

## Møteinnkalling/sakspapirer

### **Innkalling til møte i Statnetts markeds- og driftsforum 2021-01**

Møtedato/sted:

**10. mars 2021 kl 12:00 - 16:00**

**Forumets formøte kl 10:30 - 11:30**

#### **Elektronisk møte**

Ansvarlig/adm. enhet:

**Erik Skjelbred**

#### **Medlemmer:**

Hilde Bakken

Pål Tore Svendsen

Frode Leversund

Knut Lockert

Erling Dalberg

Liv Cecilie Birkeland

Knut Kroepelien

Björg Brestad

Grethe Høiland

Inger Lise Blyverket

# AGENDA

SAK NR.	SAK	ANSVARLIG
	Åpning av møtet a. Referat fra forrige møte b. Gjennomgang av agenda c. Fremtidige saker d. Viktige saker fra MDF til Statnett	Erik Skjelbred  Forumets medlemmer
2021-01-01	Orienteringssaker (ikke sakspapirer) a. Orientering om systemdrift og marked b. Nye rekorder c. Kontinental nettdeling og frekvensutfall d. NUCS e. Driftserfaringer NordLink og markedsforberedelser NSL f. Fremdrift NSL g. Viktige høringssaker (alle) h. Andre saker	Gunnar Løvås  Håkon Borgen Forumets medlemmer
2021-01-02	Styrets agenda (ikke sakspapirer)	Knut Hundhammer
2021-01-03	Nordisk markedsutvikling	Gunnar Løvås
2021-01-04	NUP dilemmaer og prioriteringer	Håkon Borgen
2021-01-05	Nordic Perspective Report	Håkon Borgen
2021-01-06	TEN-E og Europeisk nettutvikling	Gunnar Løvås Håkon Borgen
2021-01-07	Konsekvenser for Statnett og Norge av EU regulering knyttet til bruk av flaskehalsinntekter	Knut Hundhammer
2021-01-08	Anbefalinger for industriell satsing på havvind	Knut Kroepelien, Energi Norge
2021-01-09	Eventuelt	

# MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

## MDF-sak 2021-01-03 Nordisk markedsutvikling

**Møtedato:** 10.03.2021

---

### **Kort sammendrag av saken som blir presentert**

Denne saken gir en kort oppdatering på utvikling innen noen sentrale områder i markeds- og driftsutvikling som:

- Etablering av RCC
- Behov for større endringene i markeds- og driftsløsningene
- Plan for ny SMUP

### **Ønsker diskutert/drøftet**

Forumet bes kommentere på de aktuelle sakene som presenteres og hvorvidt noen områder krever mer dialog med aktørene.

### **Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum**

Aktuelle saker innen markeds- og driftsutvikling rapporteres jevnlig til forumet.

• Åpen informasjon / Public information

## Oppdatert forslag til opprettelse av RCC er sendt til de nordiske regulatorene for godkjenning

**Statnett**

Vårt felles nordiske kontor i København, Nordic Regional Security Coordination (Nordic RSC), skal bli et selskap Regional Coordination Center (Nordic RCC), fra juli 2022

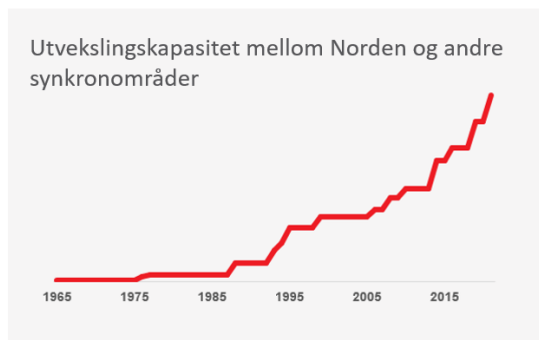
- Etableringen av RCC som eget selskap er regulert i Ren-energimarkedspakken (CEP)
- Nordic RCC vil bli etablert i København som et dansk aksjeselskap med egne ansatte og ressurser, og driften vil finansieres gjennom TSOens betaling for de tjenestene som leveres
  - Energitilsynet i Danmark vil i samarbeid med de andre nordiske regulatorene følge opp Nordic RCC
- Statnett deltar i etableringen av RCCen på linje med de andre Nordiske TSOene, blant annet med utgangspunkt i oppdatert utlandskonsesjon fra 1.1.2021
- Nordic RCC vil ha en uavhengig rolle, men TSOene tar beslutningene blant annet om kapasitetsfastsettelsen i nettet
  - RCC vil utføre den flytbasert baserte kapasitetsberegningen (Nordcap) med utgangspunkt i en felles nordisk nett modell (Common Grid Modell - CGM)
  - RCC vil også bidra til koordinering av driftsstanser, samt de nye oppgavene som følger av CEP
  - Gjennom rapportering vil RCC bidra til læring og økt kunnskap for regulatorer og markedsaktører
  - Samlet sett gir dette en mer effektiv koordineringen av driften i Norden og mellom Norden og tilknyttede regioner
- Hvilke oppgaver RCC skal utføre og organiseringen av gjennomføring av disse, skal godkjennes av de nordiske regulatorene
  - Regulatorene ba 8. desember i fjor om endringer i forslaget til etablering av RCC som TSOene sendte i juni 2020
  - Disse er etterkommet i TSOene oppdatert forslag av 14. januar i år

Fremtiden er elektrisk

• Åpen informasjon / Public information

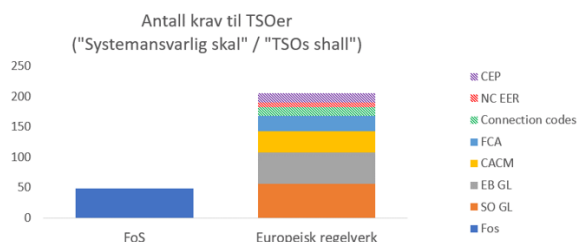
Statnett

## Nytt kraftsystem, nytt regelverk



Den store økningen i overføringskapasitet er et av flere eksempler på fysiske endringer som krever at systemansvarlig gjør endringer i markeds- og driftsløsningene for å ivareta den samfunnsøkonomiske effektiviteten.

Europeisk regelverk er detaljert og omfattende



Økningen i antall ganger det står skrevet at "TSOen skal...", er en indikator både på økt oppgavemengde og større detaljstyring av hvordan TSOene skal utføre sine oppgaver. I hovedsak treffer dette systemansvarlig.

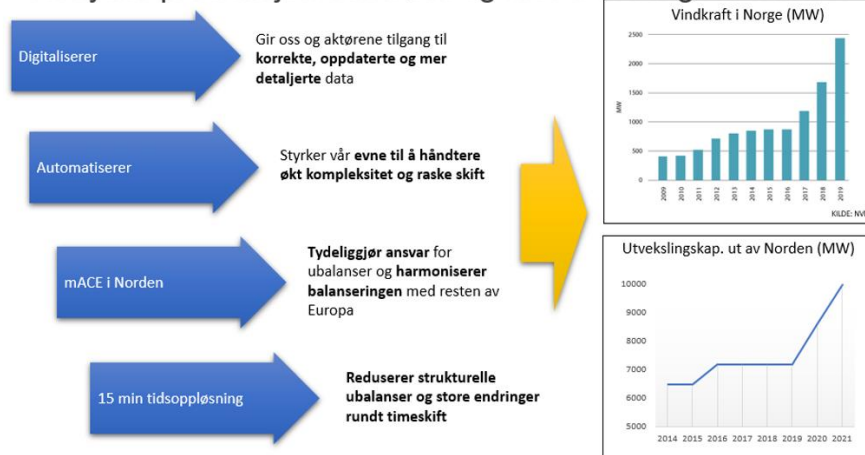
• Åpen informasjon / Public information

Statnett

## Vi har startet den største endringen av markeds- og driftsløsninger siden dereguleringen

Tidsplan	Hva skjer	Forklaring
Q3, 2021	Tidligste start av paralleldrift for flytbasert markedskobling	Forut for overgang til flytbasert markedskobling, kreves det ett års paralleldrift med fortløpende publisering av resultatene
Q4, 2021	NSL settes i drift Én-pris på ubalanser innføres også for produksjon	I tråd med europeisk regelverk innføres én-pris på ubalanser for produksjon. Det er viktig at vi beholder gode produksjonsplaner og at dette ikke skal legge til rette for "selvbalansering"
Q1, 2022	Tidligste oppstart av nordisk aFRR kapasitetsmarked med reservasjon av overføringskapasitet	Nordisk regulatorer krever at vi har minst 3 måneder med parallellkjøring av flytbasert før vi kan sette i gang markedet. Det er estimert å spare Norden for 500 MNOK/år. Vi forventer norsk eksport av kortsiktig fleksibilitet
QX, 2022	Start fem-årig overgangsfase til ny spesifikasjon av primærreserver	Et nytt kraftsystem med mindre marginer trenger en annen respons fra primærreservene. Dette krever endringer hos alle/mange aktører
Q4, 2022	Oppstart automatisk balansering	Vi skal lage en "førerløs bil". Dagens manuelle prosesser er ikke mulig å beholde i et kraftsystem med raskere endringer. Aktører må aktiveres elektronisk, det blir nye krav til responstid og de kan forvente annet aktiveringsmønster
Q2, 2023	Innføring av 15 minutters oppløsning i avregning og intradag	Det blir krav til å være i balanse hvert kvarter. Aktører kan handle med kvartersoppløsning i intradag – både for å komme i balanse og for å selge fleksibilitet så andre kommer i balanse. Det blir lettere for Statnett å håndtere flytendringer på kablene.
Q3, 2023	Tidligste start av flytbasert markedskobling i Norden	
Q4, 2023	Innføring av nordisk kapasitetsmarked for regulerkraft/mFRR ("nordisk RKOM") med reservasjon av overføringskapasitet	
Q1, 2024	Innføring av kvartersoppløsning i spotmarkedet	Dette er europeiske planer – som historisk sett ikke alltid har vært realisert
Q2, 2024	Siste frist for TSOene å knytte seg til europeisk markedsplattformer for aFRR og regulerkraft (mFRR)	De nordiske TSOene har foreløpig ikke sagt når vi vil slutte oss til

## Nye markeds- og driftsløsningene for å håndtere mer fornybar produksjon samt økt og mer uforutsigbar handel



## Oppdatering SMUP

- Ny versjon av Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (SMUP) utsettes til høsten 2021
- Vil fokusere på utviklingen av systemdrift- og marked mot 2030
  - spesiell med vekt på å utnytte mulighetene innen digitalisering og automatisering
- Planen blir mer kompakt og strategisk enn tidligere
- Tiltaksplanen vil fortsatt komme ut med jevne mellomrom og redegjør for de konkrete tiltakene og prosjektene under utførelse

Et stadig økende antall grenseflater for systemansvarlig



# MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

## MDF-sak 2021-01-04 Nettutviklingsplanen, dilemma og prioriteringar

Møtedato: 10.03.2021

### **Kort samandrag av saka som presenterast**

1. oktober 2021 publiserer Statnett sin Nettutviklingsplan. Planen skisserer moglege behov for overføringskapasitet i transmisjonsnettet minst tjue år fram i tid. Denne saka presenterer sentrale dilemma og problemstillingar me står ovanfor med omsyn nettutviklinga framover.

### **Ynskjust diskutert/drøfta**

Korleis samarbeide for å handtere rask utvikling i forbruksplanar og ei stor prosjektportefølje.

### **Tidlegare handsaming i Statnetts markeds- og driftsforum**

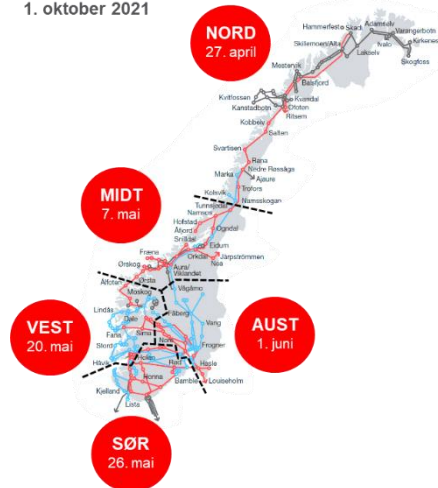
Nei.

## 1. KSU-prosessen er fundament for dialog og samhandling

Forskrift om energitutredninger definerer eit sett oppgåver som dei utgreiingsansvarlege i det norske kraftsystemet skal gjere. Statnett er ansvarleg for å greie ut behov og mogleg utvikling av transmisjonsnettet, og skal kvart andre år levere ei kraftsystemutgreiing for heile transmisjonsnettet. I år, som i 2019, vil me levere tre rapportar innan 1. oktober 2021: Nettutviklingsplanen, Analyse av transportkanaler og Kraftsystemutredningen. Sistnemnde er unntatt det offentlege.

Før leveranse skal me arrangere fem områdevisse kraftsystemmøter. Møta vil fokusere på behov og pågåande/planlagde netttiltak i ulike geografiske område. Årets møter vil gå føre seg digitalt og vare kring tre timar. Det vert mogleg å kome med skriftlege innspel på innhald i møta i etterkant av kvart møte. Figuren til høgre syner når årets møte vert arrangert. Invitasjonar blir sendt ut i løpet av mars.

Prosess fram til publisering av Nettutviklingsplanen  
1. oktober 2021



## 2. Behov for fornying og utvikling i forbruk og produksjon skal handterast

Statnett sin anleggsmasse er aldrande, og me har eit vedvarande behov for fornying i åra framover. I første omgang er det stasjonsfornyngar, mens leidningane kjem frå starten av 2030-talet. Leidningane som når teknisk levetid er bae leidningar internt i regionar, men også dei store transportkanalane i kraftsystemet. I mange høve vil levetidsforlengjande tiltak vere nok for å halde fram med funksjonen til komponenten. Utvikling i forbruk og produksjon vil dimed vere det som i stor grad avgjer når det vert behov for å gjere ei større oppgradering.

Sidan 2018 har me handsama eit volum på nærare 19 000 MW som ynskjer tilknytning til straumnettet. I 2018 og 2019 var kring 60 % av søkt volum knytt til forbruk – i 2020 var same tal nærare 100 %. Kring 40 % av volumet har vore moglege å knyte til i dagens nett, mens resterande treng nettforsterking for å

bli realisert. Det er stor usikre knytt til kor mykje volum som vert realisert, men tala syner likevel at det er mogleg med høge forbruksmengder på kort tid fleire stader i landet.

Auka transformeringskapasitet er ofte første steg for at tilknytning skal vere mogleg. Summen av forbruk som kjem internt i ein region kan gjere det naudsynt med større leidningsforsterking for at tilknytning skal vere mogleg. Nivået på forbruket avgjer om det er Statnett eller eit regionalt nettselskap som skal gjere investeringa. Samarbeid i regionane er dimed sentralt for å realisere riktige tiltak til rett tid. Somme regionar ser me for oss stor prosjektaktivitet omtrent på likt, noko som gjer det særdeles viktig med tett koordinering for å halde fram med forsyningstryggleik mens utbygging skjer. Behovet for fornying vil kunne endre rekkefølga, og me er i gang med å etablere langsiktige planar som fangar både behov.

Mykje av kommande forbruksauke kjem i områder langt ute i nettet og utan produksjon i nærleiken. Lokalisering og storleik av forbruks- og produksjonseiningar kan gjere det naudsynt å knyte områder med over- og underskot sterkare saman. I mange høve er det transportkanalane i kraftsystemet som binder områda saman. Oppgradering av kanalane er i mindre grad avhengig av lokale tilknytningar, og meir av summen i eit større område. Fleire av transportkanalane er i tillegg avhengig av kvarandre, og utkoplingar i ein kanal kan verke inn på overføringskapasiteten i andre. Tiltak i transportkanalane må difor plasserast utover i tid skal me klare å handtere oppgradering av dei.

### **3. Tida for å byggje nettanlegg er lange – me søker å nytte verkemidla me har**

Utviklinga med omsyn forbruk er i mange høve raskare enn ledetida for nettanlegg og produksjon. Statnett søker å nytte spekteret av moglege verkemiddel for å realisere tilknytningar, mellom anna dei systemansvarleg har tilgjengeleg. Me er også positive til å ta i bruk avtalar om avgrensing i produksjon, og forbruk om regelverket opnar for det. Mengd avtaler som vert mogleg å nytte i transmisjonsnettet vil vere særst avgrensa fram til me klarer å handtere meir automatikk i operativ drift – særleg maska transmisjonsnett. I tillegg vil auka volum i eksisterande nett gi meir utfordringar knytt til å gjere utkoplingar som følgje av vedlikehald og oppgraderingar.

Skal me klare å møte auka forbruk og produksjon vert det naudsynt med netttiltak. Me har allereie planlagt trinnvise utbyggingar i områder som Finnmark, Lofoten og Vesterålen, Bergen, Haugalandet, Stavanger og Oslo, der trinna kan byggjast i takt med forbruksutviklinga. Utfordringa er å halde tritt med den raske utviklinga. Vidare nettutvikling i fleire regionar og for transportkanalane våre er me også i gang med å planleggje for.

### **4. Usikker forbruksutvikling gjer det vanskeleg med effektiv nettutvikling**

Ei viktig avveiling er kor mykje me skal være i førekant med investeringar for me har eit sikkert behov. Tilknytingsplikta er ein følgjeplikt for nettselskapa, og nettselskap er difor ikkje forplikta til å liggje i førekant. I fleire høve er kostnaden av og tapt verdiskaping ved å kome for seint vil i mange høve overstige kostnaden ved å investere for tidleg. I fleire områder vil naudsynte oppgraderingar i stor grad vere fornying og forsterking av eksisterande anleggsmasse, og i desse høva løper ein liten risiko med å investere utan andre sikre behov. Samstundes er summen av planar i alle regionane mykje høgare enn venta samla forbruksvekst, og det vil neppe vere rasjonelt å leggje til rette for høg vekst overalt.

Me erfarer at Statnett må bruke mykje ressursar på planleggjing og handsaming hjå myndigheiter av nettanlegg før aktørane har gjort tilsvarande forplikting. Ulik modning på forskjellige kundehenvendingar gir eit stor utfallsrom for forbruksutviklinga. Få konkrete planar om ny produksjon gir auka usikre i den vidare nettutviklinga. Ulike i ledetider kombinert med stor ubalanse mellom forbruk og produksjon som er søkt om, krev god planleggjing og tett samarbeid på tvers av bransja for at nettutviklinga skal verte rasjonell.

# MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

## MDF-sak 2021-03-05

### Nordic Grid Development Perspective 2021

**Møtedato:** 10.03.2021

---

#### ***Kort sammendrag av saken som blir presentert***

Plan og analysesamarbeidet mellom de nordiske TSO-ene handler både om å utveksle informasjon, samordne nasjonale nettplaner og sammen utvikle kunnskap som bidrar til en rasjonell utvikling av det nordiske kraftsystemet. Som en sentral del av dette utarbeider vi hvert andre år en felles nordisk nettutviklingsplan. Neste utgave kommer i Q3 2021 og vi er nå godt i gang med arbeidet. Årets versjon består av følgende hovedpunkter:

- Utvikle et felles nordisk scenario for utviklingen av produksjon, forbruk og kraftpriser - "Climate Neutral Nordics" – basert på oppdaterte nasjonale scenarioer fra hver TSO i Norden og ENTSO-E TYNDP 2020 scenarioet Distributed Energy for utviklingen ellers i Europa.
- Gjøre en analyse der vi identifiserer overordnede flaskehals og overføringsbehov for det nordiske nettet med utgangspunkt i det nye nordiske scenarioet
- Analysere og drøfte nærmere følgende fokusområder, 1) Offshore vindkraft, 2) nord-sør flyt og flaskehals og 3) effekt tilstrekkelighet
- Summere opp status og oppdatert informasjon om nasjonale nettplaner og pågående nettutviklingsprosjekter av "nordisk interesse"
- Friske opp statusen på mulige investeringer eller reinvesteringer i korridorene mellom de nordiske landene fra NGDP 2019

Vi er nå i en avsluttende fase av scenarioarbeidet og 10 februar ble det avholdt et felles nordisk webinar om dette, hvor vi ønsket kommentarer og innspill. Nå følger en periode med analyser og drøfting, både felles og bilateralt, før rapporten skrives ut og blir publisert i Q3. Vi avslutter prosessen ved å presentere hovedpunkter i et felles nordisk interessentmøte.

#### ***Ønsker diskutert/drøftet***

Markeds- og driftsforum bes diskutere og gi tilbakemelding på form og innhold i Nordisk Nettutviklingsplan 2021, og involveringen av interessenter underveis.

#### ***Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum***

Nei

#### **Mål og innhold i Nordic Grid Development Perspective 2021**

De nordiske TSO-ene utarbeider hvert andre år en felles nettutviklingsrapport. Forrige utgave ble utgitt i 2019. Den formelle oppdragsgiveren er Nordisk Ministerråd, men arbeidet er i høy grad frivillig og et viktig element i det nordiske TSO samarbeidet.

Det nordiske plan og analysesamarbeidet handler både om å utveksle informasjon, samordne nasjonale nettplaner og sammen utvikle kunnskap som bidrar til en rasjonell utvikling av det nordiske kraftsystemet. Samarbeidet er basert på at det er den enkelte TSO og nasjonalstat som tar investeringsbeslutninger, alene eller sammen med andre ved mellomlandsforbindelser. Rapporten må derfor ikke forstås som en overnasjonal og bindende nettutviklingsplan, men som en arena, prosess og rapport som bidrar til en mer koordinert nettutvikling i Norden.

Dette skjer blant annet gjennom å utvikle et felles nordisk scenario, og beskrive felles perspektiver på ulike temaer knyttet til utviklingen av kraftsystemet fram til 2040-50. For å gjøre dette mer tydelig er tittelen på årets rapport endret til Nordic Grid Development Perspective (NGDP) – fra tidligere "plan".



Samtidig gir rapporten en oppdatert status på pågående prosjekter og nasjonale planer om videre nettutvikling av nordisk interesse. I forrige rapport ble det også gjort analyser av lønnsomheten ved å reinvestere eller investere i økt kapasitet i fem ulike korridorer mellom de nordiske landene. Dette ble gjort bilateralt av de to berørte TSO'ene på hver korridor, men med utgangspunkt i et felles nordisk scenario.

Rapporten er ment å fungere som et kompletterende produkt mellom den norske nettutviklingsplanen (NUP) og våre nasjonale investeringsanalyser for konkrete prosjekter, og den europeiske planen (TYNDP, Entso e). I årets versjon består arbeidet av følgende hovedpunkter:

- Utvikle et felles nordisk scenario for utviklingen av produksjon, forbruk og kraftpriser - "Climate Neutral Nordics" – basert på oppdaterte nasjonale scenarioer fra hver TSO i Norden og ENTSE TYNDP 2020 scenarioet Distributed Energy for utviklingen ellers i Europa
- Gjøre en analyse der vi identifiserer overordnede flaskehals og overføringsbehov for det nordiske nettet med utgangspunkt i det nye nordiske scenarioet
- Analysere og drøfte nærmere følgende fokusområder, 1) Offshore vindkraft, 2) nord-sør flyt og flaskehals og 3) effekt tilstrekkelighet
- Summere opp status og oppdatert informasjon om nasjonale nettplaner og pågående nettutviklingsprosjekter av "nordisk interesse"
- Friske opp statusen på mulige investeringer eller reinvesteringer i korridorene mellom de nordiske landene fra NGDP 2019

Åpenhet og dialog med interessenter er viktig både i selve prosessen med å lage hver enkelt rapport, og i etterkant som forberedelse til neste versjon. Her legger vi opp til å videreføre tilnærmingen fra [Challenge Report 2016](#) samt [Solutions report 2018](#) og [Solution Report 2020](#).

For Statnett er det viktig å balansere behovet for nasjonal styring og forpliktelsen til å bidra inn i det internasjonale samarbeidet både i ENTSE og Norden. Derfor legger vi opp til at eventuelle nye prosjektideer som involverer det norske systemet, først studeres internt og bilateralt før det slippes ut i felles planpublikasjoner som ENTSEs tiårsplan. Dette er viktig for å ikke miste kontroll på prosesser. Det nordiske plansamarbeidet er godt tilpasset dette prinsippet da vi som en av fire TSO har sterk medbestemmelse i hele prosessen og fordi analyser og vurderinger av ny kapasitet ut av Norge gjøres bilateralt.

### **Nytt nordisk scenario – Climate Neutral Nordic Scenario**

Alle de nordiske landene har satt seg klare og ambisiøse mål om å være klimanøytrale innen 2050. Enkelte har også mål om å være avkarbonisert allerede innen 2035. Kombinert med EUs Green Deal og målet om 55% utslippskutt allerede til 2030, har det dermed vært naturlig å lage et felles nordisk "klimanøytralt scenario" til denne utgaven av NGDP 2021. I dette scenarioet, Climate Neutral Nordics, legger vi til grunn at både Norden og resten av Europa utvikler et energi- og kraftsystem med tilnærmet null utslipp til 2050, slik vi gjør i Statnetts langsiktige markedsanalyse (LMA) 2020. I dette scenarioet har vi etablert modelldatasett for 2030 og 2040 til bruk i markedsmodellene til hver enkelt TSO. Vi har ikke modellert noe felles 2050 datasett, men tar hensyn til 2050 målene i modelleringen av både 2030 og 2040.

Oppdaterte nasjonale scenarioer fra hver TSO er utgangspunktet for analysen. Disse er i tråd med et utslippsfritt kraft – og energisystem i hvert av de nordiske landene. For Norge har vi lagt til grunn vårt basisscenario fra LMA 2020.

"Climate Neutral Nordics" forutsetter store utslippskutt gjennom direkte og indirekte elektrifisering mot 2040, som vi også legger til grunn i vår LMA. Vi forventer store endringer gjennom kraftig forbruksvekst til både kraftkrevende industri, hydrogen, elektrisk transport og datasentre. Vi legger til grunn en samlet vekst på ca. 250 TWh i Norden til 2040, som er en markant økning sammenlignet med forrige NGDP 2019. Mye av forbruksveksten skyldes planer om kraftig vekst i produksjon av grønt hydrogen som erstatning av fossilt forbruk, spesielt i Nord-Sverige knyttet til stålindustrien. En betydelig del av det nye forbruket er "priselastisk" og utnytter perioder med lavere kraftpriser. Dette innebærer også at det i mindre grad påvirker periodene med de høyeste kraftprisene.

Vi forventer at veksten i kraftproduksjonen vil følge utviklingen i forbruksveksten samlet sett gjennom store investeringer i både land og havbasert vindkraft, solkraft og noe vannkraft. Behovet for ny vind og solkraft vil være stort når det vil erstatte fossil kraftproduksjon, bidra til direkte elektrifisering av eksempelvis transportsektoren og i tillegg dekke produksjon av hydrogen og ammoniakk. Vi legger i

scenarioet til grunn en produksjonsvekst på i overkant av 250 TWh i Norden til 2040, hvorav mesteparten er land og havbasert vindkraft. Det er hovedsakelig i Nord-Sverige og Finland vi forventer mye vindkraft på land. Etter 2030 legger scenarioet til grunn at veksten innen havvind øker, spesielt i Sør-Sverige, Danmark og Finland. Svensk kjernekraft vil i dette scenarioet være stabilt i 2030 og 2040 på ca. 50 TWh. Det er lagt til grunn levetidsforlengelser på flere reaktorer og kraftigere utfasing etter 2040.

Fremover mot 2040 vil andelen uregulerbar kraftproduksjon øke, og i kombinasjon med utfasing av termisk produksjon og økende forbruksvekst vil dette bidra til større svingninger i effektbalansen og mer volatile kraftpriser. Dette øker incentivene for mer prisfleksibelt forbruk og forbruket vil også være en viktig faktor for å skape balanse i markedet i perioder hvor forbruket er høyt og bidraget fra vind og solkraft er minimalt. I tillegg forventer vi at enkelte gasskraftverk kan bli erstattet av hydrogen eller bio som vil bidra i perioder når markedet er "stramt" og høyt residualforbruk.

For brenselpriser, CO<sub>2</sub> pris og den fysiske utviklingen av det europeiske kraftsystemet utenfor Norden er det tatt utgangspunkt i ENTSOE TYNDP 2020 scenarioet "Distributed energy". Dette er valgt fordi det legger til grunn EUs "Green deal" og tilnærmet null utslipp i 2050. Videre er scenarioet basert på EUs strategier for utviklingen av utslippsfri hydrogen og havbasert vindkraft. Metodene for å gjennomføre store utslippskutt gjennom direkte og indirekte elektrifisering og energieffektivisering er tilsvarende som det felles nordiske "Climate Neutral Nordics". Vi har også lagt vekt på å forbedre markedsintegrasjonen og modelleringen mellom produksjon av hydrogen via elektrolyse og koplingen til kraftmarkedet hvor hydrogen vil være en viktig driver for investeringer og lønnsomheten av vind og solkraft i et utslippsfritt scenario.

Vi er nå i en avsluttende fase av scenarioarbeidet. 10 februar ble det avholdt et felles nordisk webinar med 250 deltagere, hvor scenarioet ble presentert og deltakere kunne bidra med synspunkter og tilbakemeldinger på både innhold og forutsetninger. Både i selve webinarer og i etterkant har vi fått en rekke spørsmål og innspill som vi tar med oss i slutføringen av scenarioet og oppstarten av det videre analysearbeidet. Generelt var det mye positive tilbakemeldinger, spesielt på forutsetningen om tilnærmet null utslipp av klimagasser i 2050 og at vi med det oppdaterte scenarioet bidrar til å belyse konsekvensene av en slik utvikling for det nordiske kraftsystemet.

### **Videre analyse og skriveprosess**

I fortsettelsen vil vi nå først ferdigstille det nye nordiske scenarioet og implementere dette fullt ut i markedsmoellene til hver TSO. Dette innebærer også å sammenligne simuleringsresultater og klargjøre forskjeller drevet av ulike modelloppsett og mer tekniske forutsetninger. Etter dette vil vi gjøre en overordnet analyse for å identifisere det vi kaller "system needs" – som handler om å identifisere og tallfeste flaskehalsen i form av prisforskjeller og flytkurver. Parallelt vil vi fram mot sommeren også jobbe med de tre fokusområdene nord-sør flyt og mulige nord-sør flaskehalsen, effekttilstrekkelighet<sup>1</sup> og havbasert vindkraft. Status og endringer i behov og lønnsomhet på korridorene fra NGDP 2019 blir også oppdatert. Dette gjøres bilateralt og det vil variere i hvilken grad det vil gjøres nye analyser eller om det mer blir oppdaterte vurderinger av forrige analyse i lys av nye forutsetninger.

Rapporten skrives ut og blir publisert i Q3. Og vi avslutter prosessen ved å presentere hovedpunkter i et felles nordisk interessentmøte.

---

<sup>1</sup> Dette handler om å beregne og drøfte virkningen av effektbalansen i perioder med høyt forbruk og lite bidrag fra sol, vind og uregulert vannkraft

# MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

## MDF-sak 2021-01-06 TEN-E og Europeisk nettutvikling

**Møtedato:** 10.03.2021

---

### ***Kort sammendrag av saken som blir presentert***

EU-kommisjonen publiserte 15.12.2020 utkast til ny europeisk infrastrukturforordning (TEN-E<sup>2</sup>). Den nye forordningen blir karakterisert som viktig del av Green Deal og følger blant annet opp EUs offshorestrategi, der målsetningen er 340 GW offshoreproduksjon innen 2050.

TEN-E regulerer den såkalte PCI<sup>3</sup>-ordningen. I det nye reguleringsforslaget tas olje og gass ut av PCI-ordningen mens offshore fornybar og hydrogen tas inn. Forordningen gir ENTSO-E det overordnede ansvar for offshore utvikling.

Gjeldende TEN-E-forordning ble av Norge definert ikke-EØS-relevant. Den nye forordningen blir spesielt viktig for offshore-utviklingen, deriblant i Nordsjøen. OED har sendt forordningen på norsk høring med høringsfrist 5.mars.

### ***Ønsker diskutert/drøftet***

Saken fremlegges til informasjon.

### ***Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum***

Nei

## **4. Større roller for ENTSO-E og ACER i infrastrukturplanleggingen**

EUs økte miljø- og klimaambisjoner (Green Deal) gir både endret og nytt regelverk. EUs arbeidsprogram for 2021 og omfanget av regelendringer blir av enkelte i EU-systemet beskrevet som en "tsunami". For Statnett er det imidlertid primært EUs Offshore Strategi, eventuelle endringer i Clean Energy Package og endringer i Infrastrukturforordningen (TEN-E), som har betydning. Denne saken omhandler forslag til ny TEN-E som EU-kommisjonen la frem desember 2020 og som skal erstatte Infrastrukturforordningen (TEN-E, 347/2013) fra 2013. Ny regulering er foreslått å tre i kraft januar 2022.

Dagens TEN-E fokuserer på energiinfrastruktur over landegrensener med særlig vekt på markedsutvikling, forsyningsikkerhet og kostnadseffektivitet. Sentralt i forskriften var målet om å identifisere og sikre en rask gjennomføring av sentrale infrastrukturprosjekter med betydning for EU, gjennom såkalte Projects of Common Interest (PCI).

Klimamålene stiller nye og større krav til energisystemet, og revidert TEN-E får en større rolle politisk. Ny TEN-E angir derfor både hydrogen- og offshoreproduksjon som satsingsområder. Forbedret planlegging av energiinfrastruktur, infrastruktur til havs, effektive konsesjonsprosesser, mekanismer for kostnadsdeling og regulatoriske insentiver er prioriterte områder. Grenseoverskridende prosjekter (PCler) i EU og mellom EU og naboland (tredjeland) vil være viktige.

Nytt i TEN-E forslaget er at prosjekter mot tredjeland defineres som PMLer (Projects of Mutual Interest). PMLene inngår i PCI-listen, men de vil ikke få de samme finansieringsmulighetene. PMLer tydeliggjør skillet mellom EU- land og tredjeland. Dersom TEN-E ikke tas inn i EØS-avtalen vil Norge være et tredjeland.

---

<sup>2</sup> TEN-E Trans-European Networks - Energy

<sup>3</sup> PCI Project of Common Interest

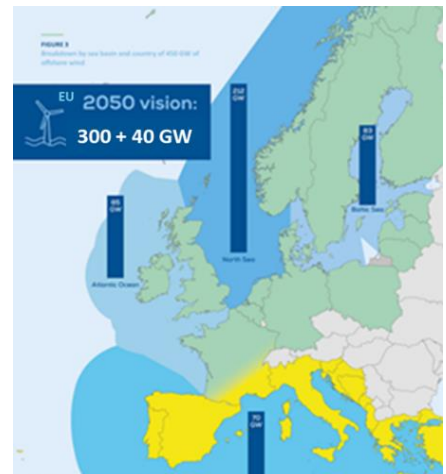
ENTSO-E får gjennom sin tiårsplan (TYNDP) ansvar for totalplanlegging av energisystemet, inkludert sektorintegrasjon og offshoreutbyggingen. ACER får i samarbeid med EU-kommisjonen ansvar for den endelige godkjenningen av både scenarier og de ferdige utviklingsplanene. Investeringsbeslutningene tas fortsatt nasjonalt.

Ny TEN-E-regulering viderefører den såkalte CBCA-ordningen (Cross Border Cost Allocation) som skal sikre realisering av prosjekt med negativ nasjonal, men positiv europeisk nytte. Mange land er motstander av CBCA-ordningen siden den gir risiko for å måtte betale for andre lands prosjekt.

Økt omfang og kompleksitet av TYNDP, utvidelsen av ansvaret til ENTSO-E og ACER, opprettelsen av PMLer, og spørsmålet om EØS-relevans, har hver for seg og samlet sett betydning for Statnett.

## 5. Ny regulering viktig for offshore utvikling, men krevende prosesser

Formålet med TEN-E-revisjonen er primært å utvikle verktøy for sektorovergrepene planlegging av infrastruktur, og den er særlig viktig for utviklingen innen havvind. TEN-E legger bl.a. til rette for at nettutviklingen offshore skal gå fra radielle forbindelser, via hybride løsninger til et masket nett. TEN-E definerer også rollene til partene i infrastrukturutviklingen og gir ENTSO-E hovedansvaret for offshoreutviklingen.



ENTSO-E blir offshore planansvarlig og skal publisere:

- Juli 2022, **Offshore-scenarier/prognose** (2030, 2040, 2050), basert på EUs offshorestrategi (340 GW offshore produksjon)
- Juli 2023, **Europeisk offshore-plan** (hvert 3.år). Planen skal være kompatibel med TYNDP og planlegge offshore infrastruktur nødvendig for innfasing av 340 GW offshore.
- Juli 2023. **Regionale offshore planer for 4 regioner:** Østersjøen, Nordsjøen, Nord-Atlanteren og Middelhavet.

Opgavene til ENTSO-E blir både omfattende og krevende, noe som også vil kreve ekstra ressurser.

## HVEM SKAL BETALE FOR NY OFFSHORE INFRASTRUKTUR?

De totale investeringene nødvendige for implementering av 340 GW offshoreproduksjon er i offshorestrategien estimert til 800 mrd. euro. Et av de store spørsmålene vil være hvem som skal betale for disse, eksempelvis hvor mye skal gå over EU-budsjettet og hvor mye hvert land skal betale. I den nye TEN-E legges det opp til at EU-kommisjonen skal utvikle prinsipper for kostnadsfordeling av offshore infrastruktur (CBCS - cross-border cost sharing). Ett år senere skal ENTSO-E utarbeide utkast til kostnadsfordeling (per land) for hver region. Dette vil bli en krevende prosess, de store summene tatt i betraktning. For Nordsjøen vil en kompliserende faktor også være at to av landene (Norge og UK) ikke er EU-medlemmer. Det er heller ikke bestemt hvor stor del av investeringene som vil gå over EU-budsjettene og hvor stor del medlemslandene selv må dekke.

## 6. Betydning for Norge og Statnett: endret innflytelse og mindre støttemuligheter

### ENDRINGER I STATNETTS INNFLYTELSE PÅ PLANARBEIDET

Det er flere grunner til å anta at statnett sin innflytelse over europeiske planprodukter blir endret som følge av ny TEN-E regulering. For det første blir TYNDP en bredere plan, som skal inkludere sektorintegrasjon og integrasjon av offshore og onshore installasjoner. Gjennom ENTSO-E får vi mulighet til å bidra til å påvirke utviklingen offshore. Samtidig så vil våre prosjekter og interesser bli del av en større plan og planprosess, hvor et mer komplekst system og sett av hensyn skal ivaretas.

For det andre får EU-kommisjonen og ACER en sterkere rolle enn tidligere. Ifølge ny TEN-E skal ACER godkjenne scenarioene. ACER er også foreslått en rolle når planforutsetninger defineres. TSOenes rolle, og derved også vår innflytelse, blir følgelig noe redusert. Det er en risiko for at planprosessen med

TEN-E kompliseres og forlenges slik at planene kommer sent, og/eller det ikke er full konsensus om endelige resultater.

#### **MINDRE ØKONOMISK STØTTEMULIGHETER**

Det finansielle instrumentet Connecting Europe Facilities (CEF) videreføres, men man etablerer et skille mellom PCler og PMLer. CEF har to støtteordninger, *Grants for Studies* (opptil 10% støtte) og *Grants for Works* (opptil 50% investeringsstøtte).

Begge kategoriene er tilgjengelige for PCler, men Grants for Works er i ny TEN-E foreslått ikke tilgjengelig for PMLer (dvs. for den delen av prosjektets kostnader som tilfaller tredjeland). Norge, som EØS-land, er i forslaget definert som tredjeland. NSL har tidligere fått 33 mill. euro i CEF-støtte, mens NorthConnect har fått 10 mill. euro.

Når det gjelder kriterium for å komme på PCI/PMI-listen er dette foreslått strammet inn. I dagens TEN-E må et prosjekt minimum medføre 500 MW cross-border kapasitetsøkning. I det nye forslaget vil kapasiteten måtte øke med 500 MW mellom to medlemsland. Gitt at den nye teksten blir stående vil det bli vanskelig for prosjekt fra ikke-medlemsland som Norge å komme på PCI/PMI-listen.

Den potensielt store forskjellen i finansielle støtteordninger innenfor og utenfor EU, kan påvirke viljen til å investere i norsk sektor. Resultatet kan bli en mindre optimal utvikling av havvind i Nordsjøen.

#### **EØS-RELEVANS**

Dagens TEN-E regulering ble besluttet å være ikke-EØS-relevant i 2017 (EØS-relevant på IKT og transport, men ikke på energi). Begrunnelsen ble unntatt offentlighet. Grunnlaget for en eventuell fornyet EØS-vurdering vil både være endret kontekst, samt betydning av, og innhold i den reviderte TEN-E-forordningen.

En eventuell EØS-implementering vil sikre norsk påvirkning på offshoreplanlegging for Nordsjøen og derigjennom bidra til løsninger som ivaretar norske interesser. Dette vil også underbygge norske ambisjoner som fremtidig industriell offshore fornybaraktør. Samtidig kan en eventuell EØS-implementering innebære en vesentlig kostnadsrisiko tilknyttet til fordeling av kostnaden for et offshore nett.

## **7. Statnetts innspill til arbeidet med TEN-E**

EU-kommisjonen åpnet allerede i mai 2020 for innspill frem mot ny TEN-E. Statnett har, gjennom våre medlemskap i ENTSO-E og REEF<sup>4</sup>, aktivt arbeidet med ulike TEN-E-innspill. Blant de sakene som her har vært spilt inn kan nevnes (1) viktigheten av å se offshore og onshore kraftsystem i sammenheng, (2) viktigheten av å planlegge på tvers av sektorer, (3) viktigheten av et offshore markedsdesign som tenker helhet og (4) viktigheten av godt avklarte offshore-roller både i forhold til planlegging, drift og marked.

EU-kommisjonens høringsfrist var 9.mars, der Statnett gjennom vårt ENTSO-E-medlemskap har deltatt. I tillegg har OED hatt en norsk høring med høringsfrist 5.mars.

---

<sup>4</sup> REEF Roundtable for Europe's Energy Future

# MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

## MDF-sak 2021-01-07

### Konsekvenser for Statnett og Norge av EU-regulering knyttet til bruk av flaskehalsinntekter

**Møtedato:** 10.03.2021

---

#### *KORT SAMMENDRAG AV SAKEN SOM BLIR PRESENTERT*

Norge har tiltrådt EUs 3. energimarkedspakke som blant annet stiller krav til at bruken av flaskehalsinntekter er med og sikrer tilstrekkelig kapasitet mot utlandet. For 2020 skal vi dermed rapportere flaskehalsinntekter knyttet til utenlandshandel samt tilhørende henførbare kostnader til RME. Videre er det fra europeiske TSOer sin side som en følge av regelverket i 4. energimarkedspakke (CEP) etablert en egen metodikk godkjent av ACER knyttet til bruk av flaskehalsinntekter. Metodikken vil danne basis for Statnetts rapportering etter 3. energimarkedspakke, samt også etter 4. energimarkedspakke om eller når Norge tiltrer denne. Saken redegjør dermed også for konsekvenser for Norge og Statnett etter 4. energimarkedspakke.

Flaskehalsinntektene som Statnett mottar, går i sin helhet med til å redusere forbrukstariffen i transmisjonsnett. EU-reguleringen knyttet til bruk av flaskehalsinntekter stiller krav som i teorien kan vanskeliggjøre fortsatt bruk av flaskehalsinntekter til å redusere tariffene. Metoden tilsier at vi må gjennomføre en rapportering med et "skyggeregnskap" som viser flaskehalsinntekter på den ene siden samt henførbare og vesentlige kostnader knyttet til å opprettholde eller øke kapasitet mot utlandet på den annen side. I et slikt skyggeregnskap for Norges vil kostnadene være langt høyere enn inntektene. Det vil dermed ikke vil oppstå noen diskusjon om bruk av et "overskudd" kan benyttes til å redusere tariffen, eller om det må benyttes til å opprettholde eller øke kapasitet i henhold til reguleringens formål. I praksis vil Statnett og Norge fortsatt kunne benytte flaskehalsinntektene til å redusere tariffene.

#### *ØNSKER DISKUTERT/DRØFTET*

Markeds- og driftsforum gis med dette en orientering om de vurderte konsekvensene av EU-regelverk om bruk av flaskehalsinntekter, og det bes om synspunkter og innspill.

#### *TIDLIGERE BEHANDLING I STATNETTS MARKEDS- OG DRIFTSFORUM*

Nei

#### **EU-regulering gir fortsatt mulighet til å benytte flaskehalsinntekter til å redusere tariffgrunnlaget, men gir økte rapporteringskrav overfor RME.**

EU-kommisjonen har over tid observert at det er betydelige flaskehalsinntekter som oppstår i tilknytning til kraftflyt mellom medlemsland og også tilknyttede land. Dette har fra EUs side ledet til den konklusjon at det må stilles krav til at flaskehalsinntekter som oppstår skal benyttes til å opprettholde eller øke utvekslingskapasiteten mellom landene. Slike krav er stilt gjennom reguleringen i 3. energimarkedspakke og utdypet og forsterket gjennom ny EU-regulering i 4. energimarkedspakke, som Norge ennå ikke har tiltrådt.

Aktuell regulering er i forordning 714/2009 (del av tredje energimarkedspakke), som er innlemmet i EØS-avtalen og gjort til norsk rett gjennom forskrift om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene. Det følger av forskriftens §1 at:

"EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 714/2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene) som endret ved vedlegg IV nr. 48 (forordning (EU) nr. 543/2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft), samt vedlegg IV nr. 40 (forordning (EU) nr. 774/2010) gjelder som forskrift med de endringer og tillegg som følger av vedlegg IV, protokoll 1 til avtalen og avtalen for øvrig"

Norge er dermed bundet av EU-forordning 714/ 2009. Forordningen setter visse begrensninger for hva flaskehalsinntektene kan benyttes til. I korte trekk går det ut på at en TSO plikter å stille tilstrekkelig tilgjengelig utvekslingskapasitet mot tilstøtende land. Et konkret nivå for hva som anses som tilstrekkelig er ikke nærmere definert. I forordningen heter det:

*Any revenues resulting from the allocation of interconnection shall be used for the following purposes:*

*(a) guaranteeing the actual availability of the allocated capacity; and/or*

*(b) maintaining or increasing interconnection capacities through network investments, in particular in new interconnectors.*

Når TSOen har oppfylt sine forpliktelser kan et eventuelt overskudd fra flaskehalsinntektene benyttes til å redusere interne tariffier. Regelverket i 3. energimarkedspakke (EU forordning 714/ 2009) omfatter flaskehalsinntekter ved utenlandsforbindelser, og ikke fra interne prisområder.

Regelverket i 4. energimarkedspakke er gitt gjennom EU-regulering 2019/ 943. Innholdet bygger på 3. energimarkedspakke, men omfatter i tillegg til flaskehalsinntekter mot utlandet også flaskehalsinntekter mellom interne prisområder ("cross-zonal"). 4. energimarkedspakke angir en egen metodikk, som er foreslått av TSOene og vedtatt av ACER, konkrete krav til avgrensning av "relevante og vesentlige kostnader" for kapasitet mellom prisområdene. I tillegg er det krav om en redegjørelse for planer og tiltak for å opprettholde eller øke kapasitet mellom prisområdene. Den fastsatte metoden er ikke direkte bindende for Statnett og Norge formelt sett, da metoden er utarbeidet i medhold av et regelverk vi ennå ikke er bundet av. RME har gitt oss råd om at det er praktisk og hensiktsmessig at Statnett rapporterer basert på den metodikken som angitt etter 4. energimarkedspakke. Dette er en vurdering vi støtter, og som også vil gjøre det enklere om eller når Norge tiltrer 4. energimarkedspakke. Rapporteringen for 2020 vil imidlertid kun omfatte flaskehalsinntekter og tilhørende relevante kostnader for kapasitet mot utlandet, og ikke flaskehalsinntekter og henførbare kostnader knyttet til interne prisområder.

Så lenge Statnett som TSO har flere finansieringskilder til investeringer (tariffinntekter, flaskehalsinntekter og økt gjeld/EK), gir det i realiteten ikke mening å øremerke flaskehalsinntekter til ett formål. Vi må imidlertid som følge av kravene i reguleringen etablere et skyggeregnskap som viser flaskehalsinntekter og tilhørende kostnader.

### **Rapportering av planer og tiltak samt regnskap iht. ACER-godkjent metodikk**

Statnett er TSO i Norge. I dette ligger det at Statnett har systemansvaret samt ansvar for planlegging, drift og utvikling av transmisijsnett. I henhold til Energiloven og tildelte konsesjoner legger Statnett samfunnsøkonomiske vurderinger til grunn for alle investeringer og tiltak i nettet. Overføringskapasitet mellom prisområder inngår i denne vurderingen. Statnett utarbeider allerede en rekke overordnede planer, blant annet nettutviklingsplanen (NUP) og system- og markedsutviklingsplanen (SMUP).

Vi mener RMEs kontroll av om Statnett har oppfylt sine forpliktelser kan gjøres gjennom allerede etablert regulering av Statnett, blant annet gjennom oppfølging av:

- Utarbeidet og publisert Nettutviklingsplanen (NUP)
- Utarbeidet og publisert System- og markedsutviklingsplanen (SMUP)
- Innrapportert teknisk og økonomisk data (e-rapp) i henhold til retningslinjer

ACER har nylig godkjent TSOenes felles forslag til metodikk knyttet til bruk av flaskehalsinntekter, slik den nye EU reguleringen krever. Metodikken beskriver blant annet hva som kan anses som relevante henførbare kostnader. I henhold til metodikken kan alle kostnader som er knyttet til anlegg eller tiltak som anses ha en vesentlig betydning for kapasitet mellom prisområder tas med:

- kostnader ved historiske investeringer som anses å ha vesentlig betydning, herunder naturlig nok kostnadene ved selve kabelforbindelsene
- drifts- og vedlikeholdskostnader med vesentlig betydning
- tapskostnader med vesentlig betydning
- systemdriftskostnader med vesentlig betydning
- andre kostnader som vurderes å være av vesentlig betydning

Videre beskriver metodikken selve prosessen og rapporteringen fra TSOen til nasjonal regulator.

Statnett skal rapportere flaskehalsinntekter mot utlandet og tilhørende kostnader til RME for året 2020. Rapporteringen vil være i form av et skyggeregnskap som viser samlede flaskehalsinntekter mot utlandet samt vesentlige henførbare kostnader knyttet til å opprettholde eller øke kapasitet på utenlandsforbindelsene. Vi har gjort en faglig vurdering av hva vi anser å være "henførbare kostnader" for tilgjengelig utvekslingskapasitet mot utlandet. Konklusjonen, som også er kommunisert til RME, er at vi anser at hele transmisjonsnettet samlet sett er nødvendig for å opprettholde eller øke kapasitet på utenlandsforbindelsene. En indikator som illustrerer dette, er at forholdet mellom samlet eksportkapasitet sett i forhold til samlet forbruk under topplast for Norge er på hele 34%. Dette viser at hele det norske transmisjonsnettet er dimensjonert for utveksling mot utlandet, og at det er krevende å trekke ut enkelte nettanlegg uten at kapasiteten på en eller flere utenlandsforbindelser påvirkes. Vi vil imidlertid trekke ut av kostnadsgrunnlaget nettanlegg som hovedsakelig betjener forbruk. Dette vil være flere stasjoner samt linjer av mer radiell karakter. Anlegg som trekkes ut vil være basert på en skjønsmessig vurdering av vesentlighet for kapasitet mot utlandet.

Når eller om Norge tiltrer 4. energimarkedspakke, der også interne prisområder er omfattet, er det enklere å argumentere med at kostnadsgrunnlaget for hele transmisjonsnettet skal inngå. Det vil uansett ikke få noen reelle konsekvenser at enkelte stasjoner og linjer nå trekkes ut av kostnadsgrunnlaget. Skyggeregnskapet vil uansett vise et underskudd. Det vil dermed i praksis ikke oppstå diskusjon knyttet til om målene ved reguleringen er nådd eller om flaskehalsinntekter kan "benyttes" til å redusere tariffgrunnlaget.

For ordens skyld vil vi understreke at et regnskapsmessig underskudd i denne sammenheng ikke har noe med hvorvidt utlandsforbindelsene er samfunnsøkonomisk lønnsomme eller ei. Metodikk for beregning av inntekter og kostnader i en samfunnsøkonomisk analyse vil avvike fundamentalt fra metodikken som legges til grunn når vesentlige, henførbare kostnader skal beregnes. I henhold til den ACER-godkjente metodikken må vi vurdere i hvilken grad innenlandsk nett og øvrige kostnader i transmisjonsnettet har en vesentlig betydning for å sikre tilgjengelig kapasitet mot utlandet. Svaret fra vår side er at det innenlandske transmisjonsnettet er helt nødvendig for å sikre denne kapasiteten. Dermed vil en vesentlig andel av det innenlandske nettet og tilhørende kostnader være relevant å ta med i et skyggeregnskap. Ved vurdering av lønnsomhet ved en ny utenlandsforbindelse gjøres en samfunnsøkonomisk vurdering av nytte og kostnader som ventes å oppstå som en konsekvens av investeringen, dvs marginale endringer i både nytteeffekter og kostnadsvirkninger. Ved en slik vurdering er det de marginale (økte) kostnadene i det innenlandske nettet som er relevant for analysen, og ikke en andel av de historiske kostnadene.

### **Konsekvenser for Norge og Statnett**

EU-reguleringen endrer ikke på beslutningskriterier eller beslutningsmyndighet knyttet til investeringer, eller andre tiltak som påvirker kapasitet mellom prisområder eller mot utlandet. En investering eller et annet tiltak som opprettholder eller øker kapasiteten vil skje kun dersom det anses som samfunnsøkonomisk lønnsomt og er en nasjonal beslutning. Så lenge en TSO har ulike finansieringskilder for sine tiltak/ investeringer (tariffinntekter, flaskehalsinntekter og økt gjeld/EK), så gir det i realiteten liten mening å regulere bruken av flaskehalsinntekter til et gitt formål.

Den viktigste konsekvensen for Statnett blir dermed merarbeid i forbindelse med etablering og utarbeidelse av skyggeregnskap, samt rapportering av tiltak som bidrar til målene i reguleringen.



# MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

## MDF-sak 2021-01-08

### Anbefalinger for industriell satsing på havvind

**Møtedato:** 10.03.2021

---

#### ***Kort sammendrag av saken som blir presentert***

En bredt sammensatt allianse av fornybarnæringen, olje- og gassnæringen og industribedriftene i NHO-fellesskapet har anbefalt en satsing på havvind. Knut Kroepelien (Energi Norge) vil i møtet gå gjennom dette initiativet. Se for øvrig Energi Norges [hjemmesider](#) for mer detaljer.

#### ***Ønsker diskutert/drøftet***

Forumet bes kommentere hva et slikt initiativ betyr for bransjen og Statnett

#### ***Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum***

Nei