

Møteinnkalling/sakspapirer

Innkalling til møte i Statnetts markeds- og driftsforum 2020-04

Møtedato/sted:

19. november 2020 kl 12:00 - 17:00

Forumets formøte kl 11:00 - 12:00

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 Brested

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
2020-04-01	Orienteringssaker (ikke sakspapirer) a. Orientering om systemdrift og marked b. Verdien av regulerbar vannkraft (rapport til OED) c. Viktige høringsaker (alle) d. Andre saker	Gunnar Løvås Forumets medlemmer
2020-04-02	Styrets agenda (ikke sakspapirer)	Knut Hundhammer
2020-04-03	DSO/TSO (skriftlig sak med kommentarer i møtet)	Gunnar Løvås
2020-04-04	Status NordLink og NSL Testing NordLink og handelsløsning NSL/Brexit (skriftlig sak)	Håkon Borgen Gunnar Løvås
2020-04-05	Europeisk, nordisk og norsk nettutvikling (skriftlig sak)	Håkon Borgen
2020-04-06	Status og utvikling - offshore grid i Nordsjøen (skriftlig sak)	Håkon Borgen
2020-04-07	Omstillingen av kraftsystemet i et fullelektrisk Europa: Hvordan kan de norske aktørene samarbeide bedre SAKEN UTSETTES	Knut Kroepelien (DELTAR IKKE PÅ MØTET)
2020-04-08	RME benchmarking av Statnett (skriftlig sak med kommentarer i møtet)	Knut Hundhammer
2020-03-09	Eventuelt	

MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

MDF-sak 2020-04-03

Sentrale anbefalinger fra RME til OED knyttet til framtidig driftskoordinering i kraftsystemet

Møtedato: 19.11.2020

Kort sammendrag av saken som blir presentert

RME leverte 1. november 2020 sine anbefalinger til OED knyttet til fremtidig driftskoordinering i kraftsystemet. Anbefalingen er et svar på oppdrag gitt av OED i april 2019 om å vurdere oppgaver, plikter og ansvarsdeling mellom Statnett som systemansvarlig og nettselskapene.

Utover å konstatere et behov for å tydeliggjøre ansvarsdeling i driftskoordineringen løfter RME frem betydningen av økt fremdrift i arbeidet med digitalisering i bransjen. RME anbefaler blant annet økt myndighetsinvolvering for å legge til rette for en koordinert satsing på digitalisering. RME anbefaler også at det utarbeides standardiserte avtaler med utgangspunkt i partenes behov for informasjon, krav til tjenester/leveranse og potensielle godtgjørelser. Både arbeidet med økt digital informasjonsutveksling og utarbeidelse av standardiserte avtaler betinger økt samarbeid i bransjen. RME påpeker at nett-selskapene, systemansvarlig, representanter for nettbrukerne (produksjon og forbruk) og markedsaktører må delta i arbeidet.

Ønsker diskutert/drøftet

Saken fremmes for å informere markeds- og driftsforum om de mest sentrale anbefalingene fra RME. I og med at anbefalingene nylig ble offentlig presentert anbefalingene uten nærmere vurdering av implikasjoner.

Statnett ber i denne omgang om innspill og refleksjoner fra markeds- og driftsforum på saken og rapportens innhold.

Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum

Markeds- og driftsforum fikk en orientering om Ekspertgruppens rapport i møte 4.6.2020.

1. Bakgrunn og formål med RMEs rapport og anbefalinger

Olje- og energidepartementet (OED) ba våren 2019 Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om en gjennomgang av organiseringen av driftskoordineringen i kraftsystemet. RME ble bedt om å vurdere om dagens oppgaver, plikter og ansvarsdeling mellom systemansvarlig og nettselskapene er tydelig nok i dagens regelverk, og om det er behov for å etablere ordninger for regional og lokal nettstyring. I tillegg ba OED om beskrivelse av en hensiktsmessig informasjonsutveksling mellom aktørene i kraftsystemet. Som en del av gjennomgangen ba OED om at det ble satt sammen en ekspertgruppe for å gi innspill til arbeidet. Ekspertgruppen leverte sin rapport «Fra brettet til det smarte nettet¹» mai 2020. RME inviterte bransjen til å komme med innspill til rapporten, og RME mottok innspill fra i alt 18 aktører, inklusiv fra nettkunder, produsenter og bransjeorganisasjoner. RME leverte 1. november 2020 sin oppsummering og sine anbefalinger² til OED.

I og med at underlaget nylig har blitt offentlig er innholdet i saken en gjengivelse av de mest sentrale anbefalingene fra RME. Basert på diskusjonen i markeds- og driftsforum vil Statnett eventuelt komme tilbake med en tydeligere vurdering av implikasjoner av RMEs anbefalinger.

¹ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/driftskoordineringen-i-kraftsystemet-rapport-fra-ekspertgruppe/>

² RME rapport 7/2020: Driftskoordinering i kraftsystemet. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/samarbeid-og-okt-digitalisering-er-avgjorende-for-best-mulig-drift-av-det-norske-stromnettet/>

2. RME tydeliggjør ansvar for det enkelte nettselskap, samtidig som de ønsker å fremme økt samarbeid på sentrale områder

RME har tatt utgangspunkt i at dagens organisering og ansvarsdeling i kraftsektoren innebærer at alle nettselskap har ansvar for driften av eget nett, mens Statnett som systemansvarlig er gitt et overordnet ansvar for den samlede driftskoordineringen.

Gjennom koordinering av alle aktørene og ved å sørge for samfunnsmessig rasjonelle beslutninger, skal systemansvaret legge til rette for et effektivt kraftsystem. Et effektivt kraftsystem betyr at nett-, produksjons- og forbruksressurser utnyttes optimalt. Dette innebærer blant annet at nettet er tilgjengelig og at det ikke er unødvendige begrensninger i nettet som koster samfunnet mer enn nødvendig. Koordinering i nettdriften handler om mer enn bare driften av det enkelte nettselskap sine nettanlegg, og det er viktig at helheten i systemet ivaretas.

Elektrifiseringen av nye sektorer skjer fort. Det er en overordnet målsetting at dette ikke koster mer enn nødvendig. Det betyr blant annet å legge til rette for bedre kapasitetsutnyttelse av nettet gjennom å bruke ressursene i kraftsystemet mer effektivt enn nå. En sentral forutsetning er at nettselskapene har mer oppdatert og nøyaktig informasjon om faktisk tilstand i eget og tilgrensende nett og gode prognoser for hvordan forhold utvikler seg over tid. Informasjon må kunne deles effektivt med andre nettselskap, tilknyttede kunder og systemansvarlig.

Digitalisering, standardisering og automatisering vil bli enda viktigere fremover. Nettselskapene vil få mer avanserte driftssystemer og kompetansetunge driftsmiljøer. Dette er nødvendig for å utnytte ressursene og kapasiteten i kraftsystemet mer effektivt, samtidig som spenningskvalitet og forsyningsikkerhet blir ivaretatt.

Behovet for samhandling i den daglige nettdriften øker når nettselskapenes oppgaver vokser i omfang og kompleksitet. Aktørenes handlinger vil i stadig økende grad påvirkes av hverandre. Endringer i aktørenes agering forekommer raskere og hyppigere, blant annet ved at mer uregulerbar og distribuert produksjon kombinert med effektkrevende forbruk påvirker systemet, og må håndteres på tvers av nettnivå. Bedre koordinering i driften, samt markeder med kortere tidsoppløsning, vil åpne for at sikkerhetsmarginer i driften kan opprettholdes samtidig som man legger til rette for elektrifisering av nytt forbruk, uten å måtte investere i mye nytt nett.

3. RME anbefaler økt fremdrift i arbeidet med digital informasjons-utveksling, koordinert i hele bransjen

Digital informasjonsutveksling legger til rette for at mer informasjon av bedre kvalitet deles effektivt mellom nettselskap, systemansvarlig og markedsaktører. I tillegg er mer effektiv håndtering av data en forutsetning for utnyttelse av fleksibilitetsressurser på lavere spenningsnivåer. RME anbefaler at arbeidet med digitalisering vies økt oppmerksomhet fremover, og at bransjen får klare føringer for fremdrift og innhold i arbeidet. RME anbefaler derfor økt myndighetsinvolvering som legger til rette for en koordinert satsing fra alle berørte aktører, og som bidrar til at fremdriften i arbeidet øker.

RME anbefaler konkret, for å øke fremdrift i arbeidet med digitalisering og at arbeidet må skje koordinert i hele bransjen, at:

- Det utarbeides en gjennomføringsplan for arbeidet med digitalisering og effektiv informasjonsforvaltning som gjelder for alle nettselskap.
- Det etableres et digitaliseringsforum som vil være en felles møteplass som kan samle alle relevante aktører og utveksle informasjon om pågående arbeidsprosesser, diskutere måloppnåelse i henhold til gjennomføringsplanen og eventuelt bringe inn behovet for avklaringer fra myndighetene. RME vil ta initiativ til etablering av dette forumet, som i tillegg til nettselskap og systemansvarlig også inkluderer markedsaktører, forbruk, produksjon og systemleverandører.
- På sikt vurdere krav i forskrift, utarbeidet av OED.

RME anbefaler også at Statnett får i oppdrag, sammen med nettselskapene og betydelige nettbrukere, å starte arbeidet med å foreslå metode for datautveksling i henhold til den europeiske systemdriftsforordning (SO GL, artikkel 40.5). Oppdraget vil involvere strukturelle-, plan- og,

sanntidsdata. Dessuten skal nettselskapenes behov for informasjon, kravene til nøytralitet og håndtering av markedssensitiv informasjon hensyntas.

4. RME slår fast ansvarsdeling i driftskoordineringen, samt ønsker tydeligere regulering av nettselskapenes ansvar og rettigheter

Tydelig ansvarsdeling er viktig for å sikre effektiv drift. Alle nettselskap utfører i dag oppgaver som bidrar til driftskoordinering av egne nettanlegg med omkringliggende aktører. Systemansvarlig har et overordnet ansvar for koordineringen. Alle nettselskapene har ansvar for driften av eget nett og for å gi systemansvarlig all nødvendig og relevant informasjon som grunnlag for systemansvarliges overordnede koordinering.

RMEs anbefalinger:

- Det overordnede ansvaret for koordinering skal fortsatt ligge hos systemansvarlig.
- Nettselskapenes ansvar for spenningsregulering, koblingsbilder og driftsstanskoordinering presiseres i systemansvarsforskriften.
- Alle nettselskap selv har ansvar for eget nett og koordinering lokalt og regionalt ved behov.
- Anbefaler ikke at det innføres ordninger for regional koordinering.
- Opprettholder systemansvarliges ansvar for å håndtere flaskehals i regional- og transmisjonsnett. Samtidig vil RME tydeliggjøre nettselskapenes ansvar for flaskehals i distribusjonsnett (22 kV og lavere), inkludert nedtransformering (se avsnitt under).
- Behovet for endringer i aktørenes incentiver utredes, herunder KILE-ordningen og kostnadsfordeling ved flaskehalsbehandling.

Nærmere om flaskehalsbehandling: RME anbefaler at systemansvarlig fortsatt skal ha ansvar for alle flaskehals i regional- og transmisjonsnett. Frem til det i kraftbransjen er på plass nødvendige systemer for mer effektiv informasjonsutveksling om data i planfasen og i sanntid, mener RME at ansvaret for håndtering av flaskehals i løpende drift fortsatt bør ligge hos systemansvarlig. I dag regnes transformering mellom 22 kV og overliggende nett som regionalnett og inngår i ansvaret til systemansvarlig. RME mener at flaskehals i disse transformatorene i fremtiden bør håndteres av nettselskapet. Begrunnelsen for å endre dagens ansvar er at flaskehals i disse anleggene som hovedregel kan løses ved tiltak i underliggende distribusjonsnett.

5. RME anbefaler å legge til rette for økt samarbeid gjennom standardiserte avtaler, samt samarbeid om driftssentraler

Behovet for samarbeid i den daglige nettdriften øker når nettselskapenes oppgaver vokser i kompleksitet og omfang. Dette gjelder både mellom nettselskap og brukerne av nettet, og mellom nettselskap. Samarbeid om effektive løsninger må være basert på frivillighet, og vil i økende grad skje gjennom markedsbaserte avtaler. En sentral forutsetning for godt samarbeid er tillit. Aktørene må ha tillit til at nettselskapene er nøytrale og tar beslutninger uten påvirkning fra tilknyttet konkurranseutsatt virksomhet.

Økt samarbeid legger i tillegg til rette for kostnadseffektive løsninger. Et eksempel er samarbeid om felles driftssentral. Samarbeid legger til rette for at flere nettselskap som ikke alene er i stand til å forsvare ressursbruken knyttet til bemanning, IKT-systemer osv. likevel kan tilby kundene i sitt område fordelene ved å være tilknyttet en døgnbemannet og til dels automatisert driftssentral.

RMEs anbefalinger:

- Det utarbeides standardiserte avtaler (utarbeides i samarbeid mellom nettselskap, systemansvarlig og aktuelle bransjeorganisasjoner som representerer kundesiden) med utgangspunkt i partenes behov for informasjon, krav til leveranse, øvrige forpliktelser og potensielle godtgjørelser.
- Arbeide videre med å avklare nødvendige krav til systemer og rutiner for nettselskapenes håndtering av markedssensitiv informasjon.
- Tillate samarbeid om driftssentraler uten krav til bemanning fra alle deltagende selskaper.

5. Om videre prosess

RMEs anbefalinger ble levert OED 1. november. Rapporten konkretiserer ikke videre tidsforløp eller konkret prosess, og det er opp til OED hvordan anbefalingene nå tas videre. En avklaring av prosess og tidsforløp er viktig for bransjen slik at de gevinster som skisseres i rapporten realiseres.

Statnett har ennå ikke foretatt en grundig vurdering av rapportens innhold og anbefalinger. Vår umiddelbare vurdering er at RME har foretatt en grundig og bred vurdering, hvor alle parter har fått gitt sine innspill. Vår forståelse er at RME i sin anbefaling tydeliggjør ansvarsdelingen knyttet til driftskoordineringen. Nettselskapene har et klart ansvar for driften i eget nett og dette bør klargjøres i regelverket og det bør ikke innføres ordninger for regional koordinering. RME slår fast at det overordnede ansvaret for driftskoordinering fortsatt skal ligge hos systemansvarlig.

Selv om videre behandling av rapportens anbefalinger ikke er fastlagt av OED vil Statnett legge denne til grunn i våre aktiviteter. Vi ønsker å drøfte dette videre med bransjen, blant annet i TSO/DSO-Samarbeidsforum (neste møte 18. desember).

MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

MDF-sak 2020-04-04 Status NordLink og NSL

Møtedato: 19.11.2020

Kort sammendrag av saken som blir presentert

På tross av den pågående korona-situasjonen følger kabelprosjektene NordLink og North Sea Link (NSL) tidsplanen, og prosjektene nærmer seg nå ferdigstillelse. I denne saken gir Statnett en orientering om status for ferdigstillelse av byggeprosjektene og om arbeidet med handelsløsninger for kablene.

For import og eksportkapasitet på NordLink henvises det til markedsmelinger, samt webinar 11. november arrangert i fellesskap mellom TenneT, Statnett, BDEW og Energi Norge.

Ønsker diskutert/drøftet

Saken fremmes for å orientere om status i utviklingen av handelsløsningene for de to nye mellomlandsforbindelsene. Det er nyttig at MDF-medlemmene er kjent med utfordringene, og verdifullt for Statnett å få synspunkter på den tilnærming Statnett har valgt.

Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum

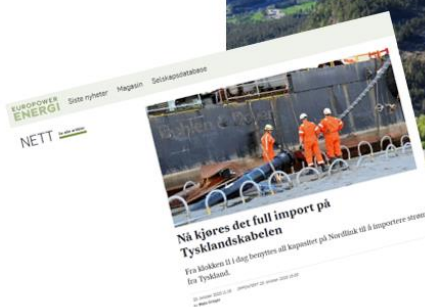
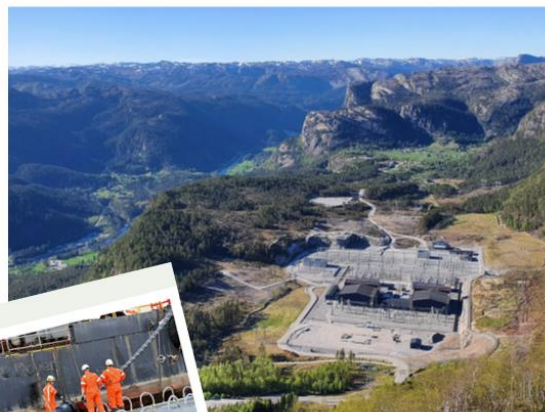
Det er regelmessig gitt orientering om kabelprosjektene.

- Åpen informasjon / Public information

Statnett

Byggeprosjektet NordLink – i slutfase

- Alle anlegg ferdigstilt, tross utfordringer ifm. pandemien
- Første overføring (100 MW) 2. september
- 1400 MW overført 20. oktober
- Systemtesting forventes avsluttet november
- Prøvedrift fra desember
- Overtakelse mars/april 2021



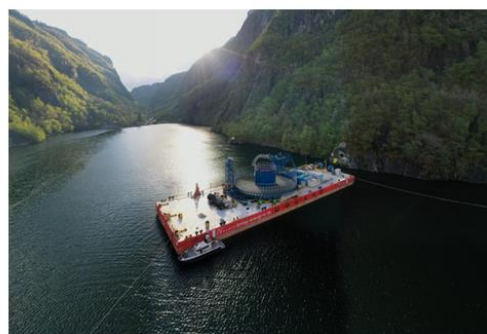
Fremtiden er elektrisk

- Åpen informasjon / Public information

Statnett

Byggeprosjektet North Sea Link

- Byggeprosjektets fremdrift er fremdeles tilfredsstillende i forhold til ferdigstilling i 2021
- Kvilldal converter spenningssatt 2. november og forventes klargjort til Statcom drift i desember i år
- Corona-restriksjoner påvirker i større grad fremdrift i Blyth, men ferdigstilling forventes fremdeles i god tid før planlagt systemtesting
- Hele 2020 kabelomfanget på 534 km ferdig installert
- Prosjektet er fortsatt eksponert for Covid-19 risiko og tiltak vurderes og implementeres fortløpende



Fremtiden er elektrisk

- Åpen informasjon / Public information

Statnett

Handelsprosjektet for NordLink er i rute

- NordLink er klart for prøvedrift som planlagt 1. desember
 - Anlegget har gjennomført testfasen, og bare mindre tekniske tiltak gjenstår
 - Testing av eksterne markedssystemer er gjennomført
- NordLink blir tilgjengelig i Day-Ahead og Intradag fra idriftsettelse
 - Gradvis opptapping av rampinghastighet gjennom prøveperioden
 - Garantert minstekapasitet på tyske flaskehalsen på 11,7% i 2021
 - Kapasitetsreduksjoner også i NO2 i 2021 pga gjenstående arbeid i Vestre Korridor
- Det vil tilbys en løsning for mothandel på et senere tidspunkt
- NordLink vil delta i MARI og PICASSO når disse plattformene blir tilgjengelige
- Det vil ikke bli tilbudt transmisjonsrettigheter fra idriftsettelse

• Den 19.11. arrangeres et åpent webinar om handelen over Nordlink, i fellesskap mellom TenneT, Statnett, BDEW og Energi Norge

Fremtiden er elektrisk

- Åpen informasjon / Public information

Statnett

Handelsprosjektet for NSL følger planen for idriftsettelse høsten 2021

- Alt tyder på at Storbritannia vil forlate det Indre Energimarked (IEM) **31.12.2020**
- Det er ikke mulig å utvikle og implementere to alternative handelsløsninger i tide for idriftsettelse neste høst. Vi utvikler derfor en selvstendig markedsløsning som vil fungere uansett hvilket markedsregime som gjelder
- Vi har bedt RME og Ofgem om å støtte strategien med å implementere en separat handelsløsning, der det vil bli gitt unntak fra regelverket i en overgangsfase dersom det viser seg å være feil løsning
- NSL har allerede fått tilslag i to britiske kapasitetsauksjoner med ca 165 MNOK i inntekter
- Det jobbes med en løsning for mothandel fra idriftsettelse

Fremtiden er elektrisk

MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

MDF-sak 2020-04-05

Europeisk, nordisk og norsk nettutvikling

Møtedato: 19.11.2020

Kort sammendrag av saken som blir presentert

ENTSO-E har nylig publisert Europeisk Plan 2020 for offentlig høring. Statnett deltar sammen med 41 andre TSOer på utarbeidelsen av planen. Samtidig deltar vi aktivt i det nordiske planarbeidet. Begge disse aktivitetene skal koordineres med Statnetts egne publikasjoner som Nettutviklingsplan (NUP), Kraftsystemutredning (KSU) og Langsiktig Markedsanalyse (LMA).

Denne saken gir et overblikk over de ulike publikasjoner i Europeisk Plan samt drøfter hvordan Statnett sikrer konsistens mellom ulike nasjonale, nordiske og europeiske aktiviteter. I tillegg drøftes Europeisk Plan fra et mer politisk/regulatorisk ståsted, da også relatert til den såkalte PCI-listen.

Ønsker diskutert/drøftet

Statnett ønsker innspill og råd for hvordan vi skal arbeide videre med konsistensen mellom europeisk, nordisk og norsk nettutvikling.

Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum

JA. MDF-sak 2020-02-08 Europeisk nettutviklingsplan 2020

1. Bakgrunn: Konsistent europeisk, nordisk og norsk nettplanlegging

Statnett må i sin kraftsystemplanlegging både hensynta og tilrettelegge for produksjons- og forbruksutvikling i det norske kraftsystemet samtidig som vi hensyntar det norske systemets rolle i det nordiske og europeiske kraftsystemet. Av denne grunn er vi også lovmessig pålagt å delta i ulike planpublikasjoner:

- Statnetts Nettutviklingsplan (NUP). Regulert gjennom Forskrift for Energiutredninger
- Nordisk Nettutviklingsplan. Ikke lovmessig regulert, men ønske fra Nordisk Ministerråd.
- Europeisk Kraftsystemplan (TYNDP). Regulert gjennom EU Reg 714/2009 og 943/2019.

2. Europeisk Plan 2020 publisert for offentlig høring

ENTSO-E er ihht europeisk regulering pliktig til å publisere en europeisk nettutviklingsplan hvert andre år. Planen er i reguleringen kalt Ten Year Network Development Plan (TYNDP), der analysehorisont strekker seg frem mot 2040/2050. Planen består av en rekke ulike delprodukter, deriblant:

Scenarierapport: Utarbeidet sammen med ENTSO-G. 2 av de 3 scenarier møter mål om avkarbonisert Europa i 2050. Det siste scenariet bygger på National Energy- and Climate Plans (NECP). Dette baseres eksempelvis på kun 40 % utslippskutt innen år 2030 og er av EU definert som ikke tilstrekkelig for å nå EUs nullutslippsmål i 2050.

Pan-Europeisk systemstudie: Analysen fokuserer på det europeiske kraftsystemets utviklingsbehov frem mot 2040. Analysene viser at det vil ha positiv nytteverdi for Europa med stor nettutbygging. Både i form av økonomisk nytte, bedret forsyningssikkerhet og lavere utslipp. For Norge bekrefter analysen

solid nytte for forbindelser som NordLink og NSL samtidig som den på sikt viser potensiale for økt kapasitet mot Sverige og Finland. Dette i tråd med funn i Nordisk Nettutviklingsplan 2019.

Regionale Planer: Norge deltar i 2 av planregionene, North Sea og Baltic Sea. Hovedfokus er på kapasitetsbehov mellom ulike synkronområder, utbygging av offshore grid samt på synkronisering av det baltiske kraftsystemet.

Kost-nytte-analyse av 180 prosjekter: For å komme på PCI-listen (Project of Common Interest) må et prosjekt både ha vært innom impliserte lands nasjonale planer samtidig som de viser solide nytteindikatorer i TYNDPs kost/nytte-analyser. Blant de 180 prosjektene er det 3 norske (NordLink, North Sea Link og NorthConnect). Som følge av at Statnetts prosjekt realiseres før neste PCI-liste publiseres (nov.2021), er det ikke gjort ny kost-nytte-analyse for disse. Det siden allerede realisererte prosjekt ikke kan stå på PCI-listen. ENTSO-Es kost-nytte-analyse for NorthConnect viser solide nytteindikatorer som er på nivå med Statnetts egne analyser. ENTSO-Es analyse av NorthConnect gir spesielt god nytte i forhold til klima (reducerer kraftsystemets CO2-utslipp med over 1 mill. tonn årlig).

TYNDP → PCI-listen

Europeisk Plan pre-kvalifiserer prosjekter til PCI-listen. Den 4. PCI-listen ble publisert november 2019, med 3 norske PCI-er. PCI-en mot UK ble av OED definert mer åpen "*One or more interconnectors Norway-UK*". Dette for å kunne stå åpen i forhold til videre behandling av NorthConnect. PCI-liste nr.5 publiseres november 2021. NorthConnect vil trolig søke PCI-liste 2021. Som følge av at PCI-listen ikke kan inneholde prosjekt mellom to ikke-medlemsland, vil en BREXIT-løsning før november 2021 medføre at NorthConnect vil falle ut av PCI-listen. PCI-ordningen er regulert gjennom den såkalte infrastrukturforordningen/TEN-E (EU Reg 347/2013). Denne er av norske myndigheter/EFTA definert som ikke-relevant for EØS-avtalen og følgelig ikke tatt inn i EØS-avtalen. Revidert TEN-E-regulering er under utarbeidelse og utkast er ventet desember 2020.

PCI-liste 2019:

- 1.8 Interconnector Norway – Germany
- 1.10 One or more interconnectors Norway – UK
- 12.4 Northern Lights (Carbon capture/transport/storage)

Figur 1. Norske PCI-er, PCI-liste nov.2019

Europeisk plan ikke-bindende for alle parter

Europeisk plan er ihht europeisk regulering en ikke-bindende plan for alle parter. For Norges del er reguleringen gjennom 3. energimarkedspakke tatt inn i EØS-avtalen.

Linker:

[Europeisk Plan 2020](#)

[Public consultation](#) (høringsfrist 04.01.2021)

3. Nordisk plansamarbeid

Det nordiske synkronsystemet består av kraftsystemene i Norge, Sverige, Finland og Danmark (utenom Jylland). Både i operativ drift, markedsutvikling samt kraftsystemplanlegging er det et tett samarbeid mellom de nordiske TSOer. Et av hovedproduktene for det nordiske plansamarbeidet er Nordisk Nettutviklingsplan. Siste nordiske plan var [Nordic Grid Development Plan 2019](#). Planen ga en status for ulike nordiske prosjekter og leverte i tillegg en analyse av 5 utvalgte korridorer i det nordiske kraftsystemet. Analysene indikerer på sikt lønnsomhet for økt kapasitet fra Norge både mot Sverige, Finland og Danmark.

I tillegg til Nordisk Plan har de nordiske TSOer publisert den såkalte [Challenge Report 2016](#) samt [Solutions report 2018](#) og [Solution Report 2020](#), da med fokus på utfordringer og potensielle løsninger for det nordiske kraftsystemet.

I 2021 vil neste nordiske planprodukt publiseres. De nordiske TSOer vil kalle dette produktet "Nordic Grid Development Perspective 2021". De nordiske TSOer vil søke bred ekstern involvering rundt arbeidet. I rapporten vil et felles nordisk perspektiv på utviklingen av det fremtidige systemet (felles nordisk scenario) bli presentert.

Statnett baserer i utgangspunktet sine analyser og beslutninger på ren norsk samfunnsøkonomi. For prosjekter mellom nordiske land har Nordisk Ministerråd gitt føring om at prosjektene skal baseres på total nordisk nytteverdi. I tilfeller der nasjonalt og nordisk regnestykke har vist motstridende konklusjoner eller gitt skjevhet i landenes kostnad/nytte-brøk, har de nordiske TSOer vist evne til å finne felles løsninger. Eksempler på dette er Skagerrak 4 (NO-DK) og Nea-Järpströmmen (NO-SE).

4. Norsk nettutvikling

En rasjonell utvikling av det norske kraftsystemet er et felles ansvar. Statnett er utredningsansvarlig for transmisjonsnettet. Dette innebærer blant annet at vi utgir Kraftsystemutredning (KSU, unntatt offentlighet), Nettutviklingsplanen (NUP, offentlig) og Langsiktig markedsanalyse (LMA, offentlig). Her gjør vi analyser av den langsiktige utviklingen, ser på utvikling i behov, identifiserer mulige tiltak i kraftnettet og redegjør for våre planer og pågående prosjekter. Som et ledd i dette arrangerte Statnett nasjonalt kraftsystemmøte 22. oktober.

På tilsvarende måte har regionale nettselskaper ansvaret for regionale kraftsystemutredninger (RKSU). Samhandlingen mellom de ulike spenningsnivåene og nettselskaper er helt sentralt for utviklingen av effektivt kraftsystem. Dette er et viktig område for Statnett hvor vi nå intensiverer innsatsen. Vi deltar i regionale kraftsystemmøter, men i tillegg har vi arrangert en rekke dialogmøter sammen med andre nettselskaper. Dette gjør vi for å bringe sammen forbruksaktører og politiske miljøer sammen med oss nettselskaper for felles forståelse av prosess for å møte økt forbruk og behov for nettiltak.

Behovet for dialogmøter i regionene er i stor grad drevet av akselerert elektrifisering. Statnett og andre netteiere har mottatt et stort antall henvendelser om økt forbruk. Mye av dette handler om elektrifisering av industriprosesser, hydrogenproduksjon, transportsektoren og planer om datasenter. Tilrettelegging for den elektriske fremtiden fordrer utstrakt samhandling mellom nettselskapene (TSO og DSO).

Statnett utfører ulike typer analyser og utredninger som beslutningsgrunnlag og for myndighetsprosesser. Eksempler på dette er konseptvalgutredninger (KVU), slik som i Bergen og omegn. I andre tilfeller er det overordnede analyser av utvikling i forbruk og produksjon og implikasjon for marked og nett, slik som nylig startet analyse på Sørlandet. Akselerert elektrifisering og fornyelse av våre nettanlegg er også noe vi hensyntar i våre planer for en langsiktig nettutvikling.

[Statnetts nettutviklingsplan 2019](#) ble publisert oktober 2019. 1. oktober 2020 offentliggjorde vi Oppdatert Investeringsplan. I denne gjentok vi at vi fremover forventer et gjennomsnittlig investeringsnivå på 4-6 milliarder kroner per år i nye nettanlegg og større fornyelser. Den neste nettutviklingsplanen (NUP) er planlagt høsten 2021.

5. Statnetts rolle i internasjonalt arbeide

Den sentrale utfordringen for Statnett i det internasjonale plansamarbeidet er å finne balansen mellom behovet for nasjonal styring og aktivt bidra inn i det internasjonale samarbeidet. Derfor er det viktig for Statnett at eventuelle nye prosjektideer som involverer det norske systemet, først studeres internt og bilateralt før det slippes ut i felles planpublikasjoner. Dette for ikke miste kontroll på prosesser. Statnett har derfor tatt lederroller på områder som defineres som viktige fra norsk ståsted. Dette gjelder både innenfor det nordiske og det europeiske plansamarbeidet.

MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

MDF-sak 2020-04-06 Offshore nett

Møtedato: 19.11.2020

Kort sammendrag av saken som blir presentert

Offshore vind er en sentral del av det grønne skiftet i Europa, og en stor del av utbyggingen er forventet å komme i Nordsjøen. I juni åpnet regjeringen Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II for søknader om fornybar energiproduksjon til havs. Fra 1.januar 2021 er det mulig å sende inn meldinger på utbygging av disse områdene. Myndighetene opplyser om at områdene samlet legger til rette for 4500 MW vindkraft.

Statnett er tildelt ulike roller i det norske kraftsystemet gjennom Energiloven. Denne loven gjelder ikke på norsk sjøterritorium. Havenergiloven, som regulerer energiproduksjon og energitransport offshore, har ikke tildelt tilsvarende roller til Statnett, eller andre, verken når det gjelder planlegging, eierskap, drift eller avregning i et fremtidig offshore kraftsystem.

Nettet på land og et fremtidig nett til havs er ett sammenhengende kraftsystem, og helhetlig planlegging er nødvendig for å utvikle kraftsystemet på en samfunnsmessig rasjonell måte. Dette betyr at kapasiteten på land og til havs, og aktørenes utbyggingsplaner, må ses i sammenheng. Uten en helhetlig planlegging øker usikkerheten og det kan bli gjort valg som øker kostnader og reduserer kraftsystemets effektivitet. Gjennom vår rolle som TSO på land og eier av mellomlandsforbindelser tar vi en aktiv rolle for å sikre en rasjonell utvikling.

Ønsker diskutert/drøftet

Statnett ønsker innspill på de ulike synspunktene som fremmes.

Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum

Nei

1. Helhetlig planlegging

I Nordsjøbassenget er det installert store mengder havvind allerede, og omfattende planer for videre utbygging foreligger. TSOene i Danmark, Tyskland, Nederland og UK er tungt involvert i offshoresektoren, men rollefordelingen og måten det er løst på varierer fra land til land. Dette gjelder både planlegging av nettet, utbygging, drift, eierskap, systemansvar, finansiering og støtteordninger. Det europeiske regelverket er fortsatt i støpeskjeen, og det er ulike syn på hvordan markedet bør organiseres og hvem som bør fylle hvilke roller.

Til nå har nesten samtlige vindkraftutbyggingene vært tilknyttet land med radialer. I samme periode er det bygget mange mellomlandsforbindelser. De siste årene har ideen om å kombinere disse funksjonene konkretisert seg gjennom det som blir kalt hybride forbindelser. Dette betyr at havvind kobles til to land, slik at ledig kapasitet kan benyttes til kraftutveksling når det ikke blåser. Dette gir en bedre utnyttelse av infrastrukturen, og er spesielt aktuelt for tilkobling som ligger så langt fra land at HVDC-teknologi må benyttes for ilandføringen. Et neste steg kan være å koble sammen flere vindkraftparker og flere land, slik at man i fremtiden får et sammenhengende nett i Nordsjøen. Planer for dette konkretiseres i stadig større grad i Europa, men en realisering krever teknologutvikling, standardisering av løsninger og regulatoriske avklaringer om bl.a. markedsdesign. Statnett deltar aktivt i dette arbeidet sammen med leverandører, vindutviklere og andre TSO-er.

Sørlige Nordsjø II ligger ca 200 km fra det norske fastlandet, helt opp mot dansk økonomisk sone. Den lange avstanden tilsier at ilandføringen må skje via HVDC-kabler. Våre analyser viser at dersom det blir bygget ut vindkraft i Sørlige Nordsjø II og den knyttes til ett land, vil det være svært lønnsomt å bygge videre slik at det dannes en forbindelse mellom Norge og et annet land. Dette skyldes at lønnsomheten av kraftutveksling når det er ledig kapasitet på forbindelsen er høy, og at halve investeringen på en mellomlandsforbindelse allerede er tatt. Det må derfor tas høyde for at en forbindelse mellom Sørlige Nordsjø II og fastlandet, enten det er til Norge eller et annet land, på sikt vil bli en del av en mellomlandsforbindelse eller en del av et masket offshore nett. Dette vil for eksempel kunne påvirke valg av tilknytningspunkt, kabelkapasitet og tekniske løsninger både på land og offshore.

Utsira Nord ligger nær land, og ilandføringen vil skje med AC-teknologi. Dette gjør det mindre aktuelt at tilkoblingen vil bli en del av et offshore nett. Det kan likevel bli et behov for samordning av de ulike prosjektene, men prosessen vil i større grad følge en normal prosess for tilknytningsaker.

2. Effektive markeder

Statnett samarbeider med andre TSOer for å utvikle effektive markedsløsninger offshore, som i størst mulig grad er lik tilsvarende reguleringer og løsninger på land. En sentral brikke i utviklingen av et effektivt kraftmarked er at budområdegrensene må følge strukturelle flaskehals, også offshore. Det er nå stor enighet om at konseptet Offshore Bidding Zones (OBZ) er den beste løsningen for å få integrert havvind i kraftmarkedet samtidig som utvekslingskapasiteten på hybride forbindelser benyttes på en mest mulig effektiv måte. OBZ sikrer at kraften flyter til de områdene med størst behov, og bidrar dermed både til et effektivt kraftmarked og god driftssikkerhet. Det reduserer dessuten behovet for kostbare korrektive tiltak, som mothandel, etter markedsklareringen. Fremdeles er der uavklarte punkter rundt kostnad- og inntektsfordeling ved OBZ, men det er stor grad av enighet rundt konseptet.

3. Driftssikkerheten skal ivaretas

Nettet på land og til havs er ett kraftsystem, også i driftsfasen. Vindkraft til havs vil medføre ubalanser i systemet, og siden det ikke finnes regulerbar kraftproduksjon offshore må disse ubalansene håndteres gjennom bruk av reserver på land. Det er viktig for driftssikkerheten at TSOene blir ansvarliggjort for ubalanser innenfor deres havområde på samme måte som på land, og at hver TSO blir ansvarlig for å disponere tilstrekkelig mengde reserver til å håndtere ubalanser innenfor sitt område. Samtidig vil de planlagte europeiske balanseplattformene bidra til en effektiv balansering på tvers av budområder.

4. Neste fase: Konkretisering

Statnett kommer i vinter til å ha flere parallelle analyseaktiviteter relatert til offshore nett.

Vi kommer til å utføre en marked- og nettanalyse på Sørlandet. I tillegg til en mulig tilknytning av offshore nett, er det planer om datasentre og annet forbruk som påvirker hele kraftsystemet på Sørlandet. Analysen vil danne et grunnlag for mer spesifikke analyser på konkrete prosjekter.

Vi kommer også til å gjøre en mulighetsstudie på ulike tekniske konsepter offshore. Et offshore nett kan bestå av både AC og HVDC, og hvilke tekniske løsninger som er hensiktsmessige vil være avhengig av hvor mye vindkraft som bygges, når den bygges, hvor den skal kobles til og andre forhold. I dette arbeidet vil vi også ha dialog med andre TSOer, leverandører og havvindutviklere. Parallelt vil vi vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet og prisvirkninger av ulike tilkoblinger og konfigurasjoner.

Det samlede resultatet fra disse aktivitetene vil gi oss grunnlag for å utarbeide helhetlige nettløsninger på land og til havs.

Det er også behov for videreutvikling av teknologi for at et masket DC-nett skal kunne realiseres. Et DC-nett har flere fundamentale ulikheter fra et AC-nett som gjør håndtering av feilhendelser mer krevende. Sikker drift vil kreve videreutvikling av blant annet DC effektbrytere. Det gjøres mye forskning på dette området, men det er fremdeles en ung og lite utprøvd teknologi.

Det er også flere kostnadsutfordringer relatert til offshore installasjoner med høye spenninger. Vekt og volum har en helt annen betydning offshore enn på land. HVDC-løsninger må derfor videreutvikles for å kunne benyttes på offshore-installasjoner. Det kreves altså en betydelig teknologiutvikling før et offshore nett kan realiseres. Statnett deltar i ulike EU-grupper, norske FoU-initiativer og i samarbeidsgrupper med andre TSOer for å finne løsninger på disse utfordringene.

I tillegg vil Statnett jobbe videre med regulatoriske forhold, markedsutvikling og andre relevante tema både på norsk, nordisk og europeisk nivå.

MARKEDS- OG DRIFTSFORUM

MDF-sak 2020-04-08

Forslag fra RME om endringer i fastsettelse av inntektsrammen til Statnett – endringer i beregningen av kostnadsnormen

Møtedato: 19.11.2020

Kort sammendrag av saken som blir presentert

RME har sendt på høring et utkast til ny metode for fastsettelse av Statnetts kostnadsnorm. I høringsutkastet oppsummerer RME hvordan de ser for seg å incentiv-regulere Statnett fremover. Utkastet baserer seg på en rapport RME har fått laget av THEMA Consulting Group.

Ønsker diskutert/drøftet

Markeds- og driftsforum bes gi sine innspill til Statnett på det foreliggende forslaget fra RME. Det er høringsfrist 4. desember.

Tidligere behandling i Statnetts markeds- og driftsforum

Nei

Hovedinnholdet i forslaget fra RME

3. november 2020 sendte RME ut et høringsnotat med forslag om endringer i fastsettelse av inntektsrammen til Statnett. Nedenfor oppsummerer vi hovedtrekkene i de endringer som RME foreslår. Detaljene i endringen er tilgjengelige i høringsdokumentet og vi har valgt å vedlegge RMEs sammendrag fra høringsnotatet til informasjon. Forslaget innebærer ingen endringer i forskrifter, men en endring i hvilken metode RME bruker til å fastsette kostnadsnormen til Statnett som er en del av deres inntektsramme.

- RME foreslår at årlig inntektsramme for Statnett fortsatt fastsettes etter en metode der de faktiske kostnader (kostnadsgrunnlaget) inngår med 40 prosent, mens 60 prosent bestemmes av en kostnadsnorm³.
- RME foreslår at Statnett sammenlignes mot egen historie
 - Utvikling i kostnader ses i sammenheng med utvikling i anleggsmassen (normgridvariabel fra TCB18)
- Normen vil baseres på et rullerende fem års gjennomsnitt to år tilbake i tid. Dvs. at Statnetts "enhetskostnad" for 2019 (som danner grunnlag for inntektsramme 2021) vil sammenlignes mot gjennomsnittet for 2013-2017
- Alle kostnader hos Statnett bortsett fra tradisjonelle systemdriftskostnader inngår i målingen
- Kapitalkostnadene skal presenteres med annuiteter
- RME foreslår å innføre et generelt effektiviseringskrav på 1,5%
 - Faktoren er i utgangspunktet fast, men revurderes likevel ved ny informasjon om produktivitetsutviklingen i samfunnet og Statnetts effektivitet

³ Fra og med 2023 endres dette forholdet til 30/70, slik at kostnadsnormen vil bety mer for inntektsrammen

- RME baserer dette forslaget i stor grad på THEMA Consulting Group sin rapport, bestilt av RME våren 2020

Statnett ber forumet kommentere fra sitt ståsted på høringsnotatet og gi Statnett innspill på hvordan medlemmene ser innholdet i den foreslåtte reguleringen. Statnett tar sikte på å levere et hørings svar innen fristen 4. desember.

Vedlegg: Sammendrag hentet fra RMEs høringsnotat

Sammendrag

Vi fastsetter årlig en inntektsramme for Statnett der deres faktiske kostnader (kostnadsgrunnlaget) inngår med 40 prosent, mens 60 prosent bestemmes av en kostnadsnorm⁴. For å styrke insentivene til kostnadseffektivitet, foreslår vi en ny metode for å beregne kostnadsnormen til Statnett. Den vil fortsatt utgjøre 60 prosent, men beregnes på en annen måte enn i dag. Vi foreslår ingen endringer i kostnadsgrunnlaget.

Med dagens metode har kostnadsnormen i praksis blitt satt lik Statnett sine egne kostnader siden 2007. Det gir samme forventede avkastning for Statnett uavhengig av hvor kostnadseffektive de er. Nå foreslår vi en modell som i større grad frikobler utviklingen av kostnadsnormen fra utviklingen av egne kostnader.

Våren 2020 engasjerte vi THEMA Consulting Group for å utforske ulike metoder for å fastsette kostnadsnormen. Vi har i stor grad basert vårt forslag på analyser og vurderinger som THEMA har gjort, men vårt forslag er noe justert fra deres forslag. Hovedtrekk i modellen vi foreslår er:

- En ny beregning av effektivitet. Vi foreslår en effektivitetsanalyse som sammenligner Statnetts årlige kostnader med deres historiske kostnadsnivå. Det historiske kostnadsnivået er et femårig rullerende gjennomsnitt med to års tidsetterslep til året som sammenlignes.
- I den sammenlignende analysen måles utviklingen i kostnadene i forhold til utviklingen i oppgave. Oppgavevariabelen er beregnet utfra Statnett sin anleggsmasse.
- Effektivitetsresultatet fra den sammenlignende analysen multipliseres med kostnadsgrunnlaget for å beregne kostnadsnormen. Hvis Statnett blir mer (mindre) effektive enn egen historie, vil kostnadsnormen bli høyere (lavere) enn egne kostnader.
- Vi foreslår også et produktivetskrav på 1,5 prosent av kostnadsnormen. Dette kravet er satt for å fange opp både forventet produktivetsutvikling og påvist ineffektivitet i den historien vi sammenligner Statnett mot. Kravet vil vurderes over tid med bakgrunn i utviklingen av produktivitet i samfunnet generelt og hvordan Statnett sin effektivitet utvikler seg.

En modell som frikobler kostnadsnormen fra egne kostnader i stor grad, gir sterke insentiver til kostnadseffektivitet, men øker også risikoen for at modellen ikke fanger opp alle forholdene som påvirker Statnett sine kostnader over tid. Dette kan føre til at modellen blir for lite treffsikker og at Statnett ikke får en rimelig avkastning på investeringene sine. Dette har vi veid mot hverandre. Vi har valgt å oppdatere sammenligningsgrunnlaget i analysen hvert år, slik at det ikke blir for lang avstand i tid mellom Statnett sine faktiske kostnader og den historien de sammenlignes mot. Det gir en svakere frikobling mellom kostnadsnorm og faktiske kostnader, og derfor svakere insentiver til kostnadseffektivitet, enn å la sammenligningsgrunnlaget ligge fast i flere år. Samtidig gir det mindre risiko for at Statnett får urimelig høy eller lav kostnadsnorm.

Mest mulig av Statnett sine kostnader bør inkluderes i effektivitetsanalysen for å sikre mest mulig nøytrale insentiver i modellen.

- Vi inkluderer alle kostnadene i effektivitetsanalysen unntatt spesifikke kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret, som i hovedsak er kjøp av reserver og spesialregulering.

⁴ Fra og med 2023 endres dette forholdet til 30/70, slik at kostnadsnormen vil bety mer for inntektsrammen

- Vi går bort fra dagens modell med egen norm for KILE og inkluderer KILE i effektivitetsanalysene. Det gir større sammenfall mellom samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske vurderinger som Statnett må foreta når de vurderer om et tiltak er lønnsomt.
- Vi foreslår å inkludere Statnett sine likestrømanlegg (HVDC) i effektivitetsanalysen, både på kostnadssiden og på oppgavesiden. Oppgavevariabelen i analysen er hentet fra en studie som sammenlignet europeiske TSOer for 2017. Der inngikk ikke HVDC, men vi har utvidet modellen slik at vi også kan evaluere denne delen av Statnett sin virksomhet.
- I effektivitetsanalysen inngår kapitalkostnadene som annuiteter beregnet fra Statnett sine historiske investeringer. Dette gir en jevn kapitalkostnad per år, som er hensiktsmessig når Statnett sammenlignes mot egen historie.

Forslaget innebærer at vi må samle inn noe mer data fra Statnett hvert år. Økt arbeidsmengde er størst for både oss og Statnett de første årene inntil nye systemer er etablert. På sikt mener vi det nye forslaget ikke innebærer mye merarbeid.

Statnett skal investere mye i årene fremover, og vi forventer at dette vil øke nettleien. Modellen vi foreslår har sterkere insentiver til kostnadseffektivitet enn dagens modell. Vi mener forslaget legger til rette for at Statnett sine kostnader, og dermed nettleien kundene betaler, ikke øker mer enn nødvendig.