



Stortingets utredningsseksjon

Til: (...)

Dato: 08.04.2025

Utredet: (...)

Oppdragsnr: 2025053

Reguleringen av mellomlandsforbindelsene i elektrisitetsmarkedet

Hva betyr bestemmelsen om tilgjengelig kapasitet i tredje energimarkedspakke og bestemmelsen om 70 prosent tilgjengelig kapasitet i Ren energi-pakken? Hvor stor skal overføringskapasitet mellom landene være? Hva styres av medlemslandene, EU og ACER?

SAMMENDRAG

Kravet om et minstemål på 70 prosent handelskapasitet ble vedtatt fordi målet om størst mulig kapasitet i liten grad ble oppnådd, og syntes vanskelig å operasjonalisere. Samtidig mente bl.a. Tyskland at det var avgjørende å ha tilstrekkelig kapasitet til å håndtere flaskehalser ellers i kraftsystemet. Det vil trolig variere om minstemålet på 70 prosent vil medføre større eller mindre handel over de enkelte mellomlandsforbindelsene sammenliknet med kravet om størst mulig tilgjengelig handelskapasitet. Ifølge FNI, kan minstemålet bety at krafthandelen over mellomlandsforbindelsen mellom Norge og Tyskland blir lavere enn aktørene forventet da forbindelsen ble besluttet utbygget.

ACER og Europakommisjonen har påpekt manglende oppfølging av regelverket for grensekryssende elektrisitet overfor nasjonale reguleringsmyndigheter og systemoperatører i flere medlemsstater, bl.a. i Tyskland. En slik prosess har typisk skjedd ved at ACER har bedt de uavhengige, nasjonale reguleringsmyndighetene redegjøre for nødvendige tiltak for å øke overføringskapasiteten på mellomlandsforbindelsene. Deretter vil de nasjonale myndighetene redegjøre for sine tiltak. Om dette ikke er tilfredsstillende, vil Kommisjonen be systemoperatøren om å meddele nye tiltak og forpliktelser. Dersom tiltakene fortsatt ikke anses tilstrekkelige, vil Kommisjonen kunne innlede en formell prosess om praksis er konkurransevridende og diskriminerende. Det vil i så fall kunne lede frem til en rettslig prosess, så fremt ikke systemoperatøren forplikter seg til tiltak som Kommisjonen anser er tilstrekkelige.

Ettersom minstemålet på 70 prosent tilgjengelig handelskapasitet skal gjelde for alle mellomlandsforbindelsene i EU fra utgangen av 2025, er det foreløpig ikke gjennomført formelle prosesser knyttet til oppnåelse av minstemålet, så langt utredningsseksjonen er kjent med.

EU har fastsatt mål om når kapasiteten på mellomlandsforbindelsene bør økes. Ifølge det europeiske nettverket for systemoperatører (ENTSO-E) tilsier målene at overføringskapasiteten mellom Norge og de andre nordiske landene bør økes. Disse målene er foreløpig ikke innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett.



INNHold

1	Innledning.....	2
2	Kravet om størst mulig eller minst 70 prosent tilgjengelig handelskapasitet	2
2.1	Kravet om størst mulig handelskapasitet fra 2003 og 2009	3
2.2	CACM-forordningen	3
2.3	Oppfølgingen av kravet om størst mulig handelskapasitet.....	4
2.4	Forslag til ny elmarkedsforordning i 2016	5
2.5	Kravet om minst 70 prosent handelskapasitet fra 2019	7
2.6	Oppfølgingen av minstemålet om 70 prosent handelskapasitet	8
3	EUs krav til utbygging av mellomlandsforbindelser	9
4	ACERs og Europakommisjonens oppfølging av rettsaktene om mellomlandsforbindelsene	11
4.1	Lav handelskapasitet på mellomlandsforbindelsen mellom Tyskland og Danmark	11
5	MACZT og Norge	12
5.1	Regional koordinering og økt krafthandel	13

1 Innledning

Utredningsseksjonen redegjør i dette notatet kortfattet for:

- ♦ Hvordan regelverket for kapasitetstildeling er endret fra andre energimarkedspakke fra 2003 og tredje energimarkedspakke fra 2009 til Ren energipakken fra 2019.
- ♦ Hvordan regelverket fra 2019 vil kunne påvirke krafthandelen mellom Norge og nabolandene i EU.
- ♦ Hvordan ACER og Europakommisjonen følger opp nasjonale myndigheters og aktørenes etterlevelse av reglene for kapasitetsberegning og kapasitetstildeling på mellomlandsforbindelsene i elektrisitetsmarkedet.
- ♦ Hvilke krav til utbygget overføringskapasitet (interkonnektivitet) stiller EU til medlemsstatene.

2 Kravet om størst mulig eller minst 70 prosent tilgjengelig handelskapasitet

Et godt integrert europeisk elektrisitetsmarked er den mest kostnadseffektive måten å gi forbrukere i hele EU sikker tilgang på rimelig og bærekraftig elektrisitet, ifølge Europakommisjonen, Rådet og Europaparlamentet. Overføringskapasitet mellom medlemsstatene er en vesentlig del av et integrert elektrisitetsmarked, og derfor også et vesentlig tema for EUs rettsakter om elektrisitetsmarkedet.¹

¹ Se f.eks. Europakommisjonen: [Electricity market design](#), oppslag på nettside mars 2025, Rådet (2014) [Council Conclusions: Completion of the Internal Energy Market](#), Transport, Telecommunications Energy Council 9. desember 2014, Europaparlamentet (2016) [Common rules for the internal market in electricity: Recast](#), 2016/0380(COD), 20. november 2016

2.1 Kravet om størst mulig handelskapasitet fra 2003 og 2009

Kravet om størst mulig tilgjengelig handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene (*maximum capacity* på engelsk) ble vedtatt under behandlingen av den andre energimarkedspakken i 2003. Artikkel 6 punkt 3 i Europaparlamentets og Rådets forordning (EF) 1228/2003 (forordningen om el-grensehandel) fastslo at markedsdeltakerne skal få tilgang til størst mulig kapasitet på mellomlandsforbindelsene, innenfor hensynet til sikker drift.²

Artikkel 8 punkt 4 i forordningen fastslår at Kommisjonen kan utarbeide detaljerte retningslinjer for kapasitetsfordeling og håndtering av kapasitetsbegrensningene i tråd med målene for det indre markedet, innenfor det minimum av harmonisering som er nødvendig for å nå forordningens mål. (Se kapittel 2.2.)

Forordningen ble vedtatt innlemmet i EØS-avtalen i 2005 og implementert i norsk rett gjennom Stortingets behandling av St.prp. nr. 52 (2005-2006) i 2006.³

Europaparlamentet og Rådet opprettholdt kravet om størst mulig handelskapasitet under behandlingen av tredje energimarkedspakke i 2009 i artikkel 16 punkt 3 i forordning 714/2009/EF av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nettverket for grensekryssende elektrisitet:⁴

Article 16 General principles of congestion management

3. The maximum capacity of the interconnections and/or the transmission networks affecting cross-border flows shall be made available to market participants, complying with safety standards of secure network operation.

Forordningen om grensekryssende elektrisitet ble vedtatt innlemmet i EØS-avtalens vedlegg IV nr. 20 og referert til i § 4-2 *Utenlandsforbindelser* i energiloven mai 2017. Forordningen ble vedtatt gjennomført i norsk rett under Stortingets behandling av den tredje energimarkedspakken i Prop. 5 L (2017-2018) i mai 2018 med virkning fra 1. november 2019.⁵

Europaparlamentet og Rådet videreførte Kommisjonens myndighet til å utarbeide detaljerte retningslinjer for kapasitetsberegning og kapasitetsfordeling i forordningens artikkel 18 punkt 5.

2.2 CACM-forordningen

Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (*Capacity Allocation and Congestion Management*, CACM) er vedtatt med hjemmel i forordning 714/2009.⁶ CACM-forordningen ble vedtatt innlemmet i EØS-avtalen i desember 2020 og gjennomført i norsk rett under Stortingets

² [Regulation \(EC\) No 1228/2003](#) of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, artikkel 6 punkt 3, Regjeringen (2007) [Forordning om el-grensehandel](#), EØS-notat Gjennomføringsnotat 3. mai 2005

³ Europalov.no (2012) [Vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene](#)

⁴ [Regulation \(EC\) No 714/2009](#) of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003

⁵ Europalov.no (2020) [Adgang til nettverk for grensekryssende elektrisitet](#), Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven), [LOV-1990-06-29-50, Prop. 5 L \(2017-2018\)](#) Endringer i energiloven (tredje energimarkedspakke) Kapittel 3.5 Gjennomføring av forordning om grensekryssende krafthandel

⁶ En kommisjonsforordning tilsvarer en norsk forskrift vedtatt av regjeringen med hjemmel i lov vedtatt av Stortinget.

behandling av Prop. 199 LS (2020-2021) i juni 2021, med virkning fra 1. august 2021. Kommisjonsforordningen fastslår at systemoperatørene skal optimalisere grensekryssende overføringskapasitet.⁷

Formålet med forordningen er å legge til rette for en effektiv kobling av de europeiske markedene for omsetning av elektrisk energi dagen før (day-ahead) og intradag. Dagen før-markedet er markedet for kontrakter med levering av fysisk kraft time for time neste døgn. I intradagmarkedet handles det kontinuerlig i tidsrommet mellom klareringen i dagen før-markedet og fram til én time før driftstimen. Disse markedene sikrer i stor grad den momentane balansen mellom tilbud og etterspørsel som til enhver tid må gjelde i kraftsystemet. CACM gir et grunnlag for en koordinert og effektiv kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering for å sikre en mer effektiv utnyttelse av strømmettet i Europa. Det skal i størst mulig grad anvendes markedsbaserte og ikke-diskriminerende virkemidler, og tilgjengelig kapasitet på utenlandsforbindelser skal utnyttes best mulig.

CACM-forordningen skal bidra til å harmonisere kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering for mellomlandsforbindelsene og transmisjonsnettene og skape et mer integrert elektrisitetsmarked i EU. Kommisjonsforordningen gir retningslinjer for hvordan systemoperatørene skal utvikle felles metode for regional kapasitetstildeling på mellomlandsforbindelsene, og fastslår at de nasjonale reguleringsmyndighetene skal godkjenne disse metodene. For å bidra til dette utarbeidet ACER felles anbefalinger for systemoperatørene og de nasjonale reguleringsmyndighetene. At aktørene bruker felles metodikk for regional kapasitetsberegning er en nødvendig forutsetning for implementeringen av CACM-forordningen og for en vellykket integrering av det indre elektrisitetsmarkedet, ifølge Kommisjonen.⁸

2.3 Oppfølgingen av kravet om størst mulig handelskapasitet

Kravet om størst mulig handelskapasitet ga begrenset effekt. De nasjonale systemoperatørene beregnet handelskapasiteten på mellomlandsforbindelsene til å være betydelig lavere enn maksimal kapasitet, ifølge ACERs kartlegging i 2016. Systemoperatørene ga heller ingen tydelig og transparent begrunnelse for dette, ifølge ACER. Tilgjengelig handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene på kontinentet var i snitt beregnet til om lag 30 prosent. På enkelte forbindelser, som mellom Tyskland og Danmark og Tyskland og Polen, var den grensekryssende kapasiteten redusert til nesten null, ifølge ACERs kartlegging.⁹

⁷ [Prop. 199 LS \(2020-2021\)](#) Endringer i energiloven (fire forordninger om kraftmarkedet og samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettene for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet, se kapittel 3.1 Forordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM).

⁸ ACER (2016) [Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 02/2016 of 11 November 2016 on the common capacity calculation and redispatching and countertrading cost sharing methodologies](#)

⁹ ACER (2016) Op.cit. Se f.eks. Energidepartementet (2024) [Energifakta: Kraftmarkedet](#) for kort redegjørelse om budområder og områdepriser.

En vesentlig årsak til lav overføringskapasitet for grensekryssende handel, var økende volum av uplanlagt kraftflyt og kraftflyt via andre land. Dette kalles «loop flows» og «transit flows». Loop flows og transit flows (også kalt sirkelflyt) skjer som følge av interne flaskehalser i budområdene. Sirkelflyt på mellomlandsforbindelsene oppstår når den mest direkte kraftlinjen mellom to punkter er overbelastet, og kraftflyten tar en omvei via andre lands nett. Det fører i praksis til redusert handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene.¹⁰

Loop flows, which are flows on a border resulting from trades within a bidding zone, hence the flow starts and ends in the same bidding zone, but utilizes the grid in one or more adjacent bidding zone

Transit flows, which are flows on a border resulting from trades between bidding zone, hence the flow starts and ends in different bidding zone, but utilizes the grid in one or more adjacent bidding zones

I praksis ble interne flaskehalser innad i budområdene brukt til å beregne lavere grensekryssende kapasitet. Det var ikke tillatt i henhold til forordning 714/2009. Interne flaskehalser skulle fjernes med avbøtende tiltak på kort sikt (bl.a. mothandel, se nedenfor), endret inndeling av budområder på mellomlang sikt og investeringer i kraftnettet på lengre sikt.

Dette var en særlig utfordring i Tyskland (som var ett budområde), og nabolandene, ifølge ACER. Kraftflyt fra Nord-Tyskland til Sør-Tyskland gikk gjennom Polen, Tsjekkia, Nederland, Belgia og Frankrike.¹¹

2.4 Forslag til ny elmarkedsforordning i 2016

I 2016 la Europakommisjonen frem et forslag til revidert forordning om det indre markedet for elektrisitet (elmarkedsforordningen, også kalt elektrisitetsforordningen) som del av Ren energipakken. Manglende utnyttelse av kapasiteten på mellomlandsforbindelsene var fortsatt en hovedutfordring for å etablere et velfungerende indre elektrisitetsmarked.¹²

The Commission thus concluded that the TSOs had tended to maximize opportunities for exchanges within their own grid area, disregarding trade on cross-border interconnectors and negative security of supply effects on other, adjacent grid areas. It further concluded, as ACER had done, that inefficient regional co-operation on network code development was largely to blame. The EU institutionalization of co-operation between TSOs and between national regulators (through the establishment of ENTSO-E and ACER in 2009) had been insufficient to create optimal results for the all-European internal market.¹³

¹⁰ Statnett, Svenska Kraftnät, Energinet og Fingrid (2020) [Stakeholder consultation document and Impact Assessment for the Capacity Calculation Methodology Proposal for the Nordic CCR](#), s. 36f

¹¹ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al.

¹² Europakommisjonen (2016) [Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity](#), COM(2016) 861 final 2016/0379(COD)

¹³ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al.

For å nå målet la Kommisjonen frem forslag til økt harmonisering og bedre koordinering på tvers av landegrensene. ACER skulle få flere oppgaver knyttet til den regionale driften av kraftsystemet.¹⁴

While market actors increasingly cooperate across borders and decide on certain matters concerning grid operation and electricity trading with qualified majority at a regional or even Union level, there is no equivalent for these regional decision-making procedures at regulatory level. Regulatory oversight therefore remains fragmented, leading to a risk of diverging decisions and unnecessary delays. Strengthening the powers of ACER for those cross-border issues which require a coordinated regional decision would contribute to faster and more effective decision-making on cross-border issues. National regulators, deciding within ACER on those issues through majority voting, would remain fully involved in the process.

Kommisjonen foreslo å beholde målet om størst mulig tilgjengelig handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene i artikkel 14 nr. 3:¹⁵

The maximum capacity of the interconnections and/or the transmission networks affecting cross-border flows shall be made available to market participants, complying with safety standards of secure network operation.

ACERs anbefaling var at grensekryssende handelskapasitet ikke skulle reduseres som følge av interne flaskehalser og sirkelflyt.¹⁶

De nordiske systemoperatørene (Statnett, Svenska Kraftnät, Energinet og Fingrid) var ikke enige. De nordiske systemoperatørene understrekte i et høringsdokument i 2017, at det er viktig å unngå at beregnet handelskapasitet på transmisjonsnettet er større enn den reelle kapasiteten.¹⁷

Hvis kapasitetsberegningene ikke tar hensyn til flaskehalser og sirkelflyt, vil markedet klareres med urealistisk høy overføringskapasitet. Det kan føre til omfattende overbelastninger, og betydelige driftskostnader, fastslo de nordiske systemoperatørene. Skulle kapasitetsberegningene følge ACERs anbefaling ville systemoperatørene ha en modell for kapasitetsberegning som ville true driftssikkerheten i kraftsystemet. Det var uklart hvordan dette skulle håndteres i praksis, fastslo de nordiske systemoperatørene.

Når kraftmarkedet ikke klarer å skape løpende balanse mellom tilbud og etterspørsel av elektrisitet, må systemoperatørene gjennomføre tiltak, som mothandel og spesialregulering.¹⁸

¹⁴ Europakommisjonen (2016) [Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity](#), COM(2016) 861 final 2016/0379(COD), se Explanatory Memorandum: Adapting regulatory oversight to regional markets

¹⁵ Europakommisjonen (2016) [Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity](#), COM(2016) 861 final 2016/0379(COD)

¹⁶ Statnett, Svenska Kraftnät, Energinet og Fingrid (2020) [Stakeholder consultation document and Impact Assessment for the Capacity Calculation Methodology Proposal for the Nordic CCR](#), s. 32

¹⁷ Statnett, Svenska Kraftnät, Energinet og Fingrid (2020) [Stakeholder consultation document and Impact Assessment for the Capacity Calculation Methodology Proposal for the Nordic CCR](#), s. 30ff.

¹⁸ Mothandel (countertrade) er når produksjon eller forbruk må økes i det ene budområdet (f.eks. Tyskland), og reduseres i det andre budområdet (f.eks. NO2). Spesialregulering er når produksjon eller forbruk må økes eller reduseres innenfor samme budområde.

Mothandel og spesialregulering innebærer at systemoperatørene må betale kraftprodusenter og store kraftforbrukere for å øke eller redusere produksjon og forbruk av elektrisitet. Det vil kunne gi betydelig økte driftskostnader.¹⁹

De nordiske systemoperatørene mente det ville gi større samfunnsøkonomisk nytte å klarere markedet med reell kapasitetsberegning. Deres råd var derfor at hensynet til driftssikkerhet og samfunnsøkonomisk effektivitet burde gi grunnlag for midlertidig reduksjon i beregnet overføringskapasitet på grunn av interne flaskehalsar. Hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet burde også gi grunnlag for forlenget reduksjon i beregnet handelskapasitet, dersom det var vesentlig mer effektivt enn å fjerne de interne flaskehalsene.

2.5 Kravet om minst 70 prosent handelskapasitet fra 2019

Under behandlingen av Kommisjonens forslag til revidert elmarkedsforordning lanserte Tyskland et forslag om et minimumsmål for tilgjengelig kapasitet på mellomlandsforbindelse og mulighet for forlenget frist til utgangen av 2025. De nordiske medlemsstatene, og andre medlemsstater som grenser til Tyskland, ønsket å beholde målet om maksimal tilgjengelig kapasitet på mellomlandsforbindelsene samtidig som hensynet til driftssikkerhet ble ivaretatt.²⁰

Energiministrene i Rådet foreslo i desember 2017 at minst 75 prosent av kapasiteten på mellomlandsforbindelsene skulle være tilgjengelig for handel innen utgangen av 2025. Et flertall i Europaparlamentet støttet i februar 2018 forslaget til Rådet om 75 prosent, men et mindretall mente dette ville skape betydelige interne flaskehalsar i det tyske kraftnettet. I det endelige kompromisset ble Rådet og Europaparlamentet enige om at minimum 70 prosent av kapasiteten på mellomlandsforbindelsene skulle være tilgjengelig for handel (*minimum available capacity for crosszonal trade*, MACZT). Minimumsmålet skulle nås innen 1. januar 2020, med mulighet for forlenget frist til utgangen av 2025.²¹

Minstemålet på 70 prosent skal gjelde for hver time hele året, og ikke som et gjennomsnitt gjennom året. Medlemsstatene kan oppnå målet gradvis frem til utgangen av 2025 med vedtatte handlingsplaner eller godkjente unntak. Unntak som er godkjent av de nasjonale reguleringsmyndighetene kan også gjelde etter 2025.²²

Minstemålet på 70 prosent (MACZT) beregnes ut fra en situasjon med normal kraftflyt. De resterende 30 prosent av kapasiteten kan dekke opp for interne flaskehalsar og sirkelflyt. Uforutsette brudd og planlagt driftsstans skal trekkes fra i beregningene av MACZT. Planlagt driftsstans må uansett koordineres mellom systemoperatørene for å sikre driften i kraftsystemet.

¹⁹ Statnett, Svenska Kraftnät, Energinet og Fingrid (2020) [Stakeholder consultation document and Impact Assessment for the Capacity Calculation Methodology Proposal for the Nordic CCR](#), s. 30. Se f.eks. Bye, T et al (2010) [Fleire og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem](#), Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet, for mer informasjon om mothandel.

²⁰ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al

²¹ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al., se side 6f.

²² [Regulation \(EU\) 2019/943](#) of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, artikkel 15 Action plans, og artikkel 16 General principles of capacity allocation and congestion management

For flere av mellomlandsforbindelsene i EU, er driftsstans en viktig årsak til at MACTZ ikke oppnås.²³

Under behandlingen i Rådet, blokkerte Tyskland, Spania, Frankrike og Italia Kommisjonens forslag om å øke ACERs rolle slik Kommisjonen foreslo, mens flere mindre land ønsket å styrke ACER, deriblant land med grenser til Tyskland.²⁴

Elmarkedsforordningen fra Ren energipakken i 2019, endret likevel noe på beslutningsprosessene knyttet til kapasitetsberegning og -tildeling. Kommisjonen vedtok i 2021 en gjennomføringsforordning (EU) 2021/280 som bl.a. endrer CACM-forordningen for å tilpasse denne til de nevnte endringene i elmarkedsforordningen. For å sikre at praksis er i overensstemmelse med regelverket, gir gjennomføringsforordningen av 2021 de nasjonale reguleringsmyndighetene og ACER rett til å revidere og endre systemoperatørenes forslag til konkrete beregnings- og allokeringsmetoder.²⁵

Den norske regjeringen tok i desember 2024 sikte på at gjennomføringsforordningen skulle innlemmes i EØS-avtalen.²⁶

2.6 Oppfølgingen av minstemålet om 70 prosent handelskapasitet

ACER har til oppgave å overvåke at minstemålet om 70 prosent oppnås:²⁷

ACER monitors the minimum 70% target on the bidding-zone borders within and between the EU's Member States, which should be met for all hours throughout the year. The Electricity Regulation allows Member States to adopt transitory measures, i.e. action plans or derogations, to gradually reach the minimum 70% target. Action plans expire by the end of 2025, and include a gradual linear increase in cross-zonal capacity from the beginning onwards. As a result, these action plans are likely to have a limited (if any) impact on cross-zonal capacity in 2025. Depending on national regulatory authorities' decisions, derogations may apply in 2025 (or beyond).

I årsrapporten fra 2023 om grensekryssende kapasiteter i 2022, konkluderte ACER med at det var oppnådd noe forbedring i å nå MACST, men ikke mye. ACER fastslo at det vil bli krevende og dyrt å nå minstemålet om 70 prosent, og satte spørsmål ved om det i det hele tatt ville være mulig innen utgangen av 2025.²⁸

²³ Se f.eks. SELeNe CC (2023) [Energy flows with security: Annual Report 2023](#), side 48, og ACER (2023) [Cross-zonal capacities and the 70% margin available for cross-zonal electricity trade \(MACST\): 2023 Market Monitoring Report](#), 21. juli 2023

²⁴ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al.

²⁵ [Europakommisjonens gjennomføringsforordning \(EU\) 2021/280](#) om ændring af forordning (EU) 2015/1222, (EU) 2016/1719, (EU) 2017/2195 og (EU) 2017/1485 for at bruge dem i overensstemmelse med forordning (EU) 2019/943

²⁶ Europalov (2024) [Retningslinjer for grensekryssende krafthandel: tilpasning til elmarkedsforordningen](#), sist oppdatert 5.12.2024

²⁷ ACER (2024) [ACER Decision on the European Resource Adequacy Assessment for 2023](#) (ERA 2023): Annex III

²⁸ ACER (2023) [Cross-zonal capacities and the 70% margin available for cross-zonal electricity trade \(MACST\): 2023 Market Monitoring Report](#), 21. juli 2023

I årsrapporten fra 2024, konkluderte ACER med at forsinkelser i koordineringene av de regionale kapasitetsberegningene og i investeringene i transmisjonsnettet, ville gjøre det krevende å nå MACZT innen fristen. Hver enkelt systemoperatør i medlemsstatene vil uansett være juridisk forpliktet til å nå MACZT. Det forutsetter bedre regional koordinering for å redusere sirkelflyt (loop flows og transit flows), fastslo ACER.²⁹

3 EUs krav til utbygging av mellomlandsforbindelser

Styringssystemforordningen (forordning (EU) 2018/1999 fra Ren energipakken) setter mål for utbygget overføringskapasitet mellom medlemsstatene. Innen 2030 skal overføringskapasiteten på mellomlandsforbindelsene tilsvare minst 15 prosent av medlemsstatenes totale produksjonskapasitet. I tillegg fastsetter forordningen tre indikatorer for når det haster å gjennomføre tiltak: ³⁰

1. en prisforskjell i engrosmarkedet som er høyere enn en veiledende grenseverdi på 2 €/MWh mellom medlemsstatene
2. nominell overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene under 30 prosent av topplast (maksimalt energiforbruk per tidsenhet)
3. nominell overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene under 30 prosent av installert fornybar energiproduksjon

Samtidig fastslår forordningen at nye mellomlandsforbindelser kun skal bygges om den samfunnsøkonomiske og miljømessige nytten er større kostnadene.

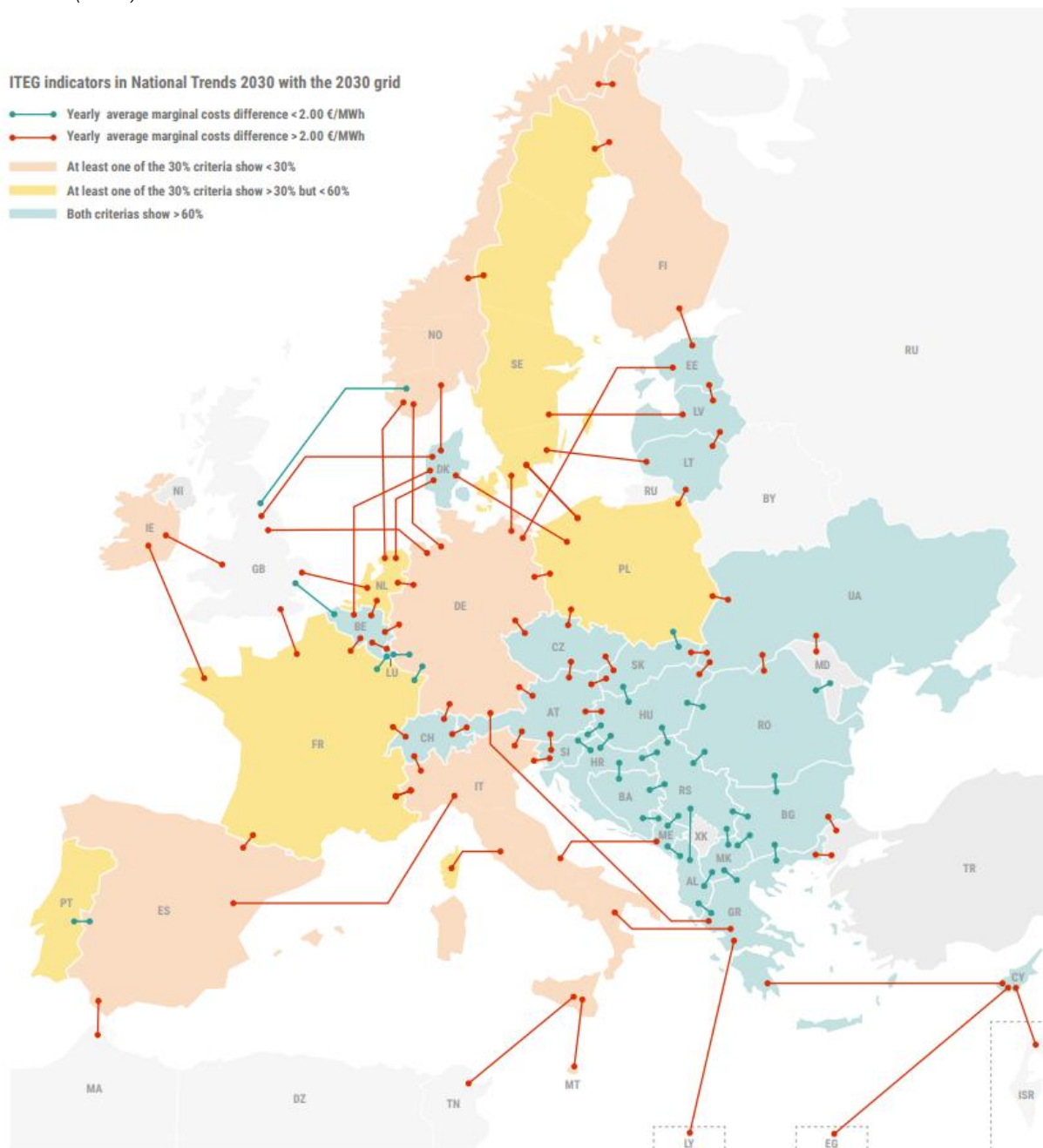
Det europeiske nettverket for systemoperatører, ENTSO-E, har kartlagt behovet for investeringer dersom målene for mellomlandsforbindelser skal nås, inkludert Norge. Ifølge ENTSO-E er det et presserende behov for å øke kapasitetene på mellomlandsforbindelsene til Irland, Norge, Finland, Tyskland, Italia og Spania.³¹

²⁹ ACER (2024) [Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU: 2024 Market Monitoring Report](#)

³⁰ Se Annex 1 punkt 2.4.1 i [Regulation \(EU\) 2018/1999](#) of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action og Europakommisjonen: [Electricity interconnection targets](#), oppslag på nettside april 2025.

³¹ ENTSO-E (2025) [Opportunities for a more efficient European power system by 2050: Infrastructure Gaps Report](#)

Figur 1: Indikatorer for å øke overføringskapasiteten mellom landene i det europeiske elektrisitetmarkedet, kilde: ENTOS-E (2025)



I analysen legger ENTOS-E til grunn at overføringskapasiteten mellom Norge og Danmark og Norge og Sverige bør økes.

4 ACERs og Europakommisjonens oppfølging av rettsaktene om mellomlandsforbindelsene

Medlemsstatene skal gjennomføre bestemmelsene i rettsaktene knyttet til mellomlandsforbindelsene. ACER og Europakommisjonen skal veilede og bistå, utarbeide retningslinjer og detaljert regelverk, kartlegge, overvåke og vurdere om regelverket overholdes og mål oppnås, ha dialog med nasjonale myndigheter og eventuelt nasjonale aktører om oppfølgingen av regelverket og eventuelt fatte vedtak.

ACER og Utredningsseksjonen har beskrevet ACERs oppgaver i svar på oppdrag 2025051. Både ACER og Europakommisjonen har f.eks. dialog med nasjonale myndigheter og systemoperatører om driften av mellomlandsforbindelsene. Fridtjof Nansen Institutt (FNI) viste i 2021 bl.a. til at Europakommisjonen innledet rettslige prosesser mot den tyske systemoperatøren TenneT og den svenske systemoperatøren Svenska Kraftnät.³²

Som et eksempel trekker vi her frem prosessen om manglende oppfølging av regelverket på mellomlandsforbindelsen mellom Tyskland og Danmark (DK1). Vi beskriver først og fremst saksgangen og i liten grad detaljene i saken.

4.1 Lav handelskapasitet på mellomlandsforbindelsen mellom Tyskland og Danmark

I 2014 ba ACER den tyske og den danske reguleringsmyndigheten for energi redegjøre for nødvendige tiltak for å øke overføringskapasitetene for handel mellom Tyskland og Danmark (DK1).³³ I svaret redegjorde reguleringsmyndighetene for at den danske systemoperatøren Energinet, og den tyske systemoperatøren TenneT skulle intensivere sitt samarbeid og gjennomføre nødvendige utbedringer.³⁴

I 2015 vedtok Kommisjonen retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM-forordningen. CACM-forordning (omtalt nedenfor i kapittel 2.2) ble vedtatt for å tydeliggjøre regelverket for kapasitetsberegning, kapasitetstildeling og håndtering av flaskehalser med hjemmel i Europaparlaments- og Rådsforordning 714/2009.

De nye retningslinjene ga lite endring i praksis, ifølge ACERs årsrapport. I 2016 la Europakommisjonen frem forslag til endringer i kapasitetstildeling og forvaltning av flaskehalser, som en del av Ren energipakken. I begrunnelsen for forslaget viste Kommisjonen bl.a. til at handelskapasiteten på den tysk/danske-grensen ble beregnet til null, og at dette ble gjort for å unngå problemer i det tyske kraftnettet. For å sikre at regelverket ble fulgt og målene om et integrert, mer robust og mer fleksibelt europeisk elektrisitetsmarked ble nådd, foreslo Kommisjonen at ACER og Kommisjonen måtte gis større myndighet. Tyskland var en særlig aktiv motstander til dette.³⁵

³² FNI (2021) [Reform of the EU Electricity system Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al.

³³ Tyskland består av ett budområde. Danmark av to budområder.

³⁴ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al. side 3

³⁵ FNI (2021) Op.cit. side

Samtidig med behandlingen av Kommisjonens forslag til Ren energipakke, fortsatte prosessene om mulig regelverksbrudd på mellomlandsforbindelsen mellom Tyskland og DK1. I en felles uttalelse i 2017 forklarte de tyske og danske energidepartementene og de nasjonale reguleringsmyndighetene hvordan handelskapasiteten mellom Tyskland og DK1 skulle økes. Kommisjonen ble ikke overbevist om at erklæringen ville løse problemet, og meddelte dette til den tyske systemoperatøren TenneT i 2018. TenneT lanserte nye forpliktelser i sitt svar til Kommisjonen, men Kommisjonen initierte likevel en formell undersøkelse av om begrensingene i kapasitetstildelingene mellom Tyskland og DK1 var konkurransevridende og diskriminerende. Det ville i så fall være et brudd med CACM-forordningen og artikkel 102 i Traktaten om Den europeiske unions virkemåte (TEUV).³⁶ Med trusselen om videre juridisk forfølgelse meldte TenneT inn nye og mer ambisiøse forpliktelser. Kommisjonen vedtok deretter i desember 2018 at de fremlagte forpliktelsene skulle være bindende for TenneT, og at det ikke lenger var grunnlag for videre rettslig forfølgelse.³⁷

5 MACZT og Norge

Ettersom elmarkedsforordningen fra 2019 ikke er innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett, er ikke minimumsmålet om 70 prosent (MACZT) direkte forpliktende for Norge. Det kan likevel få betydning for hvor mye kraft som eksporteres og importeres over mellomlandsforbindelsene mellom Norge og våre naboland i EU, ifølge FNI.³⁸

Ingen av mellomlandsforbindelsene mellom Norge og EU ble utnyttet til minst 70 prosent i alle timer i 2023. Nærmest var forbindelsene mellom Norge og Danmark og Norge og Nederland. Ifølge ACERs kartlegging var handelen på mellomlandsforbindelsene mellom Norge (NO2) og Nederland og Norge (NO2) og Danmark (DK1) lik eller over 70 prosent i 95 prosent av timene i 2023.³⁹

I 2023 var målet at 35 prosent av kapasiteten på NordLink mellom Norge og Tyskland skulle være åpen for handel. Ifølge ACER var overføringskapasiteten på forbindelsen mer enn 35 prosent i 94 prosent av timene i 2023. For eksport fra Tyskland til NO2 var kapasiteten lik eller over 70 prosent i 49 prosent av tiden, mens kapasiteten for eksport fra NO2 til Tyskland var lik eller over 70 prosent i 41 prosent av tiden. Den lave utnyttelsen skyldes interne flaskehalser i Tyskland, ifølge ACER.

Sverige har brukt en annen metodikk for kapasitetsberegning enn de andre landene. ACER har derfor laget en separat analyse av MACZT for Sverige. For mellomlandsforbindelsen mellom NO1 og SE3 var tilgjengelig overføringskapasitet fra Norge til Sverige lik eller over 70 prosent i 72 prosent av timene i 2023, mens kapasitetene fra NO3 og NO4 til Sverige ikke nådde 70 prosent i noen av timene i 2023. Kapasiteten for overføring fra Sverige til Norge nådde ikke 70 prosent i

³⁶ Artikkel 102 i TEUV gjelder generelt også for norske aktører gjennom artikkel 54 i EØS-avtalen.

³⁷ Europakommisjonen (2018) [CASE AT.40461 – DE/DK Interconnector ANTITRUST PROCEDURE Council Regulation \(EC\) 1/2003 Article 9 Regulation \(EC\) 1/2003](#), 7. desember 2018

³⁸ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al. Se også Europalov.no (2025) [Elektrisitetsforordningen 2019 \(revisjon\)](#)

³⁹ ACER (2024) [Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU: 2024 Market Monitoring Report](#), 3. juli 2024

noen timer i 2023 fra SE1 til NO4, i under 5 prosent av timene fra SE2 til NO3 og i 7 prosent av timene fra SE2 til NO4, ifølge ACER.⁴⁰

For mellomlandsforbindelser hvor kapasitetsutnyttelsen har vært under 70 prosent kan minimumsmålet gi økt handel og økte inntekter for Statnett og kraftselskapene, ifølge FNI. Samtidig kan det nye minimumsmålet 70 prosent bety at krafthandel over mellomlandsforbindelsene blir lavere enn det som var forventet med kravet i elmarkedsforordningen fra 2009 om størst mulig tilgjengelig kapasitet. Hva som rent faktisk skjer, er avhengig av oppfølgingen av kravet og om MACZT både blir et minimums- og maksimumsmål.

Investeringsbeslutningen om NordLink-kabelen mellom Norge og Tyskland ble basert på at mellomlandsforbindelsen ble utnyttet maksimalt for å gi størst mulig inntjening. Ifølge FNI kan minimumsmålet om 70 prosent bety at krafthandelen over NordLink blir mindre enn forventet. Det vil redusere inntektene til kraftprodusentene og systemoperatørene, ifølge FNI.⁴¹

5.1 Regional koordinering og økt krafthandel

ACER konkluderte, i rapporten om overvåking av overføringskapasiteten på mellomlandsforbindelsene for 2023, at bedre beregninger og tildelinger av overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene kan bidra til økt krafthandel mellom landene i det indre elektrisitetsmarkedet. Det er likevel nødvendig med betydelig innsats dersom MACZT skal nås innen utgangen av 2025. Det var fortsatt en utfordring at kapasitetsberegninger i kapasitetsberegningsregionene Norden, Hansa-og Baltikum ikke var samordnet. Norge inngår i regionene Norden og Hansa. Det betyr at den norske systemoperatøren, Statnett, skal utarbeide metoder for kapasitetsberegninger sammen med systemoperatørene (TSOene) i regionene Norden og Hansa, og noen samme med systemoperatørene i hele EØS.⁴²

I november 2024 godkjente RME metode for samordnet kapasitetsberegning for kapasitetsberegningsregionene Norden og Hansa etter CACM-forordningens artikkel 20 nr 2.⁴³

⁴⁰ ACER (2024) [Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU: 2024 Market Monitoring Report](#)

⁴¹ FNI (2021) [Reform of the EU Electricity Regulation: Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market](#), FNI Report 3/202, Eikeland P.O et al., se side 32ff.

⁴² ACER (2024) [Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU: 2024 Market Monitoring Report](#), 3. Juli 2024

⁴³ RME (2024) [Godkjenning av metode om samordnet kapasitetsberegning for kapasitetsberegningsregion Norden etter CACM artikkel 20 nr.2](#), av 24.09.2024 og RME (2024) [Godkjenning av metode om samordnet kapasitetsberegning for kapasitetsberegningsregion Hansa etter CACM artikkel 20 nr.2](#)