

Respons på RMEs innspillsnotat om implementering av tilknytningskodene

Det vises til RMEs brev med vedlegg av 19.03.21 om innspill til skissert løsning for implementering av tilknytningskodene. RME ønsker synspunkter på den skisserte løsningen for hvordan regelverket kan implementeres i norsk rett, begrunnelse for synspunktene og eventuelt alternativ løsning.

Nettkodene utgjør viktig regulering av det indre kraftmarkedet, integrert systemdrift og felles rammer for tilknytning. Kodene får direkte betydning for både kraftprodusenter, andre markedsaktører og nettselskaper og er derfor svært viktig for Energi Norges medlemmer. Som følge av dette er Energi Norge opptatt av at implementering av nettkodene foregår på en transparent måte og at bransjen er tilstrekkelig involvert. Dette for at selskapene skal ha forutberegnelighet i sin rettsstilling og tid til å bygge opp nødvendig kompetanse og systemer for å ivareta nye plikter og rettigheter på en god måte. Energi Norge setter derfor stor pris på at RME inviterer til dialog om foreslått implementering av tilknytningskodene og foreslår ytterligere involvering før saken kommer på formell høring. Vi håper RME viderefører samme praksis i andre prosesser knyttet til implementering av EUs nettkoder og retningslinjer. Innspillsnotatet er godt gjennomarbeidet.

Når det gjelder videre formell prosess med implementering av tilknytningskodene forstår vi det slik at RME er bedt av OED å utarbeide utkast til høringsnotat om gjennomføring av tilknytningskodene, og at dette er planlagt høsten 2021. Prosessen vil også omfatte endringer i systemansvarsforskriften.

www.energinorge.no

Postboks
7184 Majorstuen, 0307 Oslo

Besøksadresse
Middelthuns gate 27, 0307 Oslo

Telefon
(+47) 23 08 89 00

E-post
post@energinorge.no

Nærmere om tilknytningskodene og virkeområde

Tilknytningskodene (HVDC, DCC og RfG) inneholder felles regler for tilknytning av, i all hovedsak, nye anlegg til kraftsystemene i det felles europeiske kraftmarkedet. Virkeområdene er noe forenklet, følgende:

- HVDC: Systemer for høyspent likestrøm som kopler sammen synkronområder eller kontrollområder.
- DCC: Nye transmisjonstilknyttede forbruksanlegg, distribusjonsnett, herunder lukkede distribusjonsnett og nye forbruksenheter som leverer laststyringstjenester
- RfG: Nye kraftproduksjonsenheter av størrelseskategori A-D med økende omfang krav per kategori og type C og D anlegg som er "vesentlig modifisert".

Vi merker oss at virkeområdet for tilknytningskodene med unntak av HVDC er nye anlegg. HVDC-forordningen vil i all hovedsak ha betydning for TSO-er (både som relevant systemoperatør og anleggseier). Også DCC vil i hovedsak ha betydning for TSO fordi det vil gjelde forbruksanlegg mm. direkte tilknyttet transmisjonsnettet. RfG vil ha størst betydning for Energi Norges medlemmer, både for aktører som driver kraftproduksjon og DSO-er/nettselskaper i rollen som relevant systemoperatør¹.

Fordi RfG har størst betydning for Energi Norges medlemmer, vil våre innspill i all hovedsak være knyttet til denne forordningen. Der hvor det er innspill til HVDC eller DCC vil dette bli spesifisert.

Våre innspill kan oppsummeres i følgende hovedpunkter som utdypes i det etterfølgende:

- Energi Norge setter pris på at RME legger opp til god involvering av bransjen i implementering av tilknytningskodene og innspillsnotatet er godt gjennomarbeidet.
- Energi Norge oppfatter at nasjonale tilpasninger av krav i tilknytningskodene i all hovedsak ble gjennomført i egen prosess i 2017 og etablering av NVF, og kan derfor ikke se at etablering av nasjonale og anleggsspesifikke krav er et tema av betydning i forestående nasjonal implementering av tilknytningskodene.
- RfGs virkeområde for eksisterende anlegg kan ikke utvides selv om ordlyden i RfG er vanskelig å fortolke. Energi Norge foreslår at terskelen for vesentlige endringer som eksempel for vannkraftverk bør være endringer som påvirker vannføringen og som dermed er konsesjonspliktige etter vannressursloven. For andre produksjonsteknologier enn vannkraft bør kravet om vesentlige endringer knyttes til vesentlige endringer i anleggskonsesjonen.
- Energi Norge er tilfreds med at RME foreslår å gjennomføre bestemmelsen i RfG om relevant systemoperatør. Våre nettmedlemmer ønsker å ta denne rollen, og dette vil kreve tilpasninger i nasjonalt regelverk samt standardiserte godkjenningprosesser, tilknytningsavtaler og informasjonsutveksling.

¹ Av RME benevnt relevant nettoperatør.

- Ny fos §14 må tilpasses RfG og ikke omvendt. Sett i sammenheng med RfG foreslår vi at relevant systemoperatør godkjenner alle endringer i anlegg, også av ikke-vesentlig karakter. Tekniske krav ved ikke-vesentlige endringer bør stå uforandret.
- At Statnett gjør fos §14-vedtak for alle anlegg etter RfG for å sikre at funksjonskravene blir offentligrettslig bindende må ikke undergrave rollen til relevant systemoperatør. Et alternativ som bør vurderes er å innta krav med henvisning til vilkår i anleggskonsesjonen og en bestemmelse som gir RME rett til å føre tilsyn i produksjonsselskapenes anleggskonsesjon.
- Vi anbefaler at revidert fos § 14 gir uttrykk for prosessen som leder frem til Statnetts vedtak, herunder klart uttrykk for rollen og mandatet til den relevante systemoperatøren. Det bør vurderes å dele fos § 14 i to bestemmelser – én som angir prosessen med fastsettelse av krav, og én som gjelder godkjenning av anlegg i henhold til slike krav.
- Energi Norge er enig med RME i at det bør gjøres en fullstendig gjennomgang av sammenhengen mellom tilknytningskodene, øvrige deler av systemansvarsforskriften og øvrig norsk forskriftsverk på et senere tidspunkt. Her bør man også ta høyde for harmonisering med andre nettkoder og retningslinjer, f.eks SOGL.
- Etter vårt syn bør relevant system operator oversettes til relevant systemoperatør og ikke relevant nettoperatør fordi relevant nettoperatør bedre dekker DSO-enes rolle i henhold til nettkodene.

Utdyping av Energi Norges innspill:

Ulike kategorier av funksjonskrav

RME gjør i innspillsnotatet en drøfting av ulike kategorier krav. Krav til alminnelig anvendelse (krav som gjelder hele kraftsystemet uavhengig av lokale forhold) er delt inn i faste krav og nasjonale krav, hvor førstnevnte er krav som fullt ut er definert i nettkodene og nasjonale krav skal fastsettes etter en nasjonal prosess.

Videre beskrives kategorien anleggsspesifikke krav (krav til funksjonalitet som kan påvirkes av hvor i nettet ny kraftproduksjon tilknyttes). Denne kategorien er inndelt i "systemkrav" og "lokale krav".

Energi Norge oppfatter at de tekniske kravene beskrevet i Artiklene 13-28 i RfG i all hovedsak er faste krav, med rom for enkelte tilpasninger og spesifisering på nasjonalt og lokalt nivå. Det er også eksempler på noe ulike tekniske krav på tvers av synkronområder i Artiklene 13-28, men Energi Norge oppfatter generelt at omfanget av nasjonale og anleggsspesifikke krav er lite. Når det gjelder sistnevnte vises det også til at grundige nasjonale prosesser har vært gjennomført: NVE ba i 2015 Statnett starte opp et arbeid med å utarbeide forslag til praktisk gjennomføring av tilknytningskodene (RfG, DCC, HVDC) i Norge. I oppdragsbeskrivelsen gikk det frem at «NVE ønsker en systematisk gjennomgang av krav i de nevnte nettkodene, oversikt over endringer i nettkodene vil medføre sammenliknet med gjeldende praksis i Norge og foreslå norsk

praksis/krav der det i kodene åpnes for nasjonale tilpasninger. Der kodene åpner for nasjonale tilpasninger mener NVE det er naturlig å ta utgangspunkt i dagens regelverk og praktisering». Etter grundige gjennomganger med bredt sammensatte arbeidsgrupper leverte Statnett sin samlede gjennomgang i slutten av 2017. Kravene ble senere samlet i veilederen Nasjonal Veileder for Funksjonskrav (NVF).

Energi Norge oppfatter derfor at harmonisering av nasjonale krav i vesentlig grad er gjennomført, og at kan derfor ikke se at etablering av nasjonale og anleggsspesifikke krav er et tema av betydning i forestående nasjonal implementering av tilknytningskodene.

Regelverksaspekter

Som RME er inne på, gir artikkelen Regelverksaspekter (RfG Art. 7.1) føringer for godkjenning av krav og behandling av klager knyttet til godkjenning av krav. Energi Norge mener krav her i all hovedsak må forstås som generelle krav til anlegg etter RfG og ikke godkjenning av hvert enkelt anlegg. Det kan ikke være noe i veien for at de samme kravene etter RfG vedtas på tvers av land innen et synkronområde eller mer generelt. Utfra hva vi har skrevet om nasjonal tilpasningsprosess over, ligger mye allerede til rette for nasjonal godkjenning av krav. Rekkevidden av RfG Art 7.2 om godkjenning av anleggsspesifikke krav vil etter Energi Norges oppfatning være svært begrenset.

At Reguleringsmyndigheten skal treffe vedtak som klageinstans etter RfG Art 7.5 og 7.8 synes ikke spesielt problematisk, da RME også i dag er klageinstans for en rekke typer saker.

En nærmere henvisning fra RMEs side til hvilke artikler i RfG som beskriver ulike kategorier av krav ville gitt større klarhet i hvordan RME ser omfanget av de ulike kategoriene.

Krav i RfG og virkeområde for eksisterende produksjonsanlegg

Som nevnt er virkeområdet for RfG i all hovedsak nye produksjonsanlegg (Artikkel 3 i RfG). RME sier også i innspillsnotatet at "kravene i forordningen som hovedregel ikke gjelder for eksisterende anlegg". Artikkel 4 i RfG regulerer virkeområde for eksisterende anlegg. Energi Norge er enig med RME i at et aktuelt tilfelle er hvis anleggseier gjør endringer i anlegget som er vesentlige, men dette gjelder kun for eksisterende anlegg av type C og D (RfG Art 4.1 a)). Vesentlighetskravet (tilknytningskontrakten må modifiseres vesentlig) er i RfG Art. 4.1 a) formulert slik at det ikke kan praktiseres på en entydig måte per idag i en norsk kontekst. Energi Norge er enige med RME i at det er behov for å tilpasse RfG på dette punktet til norske forhold. Det fremstår for oss noe underlig at RME mener at RfGs regulering ikke vil være rettslig bindende fordi den ikke passer på norske forhold, men vi finner ikke grunn til å gå inn på de teoretiske sidene av dette her. Det viktige for Energi Norges medlemmer er at den tilpasningen som skjer til norske forhold, ved å regulere anvendelsesområdet for eksisterende anlegg i fos §

14, ikke utvider i hvilke situasjoner det kan stilles nye krav. Slik vi leser RMEs forslag, der nye krav kan stilles når det gjennomføres endringer og det er «hensiktsmessig» å stille nye krav, vil det innebære en utvidelse sammenlignet med reguleringen i RfG.

RfGs vesentlighetskrav bør inkluderes i den norske tilpasningen i Fos § 14. Energi Norge ser at det vil kunne by på praktiske utfordringer dersom ordlyden i § 14 krever at det må være «vesentlige endringer», og det er vår oppfatning at den kvalifiserte terskelen bør fastsettes på annen måte. I forbindelse med gjennomgangen av RfG i 2017 kom Energi Norges arbeidsgruppe med forslag til implementering på dette punktet, og forslag til kvalifisering av vesentlighetskriteriet ble oversendt RME i desember 2017. Energi Norge mener fremdeles at regelen bør utformes på den foreslåtte måten: *"Som et eksempel på hvor terskelen for vesentlige endringer bør ligge, mener Energi Norges representanter endringer i eksisterende anlegg som er så vesentlige at det påvirker vannføringen og at det dermed må søkes konsesjon etter vannressursloven. Ved slike endringer påvirkes anleggets energi og effekttilgang, og slike tiltak utløser normalt også konsesjonskrav etter energiloven. En slik hovedregel vil bidra til å sikre forutsigbarhet i regelverket for eksisterende anlegg, og redusere behovet for unødvendig saksbehandling. Samtidig vil det muliggjøre bedre utnyttelse av vannressursene ved økt virkningsgrad, uten at det pålegges fordyrende krav."* Energi Norges innspill til NVE i 2017 er vedlagt i sin helhet (vedlegg 1). For andre produksjonsteknologier enn vannkraft bør kravet om "vesentlige endringer" knyttes til vesentlige endringer i anleggskonsesjonen.

Når det gjelder utvidelse av virkeområdet for RfG til å gjelde for eksisterende anlegg helt eller delvis fordi det skjer vesentlige endringer i *kraftsystemet* (RfG art 4.3) støtter vi RMEs vurdering av at dette ikke virker relevant for Norge. Norges produksjonsmiks er allerede tilnærmet 100% fornybar, og selv om kraftforbruket ventes å øke mye som følge av elektrifisering, vil det norske kraftsystemets unike karakteristikk med den regulerbare vannkraften som ryggrad med all sannsynlighet bestå.

Energi Norge støtter RMEs forslag om å gjennomføre prosessen for unntak slik dette beskrives i tilknytningskodene.

Roller i forbindelse med idriftsettelse, samsvar og nedleggelse

Prosesser og roller i forbindelse med tilknytning av anlegg som omfattes av bestemmelsene i RfG er gitt i artiklene 29-37 (tillatelse til tilknytning) og artikkel 40-57 (samsvarskontroll). Samsvarskontroll, altså hvorvidt anleggene oppfyller krav i RfG gjelder både i tilknytningsprosessen og i anleggets levetid. RfG (og øvrige tilknytningskoder) bygger systematisk på at det er relevant systemoperatør² som skal gjennomføre tilknytnings- og oppfølgingsprosessene for hvert enkelt anlegg som omfattes av bestemmelsene i RfG. Relevant

² Av RME benevnt relevant nettoperatør.

systemoperatør er definert i artikkel 2.13 i RfG som *"den operatøren av transmisjonsnett eller operatøren av distribusjonsnett til hvis nett en kraftproduksjonsenhet, et forbruksanlegg, et distribusjonsnett eller et høyspent likestrømsystem er eller vil bli tilkople"*. Identiske definisjoner av relevant systemoperatør er gitt i tilknytningskodene DCC og HVDC.

Tilknytningskodene beskriver til dels en annen rollefordeling i forbindelse med godkjenning av tilknytning og oppfølging av eksisterende anlegg enn hva som gjelder per i dag regulert av fos § 14. Dette gjelder særlig prosess for og godkjenning av tilknytning av nye produksjonsanlegg i regionalt distribusjonsnett (regionalnett), hvor relevant systemoperatør ikke vil være Statnett. Energi Norge er derfor enig med RME i at implementering av tilknytningskodene vil kreve endring i systemansvarsforskriften § 14 når det gjelder hvilken aktør som skal verifisere at anlegg oppfyller relevante tekniske krav etter RfG, gi godkjenning til tilknytning og drift av anlegget og følge opp anlegget i dets levetid. I praksis må relevant systemoperatør gi anlegget godkjenning gjennom tilknytningskontrakten. Denne praksisendringen for tilknytning av nye produksjonsanlegg i regionalt distribusjonsnett vil omfatte alle klasser av anlegg (A-D). Terskelen for klasse D-anlegg i Norden er installert ytelse på 30 MW og tilknytning til 110 kV eller høyere. Energi Norges nettmlemmer ønsker å ta rollen som relevant systemoperatør, men må etablere systemer og rutiner ihht. RfG for å kunne ivareta denne. Dagens praksis forbindelse med tilknytning av nye produksjonsanlegg inklusive samarbeidet med Statnett varierer på tvers av nettselskapene.

Energi Norge er enig med RME i at det bør være harmoniserte tilknytningsprosesser, herunder praksis for informasjonsutveksling slik at det sikres mest mulig lik praksis mellom relevante systemoperatører. Det bør også utarbeides standard tilknytningsavtaler for tilknytning av anlegg etter RfG.

Energi Norge er enig i at krav om elektronisk varsling ved nedleggelse av anlegg må gjelde alle kategorier og ikke bare B- og C-anlegg.

Videreføring av systemansvarsforskriften § 14 etter implementering av RfG

RME oppgir at formålet med ny fos §14 er å sørge for at både de nasjonale kravene og de anleggsspesifikke systemkravene under tilknytningskodene blir offentligrettslig bindende, slik at RME kan føre tilsyn, sørge for regulering av tekniske krav og anlegg som ikke reguleres av tilknytningskodene, sørge for at funksjonalitet for eksisterende anlegg opprettholdes til de blir avløst av nye krav og sørge for en hensiktsmessig innfasing av nye krav for eksisterende anlegg.

Harmonisering av RfG og fos §14 er ikke uten videre enkelt da regelverkene har overlappende virkeområde og gir ulik beskrivelse av rolle i forbindelse med verifisering og oppfølging av relevante krav. Tatt i betraktning at virkeområdet for tilknytningskodene generelt og RfG spesielt er snevrere enn dagens fos §14, er det viktig at dette kommer tydelig frem i ny fos §14.

Virkeområdet for fos § 14 er både eksisterende og nye anlegg. RfG regulerer i all hovedsak nye anlegg. Det er over lang tid etablert en praksis på basis av fos § 14. For stor sammenblanding av fos § 14 og RfG etter at RfG har trådt i kraft vil enkelt kunne føre til uklarheter ved at RfGs bestemmelser om virkeområde og roller i forbindelse med godkjenning av tilknytninger ikke blir tydelig i regelverket. Vi minner her om at NVF – som i stor grad inneholder krav etter RfG - i dag er gjort gjeldende både for eksisterende og nye anlegg, jfr Statnetts seneste forslag til retningslinjer for fos § 14.

Energi Norge er derfor skeptisk til at RME tilsynelatende foreslår å tilpasse RfG til innholdet i dagens fos § 14. Det foreslås at ny § 14 både skal omfatte anlegg som er omfattet av tilknytningskodene (unntak for generatorer type A) og anlegg som har anleggskonsesjon men ikke er omfattet av tilknytningskodene. Som hovedregel skal krav bare gjelde nye anlegg, men krav skal også gjelde endringer i eksisterende anlegg dersom det gjøres endringer og endringene er av en slik karakter at det er "hensiktsmessig" å stille nye krav, under henvisning til prinsippene i nettkodene om forholdsmessighet, likebehandling osv. Videre foreslås det bl.a. at systemansvarlig skal kunne stille krav til funksjonalitet i samsvar med tilknytningskodene og i tillegg stille krav til anlegg som ikke er regulert av tilknytningskodene. RME foreslår videre at funksjonskrav skal tas inn i tilknytningsavtalen mellom anleggseier og relevant systemoperatør, men det foreslås ikke, så langt Energi Norge kan se, å presisere i systemansvarsforskriften relevant systemoperatørs rolle slik den er beskrevet i RfG.

For å unngå uklarheter i regelverket mener Energi Norge at systemansvarsforskriften i tråd med Norges EØS-forpliktelser må bringes i samsvar med RfG. Det betyr at Systemansvarsforskriften og eventuelt andre relevante nasjonale forskrifter må tilpasses til RfG og ikke omvendt.

Det kan vurderes å dele fos § 14 i to bestemmelser, der den ene omhandler prosess og roller i forbindelse med fastsettelse av krav, og den andre omhandler prosess og roller i forbindelse med godkjenning av anlegg i henhold til slike krav og videre etterlevelse av kravene.

Hva gjelder offentligrettslig formalisering av funksjonskravene overfor produsentene i, ber vi RME vurdere om det er mer hensiktsmessig å forplikte produsentene offentligrettslig gjennom vilkår i anleggskonsesjonen utstedt av NVE, som angir at RME kan føre tilsyn med etterlevelse av dette vilkåret. Dette kan være arbeidsbesparende sammenlignet med formaliseringsprosessen som er foreslått i innspillsnotatet til RME.

Energi Norge foreslår derfor at ny fos § 14 må:

- Angi hvem som er relevant systemoperatør ihht RfG også i regionalt og lokalt distribusjonsnett. Denne bør også følge opp ikke-vesentlige oppgraderinger i eksisterende anlegg (se under)
- Gi uttrykk for prosessen som leder frem til Statnetts (systemansvarligs) vedtak, herunder gi klart uttrykk for rollen og mandatet til den relevante nettopperatøren
- Beskrive at formålet med systemansvarligs godkjenning er å gi kravene offentligrettslig virkning, og bestemmelsen må utformes tilstrekkelig snevert og presist til ikke å gi Statnett en videre rolle utover dette.
- Energi Norge ser det kan være nødvendig at Statnett gjør formelt fos §14-vedtak selv om Statnett ikke er relevant systemoperatør, men det må fremgå av ny forskrift at det ikke skal gjennomføres parallelle godkjenningprosesser
- Henvise til vesentlighetsterskelen foreslått ovenfor ved spørsmål om innfasing av nye krav ved endringer ;
- Når det gjelder ikke-vesentlige endringer i eksisterende anlegg mener Energi Norge at de tekniske kravene for disse må være uforandret. Det bør være relevant systemoperatør som følger opp disse ved endringer.
- Eventuelle nye krav til eksisterende anlegg må underlegges RfGs krav til kost/nyttevurderinger (RfG Art. 38)

Energi Norge er enig i at det bør utarbeides et felles kravdokument som beskriver hvilke krav som gjelder etter RfG, og at dette legges til grunn. Som nevnt oppfatter vi at denne prosessen i det alt vesentlige er gjennomført gjennom forutgående prosesser i 2017 og etablering av NVF.

Vi oppfatter RMEs beskrivelse av nye oppgaver i kapittel 10 i innspillsnotatet er mye i tråd med det som skisseres over gitt at det i ny fos §14 fremkommer at det ikke legges opp til parallelle godkjenningprosesser for tilknytning og at løsninger for utveksling av informasjon inkl. Fosweb må tilpasses. Synspunktet om harmoniserte systemer og rutiner og at dette vil være ressurskrevende støttes.

EØS-tilpasninger

Tilknytningskodene har ikke vært gjennom EØS-komiteen og det er et spørsmål om det bør gjøres EØS-tilpasninger i regelverket. Energi Norge er enig i at det kan være nødvendig med EØS-tilpasning om fortolkning av vesentlighetskravet (RfG Art. 4), men tilpasningen må ikke føre til utvidelse av virkeområdet for RfG i Norge i forhold til konkurrentland.

Vi registrerer at RME i sitt notat legger til grunn at det vil være enklere å lage en regulering som skal gjelde for eksisterende anlegg i fos. § 14, i stedet for å reservere seg mot RfGs regulering der vilkåret om behov for vesentlige endringer i tilkynningsavtalen fremgår. Etter Energi Norges

syn er det uheldig at Norge vedtar regler som man allerede nå er bevisst på at ikke vil bli anvendt og ikke vil gjelde for norske forhold. Parallell regulering vil kunne skape forvirring og bidra til usikkerhet blant aktørene som skal forholde seg til regelverket. En tilpasning av RfG gjennom EØS-komitéprosessen, der det reserveres mot reguleringen av eksisterende anlegg vil derfor være hensiktsmessig. Som nevnt over i punktet om eksisterende anlegg, er det likevel viktigst for Energi Norge at den norske tilpasningen ikke endrer på vesentlighetsterskelen som RfG oppstiller, og at tilpasningen som gjøres i norsk rett heller skyldes koblingen til tilknytningsavtaler som ikke passer for norske forhold.

Videre vil det være nødvendig med tilpasningstekst til Art 4.2 hva gjelder definisjon av eksisterende anlegg (forordningens ikrafttredelsesdato vil ikke være egnet som skille i norsk kontekst) og når det gjelder ACERs rolle i forbindelse med rapportering av unntak. Vi antar at det er ESA som vil inneha denne rollen for Norges vedkommende.

Øvrige innspill

RME gir i innspillsnotatet også en gjennomgang av relasjonen mellom øvrige forskrifter under energiloven og foreslår å gjennomgå regelverket fullstendig på et senere tidspunkt for å sikre harmonisering. Energi Norge støtter dette synspunktet.

Selv om vi ikke har gjort en fullstendig vurdering av hvilke forskrifter tilknytningskodene har berøringspunkter med og implikasjonene av dette, virker RMEs vurderinger i notatet å være godt gjennomtenkt.

På et par områder har vi har vi spesifikke innspill:

Energilovforskriften § 6-1 regulerer rapportering av anleggsdata før idriftsettelse, altså ifbm. godkjenningssprosess for tilknytning. Enf. § 6.1 må derfor tilpasses tilknytningskodenes bestemmelser om relevant systemoperatør og dennes behov for informasjon i godkjennelsesprosessen.

Rapportering og utveksling av anleggsdata etter bestemmelsene i tilknytningskodene må også sees i sammenheng med relevante bestemmelser i andre nettkoder og retningslinjer, ikke minst bestemmelsene i SOGL om datautveksling.

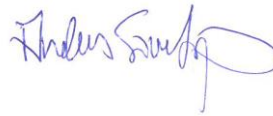
Avslutningsvis gjentar vi at "relevant system operator" bør oversettes med "relevant systemoperatør". Systemoperatør har et annet meningsinnhold enn nettoperatør ved at systemoperatør beskriver en operatør som kan være aktiv i forhold til tilknyttet produksjon og forbruk og ikke bare operatør av eget nett.

Energi Norge og utdyper gjerne våre innspill i møte og ser frem til ytterligere dialog om implementering av tilknytningskodene.

Vennlig hilsen
Energi Norge



Kristin Lind
Direktør Nett og Kraftsystem



Anders Sivertsgård
Næringspolitisk rådgiver

Vedlegg 1: Innspill fra Energi Norge om fortolkning av vesentlighetskravet i artikkel 4 i RfG.

Vedlegg 1:

§4: EUs Kommisjonsforordning 2016/631 om Etablering av en nettverkskode om krav til nettverkstilknytning for produksjonsanlegg (RfG) av 14. april 2016 er vedtatt av EU med hjemmel i EUs såkalte grensehandelsforordning 714/2009 artikkel 6(11) som igjen er en del av EUs tredje energimarkedspakke. Regelverket er ansett EØS-relevant og akseptabelt, og skal etter planen gjennomføres i norsk rett i 2018 etter at Stortinget har gitt sitt samtykke til innlemmelse. Dette må skje gjennom forskrifts- og/eller lovendring, jf. EØS-avtalen artikkel 7 første ledd bokstav a hvor forordningen "som sådan" må gjøres til en del av intern norsk rettsorden. Ved gjennomføring av forordninger er det i motsetning til for direktiver altså ikke anledning til å velge en mer fleksibel gjennomføringsmåte, men dette skal som hovedregel skje gjennom en oversettelse ord for ord i lov eller forskrift.

I sin anbefaling til § 4 argumenterer Statnett blant annet med at "Det er ikke gunstig at aktører med ellers like anlegg, som konkurrerer i samme marked, stilles overfor ulike krav og ulik regulering", "NC-RfG bør derfor i utgangspunktet implementeres på en slik måte at krav om fornyelse og modernisering, nedfelt i konsesjonsvilkår og forskriftsreguleringer for eksisterende anlegg, sikrer lik behandling av aktørene uavhengig av om anleggene er nye eller om det er fornyelse/revisjon av eksisterende anlegg".

Statnett synes her å argumentere for en avvikende regulering som stiller ytterligere krav til norske produksjonsanlegg ut over det som følger av forordningens system gjennom å foreslå at enhver endring i eksisterende anlegg skal innebære at anlegget faller inn under RfG.

Etter vårt syn skal det uavhengig av valget av juridisk tilnærming mye til for å hevde at det er rom for avvikende regulering på dette området, jf. EU domstolens rettspraksis som vektlegger om avvikende regulering er "nødvendig" og "proporsjonal" for å hensynte "tvingende allmenne hensyn", jf. 1997 s I-3843 de Agostini, se avsnitt (47).

På dette området har myndighetene nettopp gjennom RfG fått de nødvendige mulighetene til å gjøre unntak og derved ivareta forsyningssikkerhetshensynet i konkrete tilfeller hvor vesentlige endringer ikke har skjedd. Kost/nytte må legges til grunn slik EU-domstolen har vært opptatt av.

Vi kan vanskelig se at det juridisk sett er "nødvendig" med avvikende regulering for å oppnå forsyningssikkerhetsformål. Dette vil også ha svært negative konsekvenser for konkurransevnen til norsk fornybarproduksjon sammenliknet med andre land som følge av økte kostnader. Statnett synes å basere sin vurdering på § 4.3, hvor det gis adgang for aktuell TSO til å foreslå for regulator å utvide virkeområdet for RfG etter en konkret kost/nytte-vurdering. Intensjonen med §

4.3 synes å være å gi en mulighet til å utvide virkeområdet for RfG hvis det oppstår vesentlige faktiske endringer i kraftsystemets egenart. Siden det norske kraftsystemet er tilnærmet 100% fornybart, basert på regulerbar vannkraft, og i motsetning til hva som er forventet for de fleste EU-land, ikke står overfor en betydelig endring av produksjonsmiks og systemegenskaper som følge av dette (jfr. for eksempel NVEs kraftmarkedsanalyse 2017-2030), er denne bestemmelsen etter vår vurdering mindre relevant for Norge.

At det er nødvendig med avvikende regulering utfra forsyningssikkerhetsformål, er også lite relevant utfra at forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet har vært og er høy. For eksempel viser NVEs rapport "Driften av kraftsystemet 2016" at leveringspåliteligheten i perioden 1997-2016 har ligget i intervallet 99,97-99,99%. Frekvens- og spenningskvalitet har også gjennomgående vært tilfredsstillende, selv om frekvenskvaliteten noen år har vært noe fallende. Denne utfordringen er imidlertid adressert gjennom egne tiltak.

Norske myndigheter vil således etter vår vurdering ikke ha anledning til å vedta avvikende regelverk fra RfG § 4. men må basere seg på bruken av det generelle unntaket for "vesentlig endring" og individuell vurdering basert på ordlyden i § 4.1.a og b.

I § 4.1.a skal det gjøres en individuell vurdering av om type C eller D-anlegg har blitt endret i en slik grad at tilknytningskontrakten må endres vesentlig. Denne fremgangsmåten kan ikke anvendes uten videre i Norge, da tilknytningskontraktene normalt ikke beskriver funksjonskrav til enkeltanlegg så detaljert som RfG legger opp til.

"Vesentlighetskravet" kan for norske forhold oversettes til endringer i anleggs funksjonalitet som er slik at det kan ha vesentlig påvirkning på kraftsystemets funksjonalitet regionalt og/eller sentralt. Det er vanskelig å gi en presis, generell beskrivelse av hva slags endringer i et eksisterende anlegg som påvirker kraftsystemets funksjonalitet i vesentlig grad. Fordi § 4 stiller krav om "vesentlige endringer", og RfG er en forordning som gjelder tilknytning av nye anlegg, må ikke ordlyden tolkes så innskrenkende at mer eller mindre alle endringer i eksisterende anlegg faller inn under RfG.

Som et eksempel på hvor terskelen for vesentlige endringer bør ligge, mener Energi Norges representanter endringer i eksisterende anlegg som er så vesentlige at det påvirker vannføringen og at det dermed må søkes konsesjon etter vannressursloven. Ved slike endringer påvirkes anleggets energi og effekttilgang, og slike tiltak utløser normalt også konsesjonskrav etter energiloven. En slik hovedregel vil bidra til å sikre forutsigbarhet i regelverket for eksisterende

anlegg, og redusere behovet for unødvendig saksbehandling. Samtidig vil det muliggjøre bedre utnyttelse av vannressursene ved økt virkningsgrad, uten at det pålegges fordyrende krav.

I spesielle tilfeller kan det være behov for å gjøre unntak fra hovedregelen over. Vi mener alle slike unntak må underlegges kost/nytte analyse før krav i RfG helt eller delvis kan gjøres gjeldende. Her kan ordlyden i §4.1.a og b legges til grunn:

§ 4.1.b åpner for at aktuell TSO kan søke reguleringsmyndighet, som skal avgjøre om kravene i RfG helt eller delvis skal gjøres gjeldende for anlegget. Krav kan bare gjøres gjeldende dersom det er dokumentert at disse er samfunnsmessig rasjonelle (samfunnsøkonomisk lønnsomme). Det er derfor krav om at det skal gjennomføres en kost/nytte analyse i tråd med §§ 38 og 39 før reguleringsmyndigheten kan fatte beslutning.

§4.1.a åpner for at reguleringsmyndighet kan avgjøre om kravene i RfG helt eller delvis skal gjøres gjeldende ved vesentlig endring i et eksisterende produksjonsanlegg av type C eller D, basert på søknad fra aktuell systemoperatør. Det legges til grunn at reguleringsmyndighetens avgjørelse i slike saker også skal være basert på en vurdering av om dette er samfunnsmessig rasjonelt, jfr § 1-2 i energiloven om at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte. Energi Norges representanter mener derfor at krav om kost/nytte vurdering i tråd med §§ 38 og 39 også skal gjelde for avgjørelser truffet basert på §4.1.a. i-iii. Det fremgår av §38.1 at det skal gjennomføres kost/nytte analyser ved enhver anvendelse av RfG-krav på eksisterende produksjonsanlegg. Vi viser også til §62.2d om at en søknad fra en anleggseier om unntak skal dokumenteres med kost/nytte analyse.

Vi har forståelse for at systemansvarlig er opptatt av at funksjonalitet i eksisterende anlegg opprettholdes. Men dette er tematikk som ikke er regulert gjennom RfG. Funksjonalitet i eksisterende anlegg er bl.a. regulert gjennom energilovforskriften § 3-5 og beredskapsforskriften som blant annet stiller krav til separatudrifts- og svartstartegenskaper for klasse 3-anlegg. Videre legger andre nettkoder opp til at funksjonalitet som er nødvendig for at kraftsystemet skal fungere tilfredsstillende og ha nødvendig robusthet, kan anskaffes gjennom markedsbaserte løsninger. Dette gjelder for eksempel rask frekvensregulering (primærregulering), start fra mørk stasjon og inertia/svingmasse.