

Gasgrid Finland Oy

Määräajoin järjestettävä kuuleminen tariffimetodologiasta

Komission 16. maaliskuuta 2017 annetun, kaasun yhdenmukaistettuja
siirtotariffirakenteita koskevaa verkkosäätöä koskevan asetuksen (EU) 2017/460
(TAR NC) mukaisesti

Sisällysluettelo

1	Yhteenveto	4
2	Johdanto	6
3	Gasgrid Finland Oy ja Suomen kaasunsiirtojärjestelmä	8
3.1	Gasgrid Finland Oy	8
3.2	Suomen kaasunsiirtojärjestelmä	8
4	Kohtuullinen tuotto ja muut keskeiset taloudelliset tiedot	11
4.1	Valvontamenetelmä	11
4.2	Tulot ja kohtuullinen tuotto valvontajaksolla 2024–2027	12
5	Suomen, Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden välinen ITC-sopimus.....	14
5.1	ITC-mekanismin toimintaperiaatteet	14
5.2	Syöttötariffien asettaminen	16
5.3	ITC-sopimuksen vaikutus kaasumarkkinaan	16
6	Viitehinnan laskentaperiaatteet.....	17
6.1	Annualisointikerroin	17
7	Kapasiteetin mukaan painotettu etäisyysperusteinen viitehintamenetelmä.....	19
7.1	Kapasiteetin mukaan painotetun etäisyysperusteisen (CWD) viitehintamenetelmän kuvaus.....	19
7.2	Teknisen kapasiteetin laskenta	20
7.3	Etäisyyden laskenta (TAR NC 8 artiklan 1 kohdan c alakohta)	23
7.4	Kunkin syöttö- ja ottopisteen painokertoimen ja tavoitellun kapasiteettitariffein kerättävän tulon määrittäminen 26	
7.5	Kunkin syöttö- ja ottopisteen viitehinnan määrittäminen	26
8	Postimerkkiviitehintamenetelmä (TAR NC artikla 26 (1)(a))	29
8.1	Postimerkkiviitehintamenetelmän laskentatapaus 1 – ITC sopimuksen kanssa (ehdotettu menetelmä).....	30
8.2	Postimerkkiviitehintamenetelmän laskentatapaus 2 – Ilman ITC sopimusta, syöttöhinta 0,14277 €/kWh/päivä/vuosi	31
8.3	Postimerkkiviitehintamenetelmän laskentatapaus 3 – ilman ITC sopimusta ja syöttö/otto jakosuhte 50/50	32
8.4	Asetuksen 30 artiklan 1 kohdan b alakohdan v alakohdan mukaiset tiedot	32
8.5	Postimerkkimenetelmän mukaan laskettujen tapausten yhteenveto.....	33
8.6	Ehdotetun viitehintamenetelmän 7 artiklan mukainen arviointi	34

9	Tehomaksu	35
9.1	Nykyisen kaasunsiirron tariffimallin haasteet	35
9.1.1	Nykyinen tariffimalli suosii ennustamattoman kulutuksen omaavia verkonkäyttäjiä	35
9.1.2	Ennustamaton siirtotuotteiden käyttö aiheuttaa haasteita ali- ja ylijäämän tuoton hallinnoimiselle.....	36
9.2	Tehomaksu osana kaasunsiirron tariffimallia.....	37
9.2.1	Tehomaksun perustuminen verkonkäyttäjän liittymätehtävään.....	38
9.2.2	Tehomaksu on tariffiverkkosäännön mukainen täydentävä maksu	39
9.2.3	Siirtotariffien sallitut hinnankorotukset maakaasumarkkinalaissa	39
9.3	Tehomaksulla voidaan ratkoa nykyisen tariffimallin haasteita	39
9.3.1	Tehomaksu parantaisi ali- ja ylijäämisen tuoton hallittavuutta, sekä loisi edellytyksiä ennustettavammalle ja vakaammalle hinnoittelulle.....	39
9.4	Suuntaa antavat tehomaksun yksikköhinnat	40
10	Tariffialennukset uusiutuville ja vähähiilisille kaasuille	40
11	Ehdotetun viitehintamenetelmän ja TAR NC:n 8 artiklassa esitetyn CWD-menetelmän vertailu	42
12	TAR NC, 26 artiklan 1 kohdan a alakohdan 2 alakohdan ii alakohta: Kapasiteettiin perustuviin siirtotariffeihin TAR NC:n 9 artiklan nojalla tehtävien ehdotettujen mukautusten arvo	44
13	Hyödykkeeseen perustuva siirtotariffi (TAR NC 26 artiklan c kohdan i alakohta)	44
14	Muut kuin siirtotariffit (TAR NC 26 artiklan c kohdan ii alakohta)	45
14.1	Keskitetyn tiedonvaihdon maksu (=Datahub maksu)	45
14.2	Balticconnector-yhdysputken uudelleennominointimaksu	45
15	Kustannusten jakoa koskeva arvio (Cost Allocation Assessment (CAA), TAR NC 5 artikla)	45
15.1	Kapasiteettiin perustuvien tariffien kustannusten jakoa koskeva arvio	46
15.2	Hyödykkeeseen perustuvien tariffien kustannusten jakoa koskeva arvio	48
16	TAR NC -asetuksen 30 artiklan 2 kohdan b alakohdan mukainen yksinkertaistettu tariffimalli 49	
17	Siirtotariffit (30 artiklan 2 kohdan mukaiset suuntaa-antavat tiedot)	49

Lyhenteet

BC	Balticconnector -yhteenliitäntäpiste
CWD	Kapasiteetin mukaan painotettu etäisyys (capacity weighted distance)
LNG	Nesteytetty maakaasu
LITP	Pitkän tähtäimen investointisuunnitelma (long-term investment plan)
NRA	Kansallinen sääntelyviranomainen
RPM	Viitehintamenetelmä
TAR NC	Komission asetus (EU) 2017/460, annettu 16 päivänä maaliskuuta 2017, kaasun yhdenmukaistettuja siirtotariffirakenteita koskevasta verkkosäännöstä ("tariffiverkkosääntö")
TSO	Siirtoverkonhaltija
ITC	Inter-TSO-Compensation
CAA	Kustannusten jakoa koskeva arvio (cost allocation assessment)

1 Yhteenveto

Gasgrid Finlandin järjestämä määräajoin järjestettävä kuuleminen viitehintamenetelmästä (RPM) perustuu kaasun yhdenmukaistettuja siirtotariffirakenteita koskevan verkkosäännön (TAR NC) artiklaan 26. Kuuleminen sisältää ehdotetun viitehintamenetelmän (RPM) (postimerkkimenetelmä) kattavan kuvauksen ja laskentaprosessin, jota verrataan kapasiteetin mukaan painotettuun etäisyyssmenetelmään (CWD). Kuulemiseen sisältyvät todelliset (2024–2025) ja arvioidut (2026–2027) kohtuulliset tuotot todellisten ja arvioitujen kapasiteetin viitehintojen kanssa vuosille 2024–2027 sekä arvioidut hyödykkeeseen perustuvat tariffit ja muuhun kuin siirtopalveluun perustuvat tariffit vuodelle 2026. Lisäksi kuuleminen sisältää Suomen kaasun siirtojärjestelmän kuvauksen ja kustannusten jakoa koskevan arvion.

Gasgrid Finland korostaa, että kuulemisessa käytetyt arvot tuleville vuosille ovat suuntaa antavia arvioita, ja asiakirjassa esitetään arvioidut siirron viitehinnat (vuotuisen kapasiteettituotteen hinta) havainnollistamaan eri viitehintamenetelmien vaikutusta. Nämä arvioidut tariffit eivät ole sitovia. Arvioidut tariffit perustuvat vuonna 2025 tehtyihin siirtojärjestelmän kustannusarvioihin ja Suomen keskimääräiseen vuosittaiseen kaasunkulutukseen, jonka on arvioitu olevan 14 TWh/vuosi. Suuntaa antavat arvot tarkistetaan syksyllä 2025 ennen kuin uudet siirtotariffit tulevat voimaan tammikuusta 2026 alkaen.

Inter-TSO-Compensation (ITC) -sopimus astui voimaan 1. tammikuuta 2020, jolloin luotiin yhteinen syöttötariffivyohtyke Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden kanssa. Yhteisessä syöttötariffivyohtykeessä alueen rajat ylittävissä yhteenliitääntäpisteissä, mukaan lukien Balticconnector-yhteenliitääntäpiste Suomen ja Viron välillä, ei ole tariffeja. Syöttötariffit vyohtykeen ulkorajoilla on yhdenmukaistettu. Tässä kuulemisessa havainnollistetaan ITC-sopimuksen vaikutuksia viitehintoihin ja laskelmiin.

Suomessa tariffikausi on kalenterivuosi. Nykyinen sääntelykausi on 2024–2027. Energiavirasto määrittää sääntelyviranomaisena valvontamenetelmän mukaisesti Gasgrid Finlandille kohtuullisen tuoton. Toimintatapaa kutsutaan järjestelmäksi, jossa ei ole hintakattoa.

Ehdotettu viitehintamenetelmä on postimerkkimenetelmä:

- Laskelmissa käytetty vuosittainen kaasunkulutusarvio on 14 TWh/a, joka perustuu kahden edellisen vuoden historialliseen kulutustasoon ja sääntelykauden kahden jäljellä olevan vuoden ennustettuun tasoon.
- Arvioitu vuosittainen tulo on 94,6 M€, joka sisältää 68,8 M€ siirtokapasiteettimaksuista kerättyjä tuloja, 3,8 M€ hyödykemaksuista kerättyjä tuloja ja 22 M€ ehdotetusta tehomaksusta kerättyjä tuloja.
- Ehdotettu postimerkkimenetelmä antaa suuntaa antavan ottokapasiteettiviitehinnan 1,24101 €/kWh/päivä/vuosi vuodelle 2026.
- Syöttökapasiteetin viitehintaa pysyy samana 0,14277 €/kWh/päivä/vuosi, joka perustuu ITC-sopimuksen mukaisesti yhdenmukaistettuun tarffiin.
- Syöttö/ottojako on 9%/91%
- Kapasiteetti/hyödykemaksujako on 95%/5%
- Gasgrid ehdottaa tehomaksun käyttöönottoa osana siirtopalvelujen hinnoittelua. Tämän hintakomponentin kattava perustelu on esitetty tässä kuulemismateriaalissa.
- Järjestelmän sisäinen/järjestelmien välinen jako: 100%/0% (ITC-sopimus jakaa kauttakulkuvirtauksesta kerätyt syöttötulot sille siirtoverkonhaltijalle, jonka järjestelmässä kaasu lopulta kulutetaan. Tariffivyohtykeen ainoassa järjestelmien välisessä yhteenliitääntäpisteessä, Balticconnectorissa, ei ole tariffia.

- Samanaikaisesti tämän kuulemisen kanssa Energiavirasto järjestää kuulemisen siirtotariffikertoimista, alennuksista ja kausitekijöistä. Mahdolliset lausunnot näistä kokonaisuuksista tulee esittää Energiavirastolle (lisätietoa luvussa 2).
 - Kausitekijöitä ei sovelleta vuonna 2026.
 - Kaasua koskevan regulaation ((EU) 2024/1789) mukaisesti ehdotetaan, että uusiutuvalle kaasulle, joka syötetään tuotantolaitoksesta Suomen kaasujärjestelmään, sovelletaan 100 % alennusta ja vähähiiliseen kaasulle, joka syötetään tuotantolaitoksesta Suomen kaasujärjestelmään, sovelletaan 75 % alennusta.
 - Tariffikertoimien ehdotetaan pysyvän samana vuonna 2026 kuin vuonna 2025.
- Suomen, Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden välisen Inter-TSO-sopimuksen vaikutus kuvataan osana kuulemistä.

Koska ehdotettu viitehintamenetelmä on postimerkkimenetelmä, vertailu kapasiteetin mukaan painotettuun etäisyysmenetelmään (CWD) on osa kuulemistä TAR NC:n artiklan 26(1)(a)(vi) mukaisesti. CWD-menetelmän mukaan lasketut viitehinnat johtavat suuriin viitehintojen eroihin järjestelmässä. Sen sijaan postimerkkimenetelmän mukaiset yhtenäiset kapasiteettitariffit tarjoavat ennustettavampia viitehintoja. Suomessa kymmenen suurinta kaasunkäyttäjää käyttää suurimman osan Suomen vuosittaisesta kokonaiskulutuksesta. Tämä heijastuu CWD- ja postimerkkimenetelmän vertailun tuloksiin. Lisäksi ITC-sopimus, joka poistaa rajat ylittävät tariffit Suomen, Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden välillä, ei ole sovellettavissa CWD-menetelmän kanssa, koska syöttökapasiteettihinnat ovat yhdenmukaistettu alueella. Kuulemisasiakirja sisältää perustelut ehdotetulle viitehintamenetelmälle.

Hyödykkeeseen perustuvat ja muuhun kuin siirtopalveluihin perustuvat tariffit sekä niiden asettamismenetelmät sisältyvät kuulemiseen. Balticconnectorin uudelleenominointimaksu ja datahub-maksu esitetään myös tässä kuulemisasiakirjassa.

2 Johdanto

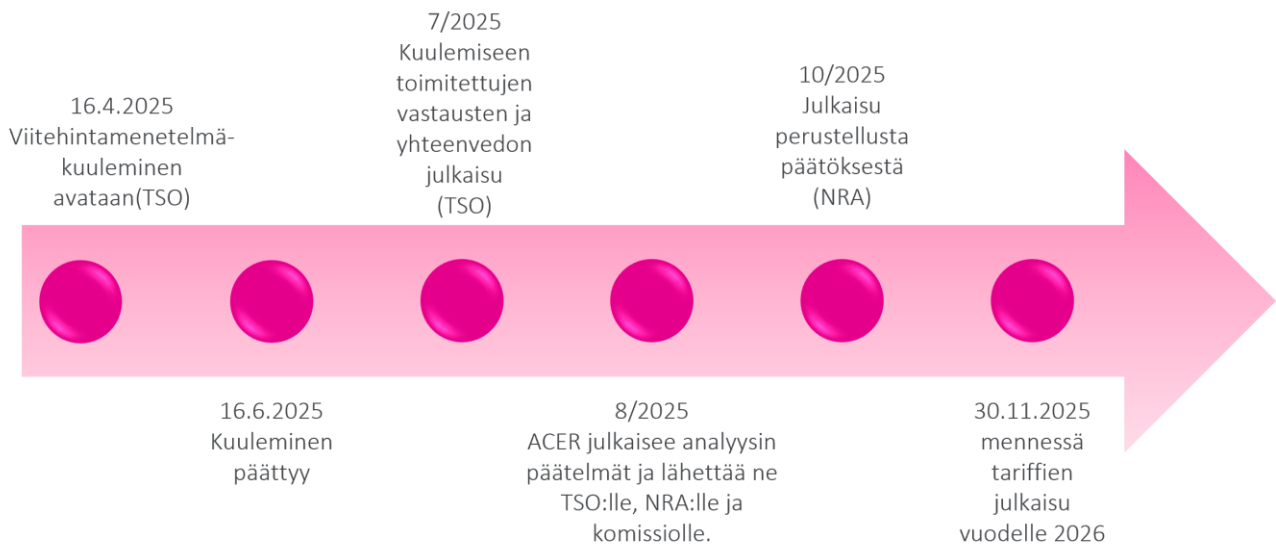
Komission 16 päivänä maaliskuuta 2017 annettu asetus (EU) 2017/460 kaasun yhdenmukaistettuja siirtotariffirakenteita koskevasta verkkosäännöstä ("tariffiverkkosääntö", TAR NC) asettaa unionin laajuiset säännöt, joiden tavoitteena on edistää markkinoiden yhdentymistä, parantaa toimitusvarmuutta ja edistää kaasun siirtoverkkojen yhteenliittämistä. Näiden tavoitteiden saavuttamiseksi keskeisiä askeleita ovat siirtotariffirakenteiden ja niiden asettamismenettelyjen läpinäkyvyyden lisääminen.

Kohtuullisen kustannusvastaavuuden ja kustannusten ennustettavuuden saavuttamiseksi ja varmistamiseksi on siirtotariffien määrittelyn perustana käytettävä viitehintamenetelmää, joka käsittää tietyt kustannustekijät. Viitehintamenetelmä tarkoittaa menetelmää, jota sovelletaan siirtopalvelujen tulojen kapasiteettipohjaisista siirtotariffeista perittävään osaan viitehintojen johdattamiseksi. TAR NC:n mukaan valitusta tariffimenetelmästä on järjestettävä määräajoin kuuleminen vähintään joka viides vuosi. TAR NC:n artikla 26 määrittää kuulemisen sisällön, kun taas artikla 27 määrittää kansallisen sääntelyviranomaisen (NRA) ja energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyöviraston (ACER) velvoitteet, jotka liittyvät määräajoin järjestettävään kuulemiseen.

TAR NC:n artiklan 26 mukaan määräajoin järjestettävässä kuulemisessa on tarkasteltava seuraavia tietoja:

- Ehdotetun viitehintamenetelmän (RPM) kuvaus, joka sisältää sekä tiedot RPM:n komponenteista että niiden perustelut;
- Ehdotetun viitehintamenetelmän mukaisesti laskettujen alustavien viitehintojen vertailu kapasiteetin mukaan painotetun etäisyysperusteisen viitehintamenetelmän mukaan laskettuihin hintoihin;
- Kustannusten jakoa koskevien arvioiden tulokset, osatekijät ja osatekijöitä koskevat yksityiskohtaiset tiedot;
- Ehdotetun RPM:n arviointi TAR NC:n artiklan 7 kriteerien mukaisesti;
- Suuntaa antavat tiedot siirtoverkonhaltijan (TSO) kohtuullisesta tuotosta;
- Alustavat hyödykkeeseen perustuvat siirto- ja muut tariffit; ja
- Selvitys kaikista tariffien tason muutoksista, jotka johtuvat tässä asiakirjassa ehdotetuista muutoksista, sekä seuraavalle tariffivuodelle 2026 että koko sääntelykauden aikana.

Energiavirasto on päättänyt, että Gasgrid Finland järjestää julkisen kuulemisen viitehintamenetelmästä TAR NC:n artiklan 26 mukaisesti. Samanaikaisesti tämän kuulemisen kanssa Energiavirasto järjestää kuulemisen siirtopalvelujen hinnoittelun kertoimista, alennuksista ja kausitekijöistä. Kuuleminen järjestetään 16. huhtikuuta ja 16. kesäkuuta 2025 välisenä aikana. Kuultua menetelmää sovelletaan vuoden 2026 alusta alkaen. Alla oleva kuva 1 esittää viitehintamenetelmäkuulemisen aikataulun TAR NC -asetuksen artiklan 27 mukaisesti. Tämä kuuleminen koskee viitehintamenetelmää, jota ehdotetaan sovellettavaksi Suomessa vuoden 2026 alusta alkaen. Energiavirasto tekee lopullisen päätöksen viitehintamenetelmästä lokakuun alkuun mennessä. Kuuleminen sisältää suuntaa antavat viitehinnat (vuosikapasiteettituotteen hinta) havainnollistamaan, miten valittava viitehintamenetelmä vaikuttaa viitehintoihin eri skenaarioissa. Myös suuntaa antava tehomaksu on osa kuulemistä. Vuoden 2025 viimeisellä kvartaalilla julkaistaan TAR NC:n artiklan 30 mukaisesti asiakirja lopullisista tariffeista ja lopulliset tariffit julkaistaan 30.11.2025 mennessä, kuten alla olevassa kuvassa esitetään. Selvytyden vuoksi todetaan, että vuoden 2025 viimeisellä neljänneksellä ei järjestetä erillistä kuulemistä tariffikertoimista, alennuksista ja kausitekijöistä sen jälkeen, kun Energiavirasto on järjestänyt ja avannut kuulemisen 16. huhtikuuta 2025.



Kuva 1 Viitehintamenetelmäkuulemisen aikataulu.

Gasgrid Finland pyytää kaikkia asianosaisia esittämään mielipiteensä ja kommenttinsa tästä kuulemisasiakirjasta sähköpostitse osoitteisiin customerservice@gasgrid.fi ja kirjaamo@energiavirasto.fi viimeistään 16. kesäkuuta 2025 klo 23.59 EEST. Vastaanotetut lausunnot ja niiden tiivistelmät julkaistaan tariffiverkkosäännön mukaisesti Gasgrid Finlandin verkkosivuilla kuukauden kuluttua kuulemisen päättymisestä. Mikäli lausunto pitää sisällään luottamuksellista tietoa, pyydämme toimittamaan vastauksistanne myös julkaistavaksi soveltuvan version, joka ei sisällä luottamuksellista tietoa

Samanaikaisesti tämän kuulemisen käynnistämisen kanssa Gasgrid Finland lähettää kuulemisen ACER:lle. Kahden kuukauden kuluessa kuulemisen päättymisestä ACER julkaisee analyysinsä johtopäätökset, jotka ovat julkisesti saatavilla.

Samanaikaisesti tämän kuulemisen kanssa Energiavirasto järjestää kuulemisen siirtopalvelujen hinnoittelun kertoimista, alennuksista ja kausitekijöistä. Löydät kuulemismateriaalin Energiaviraston verkkosivuilta. Mielipiteet ja kommentit siirtopalvelujen hinnoittelun kertoimista, alennuksista ja kausitekijöistä tulee esittää Energiavirastolle.

Lisätietoja kuulemismateriaalista ja kuulemismenettelystä antaa Mika Myötyri, Head of Market and Customers, Gasgrid Finland.

Mika Myötyri
mika.myotyri@gasgrid.fi
+358451124515

3 Gasgrid Finland Oy ja Suomen kaasunsiirtojärjestelmä

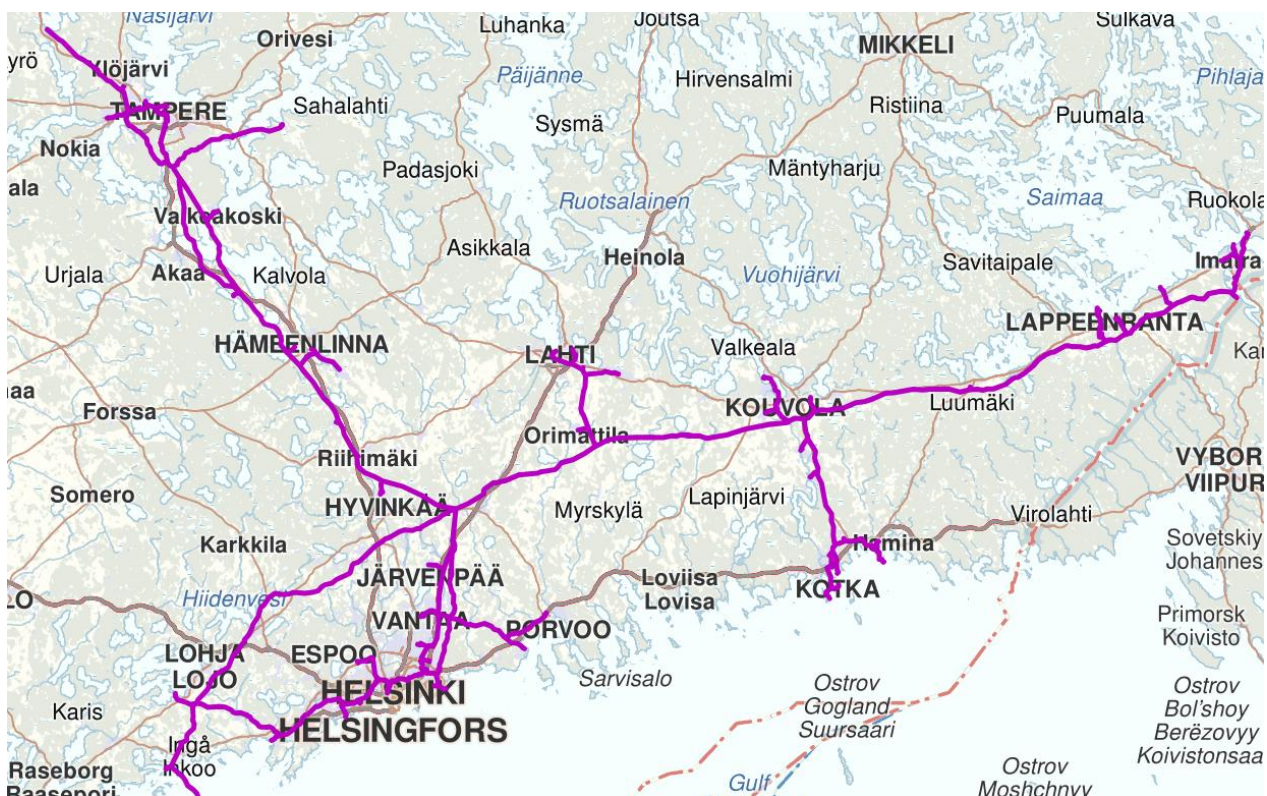
3.1 Gasgrid Finland Oy

Euroopan unionin Suomelle myöntämä derogaatio EU:n lainsäädännön noudattamisesta päättyi Suomen ja Viron välisen Balticconnector-yhdysputken valmistuessa, ja Suomen kaasumarkkinat avattiin kilpailulle 1.1.2020.

Lisätietoja Gasgrid Finlandista löytyy verkkosivuiltamme: www.gasgrid.fi

3.2 Suomen kaasunsiirtojärjestelmä

Maaliskuussa 2025 Suomen kaasunsiirtojärjestelmässä on 8 syöttöpistettä. Balticconnector-yhteenliitännäspiste Suomen ja Viron välillä on ainoa tällä hetkellä käytössä oleva rajat ylittävä syöttöpiste Suomen kaasunsiirtojärjestelmässä, sillä Imatran syöttöpisteestä Venäjän ja Suomen välillä ei ole toimitettu kaasua toukokuusta 2022 lähtien. Balticconnectorin lisäksi Inkoossa ja Haminassa on kaksi nesteytetyn maakaasun (LNG) terminaalia ja 5 biokaasulaitosta, joista 4 on kytketty siirtojärjestelmään ja 1 jakeluverkkoon.



Kuva 2. Suomen kaasunsiirtojärjestelmä.

- 1) Imatran kompressoriasema
 - 2 kaasukäyttöistä kompressoriyksikköä (kolmas 10 MW yksikkö poistettu käytöstä 2025)
 - akseliteho 5 MW kullakin yksiköllä

- siirtokapasiteetti: 250 000 m³/h kullakin yksiköllä
- 2) Kouvola kompressoriasema
 - 2 kaasukäyttöistä kompressoriyksikköä (kolmas 10 MW yksikkö poistettu käytöstä 2025)
 - akseliteho 5 MW kullakin yksiköllä
 - siirtokapasiteetti: 350 000 m³/h kullakin yksiköllä
- 3) Mäntsälän kompressoriasema
 - 2 kaasukäyttöistä kompressoriyksikköä
 - akseliteho 6,4 MW kullakin yksiköllä
 - siirtokapasiteetti: 300 000 m³/h kullakin yksiköllä
- 4) Inkoon kompressoriasema
 - Sähkömoottorilla toimiva kompressor
 - akseliteho 6,4 MW
 - siirtokapasiteetti: 300 000 m³/h

Suomen kaasunsiirtoverkoston pituus on noin 1 256 km. Suurin osa putkilinjoista on maaputkilinjoja, mutta noin 39 km on meriputkea (Balticconnector). Halkaisijaltaan erikokoisten putkien pituudet on esitetty taulukossa 1 alla:

Taulukko 1. Suomen kaasujärjestelmän putkilinjojen pituudet.

DN	Yhteispituus [km]
≤200	219
250 - 400	359
500	388
700	167
900 - 1000	123
Total	1256

Putket on suurimmaksi osaksi valmistettu teräksestä, ja niistä suurin osa on pinnoitettu polyeteenillä. Putkiverkko sisältää korkeapaineputkien lisäksi myös 60 km matalapaineputkea. Kaasuputkien pinnoite suojaa putkia korroosiolta, minkä lisäksi putkissa on katodinen suojausjärjestelmä. Putkiston vanhimmat osat otettiin käyttöön vuonna 1974. Putkista 80 % voidaan tarkastaa sisäisesti

Siirtoverkosto sisältää myös Paldiskista meren pohjaa pitkin Inkooseen kulkevan putken, joka on Gasgrid Finlandin ja Viron sähkö- ja kaasunsiirtoverkon haltijan Elering AS:n yhteisomistuksessa. Yhdysputki on kahdensuuntainen.

Siirtoverkostossa on venttiiliasemia 8–32 km:n välein. Asemat on varustettu varmuuskatkaisimilla, joilla voidaan katkaista kaasun virtaus ja vapauttaa se putken osasta nk. ulospuhalluksella. Venttiiliasemia on yhteensä 166, joista yhteensä 40 on etäohjattuja.

Gasgrid Finlandilla on oma tiedonsiirtojärjestelmänsä, jonka linkkiasemat välittävät verkon käyttö-, valvonta ja hälytystiedot Kouvolaan jatkuvasti miehitettyyn keskusvalvomoon.

Siirtoverkkojärjestelmä sisältää myös paineenvähennysasemia. Asemat sijaitsevat asiakasrajapinnassa lähellä asiakkaiden jakeluputkia tai kaasun käyttökohteita. Paineenvähennysasemat säättävät kaasun paineen asiakkaalle sopivalle tasolle. Siirretyn kaasun määrä myös mitataan paineenvähennysasemilla.

Kaasu hajustetaan ennen toimitusta asiakkaille. Erityistapauksissa kaasu voidaan toimittaa myös hajustamattomana, mutta siihen vaaditaan Turvallisuus- ja kemikaaliviraston (TUKES) lupa.

Maakaasun lisäksi Suomen kaasunsiirtoverkkoon syötetään uusiutuvaa biokaasua viidestä eri suomalaisesta biokaasulaitoksesta.

Tuleva kehitys

Gasgrid Finlandilla on pitkän tähtäimen investointisuunnitelma (LTIP) Suomen kaasujärjestelmän kehittämiseksi. Suunnitelma ohjaa siirtoverkon ylläpitoa ja tulevia investointeja. Päivittämällä ja noudattamalla investointisuunnitelmaa Gasgrid Finland pystyy hallitsemaan verkon kustannuksia ja varmistamaan siirtoverkon omaisuuden asianmukaisen elinkaaren hallinnan.

Pitkän tähtäimen investointisuunnitelma varmistaa ikääntyvän infrastruktuurin jatkuvan ylläpidon. Tarvittavat ylläpitoinvestoinnit suunnitellaan huolellisesti, päivitetään pitkän aikavälin investointisuunnitelmaan ja aikataulutetaan tuleville vuosille. Suomen kaasunsiirtoverkko on ollut toiminnassa vuodesta 1974. Siirtoverkon suunnittelussa keskitytään olemassa olevan infrastruktuurin ylläpitoon. Turvallinen, luotettava ja kustannustehokas kaasunsiirto on verkon kehittämistä ohjaava keskeinen tavoite.

Gasgrid Finland poistaa käytöstä kaksi kompressoriasemaa vuoden 2025 aikana, yhden 10 MW yksikön Imatralla ja toisen 10 MW yksikön Kouvolassa.

Gasgrid Finland arvioi, että puhtaiden kaasujen osuus Suomen kaasunsiirtojärjestelmässä, mukaan lukien biokaasu ja e-metaani, kasvaa 20–30-kertaiseksi vuoteen 2030 mennessä.

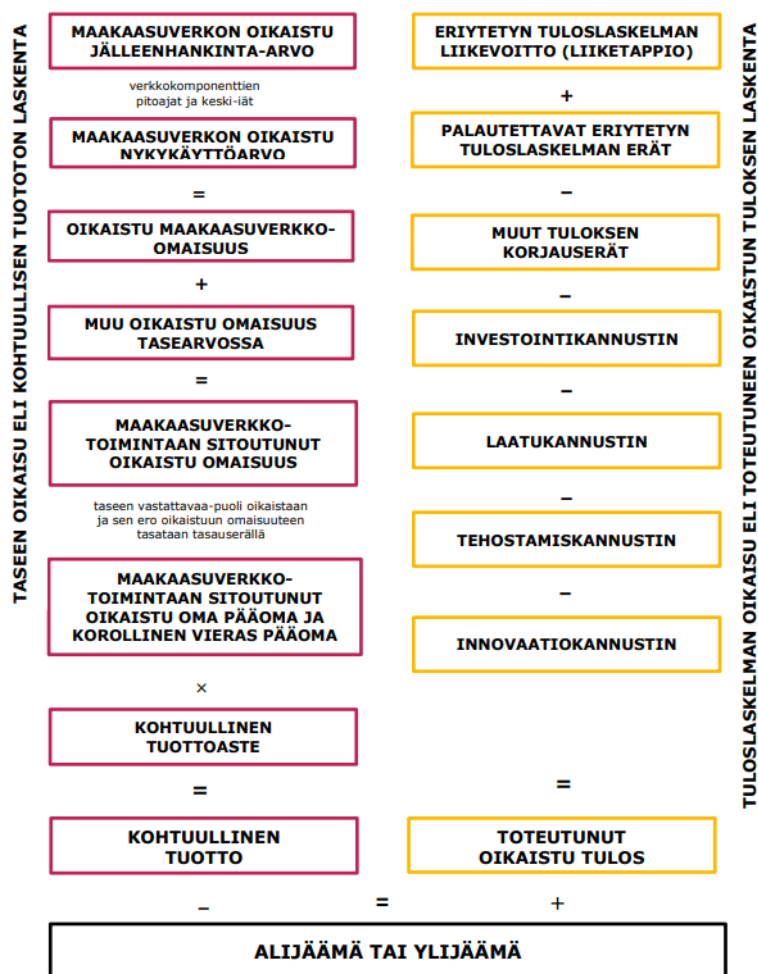
Vedyn ja kaasun hiilestä irtautumista koskeva paketti, joka koostuu direktiivistä (EU) 2024/1788 ja asetuksesta (EU) 2024/1789, hyväksyttiin toukokuussa 2024. Uudistetut kaasumarkkinasäännöt julkaistiin EU:n virallisessa lehdessä 15. heinäkuuta ja ne tulivat voimaan 20 päivää myöhemmin. Paketti päivittää kaasudirektiivissä 2009/73/EY ja kaasuasetuksessa 715/2009 asetetut EU:n kaasumarkkinoiden säännöt. Se tuo myös uuden sääntelykehyksen omistetulle vetyinfrastruktuurille. EU-mailla on vuoden 2026 puoliväliin asti aikaa saattaa uudet säännöt osaksi kansallista lainsäädäntöä. Kun ne on saatettu osaksi kansallista lainsäädäntöä, ne helpottavat uusiutuvien ja vähähiilisten kaasujen, mukaan lukien vety, käyttöönottoa samalla kun ne varmistavat energian toimitusvarmuuden ja kohtuuhintaisuuden kaikille EU:n kansalaisille. Osana hyväksyttyä asetusta se tuo alennuksia uusiutuville ja vähähiilille kaasuille. Ottaen huomioon Gasgrid Finlandin tavoitteen edistää puhtaiden kaasumarkkinoiden kehitystä, alennusten ehdotetaan olevan sovellettavissa syöttöpiesteisiin, joissa uusiutuvaa tai vähähiilistä kaasua syötetään Suomen kaasujärjestelmään, 1. tammikuuta 2026 alkaen.

Gasgrid on ehdottanut uuden siirtopalvelujen hinnoittelukomponentin, tehomaksun, käyttöönottoa 1. tammikuuta 2026 alkaen. Muutoksella siirtotariffimallissa ei olisi vaikutusta siirtoverkonhaltijan kohtuulliseen tuottoon. Kaasun kulutusprofiili on muuttunut merkittävästi viime vuosina. Energiantuotannossa käytetään kaasua nyt pääasiassa kulutushuippujen aikana. Teollisuuden loppukäyttäjät puolestaan tarvitsevat kaasua tasaisemmin ympäri vuoden. Riippumatta verkon käyttäjien kaasunkäyttöprofiilista, kaasunsiirtoinfrastruktuuri on kaikkien osapuolten käytettävissä ympäri vuoden, ja järjestelmän siirtokapasiteettia ylläpidetään kulutushuippujen tarpeiden täyttämiseksi. Nykyisellä kulutukseen perustuvien kapasiteetti- ja hyödykemaksujen kaasunsiirtotariffimallilla teollisuuden loppukäyttäjät kantavat yhä suuremman osan kaasunsiirtokustannuksista, mikä aiheuttaa haasteen verkon käyttäjien tasapuoliselle

4 Kohtuullinen tuotto ja muut keskeiset taloudelliset tiedot

4.1 Valvontamenetelmä

Energiavirasto on Suomen kansallinen sääntelyviranomainen. Energiavirasto valvoo kaasun siirtoliiketoiminnan kohtuullista hinnoittelua. Valvontamenetelmänä käytetään Energiavirastossa viranomaisvalmisteluna laadittuja laskentaperusteita Gasgrid Finlandin liiketoiminnan kohtuulliselle tuotolle (kuva 3 alla). Kuvan 3 vasemmalla puolella on esitetty taseen oikaisemisen eli kohtuullisen tuottoasteen laskemisen menetelmät. Oikealla puolella on puolestaan esitetty tuloslaskelman oikaisemisen eli oikaistun tuloksen laskemisen menetelmät.



Kuva 3. Valvontajakson 2024–2027 valvontamenetelmä.

Energiavirasto tekee valvontakauden 2024-2027 valvontapäätöksessään yhteenvedon valvontakauden toteutuneista oikaistuista liikevoitoista vahvistetun valvontamenetelmän ja Gasgrid Finlandin toimittamien valvontatietojen perusteella. Tästä summasta vähennetään samojen vuosien kohtuulliset tuotot, jolloin tuloksena saadaan valvontajakson yli- tai alijäämä. Jos koko valvontajakson aikana kertyneet toteutuneet oikaistut liikevoitot alittavat kohtuullisen tuoton, Gasgrid Finlandilla on alijäämää. Jos koko valvontajakson aikana kertyneet toteutuneet oikaistut liikevoitot ylittävät kohtuullisen tuoton, Gasgrid Finlandilla on ylijäämää.

Jos toteutunut oikaistu liikevoitto ylittää valvontajakson kohtuullisen tuoton vähintään 5 %:lla, ylijäämästä on maksettava korkoa. Korkoprosenttina käytetään kyseisen valvontajakson kohtuullisten pääomakustannusten keskiarvoa. Sääntelyviranomaisen ottaa ylijäämälle mahdollisesti kertyvän koron huomioon, kun se päättää yli- tai alijäämän siirtämisestä seuraavalle valvontajaksolle. Viranomaisen päätöksessä otetaan myös huomioon edelliseltä valvontajaksolta mahdollisesti siirretyt yli- tai alijäämät.

4.2 Tulot ja kohtuullinen tuotto valvontajaksolla 2024–2027

Edellisen sääntelykauden 2020–2023 alijäämä on -31,3 M€. Siirto- ja muiden kuin siirtopalvelujen todelliset ja odotetut tulot on esitetty alla olevassa taulukossa 2.

Taulukko 2. Gasgrid Finlandin toteutuneet ja arvioidut tulot [M€].

	2024	2025 (arvio)	2026 (arvio)	2027 (arvio)
Nettotulot	83,7	83,0	94,6	100,0
Siirtopalvelut	83,7	83,0	94,6	100,0
Muut kuin siirtopalvelut	-	-	-	-

Yhteenvedo siirto- ja muiden palveluiden odotetusta kohtuullisesta tuotosta (sallittu tuotto) on esitetty taulukossa 3:

Taulukko 3. Toteutunut ja arvioitu kohtuullinen tuotto [M€].

2024	2025	2026 (arvio)	2027 (arvio)
54,7	53,1	46,5	45,1

Gasgrid Finlandin kohtuullinen tuotto perustuu sen omaisuuden arvoon (kuten Gasgrid Finlandin kaasuinfrastruktuuriin, IT-järjestelmiin jne.) ja kansallisen sääntelyviranomaisen määrittämiin keskimääräisiin pääomakustannuksiin (WACC, %). Kansallinen sääntelyviranomaisen määrittää tulevan vuoden WACC-prosentin Q4 aikana. Arvioidut kohtuulliset tuotot perustuvat tähän WACC-ennusteeseen. Kohtuullinen tuotto kerätään siirtopalveluista kerättävillä tariffeilla.

Gasgrid Finlandin arvioidut tulot (=nettotulot) vuodelle 2026 ovat noin 94,6 M€. Merkittävin tulonlähde on kapasiteettimaksuista kerätyt tulot. Vuoden 2026 kohtuullinen tuotto on noin 46,5 M€. Tämä on laskettu sääntelymenetelmän mukaisesti ja kuvaa voittoa euroina määrässä, jonka Gasgrid voi ansaita säännellyllä liiketoiminnallaan. Valvontamenetelmässä kuvataan yksityiskohtaisesti oikaistun tuoton laskentamekanismi. Arvioitu siirtopalveluiden liikevaihto ja kohtuullinen tuotto eivät ole keskenään verrannollisia, vaan siirtopalveluiden liikevaihdosta vähennetään mm. operatiiviset kustannukset sekä tehdään erinäiset valvontamenetelmän mukaiset oikaisut, kuten kannustinvaikutusten huomioiminen. Kohtuullinen tuotto lasketaan kertomalla oikaistu tase WACC-

prosentilla. Kertynyt ylijäämä on tasoitettava seuraavan valvontakauden aikana, ja kertynyt alijäämä voidaan kerätä seuraavan valvontakauden aikana sääntelymenetelmän periaatteiden mukaisesti.

5 Suomen, Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden välinen ITC-sopimus

Suomen, Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijat ottivat 1.1.2020 käyttöön yhteisen alueellisen syöttötariffivöhykkeen. Tariffivöhykkeen tavoitteena on edistää rajat ylittävää kauppaa ja syventää markkinoiden välistä integraatiota. Yhteisellä syöttötariffivöhykkeellä on kaksi tasealuetta – Suomen tasealue sekä Viron ja Latvian yhteinen tasealue.

5.1 ITC-mekanismin toimintaperiaatteet

Alueellinen syöttötariffivöhyke toimii seuraavien periaatteiden mukaan:

- Maahantuontipisteissä on yhtenäiset, yhdessä päätetyt syöttötariffit.
- Viron ja Latvian rajalla ei tehdä kapasiteettivaroja.
- Implisiittinen kapasiteetinjakso Balticconnector-yhteenliitännäspisteessä (FI–EE), ei maksuja kapasiteetista (kaksi tasealuetta yhteisellä tariffivöhykkeellä).

Tariffien asettamisen periaatteet:

- Jokainen maa soveltaa omalta osaltaan samaa viitehintamenetelmää, eli postimerkkihinnoittelua.
- Syöttöpisteiden viitehintaa asetetaan tehdyn vertailuanalyysin avulla
- Syöttötariffien osalta sovelletaan samoja standardikapasiteettituotteiden kertoimia
- Kansallisen markkinan ottopisteiden ja ulkoisten yhteenliitännäspisteiden ottotariffit asetetaan kansallisella tasolla.
- ITC-mekanismin mukaisesti kerättyjä tuloja käsitellään siirtopalveluiden tuloina, jotka vähentävät ottopisteiden kautta kerättävien siirtopalveluiden tulojen osuutta.

ITC-mekanismin periaatteet:

- Riittävän yksinkertainen toteuttaa: hyödyttää yhteisellä tariffialueella sekä kaasun käyttäjiä että myyjiä
- Syöttökapasiteettituottein kerättäviä tuloja käsitellään virtuaalisena tulokorina.
- Alueen kaasuvirtoja tukevien kompressorisyksiköiden muuttuvia kustannuksia kompensoidaan virtuaalisesta tulokorista.
- Jäljelle jäävä syöttötulokori jaetaan kuukausittain (muuttuvien kustannusten korvaamisen jälkeen) ITC-osuuksien mukaan, jotka määräytyvät kunkin markkinan loppukulutuksen mukaan suhteessa Suomen, Viron ja Latvian yhteenlaskettuun kaasun loppukulutukseen (rajat ylittäviä virtoja ei oteta huomioon)
- Kunkin maan osuus syöttötuloista arvioidaan etukäteen perustuen edellisvuoden kaasunkäyttöön. Tulot täsmäytetään kalenterivuoden jälkeen toteutuneisiin, mitattuihin kaasumääriin (validoidut mittarilukemat).

Yhteisen tariffivöhykkeen ja ITC-sopimuksen kattamat syöttöpisteet ovat (maaliskuussa 2025):

- Suomi: Inkoo LNG:n syöttöpiste
- Suomi: Hamina LNG:n syöttöpiste
- Latvian ja Liettuan välinen raja: Kiemenain yhteenliitännäspiste
- Kolmansien maiden syöttöpisteet

Yhteisen tariffivöhykkeen syöttöpisteistä kerätyt tulot jaetaan siirtoverkonhaltijoiden kesken

Kerätyt tulot syöttöpisteistä jaetaan ITC-mekanismissa maiden kansallisen loppukulutuksen mukaan. Teoreettisena esimerkkinä, jos esimerkiksi 100 % kaasusta tulisi tariffivöhykkeelle Kiemenain syöttöpisteen kautta, Gasgrid Finland ei saisi lainkaan syöttötuloja ilman ITC-sopimusta, koska Balticconnector-yhdysputken käytöstä ei kerätä tariffia. Jos oletetaan, että Suomen osuus alueen kokonaiskaasunkulutuksesta on 60 % ja Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden osuudet ovat 20 %, kerätyistä syöttötuloista 60 % jaettaisiin Gasgrid Finlandille. Huom. esimerkin luvut eivät kuvaa alueen todellista tilannetta.

ITC-sopimuksessa sovittu mekanismi jakaa kertyneet syöttötulot uudelleen siten, että Suomen markkinaosapuolet eivät joudu korvaamaan muiden markkina-alueiden alueellisten virtojen kustannuksia. Syöttökapasiteettituotteiden varauksista kertyvät tulot allokoidaan sille maalle, jossa kaasu otettiin pois kaasujärjestelmästä kulutukseen. Se osa tuotosta, jota ei kerätä syöttötulona, kerätään kansallisesti ottotariffeilla ottovöhykkeeltä. Syöttökapasiteetin viitehinta ja -kertoimet harmonisoidaan Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden kanssa, ja näillä tariffeilla kerätyt tuotot jaetaan uudelleen kansallisen kulutuksen perusteella. Loput siirtopalvelun tuotoista kerätään ottomaksuista.

Korvauskelpoiset muuttuvat kustannukset

ITC-mekanismissa korvauskelpoiset muuttuvat kustannukset (alueellisten virtojen siirtoverkonhaltijoille aiheuttamat kustannukset) korvataan muuttuvien kustannusten korvausmekanismilla. Siirtoverkonhaltijat saavat vähentää syöttötulokorista sen osuuden muuttuvista kustannuksistaan, joka koskee alueellisten virtojen kustannuksia. Käytännössä se siirtoverkonhaltija, joka käyttää kompressoriasemiaan alueellisen kaasuntarpeen täyttämiseksi, saa korvauksen, koska syöttötulokori jaetaan kunkin maan loppukulutuksen suhteessa vasta sen jälkeen, kun korvauskelpoiset muuttuvat kustannukset on vähennetty syöttötulokorista ja siirtoverkonhaltija saa pitää vähennetyt tulot itsellään.

Teoreettinen esimerkki

Korvauskelpoisten muuttuvien kustannusten vähentämisen periaate kuvataan seuraavassa laskentaesimerkissä seuraavilla oletuksilla. Huom. esimerkissä esitetyt arvot ovat puhtaasti esimerkinomaisia eivätkä vastaa alueen todellisia lukuja.

- Suomen markkinan osuus = 50 %, Viron ja Latvian markkinoiden osuudet = 25 % kukin.
- Syöttöpisteiden kautta kerättävien tuottojen kori on 10 M€ (joka kerätään yllä listatuista syöttöpisteistä)
- Gasgrid Finlandin korvauskelpoiset muuttuvat kustannukset ovat 1 M€, eikä Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoilla ole korvauskelpoisia muuttuvia kustannuksia

1) Korvauskelpoiset muuttuvat kustannukset vähennetään syöttötulojen korista:

$$\text{Syöttötulojen kori jaettavaksi} = 10 \text{ M€} - 1 \text{ M€} = 9 \text{ M€}$$

Suomen siirtoverkonhaltija pitää 1 M€ itsellään.

2) Jäljelle jäänyt syöttötulojen kori jaetaan uudelleen kansallisten markkinoiden osuuksien mukaan:

- Suomen siirtoverkonhaltija: $50 \% \cdot 9 \text{ M€} = 4,5 \text{ M€}$

- Viron siirtoverkonhaltija: $25 \% \cdot 9 \text{ M€} = 2,25 \text{ M€}$
- Latvian siirtoverkonhaltija: $25 \% \cdot 9 \text{ M€} = 2,25 \text{ M€}$

5.2 Syöttötariffien asettaminen

Syöttötariffi on määritetty oikaisemalla EU:n syöttötariffien vertailun tulosta siten, että siinä otetaan huomioon muuttuvat kustannukset. Syöttöpisteillä ei siten sovelleta erillistä hyödyketariffia, vaan virtaukseen perustuvat kustannukset sisältyvät ITC-sopimukseen korvauskelpoisten muuttuvien kustannusten korvaamisen periaatteen kautta. Syöttötariffin määrittämisen tavoitteena on asettaa viitehinta ja kertoimet siten, että syöttötariffi pysyy markkinaosapuolten toiminnan ennakoitavuuden tähden samana usean tariffikauden ajan. Syöttötariffi asetetaan yhdessä Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden ja kansallisten sääntelyviranomaisten kanssa. Syöttökapasiteetin tämänhetkinen viitehinta on 0,14277 €/kWh/päivä/vuosi (= 0,39115 €/MWh). Myös kertoimet harmonisoidaan yhteisellä tariffivöhykkeellä:

Taulukko 4. Syöttökapasiteettituotteiden kertoimet yhteisellä tariffivöhykkeellä.

Kapasiteettituote (syöttö)	Kerroin
Vuosikapasiteetti (viitehinta)	1
Kvartaalikapasiteetti	1,1
Kuukausikapasiteetti	1,25
Päiväkapasiteetti	1,5
Päivänsisäinen kapasiteetti	1,7

5.3 ITC-sopimuksen vaikutus kaasumarkkinaan

Jos ITC-sopimusta ei olisi ja Balticconnector-yhdysputkelle asetettaisiin tariffi, Virosta tulevan kaasun pitäisi olla vähintään Viron siirtoverkonhaltijan asettaman ottotariffin ja Gasgrid Finlandin asettaman syöttötariffin verran halvempaa, jotta se kannattaisi tuoda rajan yli. Tariffi veloitettaisiin rajan molemmilla puolilla. Mitä korkeammat kaasun rajat ylittävän siirron kustannukset ovat, sitä vähemmän kaasua todennäköisesti myydään ja siirretään rajojen yli.

ITC-sopimus neuvotellaan uudelleen, jos toimintaympäristössä tai kaasumarkkinoilla tapahtuu kaasumarkkinoiden tai sopimusvaltioiden kannalta epäsuotuisia muutoksia.

6 Viitehinnan laskentaperiaatteet

Kuten TAR NC:n 26 artiklan 1 kohdan a alakohdan vi alakohdassa todetaan: jos ehdotettu viitehintamenetelmä on muu kuin 8 artiklassa yksityiskohtaisesti kuvattu kapasiteetin mukaan painotettu etäisyysperusteinen viitehintamenetelmä (CWD-menetelmä), sen vertailu viimeksi mainittuun [eli tässä tapauksessa postimerkkihinnoitteluun] sisältyy tähän kuulemiseen.

CWD-menetelmässä veloitetaan oletusarvoisesti vain kapasiteettiin perustuvia tariffeja. Syöttö-ottosuhteen on tässä laskennassa oltava 50/50 tariffiverkkosäännön mukaisesti. Tämä vaatimus tekee CWD-laskennan soveltamisen edellisessä luvussa kuvattuun ITC-sopimukseen mahdottomaksi, koska syöttötariffi on harmonisoitu Viron ja Latvian siirtoviranomaisten kanssa, eikä Balticconnector-yhdysputkella ole tariffia. Siksi CWD-menetelmän ja postimerkkihinnoittelun mukaiset laskelmat tehdään siten, että ITC-sopimuksen vaikutus jätetään huomioimatta ja Suomea arvioidaan omana syöttö-ottoalueenaan – aivan kuten kaikilla rajoilla olisi tariffit eikä ITC-sopimusta olisi. Tämä lähestymistapa mahdollistaa viitehintamenetelmien vertailun vertailukelpoisilla lähtötiedoilla.

Sen lisäksi, että CWD-menetelmää ja postimerkkimenetelmää vertaillaan samalla syöttö-ottosuhteella (50/50), tehdään laskenta postimerkkimenetelmän käytöstä ITC-sopimuksen kanssa ja ilman ITC-sopimusta, jotta ITC-sopimuksen vaikutus pystytään havainnollistamaan. Näissä laskelmissa käytetään lähtöarvona harmonisoitua syöttökapasiteetin viitehintaa. Lähestymistavan avulla voidaan arvioida ITC-sopimuksen vaikutusta ehdotettuun viitehintamenetelmään.

Suomen vuosittainen kaasunkulutusarvio on 14 TWh/vuosi laskelmissa, jota perustuu vuosien 2023 ja 2024 historiallisiin kulutustasoihin sekä Gasgridin arvioihin tulevien vuosien kulutuksesta. Suomen kaasunkulutus on vähentynyt sen jälkeen, kun Suomen kaasumarkkinat avattiin 1. tammikuuta 2020. Ennen energiakriisiä kulutustaso oli noin 25 TWh/vuosi, jonka jälkeen se on laskenut noin arvioidulle vuosikulutustasolle, eikä suuria muutoksia ole odotettavissa tulevien vuosien kulutuksessa. Ottaen huomioon suomalaisten kaasunkäyttäjien ominaisuudet, kulutus voi kuitenkin vaihdella merkittävästi vuosien varrella riippuen energiamarkkinoiden olosuhteista, sääolosuhteista ja vaihtoehtoisten polttoaineiden ja raaka-aineiden hintatasosta.

Tässä kuulemisessa kaikkea kapasiteettia käsitellään kiinteänä kapasiteettina. Balticconnectorissa ei ole lainkaan tariffia, ja sovelletun implisiittisen kapasiteetinjakoperiaatteen mukaan kapasiteetti jaetaan vahvistettujen nominaatioiden perusteella.

6.1 Annualisointikerroin

Syöttö-ottomallissa shippereille tarjotaan vakiokapasiteettituotteita. Viitehintojen määrittelyssä otetaan huomioon lyhyen aikavälin tuotteiden kertoimien vaikutus, koska shipperit eivät varaa ainoastaan vuosikapasiteettituotteita. Kapasiteettituoteportfolion varausten osuudet huomioidaan viitehintojen laskennassa.

Viitehintojen laskennassa käytetyt arvioidut annualisointikertoimet perustuvat asiantuntija-arvioon, jossa on otettu huomioon kaasumarkkinoiden olosuhteet, ja arviointijakson arvioidut tekijät sekä toteutuneisiin kapasiteettivarauksiin perustuvat varausmallit Suomessa (syöttö ja otto) ja yhteisellä syöttötariffialueella ITC-sopimuksen alla, joiden avulla annualisointikertoimet on määritetty erikseen näille kolmelle. ITC-sopimuksen mukaista syöttökapasiteetin annualisointikerrointa käytetään skenaarioissa, joissa ITC-sopimus on mukana, ja muissa skenaarioissa käytetään Suomen syöttökapasiteettivarausten pohjalta määritettyä annualisointikerrointa. Kapasiteettituotteiden kertoimet ovat erilaiset syöttö- ja ottokapasiteettituotteille. Syöttökapasiteetin kertoimet on yhdenmukaistettu ja asetettu ITC-

sopimukseen perustuen ja ottokapasiteettituotteiden kertoimet asetetaan kullekin maalle erikseen kansallisella päätöksellä. Laskennassa käytetyt arvioidut osuudet perustuvat vuosien 2023–2024 historiallisiin varausmalleihin ja Gasgridin arvioihin sekä sovellettuihin kapasiteettituotteiden kertoimiin, jotka on esitetty alla olevassa taulukossa:

Taulukko 5. Kansallisten ja alueellisten kapasiteettivarausten arvioidut osuudet sekä hintakertoimet.

Kapasiteettituote	Osuus, Fi syöttö [%]	Osuus, ITC syöttö [%]	Kerroin, syöttö	Osuus, Fi otto [%]	Kerroin, otto
Vuosi	1 %	38 %	1	36 %	1
Kvartaali	29 %	26 %	1,1	34 %	1,1
Kuukausi	36 %	16 %	1,25	8 %	1,25
Päivä	31 %	16 %	1,5	14 %	2
Päivänsisäinen	4 %	2 %	1,7	8 %	2,5

Esitettyjä arvioituja kapasiteettiosuuksia ja kertoimia on käytetty arvioidun kulutuksen annualisointiin, mikä säättää arvioitua kotimaista kulutusta ja kauttakulkua niin, että lyhytaikaisten kapasiteettituotteiden kertoimet saadaan huomioitua. Jos tätä ei tehtäisi, viitehinnat olisivat liian korkeita, koska kaikkea kapasiteettia ei varata vuosituotteilla kertoimella 1, vaan todellinen varausmalli on yhdistelmä vakiokapasiteettituotteita.

Kaikissa tämän kuulemisen laskelmissa vuosittainen kotimainen kulutusarvio on 14 TWh. Annualisointikerroin ja kauttakulkuvirtausten käsittely (sisältyykö ITC vai ei) vaikuttavat laskennassa käytettyyn vuosittaiseen kaasumäärään. Annualisointikerroin lasketaan seuraavasti:

$$\text{Annualisointikerroin} = \sum(\text{kapasiteettituotteen osuus} * \text{kapasiteettituotteen kerroin})$$

Tuloksena edellä esitetystä kaavasta ja taulukon 5 tiedoista saadaan määritettyä seuraavat annualisointikertoimet, joita käytetään tämän kuulemisen laskennoissa:

Kapasiteetti	Annualisointikerroin
Kansallinen syöttö, Suomi	1,30009
ITC syöttö	1,16675
Otto	1,31114

Ero Suomen kansallisten syöttökapasiteettien ja ITC-syöttökapasiteettien annualisointikertoimien välillä johtuu siitä, että ITC-sopimuksen alueilla alueellisessa varausmallissa vuosituotteiden osuus on suurempi ja lyhytaikaisten tuotteiden osuus pienempi verrattuna kansallisiin syöttökapasiteettivarauksiin. Suomen ottokapasiteetin varausmallissa vuosituotevarausten osuus on suurempi kuin Suomen syöttökapasiteettivarauksissa ja lyhyiden tuotteiden osuus pienempi, mutta korkeammat kertoimet selittävät pienen eron laskettujen Suomen syöttöjen ja ottojen annualisointikertoimien välillä.

7 Kapasiteetin mukaan painotettu etäisyysperusteinen viitehintamenetelmä

Viitehintamenetelmä tarkoittaa viitehintojen johtamiseksi käytettävää menetelmää, jota sovelletaan siihen osaan siirtopalvelujen tuloja, joka on tarkoitus kattaa kapasiteettiin perustuvilla siirtotariffeilla.

TAR NC määrittää CWD:n laskennan ehdot: syöttö-ottosuhteen on oltava 50/50. Tämän vaatimuksen takia CWD-viitehintaa ei voida laskea tapaukselle, jossa ITC-mekanismi on käytössä, koska Suomen harmonisoitu syöttötariffi jää kaikissa olosuhteissa alle 50 %:n. Siksi Gasgrid Finland on laskenut viitehinnan myös tapaukselle "Suomi ei ole mukana missään integraatiossa vaan muodostaa erillisen syöttö-ottoalueen"

Viitehintamenetelmän on oltava Asetuksen (EY) N:o 715/2009 13 artiklan ja seuraavien vaatimusten mukainen:

- a) Viitehintojen laskenta ja tarkat ennusteet ovat shipperien toisinnettavissa.
- b) Menetelmässä huomioidaan siirtopalveluiden tuottamisen todelliset kustannukset ja siirtoverkon monimutkaisuus.
- c) Menetelmän on oltava syrjimätön ja estettävä ristiintukemista esimerkiksi ottamalla huomioon arviot kustannusten allokaatiosta
- d) Menetelmän on varmistettava, ettei erityisesti syöttö-ottojärjestelmän läpi kulkevista siirroista aiheutuvia merkittäviä volyymiriskejä siirretä syöttö-ottojärjestelmän sisäisille loppuasiakkaille.
- e) Menetelmän on varmistettava, etteivät sen mukaisesti määritellyt viitehinnat vääristä rajat ylittävää kauppaa.

7.1 Kapasiteetin mukaan painotetun etäisyysperusteisen (CWD) viitehintamenetelmän kuvaus

CWD-menetelmässä keskeiset kustannusten laskentaan vaikuttavat tekijät ovat etäisyys ja kapasiteetti. Menetelmän logiikan mukaan kustannukset jaetaan verkon syöttö- ja ottopisteille niiden todellisia kustannuksia heijastavalla tavalla, jossa otetaan huomioon pisteen sijainti kaasujärjestelmässä ja kaikkien pisteiden varattu kapasiteetti. CWD-arvojen käyttö pohjautuu "kaasu ei pysy järjestelmässä" -periaatteeseen. CWD-menetelmä lähtee siitä, että kunkin pisteen kohtuullisen kerättävän tuoton tulee olla suhteessa sen osuuteen järjestelmän kapasiteetin kustannuksista.

Kaikkien syöttöpisteiden kokonaiskapasiteetin varaukset (pisteestä järjestelmään syötettävän kaasun määrä) "jaetaan" ottopisteille niiden varattujen kapasiteettiarvojen mukaisessa suhteessa. Koko matka, jonka kaasu virtaa järjestelmässä, voidaan laskea minkä tahansa syöttöpisteen ja kaikkien ottopisteiden välisestä, (varatulla) kapasiteetilla painotetuista etäisyyksistä.

Sama pätee ottopisteisiin: järjestelmästä ulos tulevan kaasun pitäisi olla peräisin jostakin järjestelmän syöttöpisteestä. Siten kaasun siirtoreitin kokonaispituus voidaan laskea kyseisen ottopisteen ja kaikkien syöttöpisteiden välisestä, kapasiteetilla painotetuista etäisyyksistä. Lopuksi lasketaan kaikille syöttö- ja ottopisteille kustannusten mukaiset tariffit, joissa otetaan huomioon, kuinka paljon kaasua järjestelmän sisällä pitäisi kuljettaa kaikkien syöttö- ja ottopisteiden varausten ennakoimien virtausmäärien toteuttamiseksi.

CWD-laskentaprosessi tiivistettynä:

- Kapasiteetin mukaisesti painotettu etäisyyden keskiarvo
 - o Lasketaan kyseisen pisteen ja verkon muiden pisteiden varattujen kapasiteettien suhde
- Kustannusten painotus
 - o Lasketaan kyseisen syöttö- tai ottopisteen osuus kustannuksista
 - o Verrataan tulosta syöttö- tai ottopisteiden kokonaiskustannuksiin
- Syöttö- tai ottopisteille allokoituvat tulot
 - o Kyseisestä syöttö- tai ottopisteestä aiheutuvien kustannusten mukaan saatavissa oleva kokonaistulo
- Syöttö- tai ottopisteen tariffi
 - o Lasketaan kyseisen syöttö- tai ottopisteen viitehinta jakamalla saatavissa oleva kokonaistulo varatun kokonaiskapasiteetin ennusteella

TAR NC -asetuksen 8 artiklan mukaan kapasiteetin mukaan painotetun etäisyysperusteisen viitehintamenetelmän muuttujia ovat:

- a) laskettava siirtopalvelujen tuoton osa, joka on tarkoitus kattaa kapasiteettiin perustuvilla siirtotariffeilla;
- b) ennakoitu sovittu kapasiteetti kussakin syöttökohdassa tai syöttökohtien ryppäässä ja kussakin ottokohdassa tai ottokohtien ryppäässä;
- c) jos syöttökohdat ja ottokohdat voidaan yhdistää asiaankuuluvassa virtausskenaariossa, putkireittien lyhin etäisyys syöttökohdan tai syöttökohtien ryppään ja ottokohdan tai ottokohtien ryppään välillä;
- d) syöttökohtien ja ottokohtien yhdistelmät, kun jotkin syöttökohdat ja jotkin ottokohdat voidaan yhdistää asiaankuuluvassa virtausskenaariossa; ja
- e) syöttö-ottosuhteen on oltava 50/50.

7.2 Teknisen kapasiteetin laskenta

Jokaisen syöttöpisteen, ottopisteen ja ottopisteiden ryppään tekninen kapasiteetti lasketaan. Tekninen kapasiteetti määritellään asetuksessa (EY) N:o 715/2009 seuraavasti: ”teknisellä kapasiteetilla” tarkoitetaan kiinteää enimmäiskapasiteettia, jonka siirtoverkonhaltija voi tarjota verkonkäyttäjille, ottaen huomioon järjestelmän toimivuus ja siirtoverkkoa koskevat toimintavaatimukset.

Suomessa kiinteä kapasiteetti on määritelty markkinaosapuolille vain Balticconnectorin syöttö- ja ottopisteessä, Inkoon LNG-syöttöpisteessä ja Haminan LNG-syöttöpisteessä. Kiinteää kapasiteettia ei julkaista Suomen ottovähytykellä, koska Gasgrid Finland on arvioinut, että markkinaosapuolille on saatavilla runsaasti kapasiteettia eikä sen varaamista ole tarpeen rajoittaa. Gasgrid Finland asettaa kapasiteettia saataville mahdollisimman paljon ottaen huomioon toimitusvarmuuden ja toimintakyvyn.

Syöttöpisteet

Suomen kaasujärjestelmässä on kolme syöttöpistettä, lukuun ottamatta biokaasun syöttöpisteitä ja Imatran syöttöpistettä, jossa ei ole teknistä kapasiteettia. Nämä syöttöpisteet ovat Balticconnector, Inkoon LNG-syöttöpiste ja Haminan LNG-syöttöpiste. Balticconnector on ainoa yhteenliittäjäpiste Suomen kaasujärjestelmässä. Balticconnector on kaksisuuntainen putki.

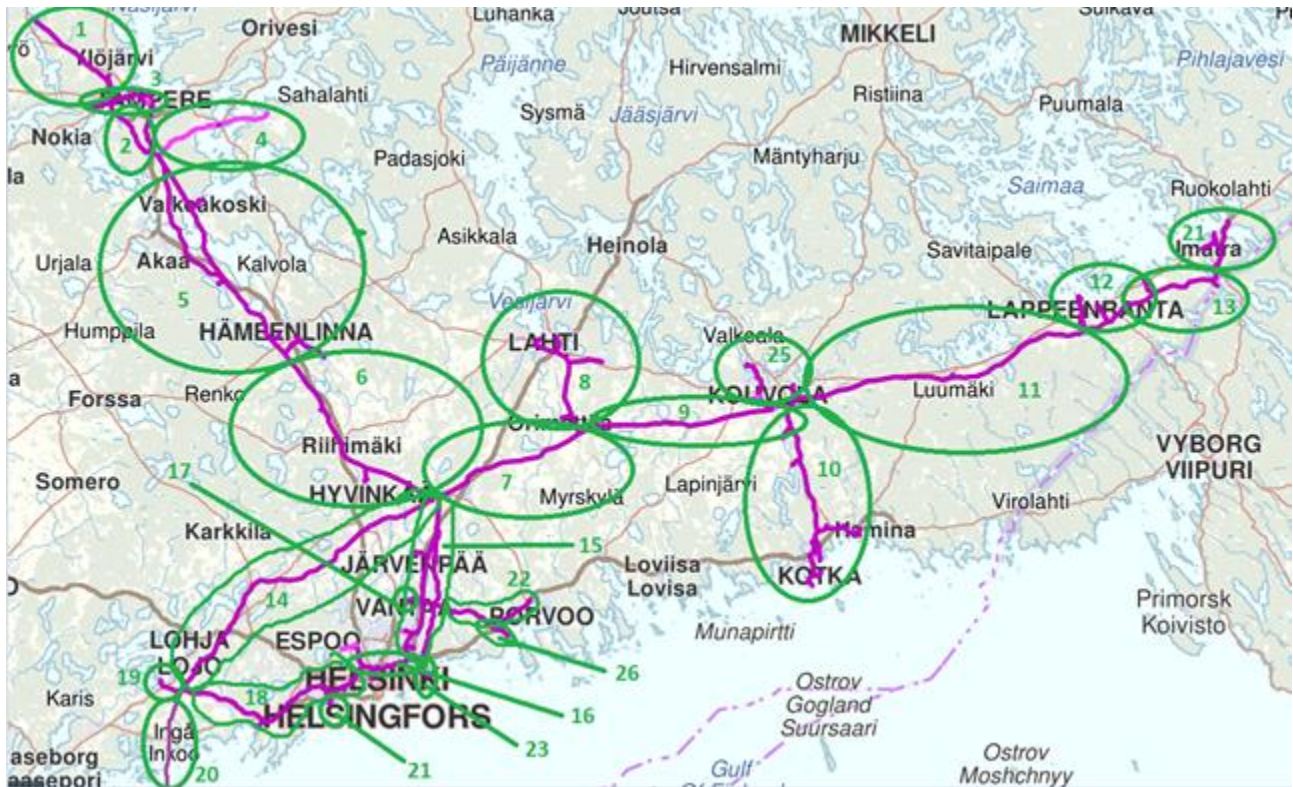
Ottopisteet

Balticconnector on alueen ainoa ottopiste, josta on yhteys vierekkäiseen kaasujärjestelmään. Sen kaasuvirta ottosuuntaan on siis yhtä kuin kauttakulkuvirtaus.

Suomen ottovyöhyke koostuu noin 200 ottopisteestä, joista noin 50 % on suoraan siirtojärjestelmään yhdistettyjä loppuasiakkaita ja 50 % jakeluverkkoon johtavia ottopisteitä ("city-gates"). Kaikki ottopisteet yhdessä muodostavat Suomen ottovyöhykkeen.

Ottopisteet on ryhmitelty 25 ottopisteeseen. Jotkut ryppäät kattavat maantieteellisesti melko laajan alueen, koska ryhmitellyn alueen kulutus on suhteellisen pieni. Ryhmitellyt ottopisteet näkyvät alla olevasta kuvasta. Koska kiinteää kapasiteettia ei ole määritelty ottovyöhykkeellä, ryhmiteltyjen ottopisteiden tekniset kapasiteetit määritellään laskemalla yhteen siirtoverkonhaltijan ja loppupisteen "haltijan" välisessä liittymissopimuksessa sovittu tekninen kapasiteetti. Tällainen lähestymistapa on valittu, koska ottovyöhykkeellä on runsaasti kapasiteettia saatavilla shipperien käyttöön.

Ottopisteet on ryhmitelty ryppäisiin, koska varsin monet Suomen ottopisteistä ovat pieniä. Sen sijaan että kaikki Suomen kotimaiset ottopisteet olisi klusteroitu yhdeksi virtuaaliseksi ottopisteeksi, ottopisteiden ryppäillä katetaan tietty osa Suomen siirtojärjestelmästä (katso kuva 4 alla). Ottopisteiden ryppäät yksinkertaistavat laskentaa. Useimmat ottopisteiden ryppäät ovat putkiston haaroja, mutta niihin sisältyy myös lyhyempiä putkiston osia, joiden tekninen kapasiteetti on suuri, sekä pidempiä putkiston osia, joilla on pienempi tekninen kapasiteetti.



Kuva 4. Balticconnector-yhdysputken ottopiste ja ottopisteiden ryppäät.

Jokaisen syöttö- ja ottopisteen teknisen syöttökapasiteetin osuus koko teknisestä syöttökapasiteetista lasketaan seuraavasti:

$$P_{En_i} = \frac{C_{En_i}}{\sum C_{En}}, \text{ missä}$$

P_{En_i} on syöttöpisteen i suhdekerroin

C_{En_i} on syöttöpisteen i tekninen syöttökapasiteetti

Taulukko 6. Syöttöpisteiden tekniset kapasiteetit ja niiden osuudet.

Syöttöpiste	Suurin tekninen kapasiteetti [MWh/päivä]	Osuus koko teknisestä syöttökapasiteetista [%]
Inkoo LNG syöttö	140 000	64,67
Balticconnector syöttö	70 500	32,56
Hamina LNG syöttö	6 000	2,77

Vastaavasti määritetään ottokapasiteettien osuudet koko teknisestä ottokapasiteetista:

$$P_{Ex_j} = \frac{C_{Ex_j}}{\sum C_{Ex}}, \text{ missä}$$

P_{Ex_j} on ottopisteen j suhdekerroin

C_{Ex_j} on ottopisteen j tekninen ottokapasiteetti

Siirtojärjestelmän klusteroitujen ottopisteiden tekniset kapasiteetit perustuvat siirtoverkonhaltijan ja markkinaosapuolen välisiin sopimuksiin. Teknisten ottokapasiteettien enimmäisarvoja ei ole lueteltu alla sopimusten sisältämien liikesalaisuuksien suojaamiseksi, erityisesti jos ryppäässä on vain rajoitettu määrä ottopisteitä. Sen sijaan alla olevassa taulukossa on lueteltu ottopisteiden suhteelliset osuudet kapasiteetista. Laskennoissa käytetty Balticconnectorin tekninen maksimiottokapasiteetti on 78 000 MWh/päivä perustuen tällä hetkellä tarjottuun tekniseen maksimikapasiteettiin.

Taulukko 7. Ottopisteiden osuudet yhteenlasketusta ottokapasiteetista.

Ottopiste	Osuus
Kyrokoski haara	0,01415944
Nokia haara	0,01158500
Marjamäki - Nokia	0,06816300
Kangasala haara	0,00436736
Hämeenlinna - Marjamäki	0,01765333
Mäntsälä - Hämeenlinna	0,03691431
Leipälänkulma - Mäntsälä	0,00183889
Lahti haara	0,06049943
Kouvola - Leipälänkulma	0,00179292

Kotka haara	0,06707346
Hanhijärvi - Kouvola	0,00496500
Lappeenranta haara	0,03846955
Imatra - Hanhijärvi	0,03642838
Mäntsälä - Pölans	0,00533278
Mäntsälä - Suurmetsäntie	0,05139693
Suurmetsäntie - Vihdintie	0,02707763
Martinlaakso haara	0,02978999
Vihdintie - Djupström - Pölans	0,02531690
Pölans - Kirkniemi	0,02804305
Inkoo - BC offshore	0,14940969
Imatra haara	0,04542055
Porvoo haara	0,00688664
Vuosaari haara	0,09810470
Suomenoja haara	0,04393564
Kuusankoski haara	0,03232766
Kilpilähti haara	0,09304776

7.3 Etäisyyden laskenta (TAR NC 8 artiklan 1 kohdan c alakohta)

CWD-viitehintojen laskeminen edellyttää jokaisen syöttöpisteen ja ottopisteen tai ottopisteiden ryppään välisten etäisyyksien laskemista.

Syöttöpisteitä käsitellään erikseen, mutta ottopisteet on jaettu laskelmissa ryppäisiin. TAR NC:n täytäntöönpanoasiakirjan liitteessä A todetaan, että putkiston lyhin etäisyys mitataan määrittämällä ryppään keskipiste siirtojärjestelmässä. Ottopisteiden ryppäiden keskipisteitä edustavien ottopisteiden sijainnit on määriteltä laskemalla ryppään alueella sijaitsevien yksittäisten ottopisteiden teknisten kapasiteettien mukaan painotettu etäisyys.

Syöttöpisteiden ja ottopisteiden ryppäiden väliset etäisyydet määritellään kapasiteetin painon mukaan. Jokaiselle ottopisteiden ryppäälle määritellään virtuaalinen keskipiste, johon etäisyys syöttöpisteestä mitataan.

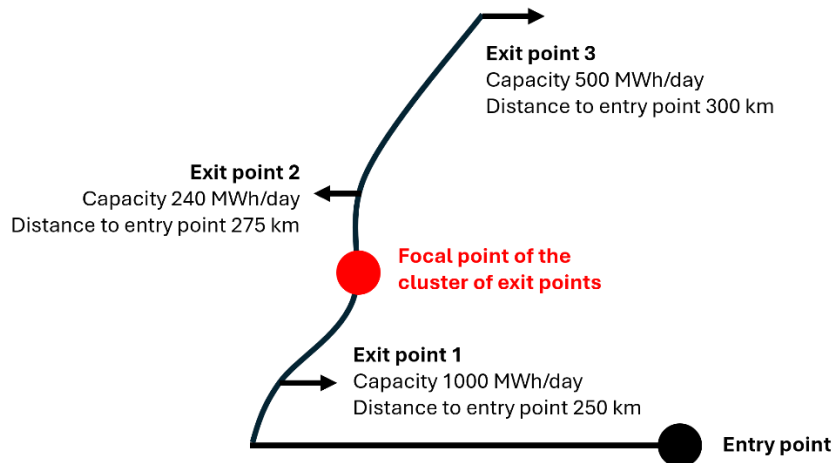
Seuraava kuvitteellinen esimerkki havainnollistaa etäisyyden laskentaa:

Ottopiste	Tekninen kapasiteetti [MWh/päivä]	Etäisyys yhdestä syöttöpisteestä [km]
Ottopiste 1	1 000	250
Ottopiste 2	240	275
Ottopiste 3	500	300

Kapasiteetin mukaan painotettu keskipiste lasketaan seuraavasti yllä olevan tauluko tietoihin perustuen:

$$\text{Kapasiteetilla painotettu keskipiste} = \frac{1000 * 250 + 240 * 275 + 500 * 300}{1000 + 240 + 500} \approx 268 \text{ km}$$

Tasapuolisuuden varmistamiseksi kapasiteetin mukaan painotettu etäisyys lasketaan jokaisen ottopisteiden ryppään painotettuun keskipisteeseen eikä jokaisesta syöttöpisteestä haaran loppuun. Kuten kuvassa 5 on esitetty, keskipiste on lähempänä syöttöpistettä kuin putkihaaran kahden muun ottopisteen välissä sijaitseva ottopiste 2, koska ottopisteen 1 suurempi kapasiteetti ”vetää” keskipistettä lähemmäksi ottopistettä 1 kuin ottopistettä 3.



Kuva 5. Ottopisteiden ryppään keskipisteen määrittäminen.

Kapasiteetin mukaan painotetun keskimääräisen etäisyyden laskenta: Syöttöpisteen ja ottopisteiden ryppään välinen painotettu etäisyys lasketaan määrittämällä putken osasta ottopisteiden ryppään keskipiste.

Kunkin ottopisteen tekninen kapasiteetti kerrotaan etäisyydellä kuhunkin syöttöpisteeseen. Samat laskelmat tehdään jokaiselle ottopisteiden ryppääseen kuuluvalla ottopisteelle. Saatujen arvojen summa jaetaan ryppääseen kuuluvien ottopisteiden teknisten kapasiteettien summalla.

$$\text{Kapasiteetilla painotettu keskietäisyys} = \frac{\sum(\text{tekninen kapasiteetti} * \text{etäisyys})}{\sum(\text{tekninen kapasiteetti})}$$

Kaikkien syöttöpisteiden laskelmat tehdään seuraavasti:

$$AD_{En_i} = \sum P_{Ex_j} * D_{En_i,Ex_j}, \text{ missä}$$

AD_{En_i} kapasiteetin mukaan painotettu keskietäisyys syöttöpisteestä i

P_{Ex_j} on ottopisteen j suhdekerroin

D_{En_i,Ex_j} on syöttöpisteen i etäisyys ottopisteestä j

Taulukko 8. Kapasiteetilla painotetut keskimääräiset etäisyydet jokaisesta syöttöpisteestä kaikkiin ottopisteisiin.

Syöttöpiste	Kapasiteetilla painotettu keskietäisyys [km]
Inkoo LNG syöttö	179
Balticconnector syöttö	179
Hamina LNG syöttö	194

Koska Inkoo LNG syöttöpiste ja Balticconnectorin syöttöpiste sijaitsevat lähellä toisiaan, samaa laskettua kapasiteetilla painotettua keskietäisyyttä käytetään kummallekin syöttöpisteelle laskennoissa yllä esitetyn taulukon mukaisesti.

Kaikkien ottopisteiden laskelmat tehdään seuraavan kaavan mukaisesti:

$$AD_{Ex_j} = \sum P_{En_i} * D_{Ex_j,En_i}, \text{ missä}$$

AD_{Ex_j} on kapasiteetin mukaan painotettu keskietäisyys ottopisteestä j

P_{En_i} on syöttöpisteen i suhdekerroin

D_{Ex_j,En_i} on ottopisteen j etäisyys syöttöpisteestä i

Taulukko 9. Kapasiteetilla painotetut keskietäisyydet jokaisesta ottopisteestä kaikkiin syöttöpisteisiin.

Ottopiste	Kapasiteetilla painotettu keskietäisyys [km]
Kyrokoski haara	314
Nokia haara	294
Marjamäki - Nokia	287
Kangasala haara	290
Hämeenlinna - Marjamäki	250
Mäntsälä - Hämeenlinna	198
Leipälänkulma - Mäntsälä	153
Lahti haara	212
Kouvola - Leipälänkulma	218
Kotka haara	270
Hanhijärvi - Kouvola	262
Lappeenranta haara	327
Imatra - Hanhijärvi	334
Mäntsälä - Pölans	79
Mäntsälä - Suurmetsäntie	144
Suurmetsäntie - Vihdintie	126
Martinlaakso haara	124
Vihdintie - Djupström - Pölans	103
Pölans - Kirkniemi	68
Inkoo - BC offshore	8
Imatra haara	369
Porvoo haara	173
Vuosaari haara	143
Suomenoja haara	111
Kuusankoski haara	241
Kilpilahti haara	174

7.4 Kunkin syöttö- ja ottopisteen painokertoimen ja tavoitellun kapasiteettitariffien kerättävän tulon määrittäminen

Kunkin syöttö- ja ottopisteen painokerroin on sen teknisen kapasiteetin ja keskimääräisen etäisyyden tulon sekä kaikkien syöttöpisteiden (tai vastaavasti ottopisteiden) näiden tulojen summan suhde.

$$W_{En_i} = \frac{C_{En_i} * AD_{En_i}}{\sum C_{En_i} * AD_{En_i}}, \text{ missä}$$

W_{En_i} on syöttöpisteen i painokerroin

$$W_{Ex_j} = \frac{C_{Ex_j} * AD_{Ex_j}}{\sum C_{Ex_j} * AD_{Ex_j}}, \text{ missä}$$

W_{Ex_j} on ottopisteen j painokerroin

Kun jokaisen syöttö- ja ottopisteen painokertoimet ovat tiedossa, kultakin pisteeltä kerättävä osuus siirtopalveluiden tulosta lasketaan kertomalla kaikista syöttöpisteistä (tai vastaavasti ottopisteistä) kerättävä kokonaistulo kyseisen syöttöpisteen (tai vastaavasti ottopisteen) painokertoimella seuraavasti:

$$R_{En_i} = W_{En_i} * R_{En}, \text{ missä}$$

R_{En_i} on syöttöpisteestä i kerättävä tulo

$$R_{Ex_j} = W_{Ex_j} * R_{Ex}, \text{ missä}$$

R_{Ex_j} on ottopisteestä j kerättävä tulo

Laskennan tuloksena saadaan syöttö- ja ottopisteistä kerättävät tulot.

7.5 Kunkin syöttö- ja ottopisteen viitehinnan määrittäminen

Viitehinta lasketaan jakamalla syöttö/ottopisteestä kerättävä tulo pisteen ennustetulla kapasiteetilla seuraavasti:

$$T_{En_i} = \frac{R_{En_i}}{FC_{En_i}}, \text{ missä}$$

T_{En_i} on viitehinta syöttöpisteessä i

FC_{En_i} on ennustettu kapasiteettivaraus syöttöpisteessä i

$$T_{Ex_j} = \frac{R_{Ex_j}}{FC_{Ex_j}}, \text{ missä}$$

T_{Ex_j} on viitehinta ottopisteessä j

FC_{Ex_j} on ennustettu kapasiteettivarausta ottopisteessä j

Kotimaisten ottopisteiden ennustettu kapasiteettivarausten määrä perustuu ottoryppäiden keskimääräisiin kaasunkulutusarvoihin vuosina 2023 ja 2024 sekä ennustettuun Suomen vuosittaiseen kaasunkulutukseen, joka on 14 TWh/vuosi. Vuosien 2023 ja 2024 tietojen sekä Gasgridin arvioiden perusteella ottotariffien laskennassa on käytetty 70/30 jakoa Suomen loppukulutuksen (70 % / 14 TWh/vuosi) ja Balticconnectorin ottovirtausten (30 % / 6 TWh/vuosi) välillä ennustettuna kapasiteettivarauksena. Tämä arvio johtaa 20 TWh:n kokonaisottosummaan vuodessa Suomen loppukulutuksen ja Balticconnectorin ottovirtausten välillä.

Syöttöpisteiden osalta arvioitu 20 TWh/vuosi arvo on jaettu Suomen kaasunsiirtojärjestelmän kolmen (3) syöttöpisteen kesken vuosien 2023 ja 2024 toteumien sekä Gasgridin arvioiden perusteella siten, että 78 % / 15,6 TWh/vuosi tuodaan Inkoon LNG-terminaalista, 20 % / 4 TWh/vuosi tuodaan Balticconnectorista ja jäljellä olevat 2 % / 0,4 TWh/vuosi tuodaan Haminan LNG-terminaalista.

Arvioitu kokonaistulo, joka kerätään kapasiteettitariffeilla, on 68,8 M€. Koska syöttö/ottojako on tässä laskelmassa 50/50 kapasiteettitariffeilla kerättävien tulojen osalta, tämä tarkoittaa, että 34,4 M€ kerätään syöttötariffeista ja 34,4 M€ ottotariffeista.

Taulukko 10. Arvioitu virtausskenaario CWD laskentaa varten.

Syöttöpiste	Arvioitu osuus kaikista syötöistä
Inkoo LNG syöttö	78 %
Balticconnector syöttö	20 %
Hamina LNG syöttö	2 %
Ottopiste	Arvioitu osuus kaikista otoista
Ottovyöhyke (Suomen kulutus)	70 %
Balticconnector otto	30 %

Arvioitujen syöttökapasiteetin osuuksien perusteella, jotka on esitetty yllä olevassa taulukossa, syöttöjen kokonaismäärän ollessa 20 TWh/vuosi, joka kotimaisten syöttöjen annualisointikertoimen soveltamisen jälkeen johtaa 26 001 752 MWh määrään ja 34,4 M€ tuloilla, jotka kerätään kaikista syötöistä. Syöttöpisteiden viitehinnat ovat seuraavat:

Taulukko 11. Syöttöpisteiden viitehinnat CWD laskentaan perustuen.

Syöttöpiste	Syöttötariffi [€/kWh/day/year]	Syöttötariffi [€/MWh]
Inkoo LNG syöttö	0,39940	1,09425
Balticconnector syöttö	0,78440	2,14903
Hamina LNG syöttö	0,72387	1,98320

Arvioitujen ottokapasiteettiosuuksien perusteella kullekin ottopisteiden ryppäälle, 30/70 jaolla Balticconnectorin ottovirtausten ja kotimaisen loppukulutuksen välillä, 20 TWh/vuosi kokonaismäärällä, joka Suomen ottokapasiteetin annualisointikertoimen soveltamisen jälkeen on 26 222 800 MWh ja 34,4 M€ kerättävällä tulolla kaikista otoista, ottopisteiden tai ottopisteiden ryppäiden viitehinnat ovat seuraavat:

Taulukko 12. Ottopisteiden viitehinnat CWD laskentaan perustuen.

Ottopiste	Ottotariffi [€/kWh/päivä/vuosi]	Ottotariffi [€/MWh]
Kyrokoski haara	2,7981	7,6661
Nokia haara	5,5055	15,0835
Marjamäki - Nokia	1,2727	3,4868
Kangasala haara	1,0710	2,9342
Hämeenlinna - Marjamäki	0,7263	1,9900
Mäntsälä - Hämeenlinna	0,4729	1,2956
Leipälänkulma - Mäntsälä	0,5076	1,3908
Lahti haara	2,9912	8,1950
Kouvola - Leipälänkulma	0,4801	1,3152
Kotka haara	0,8656	2,3716
Hanhijärvi - Kouvola	1,4218	3,8953
Lappeenranta haara	8,2534	22,6120
Imatra - Hanhijärvi	0,6209	1,7012
Mäntsälä - Pölans	0,3808	1,0434
Mäntsälä - Suurmetsäntie	1,6942	4,6418
Suurmetsäntie - Vihdintie	0,2671	0,7317
Martinlaakso haara	1,4063	3,8528
Vihdintie - Djupström - Pölans	0,4022	1,1020
Pölans - Kirkniemi	0,6478	1,7748
Inkoo - BC offshore	0,0105	0,0289
Imatra haara	2,5221	6,9098
Porvoo haara	0,8135	2,2286
Vuosaari haara	0,5024	1,3763
Suomenoja haara	0,6890	1,8876
Kuusankoski haara	0,4656	1,2756
Kilpilahti haara	0,1938	0,5308

CWD-menetelmässä kustannustekijöitä ovat arvioitu kulutus syöttö- ja ottopisteissä, tekninen kapasiteetti ja etäisyys syöttö- ja ottopisteiden välillä. Suomen kaasujärjestelmän ominaisuudet heijastuvat viitehintoihin. Kotitalousasiakkaiden määrä on rajallinen ja keskittynyt muutamille alueille. Teollisuuden kaasunkäyttäjät luovat tasaisen peruskäytön Suomen kaasunsiirotjärjestelmään ja energiantuotannon loppukäyttäjät aiheuttavat kulutuksen vaihtelua ja ajoittain merkittäviä kulutushuippuja. Yhdessä teollisuuden ja energiantuotannon kulutussektorit kattavat suurimman osan Suomen kaasunkulutuksesta. Alle kymmenen suurinta loppukäyttäjää kattavat suuren osan vuosittaisesta kokonaiskulutuksesta. Ottovöhykkeellä, jossa on suuri tekninen kapasiteetti mutta suhteellisen pieni kulutus, CWD-menetelmä tuottaa kohtuuttomia viitehintoja tietyille ottopisteille. Suurimman ja pienimmän viitehinnan välinen ero muodostuu suureksi CWD-viitehinalaskentamenetelmällä.

8 Postimerkkiviitehintamenetelmä (TAR NC artikla 26 (1)(a))

Postimerkkiviitehintamenetelmä on Suomen markkinoille ehdotettu viitehintamenetelmä, joka on tällä hetkellä käytössä oleva viitehintamenetelmä. Postimerkkimenetelmässä on yksi sama viitehintaa kaikille syöttöpisteille ja yksi sama hinta kaikille ottopisteille. Tarvittavat lähtöarvot ovat kohtuullinen tuotto ja oletetut kapasiteettivaraukset. Syöttö- ja ottopisteiden viitehintaa saadaan jakamalla syöttö- ja ottotariffein kerättävä tavoitetulo syöttö- ja ottopisteiden oletetulla varatulla kokonaiskapasiteetilla. Postimerkkimenetelmässä ei oteta sijaintia tai teknistä kapasiteettia huomioon, vaan viitehintaa on sama jokaisessa syöttö- ja ottopisteessä. Postimerkkimenetelmä on yksinkertainen menetelmä viitehintojen määrittelyyn.

Postimerkkiviitehintamenetelmässä viitehintaa syöttö- ja ottopisteille määritetään seuraavalla tavalla:

$$\text{Viitehintaa, syöttö} = \frac{\text{Syöttöpisteistä kerättävä tulo}}{\text{Varattu syöttökapasiteetti}}$$

$$\text{Viitehintaa, otto} = \frac{\text{Ottopisteistä kerättävä tulo}}{\text{Varattu ottokapasiteetti}}$$

Suomi on osa yhteistä syöttötariffivyoheyttä Viron ja Latvian kanssa, mikä tarkoittaa, että ITC-sopimuksen mukaisesti syöttötariffit ovat samat kaikille alueen syöttöpisteille. Balticconnectorin kapasiteetista ei myöskään peritä tariffia, ja Balticconnectorin kapasiteetti jaetaan implisiittisellä kapasiteetinjakomekanismilla.

Ehdotettu tariffimalli on jatkaa postimerkkihybridimallin soveltamista yhteisellä syöttötariffivyoheykkeellä Viron ja Latvian kanssa ITC-sopimuksen ollessa voimassa (tapaus 1). Vertailun vuoksi lasketaan myös kaksi muuta mallia, joista yksi on postimerkkimenetelmä ilman yhteistä syöttötariffivyoheyttä ja ilman ITC-sopimusta, mutta jälkikäteen jaetulla syöttö-ottojaolla siten, että syöttöosuus antaa tulokseksi koordinoitun harmonisoidun syöttötariffin 0,14277 €/kWh/päivä/vuosi havainnollistamaan ITC-sopimuksen vaikutusta viitehintaan (tapaus 2). Toinen malli on postimerkkimenetelmä etukäteen jaetulla syöttö-ottojaolla 50/50 ilman yhteistä syöttötariffivyoheyttä Viron ja Latvian kanssa ja ilman ITC-sopimusta CWD- ja postimerkkilaskelmien vertailua varten (tapaus 3).

Taulukko 13. Postimerkkiviitehintamenetelmän laskelmissa käytettävät lähtöarvot.

Arvioitu vuotuinen kapasiteettitariffeista kerättävä tulo	68 800 000 €
Vuotuinen kaasun loppukäyttö Suomessa	14 000 000 MWh
Kauttakulkuvirtaus Suomesta Viroon (Balticconnector otto)	6 000 000 MWh

Taulukko 14. Ottovyoheykkeen kapasiteettivarausten arvioidut osuudet perustuen 2023 ja 2024 toteumiin ja Gasgridin asiantuntija-arvioihin.

Kapasiteettituote (Ottovyoheyke, Fi)	Osuus [%]	Kerroin
Vuosi	36	1
Kvartaali	34	1,1
Kuukausi	8	1,25
Päivä	14	2
Päiviänsisäinen	8	2,5

$$\text{Annualisointikerroin} = \sum(\text{kapasiteettituotteen osuus} * \text{kapasiteettituotteen kerroin})$$

Annualisointikerroin ottokapasiteettituotteille perustuen vuosien 2023 ja 2024 toteumiin ja Gasgridin asiantuntija-arvioihin on 1,31114

Taulukko 15. Syöttökapasiteettituotteiden osuudet perustuen 2023 ja 2024 toteumiin ja Gasgridin arvioihin.

Kapasiteettituote (Syöttö, Fi)	Osuus [%]	Kerroin
Vuosi	1	1
Kvartaali	29	1,1
Kuukausi	36	1,25
Päivä	31	1,5
Päviänsisäinen	4	1,7

Annualisointikerroin syöttökapasiteettituotteille Suomessa kansallisille varauksille perustuen vuosien 2023 ja 2024 toteumiin ja Gasgridin asiantuntija-arvioihin on 1,30009

Kapasiteettituote (Syöttö, ITC)	Osuus [%]	Kerroin
Vuosi	38	1
Kvartaali	26	1,1
Kuukausi	16	1,25
Päivä	16	1,5
Päviänsisäinen	2	1,7

Annualisointikerroin alueellisille syöttökapasiteettituotteille ITC-sopimuksen alle kuuluvien alueiden osalta perustuen vuosien 2023 ja 2024 toteumiin ja Gasgridin asiantuntija-arvioihin on 1,16675

8.1 Postimerkkiviitehintamenetelmän laskentatapa 1 – ITC sopimuksen kanssa (ehdotettu menetelmä)

Tapaus 1 on nykyisin käytössä oleva ja ehdotettu tariffilaskentamalli. Tässä mallissa syöttötulot kerätään ITC-sopimuksen mukaisesti. Tässä mallissa Balticconnectorin ottovirtaus ei vaikuta tuloihin, koska Balticconnectorissa ei ole tariffia ja syöttötulot jaetaan uudelleen kunkin maan kaasunkulutuksen mukaan. Laskelmissa käytetään vuosittaista loppukulutusarviota 14 TWh. Kunkin kapasiteettituotteen osuus otetaan huomioon käyttämällä annualisointikerrointa seuraavasti:

$$\text{Annualisoitu käyttö} = \text{Ennustettu käyttö} * \text{annualisointikerroin}$$

$$\text{Annualisoitu syöttö} = 14\,000\,000 \text{ MWh} * 1,16675$$

$$\text{Annualisoitu otto} = 14\,000\,000 \text{ MWh} * 1,31114$$

Taulukko 16. Tapauksessa 1 käytettävät annualisoidut syöttö- ja ottomäärät.

Annualisoitu syöttö	16 334 479	MWh
Annualisoitu otto	18 355 960	MWh

Syöttökapasiteetin viitehinta on tässä tapauksessa harmonisoitu ITC-sopimuksen mukaisesti ja on 0,14277 €/kWh/päivä/vuosi. Siirtopalveluiden loput kapasiteettitariffeista kerättävät tulot kerätään ottotariffeilla. Arvioitu siirtopalveluista kerättävä vuositulo on 68,8 M€. Näillä oletuksilla laskenta antaa seuraavat tulokset:

Taulukko 17. Postimerkkiviitehintamenetelmän tapaukselle 1 lasketut tulot ja viitehinnat.

Tapaus 1 - ITC sopimus		
Syöttötulot	6 389 243	€
Ottotulot	62 410 757	€
Tulot yhteensä	68 800 000	€
Syöttöviitehint	0,14277	€/kWh/day/year
Ottoviitehint	1,24101	€/kWh/day/year
Viitehinnat yhteensä	1,38378	€/kWh/day/year

8.2 Postimerkkiviitehintamenetelmän laskentatapaus 2 – Ilman ITC sopimusta, syöttöhint

Tässä tapauksessa 2 arvioidut virtausmäärät ovat samat kuin tapauksessa 1, mutta ITC-sopimus ei ole voimassa, mikä tarkoittaa, että syöttötariffit kerätään arvioitujen kapasiteettivarausten perusteella sen sijaan, että syöttökapasiteettivarausten tulot jaettaisiin uudelleen kansallisen kulutuksen perusteella. Syöttö- ja ottokapasiteettimaksuja sovelletaan myös Balticconnectorissa tapauksessa 2. Koska tässä tapauksessa 2 tariffit kerätään kaikkien syöttö- ja ottovarausten perusteella, arvioitu syöttö- ja ottovirta ennen annualisointia on 20 TWh/vuosi, kun arvioidut Balticconnectorin virtausmäärät otetaan huomioon.

$$\text{Annualisoitu syöttö} = 20\,000\,000 \text{ MWh} * 1,30009$$

$$\text{Annualisoitu otto} = 20\,000\,000 \text{ MWh} * 1,31114$$

Taulukko 18. Tapauksessa 2 käytettävät annualisoidut syöttö- ja ottomäärät.

Annualisoitu syöttö	26 001 752	MWh
Annualisoitu otto	26 222 800	MWh

Tapauksen 2 laskenta antaa seuraavat tulokset:

Taulukko 19. Postimerkkiviitehintamenetelmän tapaukselle 2 lasketut tulot ja viitehinnat.

Tapaus 2 - Ilma ITC sopimusta		
Syöttötulot	10 170 603	€

Ottotulot	58 629 397	€
Tulot yhteensä	68 800 000	€
Syöttöviitehint	0,14277	€/kWh/day/year
Ottoviitehint	0,81607	€/kWh/day/year
Viitehinnat yhteensä	0,95884	€/kWh/day/year

Kauttakulkuvirtauksen huomioiminen kasvattaa syöttökapasiteetin viitehinnalla kerättyä syöttötuloja. Se vähentää ottotariffeilla kerättävää ottotuottoa hieman, mikä puolestaan laskee ottokapasiteetin viitehintaa tapaukseen 1 verrattuna.

8.3 Postimerkkiviitehintamenetelmän laskentatapa 3 – ilman ITC sopimusta ja syöttö/otto jakosuhte 50/50

Tapauksessa 3 käytetään samoja syöttö- ja ottomääriä kuin tapauksessa 2, mutta tulot jaetaan tasan syöttö- ja ottopisteiden välillä. Samoja oletuksia ITC-sopimuksesta ja kaikista syöttö- ja ottopisteistä arvioitujen varausten perusteella kerätyistä tuloista käytetään myös kuten tapauksessa 2, mutta syöttöviitehintaa ei ole kiinnitetty 0,14277 €/kWh/päivä/vuosi kuten tapauksessa 2.

Taulukko 20. Tapauksessa 3 käytettävät annualisoidut syöttö- ja ottomäärät.

Annualisoitu syöttö	26 001 752	MWh
Annualisoitu otto	26 222 800	MWh

Postimerkkiviitehintamenetelmän laskenta antaa tapaukselle 3 seuraavat tulokset:

Tapaus 3 - Ilman ITC sopimusta, 50-50 syöttö-otto jako		
Syöttötulot	34 400 000	€
Ottotulot	34 400 000	€
Tulot yhteensä	68 800 000	€
Syöttöviitehint	0,48289	€/kWh/day/year
Ottoviitehint	0,47882	€/kWh/day/year
Viitehinnat yhteensä	0,96171	€/kWh/day/year

8.4 Asetuksen 30 artiklan 1 kohdan b alakohdan v alakohdan mukaiset tiedot

Tässä kohdassa on laskettu kapasiteetti-hyödykesuhde, syöttö-ottosuhte sekä järjestelmän sisäisen ja järjestelmien välisen käytön suhde kaikille kolmelle edellisissä kohdissa esitetyille tapaukselle.

Kapasiteetti-hyödykesuhde tarkoittaa erittelyä kapasiteettiin perustuvilla siirtotariffeilla kerättyihin tuloihin ja hyödykkeeseen perustuvilla siirtotariffeilla kerättyihin tuloihin ja se lasketaan seuraavalla tavalla:

$$\text{Kapasiteettiosuus} = \frac{\text{Kapasiteettitulo}}{\text{Siirtopalveluista kerättävä kokonaistulo}} * 100 \%$$

$$\text{Hyödykeosuus} = \frac{\text{Hyödyketulo}}{\text{Siirtopalveluista kerättävä kokonaistulo}} * 100 \%$$

Kapasiteetti-hyödykesuhde	Kapasiteetti	Hyödyke
Tapaukset 1 - 3	95 %	5 %

Otto-syöttösuhde tarkoittaa erittelyä kapasiteettiin perustuvilla siirtotariffeilla kaikista syöttöpisteistä kerättäviin tuloihin ja kapasiteettiin perustuvilla siirtotariffeilla kaikista ottopisteistä kerättäviin tuloihin ja se lasketaan seuraavalla tavalla:

$$\text{Syöttöosuus} = \frac{\text{Syöttötulo}}{\text{Kapasiteettitariffeista kerättävä kokonaistulo}} * 100 \%$$

$$\text{Otto - osuus} = \frac{\text{Ottotulo}}{\text{Kapasiteettitariffeista kerättävä kokonaistulo}} * 100 \%$$

Taulukko 21. Kolmen postimerkkimenetelmän mukaisen tapauksen syöttö-ottosuhteet.

Otto-syöttösuhde	Syöttö	Otto
Tapaus 1	9,3 %	90,7 %
Tapaus 2	14,8 %	85,2 %
Tapaus 3	50 %	50 %

Järjestelmän sisäisen ja järjestelmien välisen käytön suhde tarkoittaa erittelyä järjestelmän sisäisestä verkon käytöstä otto- ja syöttöpisteissä kerättyihin tuloihin ja järjestelmien välisestä verkon käytöstä otto- ja syöttöpisteissä kerättyihin tuloihin.

Taulukko 22. Järjestelmän sisäisen ja järjestelmien välisen käytön suhteet kolmessa postimerkkimenetelmällä lasketussa tapauksessa.

Järjestelmän sisäisen ja järjestelmien välisen käytön suhde	Sisäinen	Kauttakulkuvirtaus
Tapaus 1	100 % *	0 % *
Tapaus 2	70 %	30 %
Tapaus 3	70 %	30 %

* ITC-mekanismi jakaa syöttötariffein kerättävät tulot kunkin maan kansallisen kulutuksen perusteella. Siksi yhteisen tariffialueen siirtoverkonhaltijat eivät kerää tuloja järjestelmien välisistä virroista.

8.5 Postimerkkimenetelmän mukaan laskettujen tapauksen yhteenveto

Taulukko 23. Postimerkkimenetelmän mukaan laskettujen tapauksen yhteenveto.

	Tapaus 1 - ITC	Tapaus 2 – ei ITC	Tapaus 3 – ei ITC 50/50 jako	yksikkö
Syöttötulot	6 389 243	10 170 603	34 400 000	€

Ottotulot	62 410 757	58 629 397	34 400 000	€
Tulot yhteensä	68 800 000	68 800 000	68 800 000	€
Syöttöviitehint	0,14277	0,14277	0,48289	€/kWh/day/year
Ottoviitehint	1,24101	0,81607	0,47882	€/kWh/day/year
Viitehinnat yhteensä	1,38378	0,95884	0,96171	€/kWh/day/year

8.6 Ehdotetun viitehintamenetelmän 7 artiklan mukainen arviointi

Gasgrid Finland esittää postimerkkimenetelmän käytön jatkamista Viron ja Latvian kanssa yhteisellä syöttötariffialueella ja ITC-sopimuksella ("hybridipostimerkkimenetelmä").

Tässä kohdassa arvioidaan esitettyä viitehintamenetelmää, eli postimerkkimenetelmää, TAR NC:n vaatimusten valossa.

- Postimerkkimenetelmässä shipperit voivat toistaa viitehintojen laskennan ja ennusteet. Postimerkkimenetelmä on yksinkertainen: kustannuksiin vaikuttavat tekijät ovat kapasiteettivarausten ennuste ja kapasiteettitariffeilla kerättävät siirtopalvelun tulot.
- Postimerkkimenetelmä mahdollistaa CWD-menetelmää paremman tariffien ennustettavuuden, vaikka vuosittainen kulutus voi vaihdella merkittävästi suomalaisten kaasunkäyttäjien ominaisuuksien vuoksi. CWD-menetelmällä yksittäisen käyttökohteen kaasun käytön lopettaminen voi nostaa samassa haarassa toimivien muiden käyttäjien viitehintoja merkittävästikin.
- Postimerkkimenetelmässä huomioidaan siirtopalveluiden tuottamisen todelliset kustannukset ja siirtojärjestelmän ominaispiirteet. Suomen kaasujärjestelmään on liitetty muutamia suuria kaasunkäyttäjiä, jotka kattavat merkittävän osan kaasun vuosikulutuksesta Suomessa. Etäisyydet ovat verraten suuria. Suomen eteläosat, joissa siirtojärjestelmä sijaitsee, ovat melko harvaan asuttuja verrattuna moneen muuhun Euroopan maahan. Ottovyöhykkeellä on potentiaalia siirtää huomattavasti suurempia määriä kaasua kuin tällä hetkellä. Suuri tekninen kapasiteetti ja kaasun kulutuksen pieneneminen ovat tekijöitä, jotka nostaisivat viitehinnat CWD-menetelmällä kohtuuttoman suuriksi joillekin suomalaisille kaasunkäyttäjille, mikä todennäköisesti vähentäisi kaasun käyttöä ja kasvattaisi viitehintoja entisestään. Tällä olisi kaasumarkkinan elinvoimaa heikentävä vaikutus.
- Suomi, Viro ja Latvia muodostavat yhteisen syöttötariffivyöhykkeen, jossa vyöhykkeen syöttötariffit on yhdenmukaistettu. Kaikissa tariffialueen maissa postimerkkimenetelmää käytetään kansallisesti siten, että tulot, joita ei kerätä yhdenmukaistetuilla syöttötariffeilla, kerätään kansallisella tasolla vahvistetuilla ottokapasiteettitariffeilla. Suomen, Viron ja Latvian siirtoverkonhaltijoiden välinen ITC sopimus jakaa kerätyt syöttökapasiteettituotteilla kerätyt tulot uudelleen kunkin tariffialueen maan kaasun loppukulutuksen perusteella. Ehdotetulla menetelmällä varmistetaan, että tuloksena olevat viitehinnat eivät estä tai vääristä rajat ylittävää kauppaa yhteisessä tariffialueessa. ITC-sopimuksen vuoksi Balticconnectorissa ei ole lainkaan tariffia, mikä edistää ja helpottaa rajat ylittävää kauppaa.
- Postimerkkimenetelmä ITC-sopimuksen kanssa varmistaa, ettei syöttö-ottojärjestelmän läpi kulkevista siirroista aiheutuvia merkittäviä volyymiriskejä siirretä syöttö-ottojärjestelmän sisäisille loppuasiakkaille. Kauttakuluvirtauksesta saatavat tuotot jaetaan ITC-sopimuksen nojalla uudelleen sille siirtoverkonhaltijalle, jonka alueella kaasu kulutetaan. Alueellisesta kaasuvirrasta aiheutuvat kompensoinnin piiriin kuuluvat muuttuvat kustannukset korvataan ITC-mekanismin periaatteiden mukaisesti. Kauttakuluvirtaus Suomen kaasujärjestelmän läpi (yhteisen tariffivyöhykkeen sisällä) on yhtä suuri kuin virtaus Balticconnectorin ottopisteen kautta. ITC-mekanismi kompensoi alueellisesta virtauksesta aiheutuvat muuttuvat kustannukset siten, että se siirtoverkonhaltija, jonka kaasuinfrastruktuuria käytetään kaasun siirtämiseen maasta toiseen

yhteisen tariffialueen sisällä, saa korvauksen. Yhteisen tariffivyöhykkeen markkina-alue on loppukäyttäjämarkkina, minkä johdosta ITC-sopimuksen periaatteet syöttökapasiteettituottein kerättävä syöttötulokori jaetaan kunkin maan loppukulutuksen perusteella, jolloin esimerkiksi Latviasta Liettuaan siirrettävät kaasumäärät eivät nosta Latvian osuutta syöttötulokorin uudelleenjaossa.

- Postimerkkimenetelmä mahdollistaa ottovyöhyke-periaatteen soveltamisen ja kaasun maahantuonnin sieltä, mistä se on halvinta. Mikäli ottopisteille määritettäisiin CWD-menetelmällä erisuuruiset viitehinnat, shipperin tulisi varata ottokapasiteetti kullekin ottopisteelle erikseen johtuen erisuuruista hinnoista. Erisuuruiset siirtomaksut syöttökapasiteetin osalta johtaisivat myös siihen, että välttämättä ei ole mahdollista hankkia kaasua sieltä, mistä se olisi halvinta.

9 Tehomaksu

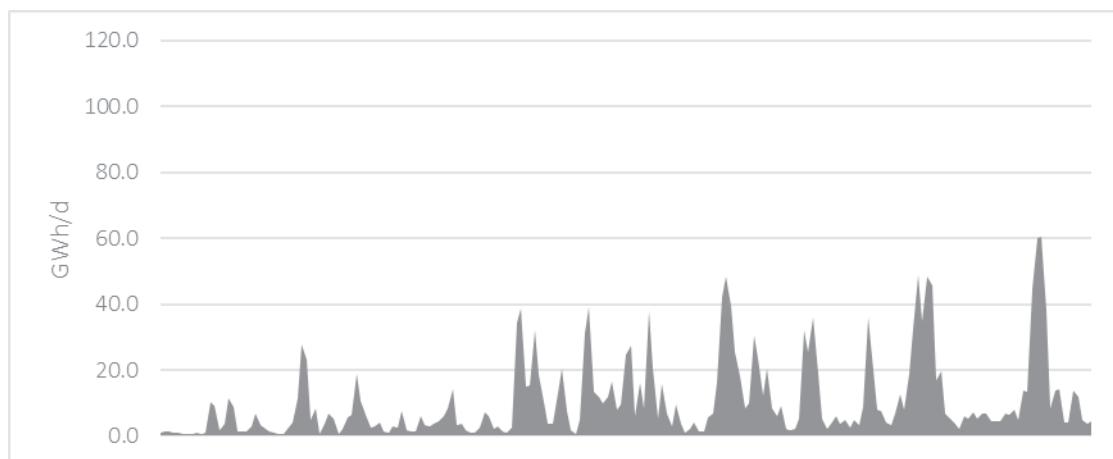
Gasgrid esittää, että nykyiseen kapasiteetti- ja hyödykemaksuun perustuvaan kaasunsiirron tariffimalliin lisätään uusi komponentti, niin kutsuttu tehomaksu, joka on suunniteltu perustuvan liittymissopimuksessa sovittuun liittymätehoon, joka on sovittu liittyvän osapuolen (joko siirtoverkon loppukäyttäjä tai jakeluverkonhaltija) ja Gasgrid Finlandin välillä.

Tehomaksu olisi osa siirtopalveluiden tariffimallia, eikä tehomaksun lisääminen itsessään vaikuttaisi kaasunsiirron kohtuullisen tuoton tasoon, mikä määräytyy edelleen Energiaviraston valvontamenetelmän mukaisesti.

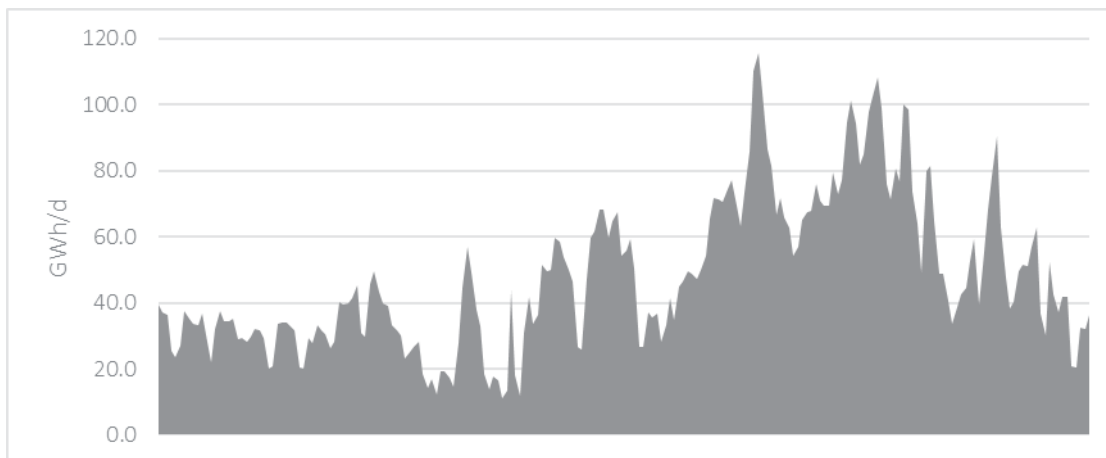
9.1 Nykyisen kaasunsiirron tariffimallin haasteet

9.1.1 Nykyinen tariffimalli suosii ennustamattoman kulutuksen omaavia verkonkäyttäjiä

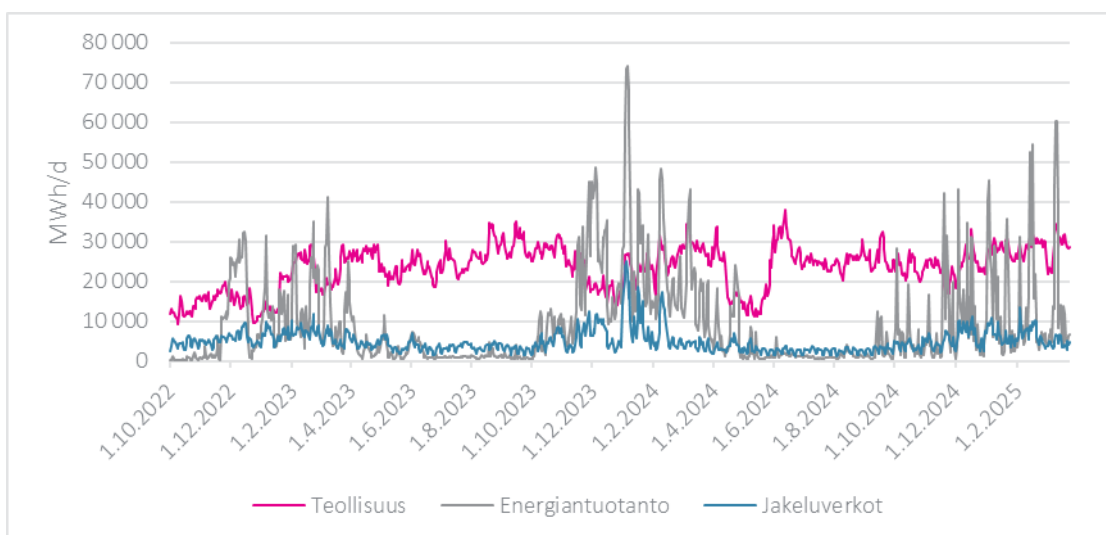
Energiantuotannon kaasun käyttöprofiili on muuttunut merkittävästi viimeisten vuosien aikana. Energiantuotanto käyttää kaasua nykyisin enää lähinnä huippukulutustilanteissa (kuvat 6 ja 7), jolloin kaasun käyttö on vähäistä suuren osan vuodesta (kuva 8). Teolliset loppukäyttäjät puolestaan tarvitsevat kaasua merkittävästi tasaisemmin ympäri vuoden. Riippumatta verkonkäyttäjien kaasun käyttöprofiilista, kaasun siirtoinfrastruktuuri on kaikkien toimijoiden käytettävissä ympäri vuoden ja järjestelmän siirtokapasiteettia ylläpidetään huippukysynnän tarpeet mahdollistaen. Nykyisen kaasunsiirron tariffimallin perustuessa kulutusperusteisiin kapasiteetti- ja hyödykemaksuihin, yhä suureneva osuus kaasun siirtokustannuksista kohdistuu teollisten loppukäyttäjien maksettavaksi, aiheuttaen haasteen verkonkäyttäjien tasapuoliselle kohtelulle.



Kuva 6. Kaasun siirtomäärä energiantuotannossa talvikautena 24/25.



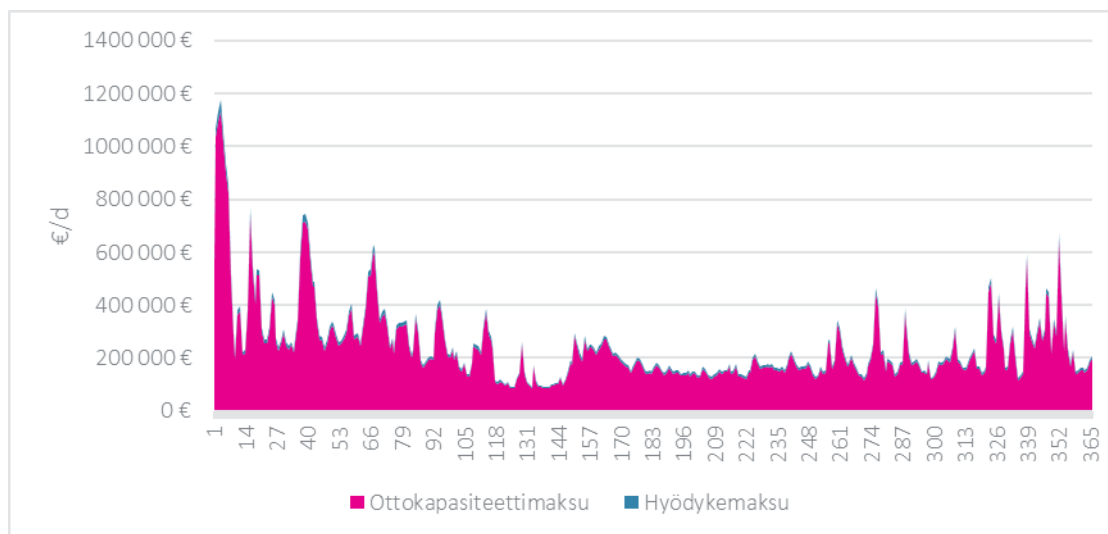
Kuva 7. Kaasun siirtomäärä energiantuotannossa talvikautena 20/21.



Kuva 8. Kaasun siirtomäärä segmenteittäin.

9.1.2 Ennustamaton siirtotuotteiden käyttö aiheuttaa haasteita ali- ja ylijäämän tuoton hallinnoimiselle

Energiantuotanto vaikuttaa päivittäisellä tasolla kaasunsiirron liikevaihtoon merkittävästi (kuva 9). Sääriippuvan ja energiamarkkinan tarpeiden mukaan vaihtelevan energiantuotannon ajaminen ja kaasun siirtokapasiteetin varaaminen tyypillisesti vain lyhyellä ennakkoarvioajalla lyhyiden kapasiteettituotteiden kautta hankaloittaa kaasun siirtotarpeen ja siten sopivan tariffitasen ennustamista tulevaisuuteen sallitun tuoton saavuttamiseksi.



Kuva 9. Mallinnettu ottovyöhykkeen päivittäinen liikevaihto nykyisellä tariffimallilla, perustuen esimerkivuoteen 2024.

Ali- ja ylijäämäisen tuoton hallinnoimiseksi vaihtoehtoina ovat: 1) viitehintojen korottaminen nykyisessä tariffimallissa, mikä edelleen lisäisi teollisuussektorin osuutta siirtokustannuksista; tai 2) tariffimallin muuttaminen tasapuolisemmaksi erilaisten verkonkäyttäjien välillä niin kutsutun tehomaksukomponentin avulla.

9.2 Tehomaksu osana kaasunsiirron tariffimallia

Nykyisin käytössä oleva kaasunsiirron tariffimalli perustuu Suomen ottovyöhykkeellä kahteen komponenttiin: ottokapasiteettituotteisiin, jotka veloitetaan varattujen kapasiteettituotteiden hintojen mukaisesti, ja hyödykemaksuun, joka veloitetaan siirretyn kaasumäärän mukaisesti. Tehomaksu olisi uusi täydentävä komponentti, joka yhdessä ottokapasiteettituotteiden ja hyödykemaksun kanssa muodostaisi jatkossa kaasunsiirron tariffimallin.

Siirtoverkonhaltijan sallittuun tuottoon siirtotariffimallin muutoksella ei olisi vaikutusta. Tehomaksun tarkoituksena on lisätä siirtopalvelujen tuoton ennustettavuutta ja verkonkäyttäjien tasapuolista kohtelua tilanteessa, jossa kaasun kysyntä on vaikeasti ennustettavaa.

Siirtoverkon loppukäyttäjien osalta tehomaksu perustuisi käyttöpaikkojen liittymätehoon. Tehomaksu veloitettaisiin kunkin käyttöpaikan shipperiltä samaan tapaan kuin kapasiteettituotteet ja hyödykemaksut nykyisellään. Tehomaksu säilyisi kiinteänä vuoden ajan, mutta tehomaksun laskutusperuste määräytyisi päivätasolla ja tehomaksun laskutus suoritettaisiin kerran kuukaudessa. Tehomaksun veloitus siirtyisi uudelle shipperille siitä kaasutoimituspäivästä lukien, kun uusi shipper vastaa käyttöpaikan kaasutoimituksista. Siirtoverkon loppukäyttäjät vastaisivat liittymätehojensa ilmoittamisesta shippereilleen. Liittymätehon on vastattava sitä arvoa, joka on ilmoitettu voimassa olevassa liittymissopimuksessa. Liittymäteho olisi mahdollista tarkastaa liittymissopimuksensa liittymäteho kerran vuodessa siten, että liittymä ilmoittaa muutokset liittymissopimuksen mukaiseen tehoonsa syyskuun loppuun mennessä ja päivitetty tehot astuvat voimaan seuraavan kalenterivuoden alussa. Mikäli liittymätehoa tarkastetaan, tulee sen vastata liittymän arvioitua huipputehotarvetta.

Jakeluverkkojen osalta tehomaksun periaatteet olisivat muutoin kuten yllä, mutta tehomaksu perittäisiin shipperin sijaan jakeluverkonhaltijalta, sillä samaan siirto- ja jakeluverkon väliseen rajapisteeseen voi toimittaa kaasua useampi shipper. Jakeluverkonhaltija voisi läpilaskuttaa tehomaksun omilta liittymäasiakkailtaan osana jakelupalvelua.

Jakeluverkonhaltija vastaa verkkopalvelujen laskutuksesta jakeluverkkoon liittyneiltä loppukäyttäjiltä, ellei jakeluverkonhaltija ole sopinut erikseen yhteislaskutuksesta loppukäyttäjälle toimittavan vähittäismyyjän kanssa. Tässäkin tapauksessa jakeluverkon haltija pystyisi läpilaskuttamaan tehomaksun.

Yhteenlasketut liittymissopimusten mukaiset liittymätehot ovat merkittävästi suurempia kuin nykyinen siirtokapasiteetti. Yhteenlasketut liittymätehot, sisältäen siirtoverkon loppukäyttäjien liittymätehot ja ”city-gatet” (rajapisteet siirtoverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijan verkkojen välillä), ovat noin 18 500 MW, kun taas siirtokapasiteetti on yli 6 000 MW (noin 140 GWh/päivä). Hetkellinen kapasiteetti voi kuitenkin olla suurempi kuin kapasiteetti, joka vastaa päivittäistä kulutusta 140 GWh/päivä. Gasgridin tavoite on, että tehomaksun tavoitteena on kerätä osa (n. 20 % vuonna 2026) siirtopalvelujen tuloista tällä tariffikomponentilla.

9.2.1 Tehomaksun perustuminen verkonkäyttäjän liittymätehoon

Tehomaksun esitetään Suomessa perustuvan siirtoverkon loppukäyttäjien liittymätehoon ja jakeluverkkojen osalta siirtoverkon ja jakeluverkon välisen rajapisteen liittymätehoon seuraavista syistä:

1. Verkonkäyttäjien liittymäteho säilyy vakaana, mikä lisää siirtohinnoittelun ennustettavuutta ja kustannusten ennakoitavuutta verkonkäyttäjille.
2. Kaasunsiirtojärjestelmässä ei ole tarpeellista rajoittaa verkonkäyttäjien tehontarvetta näiden teknistä ylärajaa, eli liittymätehoa alhaisemmaksi. Rajoittamisella ei vältettäisi tulevaisuuden investointeja (vrt. sähköverkko). Liittymäteho olisi kuitenkin mahdollista tarkastaa vuosittain.

Tehomaksu perustuu kunkin toimituskohteen liittymissopimuksen mukaiseen liittymätehoon. Liittymän tosiasiallinen käyttö ei saa ylittää liittymissopimuksen mukaista liittymätehoa. Mikäli käyttöpaikan todellinen tuntikohtainen kulutus ylittäisi liittymissopimuksen mukaisen liittymätehon, tehon ylityksen aiheuttamasta rikkomuksesta veloitetaan ylittävältä osalta sakkomaksu. Sakkomaksun tarkastelujakso ja laskutuskausi on kalenterivuosi. Sakkomaksun suuruus vuonna 2026 on 3 kertaa tehomaksu.

Sakkomaksu lasketaan seuraavasti:

Sakkomaksu liittymissopimustehon ylitykselle [€] = 3 * (Tarkastelujakson suurin teho [MW] – sopimusteho [MW]) * tehomaksu [€]

Sakkomaksu maksetaan kalenterivuoden jälkeen.

Sakkomaksu on suunniteltu siten, että sillä ei ole negatiivista, kulutusta vähentävää vaikutusta tilanteissa, joissa kaasun käyttö on välttämätöntä (esim. sähköpula). Toisaalta sen tulisi ohjata verkon käyttäjiä olemaan aliarvioimatta liittymiskapasiteetin tarvetta. Liittymiskapasiteetin sakkomaksu ehdotetaan perittäväksi siltä osin, kuin todellinen liittymiskapasiteetti ylittää liittymissopimuksessa sovitun kapasiteetin.

Mikäli verkonkäyttäjät tehomaksun tariffimalliin lisäämisen yhteydessä tarkastaisivat liittymätehojaan alaspäin, vaikuttaisi tämä laskevasti tehomaksun kautta kerättävään liikevaihtoon. Tehomaksun kautta kerättävä liikevaihto pyritään kuitenkin säilyttämään vakaana, jolloin liittymätehojen piententyminen muodostaisi tarpeen tehomaksun yksikköhinnan korotukselle.

9.2.2 Tehomaksu on tariffiverkkosäännön mukainen täydentävä maksu

Tehomaksun tarkoituksena on lisätä siirtopalvelujen tuoton ennustettavuutta. Tariffiverkkosäännön näkökulmasta tehomaksua voidaan pitää tariffiverkkosäännön mukaisena nk. täydentävänä maksuna. Osa siirtopalvelujen tuotosta voidaan kattaa täydentävillä maksuilla edellyttäen, että maksu peritään ali- ja ylijäämäisen tuoton hallinnoimiseksi (TAR NC 4(3)). Täydentävä maksu on laskettava ennakoitujen tai toteutuneiden kapasiteetinjakojen ja virtojen tai niiden molempien perusteella. Lisäksi täydentävää maksua voi soveltaa vain muissa kohdissa kuin yhteenliitântäpisteissä ja vasta sen jälkeen, kun kansallinen sääntelyviranomaisen on arvioinut sen kustannusvastaavuuden ja sen vaikutukset ristiintukemiseen yhteenliitântäpisteiden ja muiden kohtien välillä.

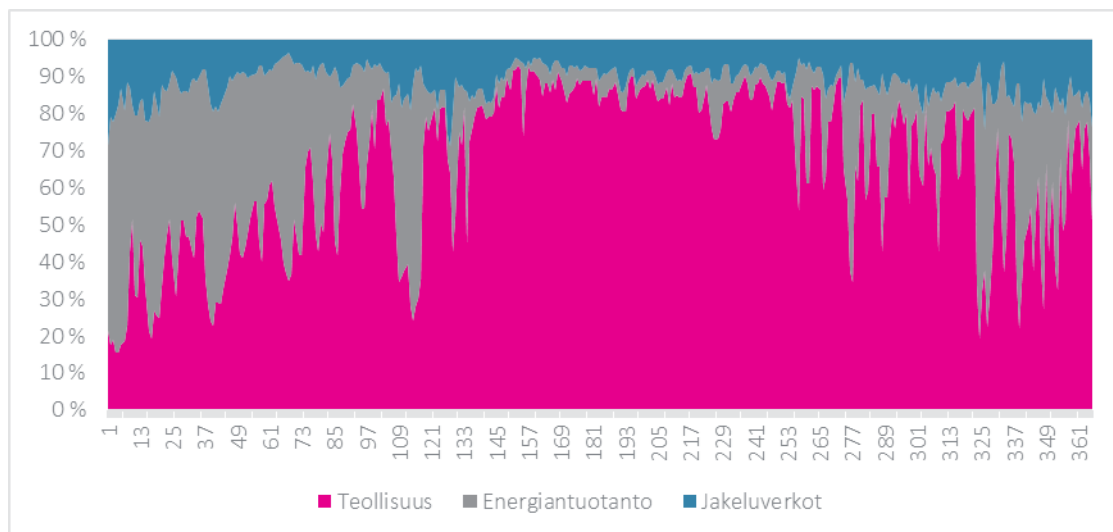
9.2.3 Siirtotariffien sallitut hinnankorotukset maakaasumarkkina-alueissa

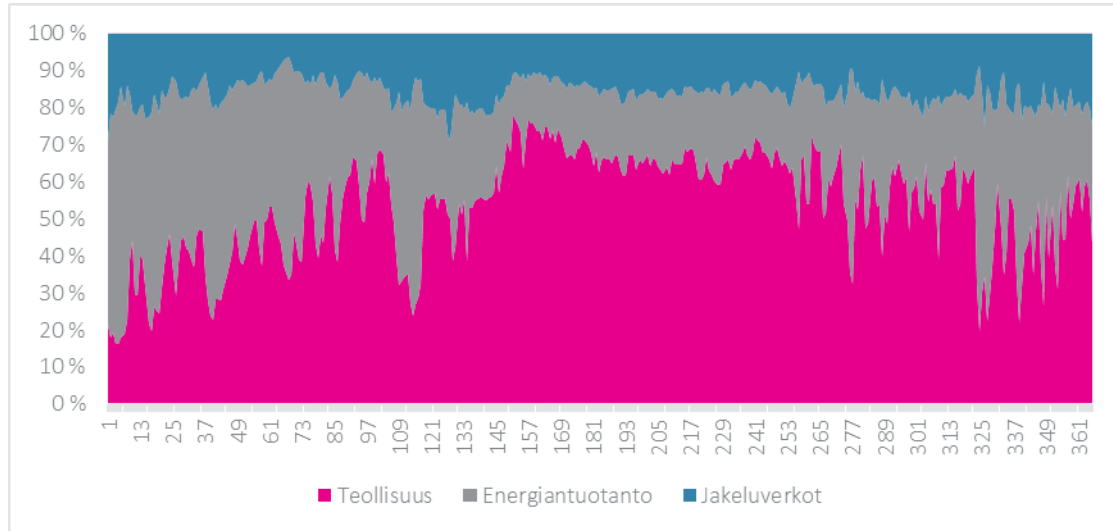
Gasgrid Finland asettaa siirtopalveluja koskevat maksut kohtuullisen tuoton sallimissa rajoissa. Hinnottelua voi olla tarpeen korjata, jos toteuma jää ali- tai ylijäämäiseksi tai johtaisi tähän ennusteiden mukaan. Hinnankorotuksista on säädetty maakaasumarkkina-alueissa, jonka mukaan verkonhaltija saa korottaa maakaasun siirron maksuja enintään 15 prosenttia edeltäneiden 12 kuukauden aikana kerättyihin maksuihin verrattuna (MML 24 §). Maakaasumarkkinlaki ei erikseen huomioi, miten kohtaa tulisi soveltaa tilanteessa, jossa siirtopalvelujen tariffimalli muuttuu.

9.3 Tehomaksulla voidaan ratkoa nykyisen tariffimallin haasteita

9.3.1 Tehomaksu parantaisi ali- ja ylijäämäisen tuoton hallittavuutta, sekä loisi edellytyksiä ennustettavammalle ja vakaammalle hinnoittelulle

Tehomaksun tariffimalliin tuoma kiinteä osuus (mallinnuksessa tehomaksu vastaa noin 20 %:ia tavoitellusta siirtopalveluiden kokonaisliikevaihdosta) vähentäisi kulutusperusteisten komponenttien osuutta siirtotariffien kokonaismäärästä (kuva 10). Tämä lisäisi kaasunsiirron sallitun tuoton ennustettavuutta sekä myös ennakoitavuutta kaasunsiirron kustannuksista verkonkäyttäjille. Vuoden sisäisen vaihtelun tasaamisen lisäksi kiinteällä tehomaksukomponentilla voitaisiin vähentää hintojen vaihtelun riskiä myös eri vuosien välillä.





Kuva 10. Mallinnettu ottovyöhykkeen liikevaihdon jakauma nykyisellä tariffimallilla (ylempi kuva) ja tehomaksukomponentin kanssa (alempi kuva), perustuen esimerkivuoteen 2024

Tehomaksun lisääminen tariffimalliin tasoittaisi ottovyöhykkeen kokonaisliikevaihdon jakautumista eri segmenttien välillä. Tehomaksu vähentäisi mallinnuksen perusteella teollisuuskäyttäjien osuutta, ja toisaalta energiantuotannon ja jakeluverkkojen osuus liikevaihdosta kasvaisi.

Vaikka tehomaksun lisääminen tariffimalliin kasvattaisi kaasunsiirron kustannuksia energiantuotannon ja jakeluverkkojen osalta verrattuna teollisuustoimijoihin, säilyisivät muutokset suhteessa kulutetun kaasun kustannuksiin maltillisina. Esimerkiksi suhteessa kaasun hintaan 30 €/MWh, olisi kustannus muutos muutamien prosenttien luokkaa ilman päästöoikeus- ja siirtokustannuksienkin huomioimista. Suhteutettuna liittymätehoon, säilyisi teollisuuden osuus tariffeista merkittävästi energiantuotantoa ja jakeluverkkoja suurempana myös tehomaksun lisäämisen jälkeen, sillä teollisuuden osuus muista siirtotariffin komponenteista säilyisi edelleenkin hallitsevana.

9.4 Suuntaa antavat tehomaksun yksikköhinnat

Suunniteltu tehomaksu tariffikaudelle 2026 ehdotetaan olevan 1188,74 €/MW. Tämä kattaisi noin 20 % vuoden 2026 siirtopalvelujen tavoitetuloista.

Tehomaksun sakkomaksu ehdotetaan perittäväksi siltä osin, kuin todellinen liittymiskapasiteetti ylittää liittymissopimuksessa sovitun kapasiteetin. Tehomaksun sakkomaksu ehdotetaan olevan kolme kertaa tehomaksu.

Tässä kuulemismateriaalissa yllä kuvatut yksikköhinnat ovat suuntaa antavia, ja vuoden 2026 lopulliset siirtopalvelujen hinnat julkaistaan 30. marraskuuta 2025 mennessä.

10 Tariffialennukset uusiutuville ja vähähiilisille kaasuille

Päivitetty Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (EU) 2024/1789 uusiutuvan kaasun, maakaasun ja vedyn sisämarkkinoista asettaa siirtoverkonhaltijoille perustavanlaatuisen velvoitteen soveltaa tariffialennusta uusiutuvan ja vähähiilisen kaasun syöttöpisteissä. Jotta uusiutuvan ja vähähiilisen kaasun tuotannon taloudellisesti edullisimmat

sijainnit voitaisiin hyödyntää, verkon käyttäjien tulisi hyötyä kapasiteettipohjaisten tariffien alennuksista. Asetuksessa tunnustettu alennus on 100 % uusiutuvalle kaasulle ja 75 % vähähiiliselle kaasulle. Alennuksen ei tulisi vaikuttaa yleiseen tariffien asettamismenettelyyn, vaan se tulisi antaa jälkikäteen kyseiseen tarffiin. Jotta verkon käyttäjät voisivat hyötyä alennuksesta, heidän tulee toimittaa siirtoverkonhaltijalle vaaditut tiedot (esimerkiksi kestävyystodistus tai alkuperätakuut).

Gasgrid Finland esittää, että asetuksen (EU) 2024/1789 artiklan 18 mukaiset alennukset otetaan käyttöön tariffikauden 2026 alusta (1.1.2026 klo 07.00 EE(S)T). Suomen kaasujärjestelmän syöttöpisteissä, joissa uusiutuvaa kaasua syötetään verkkoon uusiutuvan kaasun tuotantolaitoksista, Gasgrid esittää 100 % alennusta syöttökapasiteettimaksulle. Suomen kaasujärjestelmän syöttöpisteissä, joissa vähähiilistä kaasua syötetään verkkoon tuotantolaitoksesta, Gasgrid esittää 75 % alennusta syöttökapasiteettimaksulle.

Uusiutuvien ja vähähiilisten kaasujen syöttöpisteiden osalta syöttökapasiteettituotteiden laskutus toteutettaisiin samaan tapaan kuin tälläkin hetkellä ja tariffialennukset toteutettaisiin regulaation määrittämän palautusmenettelyn kautta, jossa syöttökapasiteettimaksut palautettaisiin, kun shipper osoittaa toimittamassaan kestävyystodistuksessa tai alkuperätakuilla Suomen kaasujärjestelmään tuotantolaitoksesta syötetyn kaasun uusiutuvuuden tai toimittamassa kestävyystodistuksessa Suomen kaasujärjestelmään syötetyn kaasun vähähiilisyyden. Alennus myönnetään uusiutuvalle tai vähähiiliselle kaasulle, joka on fyysisesti syötetty Suomen kaasujärjestelmään liittyneestä uusiutuvan tai vähähiilisen kaasun tuotantolaitoksesta.

Suomen kaasujärjestelmässä on myös nk. konttisyöttöpisteitä, jotka mahdollistavat uusiutuvan tai vähähiilisen kaasun syöttämisen Suomen kaasujärjestelmään verkon ulkopuolella (offgrid) sijaitsevasta uusiutuvan tai vähähiilisen kaasun tuotantolaitoksesta. Alennus voidaan myöntää tällaiselle konttisyöttöpisteelle, mikäli shipper pystyy osoittamaan kestävyystodistuksessaan, että kontti, josta uusiutuva tai vähähiilinen kaasu syötetään Suomen kaasujärjestelmään, on tuotu suorinta mahdollista reittiä uusiutuvan tai vähähiilisen kaasun tuotantolaitoksesta.

Energiavirasto järjestää samanaikaisesti tämän kuulemisen kanssa kuulemisen tariffikertoimia, kausitekijöitä ja alennuksia koskien. Mikäli sinulla on lausuttavaa näitä koskien, toimitathan lausuntosi Energiavirastolle. Lisätietoja tariffikertoimia, alennuksia ja kausitekijöitä koskevasta kuulemisesta löydät Energiaviraston verkkosivuilta.

11 Ehdotetun viitehintamenetelmän ja TAR NC:n 8 artiklassa esitetyn CWD-menetelmän vertailu

Jos ehdotettu viitehintamenetelmä ei ole kapasiteetin mukaan painotettu etäisyysperusteinen viitehintamenetelmä, viimeksi mainittua on käytettävä verrokkina ehdotetulle viitehintamenetelmälle. Jotta voidaan verrata CWD-menetelmällä ja postimerkkimenetelmällä laskettuja viitehintoja, on käytettävä syöttö-ottojakoa 50/50.

Postimerkkimenetelmän osalta tämä on tapaus 3, joka on esitetty yllä kohdassa 8.3. CWD- ja postimerkkimenetelmien vertailu antaa seuraavat tulokset:

Taulukko 24. CWD- ja postimerkkiviitehintamenetelmien viitehintojen vertailu [€/kWh/päivä/vuosi].

Syöttöpiste	CWD	Postimerkki - ei ITC	Ero
Inkoo LNG syöttö	0,3994	0,4829	-0,0835
Balticconnector syöttö	0,7844	0,4829	0,3015
Hamina LNG syöttö	0,7239	0,4829	0,2410

Ottopiste	CWD	Postimerkki - ei ITC	Ero
Kyrokoski haara	2,7981	0,4788	2,3193
Nokia haara	5,5055	0,4788	5,0267
Marjamäki - Nokia	1,2727	0,4788	0,7939
Kangasala haara	1,0710	0,4788	0,5922
Hämeenlinna - Marjamäki	0,7263	0,4788	0,2475
Mäntsälä - Hämeenlinna	0,4729	0,4788	-0,0059
Leipälänkulma - Mäntsälä	0,5076	0,4788	0,0288
Lahti haara	2,9912	0,4788	2,5124
Kouvola - Leipälänkulma	0,4801	0,4788	0,0012
Kotka haara	0,8656	0,4788	0,3868
Hanhijärvi - Kouvola	1,4218	0,4788	0,9430
Lappeenranta haara	8,2534	0,4788	7,7746
Imatra - Hanhijärvi	0,6209	0,4788	0,1421
Mäntsälä - Pölans	0,3808	0,4788	-0,0980
Mäntsälä - Suurmetsäntie	1,6942	0,4788	1,2154
Suurmetsäntie - Vihdintie	0,2671	0,4788	-0,2118
Martinlaakso haara	1,4063	0,4788	0,9274
Vihdintie - Djupström - Pölans	0,4022	0,4788	-0,0766
Pölans - Kirkniemi	0,6478	0,4788	0,1690
Inkoo - BC offshore	0,0105	0,4788	-0,4683
Imatra haara	2,5221	0,4788	2,0433
Porvoo haara	0,8135	0,4788	0,3346
Vuosaari haara	0,5024	0,4788	0,0235
Suomenoja haara	0,6890	0,4788	0,2102
Kuusankoski haara	0,4656	0,4788	-0,0132
Kilpilahti haara	0,1938	0,4788	-0,2851

Viitehintojen laskeminen CWD-menetelmän mukaan tuottaa suuria hintaeroja järjestelmään. Näin erilaisilla tariffeilla olisi vaikutusta Suomen siirtojärjestelmän pisteiden väliseen kilpailuun. Postimerkkimenetelmän mukaiset yhtenäiset kapasiteettitariffit tuottavat CWD-menetelmää läpinäkyvämmät hinnat. Menetelmä antaa shippereille mahdollisuuden toisintaa tariffilaskelmat odotettujen kokonaiskapasiteettivarausten perusteella.

Virtausmallit vaikuttavat CWD-menetelmällä laskettuihin viitehintoihin, kun taas postimerkkimenetelmä ei ota huomioon, mitä pistettä käytetään ja kuinka paljon. ITC-sopimus ei ole osa vertailua, koska CWD-laskenta ITC-mekanismeilla ei ole mahdollista. CWD:n kustannustekijät ovat etäisyys ja kunkin syöttö- ja ottopisteen kapasiteetti erikseen. Jos markkinatilanne muuttuu niin, että yhtenä vuonna kaasun kuljetus yhden pisteen kautta on halvempaa ja toisena vuonna kaasun kuljetus toisen pisteen kautta on halvempaa, tämä muuttaisi viitehintoja merkittävästi siten, että syöttöpisteen viitehinta, jonka kautta kaasua ennustetaan syötettävän enemmän kaasujärjestelmään, laskee, kun taas toisen pisteen viitehinta nousee.

Suomen 10 suurinta kaasunkäyttäjää muodostavat suuren osan kansallisesta vuosikulutuksesta. Muutaman suuren loppukäyttäjän osuus Suomen kokonaiskulutuksesta on merkittävä. CWD- ja postimerkkimenetelmien vertailun tulokset heijastavat tätä. Mikäli kaasunäyttökohteen tekninen kapasiteetti on käytössä korkealla käyttöasteella, sillä on viitehintaa laskeva vaikutus, koska siihen vaikuttavat tekijät ovat tekninen ja ennakoitu kapasiteetti sekä etäisyys. Suuri tekninen kapasiteetti ja alhainen kapasiteettiennuste puolestaan nostavat CWD-menetelmän mukaan laskettua viitehintaa.

Joidenkin ottopisteiden ryppäiden kaasunkulutus on laskenut huomattavasti viime vuosikymmenen aikana. Yhdessä suuren teknisen kapasiteetin kanssa tämä antaa CWD-menetelmällä postimerkkimenetelmää korkeammat viitehinnat. Jos syöttö- tai ottopisteen ennustettu kapasiteetti sitä vastoin on suuri ja teknisen kapasiteetin käyttöaste suhteellisen hyvä, CWD antaa postimerkkimenetelmää alhaisemmat viitehinnat.

CWD asettaa kohtuuttoman korkeat viitehinnat ottopisteille, joiden tekninen kapasiteetti on suuri, mutta kulutus pieni. Syöttö- ja ottopisteiden väliset etäisyydet ovat Suomessa suhteellisen pitkiä. CWD-laskentamenetelmästä johtuvat hintaerot ovat merkittäviä ja voisivat aiheuttaa joidenkin loppukäyttäjien kaasunkäytön lopettamisen kohtuuttoman korkeiden tariffien vuoksi, mikä vaikuttaisi negatiivisesti Suomen kaasunkulutukseen. Kulutuksen väheneminen tämän takia tarkoittaisi myös korkeampia hintoja jäljellä oleville kaasunkäyttäjille, koska tulot olisi kerättävä pienemmistä kaasumääristä, mikä nostaisi tariffien yksikköhintoja.

Koska CWD-menetelmä määrittää jokaiselle syöttö- ja ottopisteelle oman viitehinnan perustuen kyseisen syöttö- tai ottopisteen tekniseen kapasiteettiin, ennakoituun varattuun kapasiteettiin, etäisyyteen sekä kohtuulliseen tuottoon, ottovolyymillä olisi erisuuruiset viitehinnat, mikäli ottovolyymikettä ei klusteroitaisi yhdeksi ottopisteeksi. CWD-menetelmän myötä markkinatoimijat joutuisivat varaamaan jokaiselle ottopisteelle kapasiteettia erikseen ottopisteiden erisuuruisien hintojen vuoksi. Näin ollen markkinatoimija ei voisi varata kapasiteettia koko ottovolyymikelle, vaan tämän tulisi varata kapasiteetti kulutuskohteilleen erikseen.

12 TAR NC, 26 artiklan 1 kohdan a alakohdan 2 alakohdan ii alakohta: Kapasiteettiin perustuviin siirtotariffeihin TAR NC:n 9 artiklan nojalla tehtävien ehdotettujen mukautusten arvo

Tariffiverkkosäännön artiklassa 9 asetetaan vaatimukset tariffien mukautuksesta varastointilaitoksiin yhteydessä olevissa otto- ja syöttöpisteissä sekä nesteytetyn maakaasun käsittelylaitoksiin ja eristyneisyyden päättävään infrastruktuuriin yhteydessä olevissa ottopisteissä.

Suomen kaasujärjestelmässä ei ole tällä hetkellä varastointilaitoksia. Kaasujärjestelmään on liitetty kaksi LNG-terminaalia.

Vuoden 2026 aikana ei ole tarkoitus soveltaa alennuksia edellä mainittuihin pisteisiin.

Päivitetty Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (EU) 2024/1789 uusiutuvan kaasun, maakaasun ja vedyn sisämarkkinoista asettaa siirtoverkonhaltijoille perustavanlaatuisen velvoitteen soveltaa tariffialennusta uusiutuvan ja vähähiilisen kaasun syöttöpisteissä. Alennuksen ehdotetaan olevan 100 % uusiutuvalla kaasulla ja 75 % vähähiiliselle kaasulle, joka syötetään Suomen kaasujärjestelmään 1. tammikuuta 2026 alkaen.

Mielipiteet ja kommentit siirtopalvelujen hinnoittelun kertoimista, alennuksista ja kausitekijöistä tulee esittää Energiavirastolle Energiaviraston järjestämässä kuulemisessa, joka järjestetään samanaikaisesti tämän kuulemisen kanssa.

13 Hyödykkeeseen perustuva siirtotariffi (TAR NC 26 artiklan c kohdan i alakohta)

Hyödyketariffi on virtausperusteinen tariffi, joka kerätään ottovyöhykkeeltä. ITC-sopimuksen vuoksi alueellisesta virtauksesta (poisvienti Balticconnectorin kautta) aiheutuvat kompressorikustannukset korvataan sopimuksen mukaisesti. Suurin osa virtausperusteisista kustannuksista aiheutuu kompressoriasemista – tarkemmin sanottuna kompressoriyksiköiden kaasun ja sähkönkäytöstä, joita käytetään omaan käyttöön. Virtausperusteinen maksu tarjoaa tavan kattaa näihin liittyvät kustannukset shippereiltä kustannusvastaavalla tavalla.

Hyödykepohjainen tariffi on tarkoitus asettaa siten, että se kattaa kotimaisen kaasunkulutuksen virtausperusteiset kustannukset. Vuodelle 2026 hyödyketariffilla kerättävä tavoitetulo on 3,80 M€. Suurin osa kustannuksista arvioidaan aiheutuvan paineenvähennysasemien hyödykekompensaatioista sekä Inkoon kompressoriyksikön käytöstä. Kaasukäyttöisten kompressoriasemien kulutus Suomessa on ollut vähäistä. Näistä tekijöistä aiheutuvat kustannukset veloitetaan suhteellisesti shippereilta virtausperusteisen hyödykemaksun kautta.

Hyödykemaksun laskennassa arvioidaan, että kotimainen kaasunkulutus olisi 14 TWh. Tämä johtaa hyödykemaksuun 0,00027143 €/kWh (= 0,27143 €/MWh) vuonna 2026.

14 Muut kuin siirtotariffit (TAR NC 26 artiklan c kohdan ii alakohta)

14.1 Keskitetyn tiedonvaihdon maksu (=Datahub maksu)

Vähittäismarkkinoilla otettiin vuonna 2020 käyttöön keskitetty tiedonvaihtojärjestelmä eli datahub, jonka kautta vähittäismyyjät ja jakeluverkonhaltijat toteuttavat vähittäismarkkinoiden prosessinsa. Gasgrid Finland vastaa datahubin toiminnasta. Järjestelmällä on laillinen monopoli palveluidensa tarjoamiseen, ja sen palveluilla on kiinteät ehdot ja hinnat. Datahubin valvonta on Energiaviraston vastuulla. Sen valvontamenetelmä on kehitteillä, ja kansallinen sääntelyviranomaisen hyväksyy menetelmän Suomen kaasumarkkinalain astuessa voimaan.

Jakeluverkonhaltijoilta veloitetaan maksu sellaisista kulutuspaikoista, jotka kuuluvat jakeluverkkoon, ja jonka tietoja ylläpidetään keskitetyn tiedonvaihtojärjestelmän rekisterissä (= jakeluverkon kaikki päivittäin tai ei-päivittäin luettavat käyttöpaikat, lukuun ottamatta yksittäisiä pieniä, ei-päivittäin luettavia käyttöpaikkoja, joissa kaasua käytetään vain ruoanlaittoon).

Sääntelymenetelmän periaatteiden mukaisesti datahub-palvelun tavoiteltu liikevaihto, joka kerätään datahub-maksulla, on 60 000 € vuonna 2026. Gasgrid Finlandilla on oikeus kerätä säänneltyä voittoa datahub-palvelusta. Datahub-maksun laskutuksen kohteena on noin 3 900 toimituspistettä. Vuoden 2025 datahub-maksu on 1,29 €/mittauspiste/kuukausi.

14.2 Balticconnector-yhdysputken uudelleennominointimaksu

Uudelleennominointimaksu koskee Balticconnectorin syöttö- ja ottopisteitä, ja sitä sovelletaan vain päivinä, jolloin Balticconnector on ruuhkautunut. Uudelleennominointimaksua koskevat periaatteet määritellään Balticconnectorin ehdoissa. Shipperit voivat tehdä alaspäin renominaatioita Balticconnectorissa maksutta siirtoverkonhaltijan asettaman toleranssin enimmäismäärään asti. Siirtoverkonhaltija voi muuttaa toleranssirajaa välillä 10 000 ja 50 000 kWh/h, ottaen huomioon Suomen maakaasujärjestelmän toiminnalliset rajat. Uudelleennominointimaksu 0,002 €/kWh veloitetaan shipperiltä siltä määrältä, joka ylittää toleranssirajan.

15 Kustannusten jakoa koskeva arvio (Cost Allocation Assessment (CAA), TAR NC 5 artikla)

Määräajoin järjestettävän kuulemisen osana tehdään kaksi kustannusten jakoa koskevaa arviointia tariffiverkkosäännön artiklan 5 mukaisesti. Yhdessä arvioinnissa tarkastellaan kapasiteettiin perustuvia maksuja ja toisessa hyödykkeeseen perustuvia maksuja. Arvioinneissa tehdään TAR NC:n 5 artiklan mukaiset laskelmat, jotka perustuvat ennakoituihin tuloihin, kapasiteettivarauxiin, virtoihin ja kustannustekijöihin sekä mahdollisesti historiatietoihin. Gasgrid Finland, Elering AS ja Conexus Baltic Grid muodostavat yhteisen tariffivyohtyhykkeen. Siksi rajat ylittävät kauttakulkuvirtaukset Suomen kaasujärjestelmän kautta ovat edelleen sisäisiä virtauksia yhteisen tariffialueen näkökulmasta, koska Balticconnectorin syöttö- ja ottotariffit poistetaan. Tässä kuulemisessa kauttakulkuvirtauksen määritelmää käytetään kuvaamaan suomalaisen kaasujärjestelmään saapuvia ja BC:n kautta poistuvia virtauksia. Yhteisen tariffialueen myötä Suomen kaasujärjestelmän läpi virrannut kaasuerä voidaan siirtää Latviaan Incukalnsin kaasuvärsätoön ja myöhemmin siirtää takaisin Suomeen loppukulutusta varten niin, että syöttömaksu peritään syötettäessä kaasuerä yhteiseen tariffivyohtyhykkeeseen ja ottomaksu peritään sitten, kun kaasu siirretään loppukäyttöön. ITC-sopimuksen myötä Suomen ja Viron sekä Viron ja Latvian välillä ei ole tariffeja.

15.1 Kapasiteettiin perustuvien tariffien kustannusten jakoa koskeva arvio

Kapasiteettiin perustuvilla siirtotariffeilla katettavasta siirtopalvelujen tuotosta tehtävä kustannusten jakoa koskeva arvio perustuu yksinomaan yhteen seuraavista kustannustekijöistä:

- i. tekninen kapasiteetti;
- ii. ennakoitu sovittu kapasiteetti;
- iii. tekninen kapasiteetti ja etäisyys;
- iv. ennakoitu sovittu kapasiteetti ja etäisyys

Suomessa arviointi tehdään ennakoidun sovitun kapasiteetin perusteella, mikä tarkoittaa annualisoitua arvioitua kaasun vuosikulutusta.

Balticconnector on Suomen ainoa ottopiste, josta kaasua voi viedä vierekkäiseen kaasujärjestelmään. Siksi BC:n varattu ottokapasiteetti on yhtä kuin järjestelmien välinen käyttö (kauttakulkuvirtaus).

Kustannusten jakoa koskevassa arviossa käytetään ennakoitua sovittua kapasiteettia. Tämä lähestymistapa heijastaa järjestelmän sisäisen ja järjestelmien välisen käytön odotettuja tuloja. Laskelmissa on käytetty ehdotettua viitehintamenetelmää, eli postimerkkimenetelmää.

Järjestelmän sisäinen kapasiteettisuhde lasketaan seuraavan kaavan mukaan:

$$Ratio_{cap}^{intra} = \frac{Revenue_{cap}^{intra}}{Driver_{cap}^{intra}}, \text{ missä}$$

$Revenue_{cap}^{intra}$ on kapasiteettiin perustuvilla tariffeilla saatava ja järjestelmän sisäisestä verkon käytöstä veloittavat tulot

$Driver_{cap}^{intra}$ on järjestelmän sisäistä verkon käyttöä koskevan yhden tai useamman kapasiteettiin liittyvän kustannustekijän arvo, kuten kussakin järjestelmän sisäisessä ottopisteessä ja kussakin järjestelmän sisäisessä syöttöpisteessä tai niiden ryppäissä sovitujen ennakoitujen keskimääräisten vuosikapasiteettien summa.

Järjestelmien välinen kapasiteettisuhde lasketaan samalla tavalla kuin järjestelmän sisäinen kapasiteettisuhde seuraavasti:

$$Ratio_{cap}^{cross} = \frac{Revenue_{cap}^{cross}}{Driver_{cap}^{cross}}, \text{ missä}$$

$Revenue_{cap}^{cross}$ on kapasiteettiin perustuvilla tariffeilla saatava ja järjestelmien välisestä verkon käytöstä veloittavat tulot

$Driver_{cap}^{cross}$ on järjestelmien välistä verkon käyttöä koskevan yhden tai useamman kapasiteettiin liittyvän kustannustekijän arvo

Edellä laskettujen suhteiden välinen **kapasiteetin kustannusten jakoa koskeva vertailuindeksi** lasketaan seuraavan kaavan mukaan:

$$Comp_{cap} = \frac{2 * |Ratio_{cap}^{intra} - Ratio_{cap}^{cross}|}{Ratio_{cap}^{intra} + Ratio_{cap}^{cross}} * 100\%$$

Laskelma perustuu virtausskenaarioon, jossa Suomen kotimainen vuosikulutus on 14 TWh ja kauttakulkuvirtaus Suomesta Viroon on 6 TWh/vuosi. Siirtopalvelujen kapasiteettimaksuilla kerättävä arvioitu vuosittainen tulo on 68,8 M€/vuosi, ja se on jaettu syöttö- ja ottokapasiteettimaksujen välillä perustuen aiemmin tässä kuulemisessa tapauksen 1 yhteydessä esitettyjen annualisoitujen vuosittaisten syöttö- ja ottokapasiteettien arvojen ja tariffien perusteella, ITC-sopimuksen ollessa voimassa.

Laskenta antaa seuraavat tulokset:

Taulukko 25. Kapasiteettiin perustuvien tariffien kustannusten jakoa koskevan arvion laskelmien muuttujat.

Kapasiteettitulot	68 800 000	€
Syöttöosuus	9 %	%
Otto-osuus	91 %	%
Syöttötulot	6 389 243	€
Ottotulot	62 410 757	€
Järjestelmän sisäiseen käyttöön jyvitetyt syöttötulot	6 389 243	€
Järjestelmien väliseen käyttöön jyvitetyt syöttötulot	0*	€
Järjestelmän sisäiseen käyttöön jyvitetyt ottotulot	62 410 757	€
Järjestelmien väliseen käyttöön jyvitetyt ottotulot	0**	€
Järjestelmän sisäinen tulo	68 800 000	€
Järjestelmien välinen tulo	0*	€
Järjestelmän sisäisen syötön kustannustekijä	16 334 479	MWh
Järjestelmän sisäisen oton kustannustekijä	18 355 960	MWh
Järjestelmän sisäinen kustannustekijä	34 690 439	MWh
Järjestelmien välisen syötön kustannustekijä	7 000 491	MWh
Järjestelmien välisen oton kustannustekijä	7 866 840	MWh
Järjestelmien välinen kustannustekijä	14 867 331	MWh
Suhde, sisäinen	1,98	
Suhde, järjestelmien välinen	0	
CAA (Comp_{cap})	200	%

* Gasgrid Finland ei saa kauttakulkuvirtauksista tuloja ITC-sopimuksen ja BC:n tariffien poistamisen takia.

** Balticconnector-yhdysputkessa ei ole ITC-sopimuksen johdosta tariffia.

CAA antaa arvoksi 200 %. TAR NC -asetuksen 5 artiklan 6 kohdassa todetaan, että jos kustannusten jakoa koskevien vertailuindeksien tulokset ylittävät 10 prosenttia, kansallisen sääntelyviranomaisen on perusteltava kyseiset tulokset päätöksessään. Syy 10 prosentin rajan ylittymiseen kustannusten jakoa koskevassa arvioissa on ITC-sopimus, ja sen myötä tariffiton Balticconnector sekä kauttakulkuvirtauksesta kerättyjen syöttökapasiteettitulojen uudelleenjakaminen, minkä johdosta Gasgrid Finland ei saa tuloja kauttakulkuvirtauksesta lainkaan.

Yhteisen syöttötariffiväyhykkeen mahdollistavalla ITC-sopimuksella on merkittävä vaikutus CAA-laskelmiin seuraavista syistä:

- 1) Kaikki kauttakulkuvirtauksesta kerättävä tulo jaetaan uudelleen siten, ettei Gasgrid Finland saa tuloja kauttakulkuvirtausten kapasiteettitariffeista, koska nämä tuotot kerätään syöttötulojen pooliin.
- 2) Balticconnectorin ottopiste on ainoa järjestelmien välisessä käytössä oleva ottopiste, eikä sillä ole lainkaan tariffia.

Gasgrid Finland, Elering AS ja Conexus Baltic Grid muodostavat yhteisen tariffiväyhykkeen. Tässä kuulemisessa kauttakulkuvirtauksella tarkoitetaan Suomen kaasujärjestelmään syötettäviä ja BC-yhteenliitäntäpisteen kautta siitä poistuvia kaasuvirtoja. Koska nämä kolme siirtoverkonhaltijaa ovat muodostaneet yhteisen tariffiväyhykkeen, käsitettä ”kauttakulkuvirtaus” ei voida soveltaa siten, kuin sitä yleisesti Euroopassa käytetään, koska kauttakulkuvirtauksesta huolimatta kaasu pysyy tariffialueen sisällä. Suomen kaasujärjestelmän läpi virrannut kaasu voi palautua takaisin Suomen kaasujärjestelmään.

Kustannusten jakoa koskevan arvion tulos on korkea, koska Gasgrid Finland ei saa lainkaan tuloja kauttakulkuvirtauksista, mutta kauttakulkuvirtauksista ei myöskään aiheudu kustannuksia kompensatiomekanismin vuoksi. Tämä lähestymistapa edistää rajat ylittävää kauppaa, koska tariffien poistaminen Balticconnector-yhdysputkelta ja syöttötulojen uudelleenjakoa mahdollistavat markkinaosapuolten toiminnan suuremmalla markkina-alueella, jolla on enemmän markkinaosapuolia ja vaihtoehtoisia syöttöpisteitä. Tämä lähestymistapa myös eliminoi tariffien kumuloitumisen (”pancaking”-ilmiö) kahden erillisen tasealueen välisellä rajalla – tässä tapauksessa Suomen tasealueen ja Viro-Latvia-tasealueen välillä. Ilman yhteistä tariffiväyhykettä syöttö- ja ottotulot kerättäisiin samalla tavalla sekä kauttakulku- että sisäisistä virroista. Jos Balticconnectorista kerättäisiin järjestelmien välisiä tuloja, mikä tarkoittaa, että yhteistä tariffiväyhykettä ei ole, sitä pidetään tekijänä, joka hidastaa kaasumarkkinoiden ja kilpailun kehitystä Suomessa, koska rajat ylittävä kauppa todennäköisesti vähenisi Balticconnectorin syöttö- ja ottotariffien vuoksi.

15.2 Hyödykkeeseen perustuvien tariffien kustannusten jakoa koskeva arvio

Hyödykkeeseen perustuvien tariffien kustannusten jakoa koskevassa arvioissa verrataan järjestelmän sisäisestä ja järjestelmien välisestä verkon käytöstä hyödykkeeseen perustuvilla maksuilla kerättäviä tuloja kustannustekijät huomioon ottaen. Arvioissa verrataan järjestelmän sisäistä hyödykesuhdetta järjestelmien väliseen hyödykesuhteeseen.

Hyödykkeeseen perustuva tariffi asetetaan Suomen ottoväyhykkeelle. Koska Balticconnectorissa ei ole tariffia, sen ottopisteessä ei myöskään veloiteta hyödykkeeseen perustuvia maksuja. Järjestelmien väliset, hyödykkeeseen perustuvat kulut katetaan ITC-sopimuksessa esitetyllä mekanismilla. Mekanismi on kuvattu tämän kuulemisdokumentin luvussa 5. Kauttakulkuvirtauksesta aiheutuvat kulut on sisällytetty laskelmiin siten, että se siirtoverkonhaltija, jonka järjestelmän kautta kaasu siirretään, saa kulut korvattua vähentämällä ne yhteisestä syöttötulopoolista.

Hyödykkeeseen perustuvan tariffin tavoiteltu tulo on 3,8 M€. Kauttakulkuvirtauksen kustannukset otetaan huomioon tavoitetuoton määrittämisessä siten, että hyödykkeeseen perustuvista maksuista saatavaa kokonaistuloa oikaistaan

järjestelmän sisäisen käytön virtojen mukaisesti, koska kauttakulkuvirtauksista aiheutuvat kustannukset katetaan ITC-sopimuksen kautta.

Koska järjestelmien välisessä ottopisteessä (BC) ei ole hyödykemaksukomponenttia lainkaan, CAA:n tulos on 200 %. Syynä 10 % arvon ylittämiseen on ITC-sopimus, joka ei aseta Balticconnectorille tariffia ja virtausperusteiset syöttötulot jaetaan kansallisen kulutuksen perusteella yhteisen tariffivyohtyhykkeen siirtoverkonhaltijoiden kesken.

16 TAR NC -asetuksen 30 artiklan 2 kohdan b alakohdan mukainen yksinkertaistettu tariffimalli

Yksinkertaistettu tariffimalli on nähtävissä Gasgrid Finlandin verkkosivuilla: <https://gasgrid.fi/palvelumme/siirto-ja-palveluhinnasto>

17 Siirtotariffit (30 artiklan 2 kohdan mukaiset suuntaa-antavat tiedot)

Tässä luvussa on esitetty suuntaa-antavat siirtotariffit. Lopulliset tariffit julkaistaan 30 marraskuuta 2025 mennessä.

Alla olevassa hinnastossa on kuvattu alustavat tariffikautta 2026 koskevat siirto- ja palveluhinnat. Siirtopalveluiden tavoitellihevaihdon arvioidaan olevan vuonna 2027 n. 5 M€ suurempi kuin vuonna 2026 (n. 95 M€ vs n. 100 M€). Tavoitellihevaihtonäkymän ollessa reilut 5 % suurempi vuonna 2027 edellisvuoteen verrattuna, siirtohinnoittelun osalta on nostopainetta vuotta 2027 koskien. Siirtohinnoitteluun vaikuttaa kuitenkin kaasun käyttötasot sekä markkinanäkymät niin kuluvaan kuin tulevana vuonna, minkä johdosta arvio pitää sisällään merkittäviä epävarmuuksia.

Huom. Energiavirasto järjestää rinnakkain tämän kuulemisen kanssa erillisen kuulemisen kertoimista, alennuksista ja kausiteijöistä. Kommentit ja mielipiteet näihin liittyen tulee toimittaa Energiavirastolle. Tarkemmat ohjeet löytyvät Energiaviraston verkkosivuilta.

Suuntaa antavat siirtotariffit tariffikaudella 2026 (1.1.2026 07:00 EET – 1.1.2027 07:00 EET)

Suomessa sovelletaan postimerkkiviitehintamenetelmää. Postimerkkimenetelmässä syöttö- ja ottopisteiden välinen etäisyys tai tekninen siirtokapasiteetti eivät vaikuta syöttö- tai ottokapasiteetin yksikköhintaan, vaan syöttö- tai ottokapasiteetin tariffi on sama kaikille syöttö- tai ottopisteille.

Kiinteät kapasiteettituotteet

Vuosikapasiteettituotteen hinta (= viitehint)	
Syöttökapasiteetti (entry)	
Balticconnector	– €/kWh/päivä/vuosi
Biokaasun virtuaalinen syöttöpiste	0,14277 €/kWh/päivä/vuosi (0,39115 €/MWh)

Vuosikapasiteettituotteen hinta (= viitehinta)	
Syöttökapasiteetti (entry)	
Hamina LNG:n syöttöpiste	0,14277 €/kWh/päivä/vuosi
Inkoo LNG:n syöttöpiste	0,14277 €/kWh/päivä/vuosi
Imatra	0,14277 €/kWh/päivä/vuosi
Ottokapasiteetti (exit)	
Balticconnector	– €/kWh/päivä/vuosi
Suomen ottovyöhyke	1,24101 €/kWh/päivä/vuosi (3,40002 €/MWh)

Syöttökapasiteettituotteiden hintakertoimet	
Syöttökapasiteettituote	Kerroin
Vuosi (= viitehinta)	1,00
Kvartaali	1,10
Kuukausi	1,25
Päivä	1,50
Päivänsisäinen	1,70
Kapasiteetin ylitysmaksu	$1,5 \times 1,7 = 2,55$

Ottokapasiteettituotteiden hintakertoimet	
Ottokapasiteettituote	Kerroin
Vuosi (= viitehinta)	1,00
Kvartaali	1,10
Kuukausi	1,25
Päivä	2,00
Päivänsisäinen	2,50
Kapasiteetin ylitysmaksu	$1,5 \times 2,5 = 3,75$

Lyhyiden kapasiteettituotteiden hinnat saadaan kertomalla viitehintaa (vuosikapasiteettituotteen hinta) lyhyiden kapasiteettituotteiden hintakertoimella.

Esimerkki: Ottovyöhykkeen kuukausikapasiteettituotteen hinta:

$$\text{Tariffi} = (1,24101 \times 1,25) \text{ €/kWh/päivä/kuukausi} = 1,55126 \text{ €/kWh/päivä/kuukausi}$$

Tehomaksu

Tehomaksun yksikköhinta 1188,74 €/MW.

Tehomaksu perustuu kunkin toimituskohteen liittymissopimuksen mukaiseen liittymätehoon. Liittymän tosiasiallinen käyttö ei saa ylittää liittymissopimuksen mukaista liittymätehoa. Esimerkiksi, mikäli liittymissopimuksen mukainen teho on 100 MW, tästä muodostuu 118 874 € suuruinen tehomaksu vuodessa. Tehomaksun laskutus on suunniteltu toteutettavan kuukausittain.

Mikäli käyttöpaikan todellinen tuntikohtainen kulutus ylittäisi liittymissopimuksen mukaisen liittymätehon, tehon ylityksen aiheuttamasta rikkomuksesta veloitetaan ylittävältä osalta sakkomaksu. Sakkomaksun tarkastelujakso ja laskutuskausi on kalenterivuosi. Sakkomaksun suuruus vuonna 2026 on 3 kertaa tehomaksu.

Sakkomaksu lasketaan seuraavasti:

Sakkomaksu liittymissopimustehon ylitykselle [€] = 3 * (Tarkastelujakson suurin teho [MW] – sopimusteho [MW]) * tehomaksu [€]

Hyödykemaksu

Hyödykemaksu (= *energiamaksu*) maksetaan Suomen ottovyöhykkeellä.

Veloitetaan siirretyn kaasumäärän mukaisesti

0,00027143 €/kWh (0,27143 €/MWh)

Keskeytyvä kapasiteetti

Inkoo LNG:n ja Hamina LNG:n syöttöpisteissä sekä biokaasun virtuaalisessa syöttöpisteessä keskeytyvän kapasiteetin alennusta ei ole, koska Gasgrid Finland arvioi pystyvänsä vastaanottamaan laatuvaatimukset täyttävää LNG:tä ja biokaasua ilman rajoituksia tarjoten vain kiinteää kapasiteettia. Myöskin Suomen ottovyöhykkeellä tarjotaan vain kiinteää kapasiteettia.

Balticconnectorin syöttö- ja ottopisteessä kapasiteetti jaetaan implisiittisesti perustuen hyväksyttyihin nominaatioihin. Näin ollen kaikki Balticconnectorissa tarjottava syöttö- ja ottokapasiteetti on kiinteää kapasiteettia.

Imatran syöttöpisteessä keskeytyvän kapasiteetin hinta on 5 % vastaavan kestoisia kiinteitä kapasiteettituotteita matalampi. Imatran syöttöpisteessä kapasiteetti ei kuitenkaan ole markkinaosapuolten käytettävissä.

Kapasiteetin ylitysmaksu

Kapasiteetin ylitysmaksu

Varatun kapasiteetin ylittävältä määrältä peritään puolitoista (1,5) kertaa päivänsisäisen kiinteän kapasiteetin mukainen yksikköhinta. Kapasiteetin ylitysmaksu on siten:

$Kapasiteetin\ ylitysmaksu = kapasiteetin\ viitehinta \times 1,5 \times päivänsisäisen\ kapasiteettituotteen\ hinta$

Kapasiteetin ylitysmaksua maksetaan Suomen ottovyöhykkeellä, Inkoo LNG:n syöttöpisteessä sekä biokaasun virtuaalisessa syöttöpisteessä.

Suomen ottovyöhyke: Mikäli shipperin verkosta otto Suomen ottovyöhykkeellä ylittää lopullisen taseselvityksen tulosten perusteella shipperin yhteenlasketun kaasupäiväkohtaisen kapasiteetin ottovyöhykkeellä, shipperin on maksettava kapasiteetin ylitysmaksua siltä osin, kun verkosta otto ylittää shipperin varaaman ottovyöhykkeen kapasiteetin.

Biokaasun virtuaalinen syöttöpiste: Mikäli shipperin verkkoon syöttö biokaasun virtuaalisessa syöttöpisteessä ylittää lopullisen taseselvityksen tulosten perusteella shipperin yhteenlasketun kaasupäiväkohtaisen kapasiteetin kyseisessä syöttöpisteessä, shipperin on maksettava kapasiteetin ylitysmaksua siltä osin, kun verkkoon syöttö ylittää shipperin varaaman biokaasun virtuaalisen syöttöpisteen kapasiteetin.

Inkoo LNG:n syöttöpiste: Mikäli shipperin verkkoon syöttö Inkoo LNG:n syöttöpisteessä ylittää lopullisen taseselvityksen tulosten perusteella shipperin yhteenlasketun kaasupäiväkohtaisen kapasiteetin kyseisessä syöttöpisteessä, shipperin on maksettava kapasiteetin ylitysmaksua siltä osin, kun verkkoon syöttö ylittää shipperin varaaman Inkoo LNG:n syöttöpisteen kapasiteetin.

Uudelleennominointimaksu

Uudelleennominointimaksua voidaan kerätä Balticconnectorin syöttö- ja ottopisteessä. Uudelleennominointimaksun muodostumisen periaatteet on kuvattu Energiaviraston vahvistamissa Balticconnectorin kapasiteetinjakomekanismin ehdoissa.

Toleranssi: 10 000 – 50 000 kWh/h

Hinnoittelu: 0,002 €/kWh

Maksu keskitetystä tiedonvaihdesta (kaasudatahub)

Maksu peritään jakeluverkonhaltijalta niiden jakeluverkonhaltijan omistamien tai hallinnoimien jakeluverkkojen käyttöpaikkojen osalta, joiden tietoja ylläpidetään kaasudatahubin käyttöpaikkarekisterissä (= kaikki jakeluverkkojen päivittäin ja ei-päivittäin luettavat käyttöpaikat pois lukien yksittäiset ei-päivittäin luettavat liesikäyttökohteet).

Hinnoittelu: 1,29 €/käyttöpaikka/kuukausi

Tasehallinnan maksut

Tasekaasun osto- ja myyntihintojen sekä tasehallinnan neutralointimaksujen määräytymisperusteet on kuvattu tasehallinnan ehdoissa, jotka löytyvät Gasgridin verkkosivuilta.

Muut maksukomponentit

Liittymähinnoittelu

Järjestelmävastaavana siirtoverkonhaltijana Gasgrid Finlandilla on liittämisvelvollisuus tekniset vaatimukset täyttävälle maakaasun käyttö- ja varastointikohteille, nesteytetyn maakaasun käsittelylaitteistoille ja uusiutuvista energialähteistä peräisin olevan kaasun tuotantolaitoksille. Järjestelmävastaava siirtoverkonhaltija perii liittyjältä kaikki liittymästä aiheutuvat kohtuulliset kustannukset.

Hinnoittelu: Liittymästä aiheutuvat kustannukset arvioidaan Gasgrid Finlandin toimesta tapauskohtaisesti.

Nominaatiosta poikkeamismaksu

Nominaatiosta poikkeamismaksua voidaan soveltaa Suomen ottovyöhykkeellä.

Hinnoittelu: 0 €/kWh

Laatu- ja toimitusvaatimuksista poikkeamisen korvaukset

Korvausehdot on mainittu shipperin ja traderin puitesopimuksessa, joka löytyy [Gasgridin nettisivuilta](#).

Maksut hätätilan vallitessa

Korvauksista sovitaan tapauskohtaisesti järjestelmävastaavan siirtoverkonhaltijan ja shipperin kesken.

Maksu kapasiteettioikeuksien siirrosta

Hinnoittelu: 0 €/siirtoilmoitus