of the project is considered to be 0

1.8 Qualitative analysis

The project promoters have presented a qualitative analysis of the benefits that could not be monetised with sufficient certainty but are expected to realize. These benefits include system adequacy, reserves and balancing services, environmental impact and integration of renewables.

The project promoters have evaluated projects impact on system adequacy by estimating the power-shortage volume with and without the interconnection. The impact of the interconnection on system adequacy is presented in different scenarios with energy not served (MWh/year) as an indicator. The project promoters also state that in a system perspective the interconnection would greatly reduce the risk of Finland losing its connection to the Nordic synchronous area in situation where one of the current lines would be taken out of operation due to outages or maintenance. According to the project promoters third interconnection would also reduce Finland's dependency on import from Russia in terms of adequacy and peak demand could be met with domestic generation and import from ENTSO-E countries in a situation where the largest generation unit in Finland is not available.

The project promoters have assessed projects impact for trading balancing resources and reserve energy between bidding areas presenting estimation on the change in congestion hours on the borders between Finland and Sweden as well as internally in Sweden.

The project promoters have also presented an assessment of environmental impacts and analysis of the integration of renewable energy sources relating to the projects. In terms of sustainability, the projects are considered to have positive impact while decreasing the carbon emissions through more efficient use of the production sources and increased potential for integrating renewable energy sources.

1.9 Business plan

TSOs main income source are transmission tariffs which in turn are based on relevant countries regulatory methods set by relevant NRA. On the Finnish side in accordance with national

regulatory methods, TSO's allowed return is defined by regulatory capital and weighted average cost of capital. The reasonable allowed return TSO generates from its customers. In the regulatory method it is determined that TSO's regulatory asset base will not increase with the amount of network assets funded with grants or compensations. Therefore, the EU funding is excluded from the regulated asset base for the tariff calculation.

On the Swedish side, TSO operates under a revenue cap model monitored by the Swedish NRA. TSO's allowed revenue includes operational costs, depreciation and return on regulated assets. The Swedish TSO is owned by the state and has a certain target for return on equity which is set by the Swedish government. Tariffs are to be set at the level which fulfils this target over a business cycle, i.e. TSO does not aim to maximize tariff revenues.

1.10 Financing strategy

The project promoters have presented that the investment to the interconnection is foreseen to be financed partially by EU funds and the remaining part by the project promoters. The Finnish TSO's remaining part of the investment costs after EU funding will be covered with 20% equity and 80% debt, with assumption of 2% cost of debt. The Swedish TSO's part of the investment after EU funding will be financed primarily with debt from the Swedish national debt office.

As the project cluster will increase cross-border capacity the project promoters are allowed to finance investments also with congestion income. However, the project promoters have not taken congestion income into account in the financing plan due to the unpredictability of the congestion income.

1.11 Cross-border cost allocation

As accordance to the geographical breakdown the investments costs arising from the Swedish side are 155 MEUR and costs from the Finnish side are 78 MEUR. However, as presented in the CBA, most of the market benefits are seen in Finland. Based on the benefits results the project promoters have proposed that Finnish TSO will cover 80% of the investment costs accruing from the Swedish side and all the costs accruing from the Finnish side. As according to the most recent investment cost estimate presented by the project promoters, 80% of the investment costs from the Swedish side would correspond roughly to 124 MEUR. Therefore, the remaining 20% of the investment costs from the Swedish side would be covered by the Swedish TSO, corresponding to 31 MEUR.

2 ASSESSMENT OF THE INVESTMENT REQUEST

The investment request was submitted on 17 September 2019 and update on 4 November 4 2019 to all the NRAs concerned pursuant to Article 12(3) of Regulation 347/2013.

2.1 Admissibility

The concerned NRAs find that required information per Article 12(3) of Regulation 347/2013, namely a cost-benefit analysis (CBA) and a business plan are presented and complete. The investment request also includes a substantiated proposal for cross-border cost allocation (CBCA) as agreed by the project promoters.

Article 12(3) of Regulation 347/2013 contains two admissibility criteria, which the project promoters need to meet for submitting a valid investment request and which require assessment by the NRAs: (i) a prior consultation of the TSOs from the Member States to which the project

provides a significant net positive impact; and (ii) the project having reached sufficient maturity.

2.2 Evidence on TSO consultations

Based on the results provided by the project promoters regarding to the CBA analysis it is clear that majority of the benefits are seen in Finland. As the CBA analysis show impact higher than 10 percent for some countries in some scenarios, on average impact for other countries in the region are below the 10 percent significance threshold. As the CBA analysis does not show consistent benefits for other countries, the concerned NRAs agree that there is no need for formal TSO consultations. The concerned NRAs understand that this approach support a timely and less complex completion of the project, since less coordination is required.

2.3 Maturity

The concerned NRAs have considered the maturity of the project pursuant to the ACER Recommendation, namely in terms of:

- a) sufficient certainty about the costs assessed by the project-specific CBA
- b) good knowledge of the factors affecting expected costs and their ranges
- c) a cost uncertainty range
- d) reasonable foresight of the benefits assessed by the project-specific CBA
- e) reasonable knowledge of factors affecting benefits and their ranges, also with regard to different scenarios and sensitivity analysis
- f) permitting procedures having started in all hosting countries
- g) commissioning to be achieved indicatively within 60 months from the date of submission of the investment request

The concerned NRAs find that the investment request demonstrate sufficient certainty about the costs and good knowledge of the factors affecting expected costs as well as presents a cost uncertainty range. The project promoters have provided cost information about similar projects and a risk assessment relating to the project's investment costs. The project promoters have also clarified reasons behind the construction cost differences between Finland and Sweden.

The concerned NRAs find in their assessment of the CBA that the CBA demonstrates reasonable foresight of the benefits and that there is reasonable knowledge of factors affecting benefits and their ranges, also with regard to different scenarios and sensitivity analyses.

The concerned NRAs find that the permitting has started in both hosting countries.

The project promoters have presented arguments justifying for the second part of the project cluster to deviate from the indicative reference period set in the ACERs Recommendation. The concerned NRAs find arguments reasoned by the project promoters to be justified and finds the expected commission date by the end of year 2025 to be realistic.

Thus, the concerned NRAs conclude that the project has reached sufficient maturity for NRA decision.

2.4 Completeness of the investment request

The concerned NRAs have assessed the completeness of the investment request while taking particular note on the ACER Recommendation. The Agency has recommended that an

investment request submitted by the project promoters should provide following information and, where appropriate, supporting evidence:

1. a detailed technical description of the project;
2. a detailed implementation plan of the project;
3. a preliminary investment decision on the investment(s), if applicable;
4. a short description of the status of the project permitting process in all hosting countries;
5. information about the sufficient maturity of the project;
6. information on TSO consultations and the results of the consultations;
7. a project-specific CBA;
8. a business plan including a description of the chosen financial solution;
9. a substantiated proposal for cross-border cost allocation (if agreed by the project promoters)

The concerned NRAs find that the investment request is complete and include all the above-mentioned information and, where appropriate, supporting evidence.

2.5 Assessment of CBA

The basis of concerned NRAs assessment of CBA

The concerned NRAs have assessed the CBA while taking particular note on the ACER Recommendation. In order to be basis for proper cross-border allocation decision, the CBA needs to be comprehensive and comprehensible, and use comparable and monetised information on costs and benefits and other cross-border monetary flows, disaggregated per country.

The project-specific CBA submitted by the project promoters need to comply with principles laid down in Annex V of Regulation No 347/2013 and be consistent with the rules and indicators set out in its Annex IV. In additions, the Agency recommends that the project-specific CBA should comprise the following:

- a) Information on input data and assumptions;
- b) Details underlying cost estimations;
- c) Details underlying benefit determination;
- d) Details underlying estimations of other cross-border monetary flows;
- e) Detailed calculations in spreadsheet format (for calculation of national net impacts);
- f) Summary of results (disaggregated by country): benefit for each benefit category, cost for each category, other cross-border monetary flows, national net impact identifying the Member State as beneficiary or cost bearer; and
- g) Sensitivity analysis

Projects may be considered complementary if the aggregated benefits of a joint development of the relevant PCIs are higher than the sum of projects benefits on a stand-alone basis for each project.

The Agency has recommended that the benefit per country for the various ENTSO-E's TYNDP scenarios are provided. The project promoters may also provide additional scenarios, which they deem plausible, and the associated results.

The Agency has recommended that at least the following categories of benefits are monetised and separately presented:

- a) Socio-economic welfare (SEW – calculated by a European market study);
- b) Variation in losses (calculated by network studies);
- c) security of supply (load) (calculated by network studies);
- d) Relieving national constraints (SEW variation calculated by local market studies, while avoiding double counting effects with other SEW figures);
- e) Variation in generation curtailments (SEW variation calculated by network studies, while avoiding double counting effects with other SEW figures)

Within CBA, a standardised social discount rate, economical lifetime of the investment and residual value of the project should be used for the calculation of discounted national net impacts.

Assessment of CBA

The concerned NRAs find that the CBA demonstrates for the most part the above-mentioned expectations to be considered as basis for proper cross-border allocation decision. The concerned NRAs recognise that as the Finland's internal line enables the increase of cross-border capacity but does not increase the cross-border capacity alone, the benefits of the project cluster must be evaluated as an entity.

The country-specific CBA results provided in the investment request are based on the scenarios prepared by the project promoters in the cross-border capacity study. As the cross-border capacity study was conducted during 2016, study's scenarios are based on the TYNDP2016 scenarios but there are deviations in the scenario building, modelling specifics and input used. The simulation results in the cross-border study show higher socio-economic welfare benefits than presented in the TYNDP2016. Nevertheless, the concerned NRAs finds that the specifics and more comprehensive dataset used in the modelling is rationalized and likely to lead to more accurate welfare assessment. In addition, the benefits of the project cluster have been modelled in TYNDP2018. As the aggregated results obtained from TYNDP2018 indicates notable SEW benefits and are in the same scope as the results presented by the project promoters, the concerned NRAs agree that the results from the cross-border capacity study are plausible.

The concerned NRAs find that the recommended standardised social discount rate, investment lifetime and residual value is used by the project promoters in the CBA.

2.6 Assessment of the business plan and financing strategy

The aim of the project is to build and operate the third AC interconnection between Finland and Sweden. The technical solutions and routing option were chosen as the most beneficial according to the cross-border study carried out by the project promoters. Once completed the interconnection will increase cross-border capacity from Finland to Sweden by 900 MW and from Sweden to Finland by 800 MW. The increased cross-border capacity is found to increase internal market integration and thus reducing price differentials, improving security of supply and supporting integration of more renewable energy sources. According to the project promoters there is an option in the future to develop the system by adding substations to connect wind power that is planned for the region, thus further increasing renewable power generation.

The project promoters have presented that the investment to the third AC interconnection is foreseen to be financed partially by EU funds and the remaining part by the project promoters. As according to the CBA majority of the benefits of the project are shown in Finland, the project promoters have jointly proposed that Finnish TSO will finance 80% of the investment costs occurring on the Swedish side and 100% of the cost on Finnish side, covering approximately 87% of the total investment costs of the project.

The recovering of the investment costs will take place through transmission tariffs. The concerned NRAs agree with the project promoters that the grid investments to Swedish grid funded by the Finnish TSO should affect as little as possible to the tariffs of the Finnish network customers, and to diminish this effect EU funding is needed.

According to the Finnish TSO the remaining CAPEX funding after grants will be covered with 20% equity and 80% commercial debt. In addition to grant funding, the Swedish TSO's principal source of funding will be debt from the Swedish national debt office.

2.7 Impact on Network tariffs

The remaining share of the investment after EU funding financed by the project promoters will be socialized in the TSO tariffs. The project promoters have presented the effects of the projects to tariffs with assumption of 50% EU funding.

The Finnish tariff calculation is based on the reasonable return calculations set by the Finnish NRA in the regulatory methods. Reasonable return is calculated based on regulated asset base with use of WACC. The Finnish TSO has presented that the project will raise tariff by 2,6% – 3,2%, depending on WACC, to perpetuity with assumption of 50% of EU funding.

For the Swedish TSO to fulfil its profitability target, tariffs will need to increase to cover interest costs and the depreciation costs related to the part of the investment costs funded by the TSO after the EU funding. At the time of commissioning of the projects, this increase translates to a less than 1% increase when compared to the projected level of tariff revenues stemming from the infrastructure cost tariff.

2.8 Regional and EU-wide Positive Externalities of the Project

The concerned NRAs note that the project is essential to reduce price differences between market areas and to Finland's security of supply. In addition the projects will increase capacity for North-South transmission of surplus hydro and wind power from Northern Scandinavia and connecting new wind power planned for the region, thus increasing renewable power generation. Also the project will reduce Finland's dependency on electricity import from a Non-ENTSO country.

Thus, the project generate positive externalities in terms of enhancement of competition and market integration, security of electricity supply and sustainability, and thus contributing to the European energy policy goals.

2.9 Cross-border cost allocation

The Project promoters have jointly proposed CBCA where the Finnish TSO will cover 80% of the investment costs that occur in Sweden and 100% of costs occurring in Finland, thus the Swedish TSO will cover the remaining 20% of the costs in Sweden. Therefore, Finnish TSOs share of the total costs from the project cluster is roughly 87%.

After reviewing and assessing the investment request, the concerned NRAs find that justifications behind the CBCA proposal are reasonable. Even though the project is geographically divided rather evenly between countries and majority of the investment costs are occurring from the Swedish side, still most of the benefits are seen in Finland and it is justified that Finnish TSO will also bear most of the investment costs. The concerned NRAs also acknowledge the system benefits and environmental benefits relating to the project which are benefitting both countries but could not be monetised with sufficient certainty.

The concerned NRAs support the project promoters proposal on the CBCA.

This cross-border cost allocation agreement is addressed to the following project promoters:

Promoter	Country	Contact details
Fingrid Oyj	Finland	Address: P.O. Box 530, FI-00101 Helsinki, Finland Phone: +358 30 395 5000 E-mail: kirjaamo@fingrid.fi
Svenska kraftnät	Sweden	Address: P.O. Box 1200, SE-172 24 Sundbyberg, Sweden Phone: +46 10 475 8000 E-mail: registrator@svk.se

Simo Nurmi
Director General
Energy Authority

Anne Vadasz Nilsson
Director General
Energy Markets Inspectorate