

Hørings svar, 1. oktober 2014:

Rapport fra ekspertgruppe om organisering av strømnnett

agder energi

 **BKK**

 **eB**

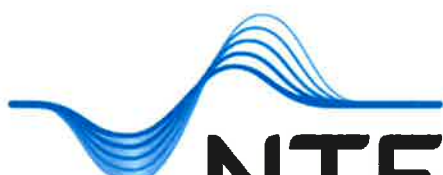
**Eidsiva** 

Hafslund 

 **HELGELAND  
KRAFT**

 **Lyse**

 **Mørenett**

  
**NTE**

 **Skagerak  
Energi**

TrønderEnergi® 

TROMS KRAFT 

Juridisk rådgiver:

**THOMMESSEN**

## **1 BAKGRUNN**

De tolv regionale kraftselskapene Agder Energi, BKK, Eidsiva Energi, Energiselskapet Buskerud, Hafslund, Helgeland Kraft, Lyse Energi, Mørenett, NTE, Skagerak Energi, Troms Kraft og TrønderEnergi ("selskapene") gir med dette høringsinnspill til Olje- og energidepartementet vedrørende rapporten "Et bedre organisert strømmnett" ("rapporten") avgitt 5. mai 2014. Flere av selskapene vil i tillegg avgi separate høringsuttalelser.

Selskapenes nettvirksomheter representerer mer enn 60 % av bokført nettkapital i Norge, sett bort fra sentralnettet. Samlet har selskapene nærmere to millioner nettkunder, noe som utgjør rundt 70 % av norske nettkunder. Selskapene minner også om sitt tidligere innspill til OED og ekspertutvalget, datert 15. januar 2014. Innspillet følger som vedlegg.

Innledningsvis ønsker selskapene å uttrykke grunnleggende støtte til ekspertutvalgets vurderinger og tilrådinger. Etter selskapenes syn er de foreslåtte tiltakene også praktisk godt egnet for rask gjennomføring i form av regulering på lov- eller forskriftsnivå eller gjennom selskapenes konsesjoner. Selskapene ønsker å kommentere enkelte av tilrådingene i det følgende.

## **2 KUNDEFOKUS OG LIKEBEHANDLING**

Ved oppnevningen av ekspertutvalget ba OED om innspill for å sikre effektiv og fremtidsrettet drift og utvikling av nettet med kunden i fokus. I innspillet til ekspertutvalget 15. januar fremhevet selskapene at en hensiktsmessig organisering av det norske kraftnettet vil bidra til at norske nettkunder kan motta relevante netjtjenester med riktig kvalitet til rett pris. Selskapene noterer derfor med tilfredshet at kundeperspektivet går som en rød tråd gjennom rapporten.

Etter selskapenes syn vil rapportens anbefalinger tilrettelegge for at alle kunder likebehandles og kan ha samme forventning til nettselskapet, uansett hvilket nettselskap de er kunde i. Dette fordi samme krav foreslås stilt til alle, uavhengig av størrelse. Like spilleregler for alle nettselskaper gir også et likere sammenligningsgrunnlag i den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten.

## **3 NETTNIVÅER, SAMORDNING AV INVESTERINGER OG EFFEKTIV DRIFT**

Selskapene deler utvalgets syn på behovet for samordning av nettinvesteringer over større geografiske områder og på tvers av nettnivåer. Selskapene støtter utvalget i at DSOene ikke skal kunne pålegge andre selskaper investeringer. Samtidig støtter selskapene forslaget om å lovfeste anleggs- eller områdekonsesjonærenes plikt til å gjennomføre samfunnsmessig rasjonelle investeringer. Ved uenighet om investeringer må eventuelle pålegg gis av NVE. Selskapene mener at den forventede utviklingen både på forbruks- og innmatingssiden bare vil forsterke behovet for kompetanse og gjennomføringsevne i nettselskapene.

En utvidet rolle og større regionalt ansvar vil gi bedre koordinering både på tvers av distribusjonsnettet i regionene og mellom distribusjonsnettet og sentralnettet. Selskapene mener at utvalgets forslag om to nettnivåer vil tydeliggjøre ansvar og grensesnitt opp mot Statnett som TSO og eneste systemansvarlig.

I dagens situasjon ligger de største tariffgevinstene for norske nettkunder i enda mer effektive nettvirksomheter og økt konsolidering. Siden utvalget ikke foreslår særskilte tiltak for harmoniserte priser på nasjonalt nivå, er dette ikke diskutert ytterligere blant selskapene. Selskapene tar til etterretning at utvalget ikke foreslår avbøtende tiltak for nettområder med mye ny fornybar produksjon, men ser at det kan gi en delvis kompensasjon dersom et utvidet distribusjonsnett får beholde innmatingstariff fra produksjon i eget område.

Myndighetene bør uansett fortsette sitt arbeid med å sikre at både den direkte og den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten tilrettelegger for effektiv drift og strukturendringer der det er hensiktsmessig.

#### 4 ORGANISERING, KONSERNSTRUKTUR OG FREMTIDIGE NETTUTFORDRINGER

Selskapene slutter seg til utvalgets vurderinger hva gjelder eierskap og konsernstruktur og er enige med ekspertutvalget i at dagens norske krav til selskapsmessig og funksjonelt skille for selskaper med mer enn 100 000 nettkunder bør gjelde for alle nettselskaper. Disse kravene om selskapsmessig og funksjonelt skille er etter selskapenes oppfatning en hensiktsmessig avveining mellom hensynet til nettkunden, organisatoriske kostnader og kostnadsfordelene ved å være integrert i konsern. En slik organisering vil også ivareta hensynet til langsiktig eierskap, finansiering og rekruttering av nødvendig kompetanse. Avveiningen synes også å være i god harmoni med de forutsetninger og avveininger som er lagt til grunn i eldirektiv 3. Av hensyn til likebehandling av nettkundene bør en eventuell dispensasjonsadgang fra kravene til selskapsmessig og funksjonelt skille praktiseres strengt.

Selskapene er beredt til å påta seg et økt ansvar som skissert fra utvalget, og tror at det over tid vil gi norske nettkunder bedre netjtjenester til lavere totale kostnader.

\* \* \*

##### Agder Energi AS



Tom Nysted

##### BKK AS



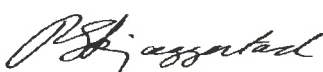
Atle Neteland

##### Eidsiva Energi AS



Ola Mørkved Rinnan

##### Energiselskapet Buskerud AS



Pål Skjæggestad

##### Hafslund ASA



Finn Bjørn Ruyter

##### Helgeland Kraft AS



Ove A Brattbakk

##### Lyse Energi AS



Eimund Nygaard

##### Mørenett AS



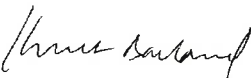
Rune Kiperberg

##### NTE Holding AS



Christian Stav

##### Skagerak Energi AS



Knut Barland

##### TrønderEnergi AS



Ståle Gjersvold

##### Troms Kraft AS



Semming Semmingsen

Vedlegg

15. januar 2014

## Fremtidig organisering av kraftnettet i Norge

agder energi

 **BKK**

---

 **eB**

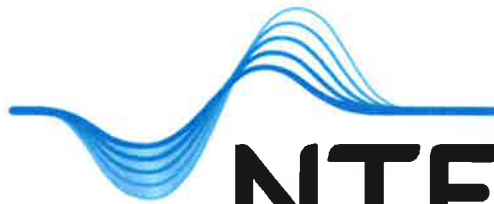
**Eidsiva** 

---

**Hafslund** 

 **HelgelandsKraft**

 **Lyse**

 **NTE**

 **Skagerak Energi**

 **TAFJORD**

**TrønderEnergi** 

**TROMS KRAFT** 

Juridisk rådgiver: **THOMMESSEN**

## **1 BAKGRUNN**

De tolv regionale kraftselskapene Agder Energi, BKK, Energiselskapet Buskerud, Eidsiva Energi, Hafslund, HelgelandsKraft, Lyse Energi, NTE, Skagerak Energi, Tafjord Kraft, Troms Kraft og TrønderEnergi ("Selskapene") vil med dette gi innspill til Ekspertutvalget etablert av Olje- og energidepartementet ("OED") for å levere en utredning for et bedre organisert kraftnett. Rapporten er også et innspill til OED på høringsnotat av 17. september 2013 vedrørende "Forslag til endringer i energiloven til gjennomføring av EUs tredje energimarkedspakke".

Sett bort fra Statnett er Selskapene de tolv største nettvirksomhetene i Norge som ved siden av områdekonsesjon også har anleggskonsesjoner eller utvidet områdekonsesjon for overordnet distribusjonsnett opp til 132 kV.

De tolv nettvirksomhetene har hver for seg bokført nettkapital på mellom kr 1 og 6 milliarder. Totalt utgjør samlet nettkapital for Selskapene utenom sentralnettet nærmere kr 27 milliarder. Dette utgjør nær 60 % av bokført nettkapital i Norge sett bort fra sentralnettet. Nettvirksomhetene har ca 1,8 millioner nettkunder, som er noe i overkant av 60 % av norske nettkunder.

Selskapene vil innledningsvis fastslå at det er behov for endringer i dagens nettstruktur og regulering. Med utfordringene som norsk nettvirksomhet står overfor er status quo ikke noe godt alternativ. Selskapene har i sitt arbeid hatt møter med Energi Norge. Selskapenes fagansvarlige har parallelt trukket på og deltatt i Energi Norges arbeid.

Bakgrunnen for vårt innspill er at Selskapene ønsker å vise til konkrete løsninger hvor vi kan bidra i en fremtidig organisering av kraftnettet som møter samfunnets og kundenes forventninger bedre enn i dag. Selskapene stiller gjerne i møte med OED eller Ekspertutvalget for å utdype og besvare spørsmål knyttet til innspillet.

## **2 HVA ER EN HENSIKTMESSIG ORGANISERING AV NETTVIRKSOMHETEN I NORGE?**

En hensiktsmessig organisering av det norske kraftnettet er en organisering som bidrar til at norske nettkunder kan motta relevante nettjenester med riktig kvalitet til rett pris. Kraftnettet reguleres av hensyn til kundene og samfunnet. En fornuftig organisering og regulering av kraftnettet er den som gir kundene og samfunnet mest igjen for ressursene som brukes.

Kundeperspektivet bør derfor være gjennomgripende i alle vurderinger av struktur og regulering. I dette ligger også en respekt for kundenes behov og forventninger, uavhengig av hvor de har sitt kundeforhold. Nettkundene ønsker en fremtidsrettet og kvalitativt tilfredsstillende leveranse, uavhengig av størrelse på nettselskapet eller geografi. Det innebærer også at forsyningsikkerhet og beredskap må være ivaretatt på en helhetlig og betryggende måte. Samtidig er tjenestene som leveres entydige og standardiserte, og nettkunden ønsker ikke å betale mer enn nødvendig. Nettselskapene bør derfor organisere virksomheten sin slik at tjenestene leveres med tilfredsstillende kvalitet og volum, og til en lavest mulig kostnad. Nettstrukturen og reguleringen må balansere disse hensynene.

Slik reguleringen av nettvirksomheten i dag er innrettet oppnås en deling av effektiviseringsgevinster mellom nettkunder og nettselskap. En regulering med gode insentiver til kostnadseffektivisering bør videreføres, og må være i tråd med Norges EØS-forpliktelser. Det betyr i første rekke at eventuelle rettslige endringer må gjøres innenfor rammene av EUs tredje energimarkedspakke.

### **3 HVILKE UTFORDRINGER SKAL NETTSTRUKTUREN BIDRA TIL Å LØSE?**

#### **3.1 Kostnadseffektiv drift, vedlikehold og utvikling av nettet**

En riktig nettstruktur legger til rette for at drift, vedlikehold og utvikling av det norske kraftnettet skjer med riktig ressursbruk. Selv om inntektsrammereguleringen - i ulike varianter siden 1997 - har bidratt til mer effektive norske nettselskaper, er det etter Selskapenes oppfatning fortsatt mye å hente på mange områder. Mange av forretningsprosessene innenfor nettvirksomheten har betydelige stordriftsgevinster. Slike gevinster er for eksempel dokumentert i PwC-rapporten "Skalaegenskaper i nettselskapenes forretningsprosesser" av 30. mars 2012, som ble skrevet på oppdrag for NVE. Gjennomførte fusjoner de siste 10 år har gitt tilsvarende erfaringer.

Effektive forretningsprosesser i alle norske nettselskaper vil antagelig være et av de viktigste enkeltbidragene til reduserte forskjeller i nettleie i et nasjonalt perspektiv. Nettselskapene bør også ha en viss kritisk størrelse slik at enkeltinvesteringer – også produksjongsenererte investeringer/ kostnader for ny, fornybar energiproduksjon som ikke dekkes av kraftprodusenten – kan fordeles på tilstrekkelig antall kunder. Endringer i nettstruktur og regulering bør opprettholde insentivene til å drive nettvirksomheten mest mulig effektivt. Dersom kostnadsnivået tilsløres gjennom ulike utjevningsordninger på tvers av selskaper og geografi er det en risiko for at kundenes oppmerksomhet på tarifforskjeller avtar, noe som kan gi svakere insentiver til effektivisering. Vi nevner i det følgende enkelte eksempler på mulige effektivitetsgevinster.

Innenfor nettplanlegging kan et fagmiljø over en viss størrelse forenkle grensesnittet mot andre aktører, bidra til økonomiske stordriftsfordeler og legge til rette for en mer effektiv forvaltning og utvikling av strømmettet. Kostnadsbesparelser gir grunnlag for lavere tariffer, og en mer effektiv utvikling av nettet er viktig for å holde det fremtidige investeringsbehovet på et optimalt nivå. For å sikre et mer helhetlig systemperspektiv er det også gunstig at en viss nettmengde planlegges under ett. Det bør også være hensiktsmessig med en felles tilnærming til både overordnet og lokalt distribusjonsnett, slik at utfordringer løses der det er mest hensiktsmessig, uavhengig av nettnivå.

Gjennomføring av riktige investeringer og kostnadseffektivt vedlikehold forutsetter god oversikt og informasjon om kraftsystemet i regionen, herunder også om utvikling i kraftproduksjon og forbruk. Vurderinger av behovet for investeringer og vedlikehold i et større område samlet gir bedre oversikt og kontroll over flaskehalsen. Større områder gir også muligheter for en mer enhetlig struktur på nettutforming, beredskap og belastning/balanse. En forvaltning av nettanlegg for større områder kan bidra til felles vedlikeholdsstandarder, felles vedlikeholdsfilosofi og felles beste praksis. Gode prinsipper for forvaltning av anlegg vil bidra både til en god forsyningsikkerhet, samtidig som også hensyn til sikkerhet for eget personell eller tredjepart blir ivarettatt.

Også for driftskoordinering, overvåkning og kontroll av nettet er det betydelige drifts- og kostnadsmessige gevinster ved å samle funksjonene i større enheter. Dette ikke minst som følge av at forskriftsverket stiller betydelige krav til hvordan oppgaven skal løses både med hensyn til personell, samt sikkerhet i tilknytning til bygninger og teknisk utrustning som benyttes. Større enheter vil også gi en mer robust driftskontroll gjennom større kompetansemiljøer og driftssentraler med døgnkontinuerlig bemanning.

Også tariffing, måling, avregning og fakturering er eksempler på oppgaver med betydelige stordriftsfordeler ved utførelse i færre og større miljøer.

#### **3.2 Sikre tilstrekkelig økonomisk løfteevne, kompetanse og kvalitet til å løse dagens og fremtidige oppgaver**

Det norske kraftnettet står foran store ny- og reinvesteringer. Økonomisk løfteevne og gode kompetansemiljøer vil være sentralt for å ta i bruk ny teknologi. Den viktigste forutsetningen som må



være oppfylt for å sikre nødvendig løfteevne er en forutsigbar økonomisk regulering av nettvirksomheten som sikrer at effektive nettselskaper gis en avkastning på bokført kapital som gjør det attraktivt å investere og enkelt å hente inn egen- eller fremmedkapital. Ved å belønne effektive nettselskaper ivaretas hensynet til nettkundene, og nettselskapene stimuleres til å levere netttjenester mer effektivt.

Det er et stadig økende behov for kompetanse i norsk nettvirksomhet. Kompetansen som behøves er svært etterspurt også utenfor fornybarnæringen. Kompetanse vil kunne bli en knapphetsfaktor i forhold til de oppgaver som skal løses av nettselskapene, og rekruttering er allerede i dag en utfordring, spesielt i utkantstrøk. Ved riktig organisering vil kapasitet frigjøres slik at den tilgjengelige kompetansen kan benyttes der behovet er størst. Det er Selskapenes erfaring at større arbeidsmiljøer med tilstrekkelig faglig styrke og faglige utfordringer vil ha vesentlig lettere for å tiltrekke seg ønsket kompetanse enn mindre miljøer.

### **3.3 Tilrettelegge for ønsket forsyningssikkerhet og beredskap**

En god forsyningssikkerhet forutsetter et godt beredskapsarbeid. Hovedoppgavene innen beredskap er å analysere risiko og sårbarhet, gjennomføre forebyggende tiltak, planlegge og organisere for å kunne ivareta ekstraordinære situasjoner, håndtere ekstraordinære situasjoner og gjenopprette funksjonalitet, evaluere hendelser, samt gjennomføre og evaluere øvelser.

Beredskapsarbeidet krever samarbeid og kontakt med en rekke aktører, blant annet lokale og sentrale myndigheter, leverandører, nettkunder og andre nettselskaper. Felles håndtering av større nettområder forenkler grensesnittet mellom nettselskapene og omverdenen, og dette vil styrke beredskapsarbeidet.

Et beredskapsmiljø bør ha en tilstrekkelig faglig styrke. Med et lite miljø kan det være utfordrende å etablere og vedlikeholde faglig spisskompetanse innen analysemetodikk, samt å gjennomføre godt tilrettelagte operative øvelser. Selv om deler av beredskapsoppgavene kan settes ut, bør et selskap med beredskapsansvar i et område ha et eget fagmiljø som kan sikre at helheten ivaretas.

I beredskapsarbeid er det viktig med et systemperspektiv. Det er helheten som er avgjørende for forsyningssikkerheten, og det er derfor viktig at helheten dekkes godt opp av analyser og planer. I tillegg må det gjennomføres nødvendige risikoreduserende tiltak og øvelser. Ved en fragmentert tilnærming til et tett koblet system kan det hende at relevante forhold ikke belyses på en tilstrekkelig god måte. Det er også viktig at et helhetlig systemperspektiv står sentralt når det skal tas beslutninger om aktuelle forebyggende tiltak, som kan være nettinvesteringer, andre investeringer, eller være relatert til det operative beredskapsarbeidet.

Det operative beredskapsarbeidet krever både tilstrekkelig nærhet og tilstrekkelig ressurstilgang. Et desentralisert operativt miljø gir rask tilgang til mannskap, utstyr og materiell. Ved større hendelser er det en fordel å kunne trekke på ressurser fra andre områder som ikke er berørt, eventuelt prioritere ressursene i et område til de mest kritiske jobbene uavhengig av hvilket nettnivå ressursene normalt er tilknyttet. I tillegg er standardisering av utstyr og installasjoner viktig for beredskapsarbeidet, ved at leveranse av materiell fra beredskapslagre i større geografiske områder blir mulig.

For beredskap kan organisering i enheter over en viss størrelse forenkle grensesnittet mot andre aktører, muliggjøre økonomiske stordriftsfordeler og tilrettelegge for et mer effektivt beredskapsarbeid. Herunder inngår også tilgang til mobile reservetrafoer på høye spenningsnivåer. I kritiske hendelser vil beredskapsarbeid være tett knyttet til drift og overvåking av nettet. Dette tilsier at en større regional aktør også bør ha særskilt ansvar i beredskapssituasjoner. En slik rolle vil også lette og styrke Statnetts beredskapsarbeid.

### **3.4 Skape klare juridiske grensesnitt mellom transmisjon og distribusjon**

OEDs høringsnotat av 17.9.2013 for gjennomføring av EUs tredje energimarkedspakke legger opp til en tydelig todeling av det norske kraftnettet, der sentralnettet klassifiseres som transmisjon og det øvrige kraftnettet klassifiseres som distribusjon i eldirektivets forstand. Dette er helt i samsvar med eldirektivets regulering og dagens reelle funksjon i det norske kraftnettet. Statnett er operatør av sentralnettet og har som ansvar å operere transmisjonsnettet og mellomlandsforbindelsene. Spenningsgrensen mellom transmisjon og distribusjon ligger høyere i Norge enn i mange andre land. Dette har fysiske årsaker, da man i Norge må transportere kraft over store avstander innenfor den enkelte region som følge av spredt bosetning og produksjonsmønstre.

Overordnet og underordnet distribusjonsnett, 132 kV og lavere spenning, eies i all hovedsak av andre nettselskaper enn Statnett. Dette distribusjonsnettet har som hovedoppgave å distribuere kraft fra transmisjonsnettet ut til forbrukerne. På alle spenningsnivåer i distribusjonsnettet er det tilknyttet produksjon og sluttkunder, både i overordnet og underordnet distribusjonsnett.

Et godt definert skille mellom transmisjon og distribusjon bidrar til en klar rollefordeling mellom Statnett og de andre nettselskapene. Over- og underordnet distribusjonsnett henger nøye sammen funksjonelt, og det er en rekke gevinster ved å betrakte distribusjonsnettet samlet i et område fra 132 kV og nedover. Ut fra sikkerhet/beredskap er det viktig å kunne se hele distribusjonsnettet i en region i sammenheng. Et uvær, særlig med trefall, vil ramme et geografisk område og både over- og underordnet distribusjonsnett. En driftssentral med oversikt over hele distribusjonsnettet i et geografisk område vil bedre og mer effektivt kunne om dirigere forsyning og planlegge gjenoppbygging, samt utnytte fordelene av at man bruker samme mannskap, beredskapsstyrke og kontrollapparat for hele distribusjonsnettet.

I utfallssituasjoner som rammer flere regioner eller landsdeler kan Statnett på sin side ivareta det nasjonale perspektivet. For beredskapsarbeidet og forsyningsikkerheten vil det være en styrke om Statnett kan forholde seg til et mindre antall selskaper med regionalt beredskapsansvar.

Statnett vil fortsatt være systemansvarlig for hele nettet, og eneste aktør som kan gi produsenter og uttaks kunder over hele landet pålegg knyttet til systemansvaret. Distribusjonsselskapene kan også utføre konkrete oppgaver i regionen etter pålegg eller delegering fra Statnett. Slik oppgaver kan utføres på ad hoc-basis eller formalisert gjennom avtaler, slik vi i dag for eksempel ser det praktisert mellom Statnett og BKK. Også Eurelectric tar opp DSOenes ansvar angående «active system management». Selskapene er underlagt forskrift om systemansvar, og skal ha det ansvar som følger av forskriften, med Statnett som øverste systemansvarlig.

En samordnet vurdering av om en investering bør gjøres i over- eller underordnet distribusjonsnett vil gi gevinster ved mer effektiv utvikling av nettet. Ved å la et mindre antall regionale aktører få dette ansvaret vil Statnett kunne koordinere sin planlegging og investering vesentlig enklere og mer effektivt i forhold til distribusjonsnettet.

Eksemplene foran bygger på den funksjonelle sammenhengen mellom overordnet og underordnet distribusjonsnett, og viser hvorfor det i Norge vil være mest samfunnsmessig rasjonelt å rendyrke en tonivåmodell, der det skilles klart mellom transmisjons- og distribusjonsnettets oppgaver.

### **3.5 Håndtering av nøytralitet ved en eventuell utvidet DSO-rolle**

Selskapene har viet spørsmål knyttet til nøytralitet i forhold til nettkundene stor oppmerksomhet i arbeidet med ny nettstruktur. Nøytralitetsspørsmålene er etter Selskapenes oppfatning mulig å håndtere gjennom en streng oppfølging fra myndighetene knyttet til kravene om selskapsmessig og funksjonelt skille. Et viktig forhold er at alle nettkunder bør kunne ha samme forventninger til



nøytralitet fra nettselskapet. Etter Selskapenes oppfatning vil man derfor i dag best møte nøytralitetsforventningene ved å innføre samme krav til selskapsmessig/funksjonelt skille for *alle* nettvirksomheter, uavhengig av størrelse.

Nøytralitetsspørsmålene ivaretas etter Selskapenes oppfatning godt gjennom dagens krav til selskapsmessig og funksjonelt skille og nøytralitetsprogram for nettvirksomheter med mer enn 100 000 kunder, sammen med en effektiv uavhengig regulators løpende tilsyn og sanksjonsmuligheter. I det selskapsmessige skillet ligger det også en plikt for konsernenes eksterne revisor å etterse og rapportere at de underliggende datterselskaper har etablert systemer og rutiner for armlengdes ansvar, og at dette praktiseres i alle transaksjoner.

Like krav til selskapsmessig og funksjonelt skille for alle nettselskaper vil standardisere regulators tilsynsoppgaver. Nøytralitetsprogrammet i eldirektiv 3 setter strenge krav til nøytralitet fra DSOer som omfattes av loven slik den er i dag. Kravene bør videreføres, men også omfatte selskaper som har mindre enn 100 000 kunder.

En utvidet DSO-rolle må ivareta hensynet til nøytral opptreden fra nettselskapene i forhold til sluttbrukermarkedet. Utrullingen av AMS i Norge med tilhørende skjerpede krav til kundeinformasjonssystemer vil effektivt innskrenke misbruksmuligheter i kraftkonsernene. Videre vil gjennomføring av en leverandørsentrisk markedsmodell gjøre at nettvirksomhetenes legitime kontaktflater mot kundene reduseres til et minimum. Brudd på nøytralitetsreglene overfor kraftkunder vil være grove overtramp som normalt også vil kunne dokumenteres gjennom kundeinformasjonssystemenes tilgangskontroll og logger. Selskapene ser derfor ikke misbruk av monopolinformasjon fra nettvirksomheten som et sannsynlig problem. Tvert i mot vil mer sofistikerte nettkundeinformasjonssystemer forenkle regulators tilsynsoppgaver.

Nøytralitet fra nettvirksomhet overfor produsenter er et annet tema som har vært diskutert. Innledningsvis er det verdt å merke seg at Selskapene ikke er kjent med at brudd på nøytralitetsreglene i form av diskriminering av kraftprodusenter har vært et problem i Norge. Her har også Statnett spilt en viktig rolle gjennom sin modell for nøytral håndtering av kraftprodusenter. Mulig misbruk, som for eksempel å forbeholde ledig nettkapasitet til konsernintern virksomhet eller begunstiging av konsernintern produksjon ved egen eller andres vedlikeholdsstans, vil være alvorlige brudd på regelverket, og hvor nettselskapets vurderinger normalt vil være objektivt etterprøvbare i et transparent system. Nettselskaper som har størrelse og kompetanse til å ta i bruk avanserte drifts- og overvåkningssystemer i nettet og driftssentraler som løpende loggfører hendelser og tilstand i nettet vil gjøre regulators tilsynsarbeid mer effektivt og risikoen for regelbrudd knyttet til utøvelse av DSO-rollen tilsvarende mindre.

#### **4 HISTORISK TILBAKEBLIKK – HVORFOR ER DAGENS NETTSTRUKTUR SOM DEN ER?**

##### **4.1 Geografiske og fysiske forutsetninger**

Da elektrifiseringen av Norge skjøt fart utover på 1900-tallet var denne i første rekke drevet frem av industriutvikling samt elektrifisering av byene. De mest bynære fossefallene ble bygget ut først. Men etter som etterspørselen etter elektrisk kraft økte kraftig etter krigen ble det behov for å bygge ut kraftverk lenger unna de store forbrukssentrene. Dette medførte behov for lengre og kraftigere overføringslinjer. Hvert område hadde sitt eget nett, og det var ingen utvekslingspunkt mellom de ulike nettområdene. Det enkelte nettområde måtte dermed være selvforsynt med kraft.

Som en følge av at fylkesverkene gradvis overtok stadig flere by- og bygdeverk ble disse koblet sammen med et overliggende distribusjonsnett, og man fikk samkjøring innenfor større nettområder. På grunn av store avstander mange steder i Norge ble dette overliggende distribusjonsnettet bygget for 50-66 kV. Etter hvert kunne man øke spenningsnivået og fikk mulighet til å overføre mer kraft

over større avstander. Fra rundt 1960 ble det flere steder valgt 132 kV som systemspenning for lange overføringslinjer fra kraftstasjonene og frem til forbrukstygdepunktene. I dag bygges det i hovedsak for systemspenning 132 kV når man fornyer eller bygger nye linjestrekninger i det overordnede distribusjonsnett innenfor hver region.

Ved utvidelse eller fornyelse av kabelringforbindelsene mellom transformatorstasjonene i de større byene i Norge velges også 132 kV som spenningsnivå. Dette er å betrakte som et forhøyet spenningsnivå på distribusjonsnett i byene. At slike anlegg bygges under såkalt "utvidet områdekonsesjon" meddelt av NVE (og ikke krever anleggskonsesjon) understreker at spenningsnivå opp til 132 kV er en integrert del av distribusjonsnett. Det vises også av dagens store investeringer i sentralnett for å heve spenningsnivået fra 300 til 420 kV med sikte på å håndtere den økende kraftflyten mellom regionene samt flere mellomlandsforbindelser.

#### **4.2 Utvikling innenfor nettvirksomheten**

Fra 1960-tallet og frem til 1990 ble antallet e-verk redusert fra ca 500 til snaut 250. Av NOU 2012: 9 fremgår det at antallet nettselskaper falt fra 229 i 1996 til 161 i 2003. For 2014 har NVE varslet vedtak om inntektsrammer for 148 nettselskaper. Fellestrekket for periodene med fall i antall nettselskaper var ganske enkelt at det var økonomisk lønnsomt å fusjonere. I perioden 1997-2001 ga NVEs økonomiske regulering av nettselskapene sterke signaler om effektivisering. Samtidig kunne fusjonsgevinstene beholdes i reguleringsperioden ved at selskapene fikk beholde hele den samlede inntektsrammen til de fusjonerende selskapene ut reguleringsperioden.

De siste ti årene har det bare i liten grad skjedd konsolidering i norsk nettvirksomhet. Dette har blant annet sammenheng med at fusjonerende selskaper har blitt fratatt store deler av fusjonsgevinster gjennom reguleringen samt den såkalte utjevningsordningen for nettleie. Fra 2013 har NVE gjort endringer i reguleringen som styrker insentivene til fusjoner.

#### **4.3 Forskjeller mellom Norge og de fleste andre europeiske land**

De mest påtagelige forskjellene mellom Norge og de fleste andre europeiske land er en liten og svært geografisk spredt befolkning i et land med krevende klimatiske og topografiske forhold. Avstandene i mange regioner gjør at deler av det norske overordnede distribusjonsnett opereres på 66 og 132 kV. Videre er det i Europa bare Estland som har lavere gjennomsnittlig antall nettkunder pr nettselskap enn Norge. Selv de aller største nettselskapene i Norge er relativt små i europeisk sammenheng.

En nærliggende konsekvens av de norske særtrekkene er å la struktur og regulering understøtte kostnadseffektive løsninger i nettvirksomheten for å begrense effekten av de mange kostnadsdrivende særtrekkene i Norge.

### **5 HVILKE UTFORDRINGER STÅR TSO OVERFOR?**

#### **5.1 Kort om dagens sentralnett**

Sentralnett knytter sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gir aktørene i alle landsdeler adgang til en markeds plass og sørger for sentrale utvekslingspunkt i alle regioner. Sentralnett omfatter også mellomlandsforbindelsene. Sentralnett består i hovedsak av kraftledninger med 300 eller 420 kV spenning. En stor del av 300 kV-nettet planlegges oppgradert til 420 kV. Utvekslingen mot overordnet distribusjonsnett skjer i vel 100 transformatorstasjoner i sentralnett.

Etter mange år med relativt lavt investeringsnivå står det norske sentralnett nå overfor et investeringsnivå på historiske høyder, med årlige investeringer på kr 5-7 milliarder i kommende tiårsperiode. Statnett planlegger i tillegg bygging av nye mellomlandsforbindelser til Danmark, Tyskland og Storbritannia.

## **5.2 Statnetts oppgaver og påleggshjemler som TSO**

Som TSO i sentralnettet har Statnett en rekke oppgaver. Statnett skal gjennom sine plikter som systemansvarlig ivareta det nasjonale forsyningsperspektivet og har ansvaret for momentan balanse i kraftsystemet til enhver tid. Ved siden av ansvaret for momentan balanse har Statnett også det langsiktige ansvaret for å overvåke utviklingen i effekt- og energibalansen og bidra til at overføringsnettet bygges ut på en samfunnsmessig rasjonell måte. Statnett skal som systemansvarlig videre drive regulerkraftmarkedet for å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forbruk.

Når spot- og regulerkraftmarkedet ikke er tilstrekkelig til å sikre momentan balanse og ønsket leveringskvalitet er Statnett som systemansvarlig gjennom energiloven og systemansvarsforskriften gitt påleggshjemler - også overfor distribusjonsnettet - for å sikre en fungerende kraftforsyning.

## **5.3 Andre oppgaver som er tillagt Statnett – nasjonalt perspektiv**

Ved siden av oppgavene som TSO er Statnett tillagt oppgaver som avregningsansvarlig og ansvar for Ediel (en standard for elektronisk utveksling av handelsinformasjon i kraftbransjen). Statnett har også ansvar for å utstede opprinnelsesgarantier til norske kraftprodusenter, og er registeransvarlig for elsertifikater.

Statnett er videre gitt ansvaret for arbeidet med å utvikle en sentral datahub for kraftmarkedet. Datahuben skal kunne håndtere målerverdier, avregningsdata for regulerkraftavregning og sikre nødvendig datautveksling i forretningsprosesser for leverandørskifte.

## **5.4 Statnetts kapasitet og behov**

Statnett står i tiden som kommer overfor store og utfordrende oppgaver både kompetanse- og ressursmessig. Selskapene ser det som viktig at Statnett utvikles som en sterk TSO og som tyngdepunkt for kompetansen og ressursene som kreves av TSO. På samme måte bør det utvikles sterke og kompetente DSOer som kan møte og håndtere utfordringene i distribusjonsnettet. En klar oppgavedeling mellom TSO og disse DSOene vil legge til rette for et godt samspill, som samlet sett gir en rasjonell utvikling og effektiv ressursbruk i det norske kraftnettet.

## **5.5 Foreslåtte regelendringer for sentralnettet**

I høringsnotat for gjennomføring av tredje energimarkedspakke foreslås det at Statnett gis sterkere kontroll over hele det norske transmisjonsnettet, enten gjennom overtagelse av sentralnettsanlegg som Statnett ikke allerede eier eller gjennom den såkalte ISO-modellen. I begge tilfeller vil Statnett både være ansvarlig for driften av hele det norske sentralnettet og ta investeringsbeslutninger også for de delene av sentralnettet som ikke eies av Statnett. Selskapene ser at både samlet drifts- og investeringsansvar er nødvendig av hensyn til tredje energimarkedspakke og hensiktsmessig for å oppnå en mest mulig helhetlig drift og utvikling av det norske transmisjonsnettet.

Gjennom en tydelig rollefordeling mellom Statnett som eier og operatør av sentralnettet og regionale eiere av overordnet distribusjonsnett kan man oppnå både en bedre og mer helhetlig gjennomgående nettplanlegging, mer effektivt organisert beredskapsarbeid og sikre at Statnett i krisesituasjoner kan forholde seg til færre og bedre utrustede regionale aktører. Selskapene opplever at slike grep både svarer på OEDs mandat til Ekspertutvalget og signaler fra Statnett selv.

# **6 DISTRIBUTJONSNETTET: UTFORDRINGER OG MULIGE LØSNINGER FOR DSO**

## **6.1 Teknologiske utfordringer**

For nettselskapene vil nye produkter på forbrukssiden skape nye utfordringer. Mange nye produkter er energisparende, men effektkrevende, og kan utfordre leveringskvaliteten. Vi viser her for eksempel til hurtiglading av elbiler, vannvarmere (gjennomstrømning), induksjonskomfyrer og andre produkter

med rask inn- og utkobling av høy effekt. Fremtidige bygningsforskrifter vil også skape utfordringer for nettselskapene ved at energiforbruket over året går ned, mens behovet for nettkapasitet likevel kommer til å øke. Når innmatingen av produksjon i distribusjonsnett overstiger et visst nivå, vil det være for kostbart å bygge et nett som kan klare alle kombinasjoner av last og produksjon på en slik måte at kvaliteten opprettholdes. DSOen må da tilstrebe å ta i bruk kundenes fleksibilitet, slik at investeringsnivået dempes i størst mulig grad. En slik tilnærming er i tråd med energilovens overordnede formål om samfunnsmessig rasjonell utbygging og utvikling av energisystemet.

De to rapportene "From Distribution Networks to Smart Distribution System"<sup>1</sup> fra EUs THINK-prosjekt og Eurelectrics "Active Distribution System Management"<sup>2</sup> er eksempler som peker på nye virkemidler og verktøy som kan tenkes brukt i den fremtidige DSO-rollen for å ivareta økt innmating på distribusjonsnivå og økt behov for kundefleksibilitet i distribusjonsnett.

## 6.2 Foreslåtte oppgaver for DSO – høringsvar til OED

Departementet foreslår i sitt høringsnotat knyttet til implementering av tredje energimarkedspakke en forskriftshjemmel i ny § 3-7:

*"Departementet kan gi forskrifter om utpeking av konsesjonær etter §§ 3-1 og 3-2 som operatør av distribusjonssystem. Departementet kan gi forskrift om operatørens oppgaver og myndighet overfor aktører som helt eller delvis eier eller er tilknyttet nett."*

Selskapene gir sin tilslutning til dette forslaget, og mener at rollen som operatør av distribusjonssystem (DSO) bør tilbys til nettselskaper som ønsker rollen og kan oppfylle relevante krav. Enkelte sentrale oppgaver som DSO vil være:

- Ansvar i henhold til koordineringsavtale med TSO for det overordnede distribusjonsnett
- Ansvar for håndtering av flaskehalser og spenningsproblemer i distribusjonsnett
- Bruk av forretningsmodeller med innebygde incentiver for underordnet distribusjonsnett
- Inngåelse av bilaterale avtaler med kunder om fleksibilitet i forbruk/innmating (produsenter, uttakskunder og aggregatorer<sup>3</sup>) for det underordnede distribusjonsnett.
- Ansvar for frekvensen ved øydrift i distribusjonsnett (typisk i avbruddssituasjoner ved uvær)

Disse oppgavene ivaretas i begrenset grad i distribusjonsnett i dag. Overordnet systemansvar er regulert i forskrift om systemansvar i kraftsystemet, og skal fortsatt ivaretas av Statnett. De nevnte oppgavene i distribusjonsnett kan Statnett vanskelig ivareta selv, og de vil derfor skje i tillegg til Statnetts håndtering av systemansvaret, men fortsatt med klart grensesnitt mellom Statnett sitt systemansvar og DSOenes utøvelse av oppgaver. I praksis utfører selskaper med overordnet distribusjonsnett allerede i dag enkelte oppgaver som ligger under systemansvaret i samarbeid med Statnett. Selskapene foreslår derfor at etablert praksis videreføres tydeligere og mer formalisert gjennom etablering av sterke DSOer. Selskapene mener at dette kan tilpasses gjennom mindre justeringer av aktuelle forskrifter supplert med nytt avtaleverk mellom TSO og den enkelte DSO.

<sup>1</sup> <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/Topic12digital.pdf>

<sup>2</sup> [http://www.eurelectric.org/media/74356/asm\\_full\\_report\\_discussion\\_paper\\_final-2013-030-0117-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf)

<sup>3</sup> En aggregator organiserer flere produsenter eller uttakskunder til samordnet opptreden, og kan dermed ved behov tilby DSO fleksibilitet på forbruks- eller innmatingssiden: <http://www.eu-deep.com/index.php?id=653#5>

Selskapene mener at ovenstående løsninger ikke innebærer at DSO kan pålegge andre nettselskaper i samme region investeringer. I stedet bør investeringer i overordnet nett løses i en samordnet planprosess, hvor det ved uenighet om investeringsbehov tilligger NVE å ta beslutning.

### 6.3 Europeisk rammeverk for DSO

Det er vesentlig å merke seg at EUs regulering på distribusjonsnettsnivå ikke endrer seg prinsipielt med tredje energimarkedspakke. Kravene til atskillelse på *transmisjonsnivå* er vesentlig skjerpet, men det er ingen endring eller nye krav på distribusjonsnivå eller for DSOer. Imidlertid har økningen av uregulerbar fornybar produksjon langt ned i distribusjonsnettene i Europa aktualisert en mer aktiv DSO-rolle.

Dette innebærer at norske myndigheter kan fokusere på en hensiktsmessig organisering og regulering av distribusjonsnett, der den grunnleggende kundeforventningen om relevante nettjenester med rett kvalitet og pris kan ivaretas. Den europeiske reguleringen stiller ingen nye krav til selskapsmessig eller funksjonelt skille på distribusjonsnivå utover dagens norske krav til nettselskaper med over 100 000 kunder, heller ikke for selskaper som eventuelt får en utvidet DSO-rolle.

### 6.4 Forslag til organisering av DSO-rollen; forholdet til dagens KSU/KDS

Uavhengig av hvordan myndighetene ser for seg at geografisk/selskapsmessig inndeling mest hensiktsmessig bør skje, er det viktig at rollen som utformes ivaretas av eiere og selskaper som både har kompetanse og motivasjon for rollen. I OEDs mandat for ekspertgruppen som skal utrede et bedre organisert strømmnett heter det:

*"Det er også viktig at sentralnettselskapet kan samarbeide godt med store og kompetente nettselskaper om koordinering av systemkontroll og utbygging av sentrale regionnett med sentralnettet. Det bør også være tilstrekkelig styrke i de regionale selskapene til å koordinere regionalnettene med distribusjonsnettene."*

Kundens og samfunnets forventninger, den teknologiske utviklingen og utviklingen i retning av en ny markedsmodell gjør det etter Selskapenes oppfatning hensiktsmessig å tilby enkelte nettselskaper et utvidet ansvar som operatør av distribusjonssystem; DSO.

DSO bør kunne anmode om investeringer i hele sin region, men bør ikke gis påleggsmyndighet. I stedet bør regulator ved behov kunne gi netteiere investeringspålegg. DSO bør gis regionalt driftskoordineringsansvar i forhold til Statnett som TSO og i forhold til områdekonsesjonærene i regionen. Dagens roller som KSU<sup>4</sup> og KDS<sup>5</sup> bør samkjøres og legges til DSO. Dagens KSU- og KDS-områder bør vurderes, blant annet ut fra elektrisk systemoppbygging, dagens teknologiske muligheter og hensynet til en best mulig beredskap. Utgangspunktet for DSO bør være optimal størrelse og geografisk inndeling ut fra de forventede samfunnsmessige behovene i årene som kommer.

### 6.5 Fokus på effektiv nettvirksomhet

Den viktigste enkeltfaktoren som kan bidra til å redusere forskjellene i nettleie for norske nettkunder er fortsatt fokus på effektivitet i nettselskapene over hele landet. Det å ta ut effektivitetspotensialet i enkelt-selskaper vil ha effekt på kort sikt, og effekten vil være betydelig over tid ved at det tilrettelegges for strukturendringer og større enheter der dette er hensiktsmessig. Økonomiske

<sup>4</sup> Kraftsystemutredninger. Det er 18 utredningsområder i Norge. 17 av disse er regionale utredningsområder, mens ett ansvarsområde gjelder sentralnettet: <http://www.nve.no/no/Energi/Kraftsystemet/Kraftsystemutredninger/>

<sup>5</sup> Kraftforsyningens distriktssjefer (KDS) er representanter for kraftforsyningen som skal sørge for godt samarbeid og samordning om sikkerhet og beredskap mellom energiselskapene (KBO-enhetene) i et bestemt geografisk område/distrikt. Kraftforsyningsberedskapen i Norge er delt inn i 14 distrikter og hvert distrikt består av ett til tre fylker: <http://www.nve.no/no/Sikkerhet-og-tilsyn1/Kraftforsyningsberedskap/KBO/KDS/>



subsideringsordninger for nettleie vil kunne virke mot sin hensikt, og kan over tid resultere i høyere total kostnader for norske nettkunder. Dette fordi reelle forskjeller i effektivitet og kostnadsnivå ikke synliggjøres, og utviklingen i retning av kostnadseffektiv organisering dermed bremses.

Selskapene vil også peke på at det må være sammenheng mellom ansvaret for planlegging og investeringsbeslutninger i nettet og hvor nettrekningen for beslutningene havner. Uten en slik kobling vil det lett oppstå lokalt press på unødvendig dyre nettløsninger som blir belastet fellesskapet.

#### **6.6 Fordeling av kostnader i nettet mellom ulike kundegrupper – harmonisering av tariffer**

Fordelingen av samlet nettleie mellom ulike kundegrupper er et politisk spørsmål. Første trinn i prosessen med å redusere forskjeller i nettleie er som nevnt å sikre at de totale nettkostnadene er lavest mulig. Om forskjellene i nettleie rundt om i landet viser seg å være for høye kan ulike former for virkemidler vurderes. Dette kan både være krav til enhetlig tariffstruktur og likere fordeling mellom faste og variable ledd i nettselskapene, og ulike former for standardtariffer for konkrete kundegrupper på tvers av selskaper og regioner (for eksempel etter mønster av dagens innmatingstariff for produsenter). Dersom slike virkemidler ikke gir ønsket effekt er det også mulig å etablere regionale tariffer i hver enkelt region koordinert av den enkelte DSO.

Med dagens nettleienivå (verdier eksklusiv mva og forbruksavgift hentet fra NVEs nettleiestatistikk) i Norge er høyeste nettleie opp mot tre ganger så høy som den laveste. Dersom man får en regionvis nettleie, ut i fra 10-20 regioner, kan denne forskjellen reduseres med ca 75 %. Reduksjonen er selvsagt avhengig av regioninndelingen.

Særlige kundegrupper innen industrien kan eventuelt gis felles nasjonale tariffer etter beslutning på nasjonalt nivå.

### **7 OPPSUMMERING**

Den fremtidige norske nettstrukturen bør ivareta hensynet til effektiv drift, vedlikehold og utvikling av kraftnettet. Etter Selskapenes oppfatning vil eiere og selskaper som både har kompetanse og motivasjon for rollen som DSO best kunne løse de fremtidige oppgavene i nettet til kundens og samfunnets beste. Det vil i en senere fase kunne tilrettelegges for en bedre nettstruktur med fremtidige kostnadssynergier, økt kompetanse, større beredskapssevne og lavere nettleie.

Fire nøkkelområder for en vellykket struktur vil være nettplanlegging, investeringer, driftskoordinering og beredskap. Dette er oppgaver hvor det er grunn til å tro at det er samfunnsmessige gevinster å hente både i form av redusert kostnadsnivå og bedre totalresultat. Et økt planleggings- og beredskapsansvar på enkelte regionale aktører vil også understøtte Statnetts investeringer og gi en bedre total beredskapsløsning og ressursdisponering.

På denne bakgrunnen bør etter Selskapenes oppfatning et operasjonelt hensiktsmessig antall regionale nettselskaper tilbys rollen som DSO i sin region.

\* \* \*