Rapport

Et bedre organisert strømnett

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Rapport

Et bedre organisert strømnett

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Til Olje- og energidepartementet

Olje- og energidepartementet oppnevnte den 22. mai 2013 en ekspertgruppe for å drøfte og vurdere en mer hensiktsmessig organisering av strømnettet, samt forslag til virkemiddelbruk og strategi for gjennomføring. Rapporten er avgitt den 5. mai 2014. Ekspertgruppen legger med dette frem sine tilrådinger.

Oslo, 5. mai 2014

Eivind Reiten
Leder

Lars Sørgard

Kristin Bjella

Henriette Nesheim
(sekretariatsleder)
Ole Svihus
Karoline Wiermyhr
Christina Sepúlveda
Anne Glomnes Rudi
Åsmund Jenssen
Silje Elise Harsem

Forord

Olje- og energidepartementet nedsatte ekspertgruppen blant annet ut fra et behov for å rydde opp i en fragmentert og uoversiktlig nettstruktur i regional- og distribusjonsnettet, usikkerhet rundt klassifisering av regionalnettet og beslutningen om å stille NVEs arbeid med regionalnettsordningen i bero. Som bakgrunn for mandatet har OED pekt på følgende:

Strømnettet utgjør et sammenhengende og omfattende system der både utbygging og drift av de enkelte elementene må koordineres for at systemet skal fungere tilfredsstillende.

Det er mange eiere i overføringsnettet, i stor grad offentlige eiere. Nettselskapene er underlagt en omfattende regulering av sentrale myndigheter.

Energiloven[1] regulerer tre nettnivåer; sentral-, regional- og distribusjonsnett. Sentral- og distribusjonsnettet har klare funksjoner. Regionalnettet ligger mellom disse to nivåene. Regionalnettsanleggene er av ulik rolle og størrelse og ikke alle dagens regionalnettanlegg har en naturlig funksjon som ledd mellom sentralnett og distribusjonsnett. Det foregår en del innmating av produksjon og direkte overføring til sluttkunder i regionalnettet.

Sentralnettet drives som en enhet med Statnett SF som operatør og dominerende eier. Underliggende nett har en variert eiersammensetning. Det er mange nettselskaper, og enkelte selskap eier både regionalnett og distribusjonsnett. Enkelte nettselskaper eier både deler av sentralnettet og regionalnett, og noen få av dem også distribusjonsnett. Det er om lag 130 distribusjonsselskaper og om lag 70 regionalnettsselskaper. Mange av disse selskapene har også annen virksomhet.

Nettselskapenes virksomhet er underlagt en omfattende regulering av myndighetene gjennom tekniske og funksjonelle krav. Inntektene og prinsippene for tariffering er også regulert. Utbygging av nettanlegg med høyt spenningsnivå, det vil si i regional- og sentralnettet, trenger konsesjon for anleggene fra energimyndighetene. Distribusjonsverkene driver og bygger innenfor en generell områdekonsesjon. Både konsesjoner for enkeltanlegg og for områder er gitt for et tidsrom på inntil 30 år.

Nettorganiseringen skal bidra til å sikre samfunnet en hensiktsmessig infrastruktur for strømforsyning og at nettselskapene sørger for en sikker, effektiv og miljøvennlig strømforsyning og nettilknytning for dem som ber om det.

Strømnettet er bygd opp over lang tid og under skiftende vilkår. Etableringen av strømforsyningen krevde en betydelig lokal og regional innsats og pragmatiske løsninger underveis. Vi har i dag et funksjonsdyktig og godt kraftsystem. Det er likevel svakheter ved systemet. Det gjelder særlig:

- Det har vært investert for lite i deler av nettet de siste tiårene.
- Det kan være tvil om gjennomføringsevnen i enkelte selskaper til å ta i bruk ny teknologi og til å møte nye krav og oppgaver.
- Mange av nettselskapene er trolig for små til å ha en effektiv drift og økonomisk løfteevne til fornyelse og utvidelser. Det er likevel ikke noen sikker sammenheng mellom selskapenes størrelse og deres effektivitet.
- Det er i dag store tarifforskjeller mellom nettselskapene. Det er et mål å få mer harmoniserte tariffer.
- Regionalnettet som eget nettnivå har en uklar rolle. En del anlegg i regionalnettet har ingen betydning som mellomledd mellom distribusjonsnett og sentralnett. Dagens nettstruktur er oppdelt og lite oversiktlig både for energimyndighetene og for samfunnet for øvrig. Det kompliserer koordineringen av utbygging og drift unødvendig.
- Det kan være behov for enkelte endringer i grensesnittet mellom sentralnett og øvrig nett.

Nettselskapene må selv avgjøre om de vil slå seg sammen med andre selskaper til større enheter. For energimyndighetene er det viktig at selskapene oppfyller myndighetenes krav til å drive nettvirksomhet. Det er også viktig at sentralnettselskapet kan samarbeide godt med tilstrekkelig store og kompetente nettselskaper om koordineringen av systemkontroll og utbygging av sentrale regionnett med sentralnettet. Det bør også være tilstrekkelig styrke i de regionale selskapene til å koordinere regionalnettutbyggingen med distribusjonsnettene.

Oppnevning og mandatet

Ekspertgruppen har bestått av Eivind Reiten (leder), selvstendig konsulent, Kristin Bjella, advokat og Lars Sørgard, professor i samfunnsøkonomi. Et sekretariat har bistått arbeidet og har bestått av Henriette Nesheim (sekretariatsleder), Ole Svihus og Karoline Wiermyhr, alle fra Olje- og Energidepartementet og Christina Sepulveda og Anne Glomnes Rudi fra Norges vassdrags- og energidirektorat. Videre har gruppen hatt bistand fra Åsmund Jenssen og Silje Elise Harsem fra THEMA Consulting Group.

Ekspertgruppens mandat har vært:

1. *Gruppen skal kort drøfte hvilke oppgaver overføringsnettet i Norge må ha på lang sikt*
2. *Gruppen skal vurdere hva som er en hensiktsmessig nettorganisering. Det skal legges fram en eller flere modeller for organiseringen.*
3. *Gruppen skal vurdere hvilke forutsetninger som må være oppfylt og hvilke virkemidler myndighetene kan bruke for å få til en god nettorganisering. Det skal legges fram ett eller flere alternative forslag til virkemiddelbruk.*
4. *Det er i dag store tarifforskjeller mellom nettselskapene. Det er et mål å få mer harmoniserte tariffer.*
5. *Gruppen skal vurdere om ønsket endring i nettorganiseringen lar seg gjennomføre innen 2020, og legge fram en strategi for eventuell gjennomføring.*
6. *Gruppen organiserer selv sitt arbeid og vurderer selv eventuelt behov for ekstern kontakt og/eller bistand.*

1 Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)

Ekspertgruppens arbeid

Gruppen har i perioden fra mai 2013 til mai 2014 avholdt 10 møter. I tillegg har leder og sekretariatet hatt flere forberedende møter.

For å belyse aktuelle tema har ekspertgruppen hatt møter med sentrale organisasjoner og aktører med tilknytning til nettbransjen. Følgende organisasjoner og aktører har hatt møter med ekspertgruppen:

- Energi Norge
- Defo
- KS Bedrift
- Norsk Industri
- Statnett
- NVE
- Sogn og Fjordane Energi, Helgelandskraft og Varanger Kraft Nett
- R 12 (Fellesinnspill fra 12 regionale kraftselskaper)
- KLP

Ekspertgruppen har også mottatt innspill fra Markedskraft, Fusa Kraftlag og Norsk Gartnerforbund.

I kapittel 1 i rapporten drøfter vi hvilke oppgaver vi mener strømnettet i Norge må ha på lang sikt ved å trekke frem mål og forventninger til strømnettet. I kapittel 2 beskrives dagens regional- og distribusjonsnett og hvordan dette er organisert. I kapittel 3 drøftes sektorens viktigste utfordringer med tanke på fremtiden, gitt dagens organisering. I kapittel 4 gir gruppen sin vurdering av hvilke forutsetninger som må være oppfylt for en hensiktsmessig nettorganisering og skisserer aktuelle virkemidler for myndighetene i den forbindelse. Avslutningsvis i kapittel 5 gir gruppen sine tilrådninger når det gjelder myndighetenes strategi for gjennomføring. Gruppens foreslåtte tiltak kan legges frem i løpet av få år.

Gruppen er gitt et omfattende mandat og har hatt begrenset tid til arbeidet. Innenfor disse rammene er ikke alle aspekter ved strømnettet belyst og enkelte emner kan være mangelfullt omtalt. I tilrådingene gruppen gir i kapittel 5 vil det fortsatt være behov for ytterligere utredninger og avklaringer av enkelte forhold. Gruppens tilrådinger peker på det vi mener bør være hovedretningen for en hensiktsmessig nettorganisering for fremtiden og hvor vi anser behovet for endringer å være størst. Mandatets ramme har verken gitt rom for å utforme konkrete lovforslag eller grundig utrede alle problemstillinger. Rapporten er først og fremst et innspill til myndighetenes videre arbeid med rammer for nettvirksomheten og et bidrag til å løse noen av nettets utfordringer framover.

Innhold

1 MÅL OG FORVENTNINGER TIL STRØMNETTET 11

1.1 Innledning 11
1.2 Samfunnsmessige mål med nettvirksomheten 11
1.3 Investeringer og kostnadsutvikling 12
1.3.1 Behov for økte nettinvesteringer 12
1.3.2 Behov for økte nettinvesteringer 12
1.3.3 Høyere krav til kostnadseffektivitet 13
1.4 Andre utviklingstrekk 14
1.4.1 Klimapolitikk og ny teknologi 14
1.4.2 Utvikling av nye markedsmodeller 15
1.4.3 Krav om økt leveringssikkerhet 15
1.5 Oppsummering 16

2 DAGENS ORGANISERING OG REGULERING AV NETTET 17

2.1 Innledning 17
2.2 Organisering av nettvirksomheten 17
2.2.1 Tre nettnivåer 17
2.2.3 Eierne av regional- og distribusjonsnett 21
2.3 Regulering av nettselskapene 23
2.3.1 Innledning 23
2.3.2 Den direkte reguleringen 23
2.3.3 Den økonomiske reguleringen 24
2.3.4 Fastsettelse av inntektsrammene (IR) 24
2.3.5 Tariffer 25
2.3.6 Utjevningsordningen 25
2.4 Økonomiske nøkkeltall innenfor nettvirksomheten 26
2.4.1 Avkastning i nettvirksomheten 26
2.4.2 Effektivitet 26
2.4.3 Alder 26
2.4.4 Drift- og vedlikeholdskostnader 26
2.4.5 Leveringspålitelighet 27
2.5 Oppsummering 28

3 UTFORDRINGER VED DAGENS STRUKTUR OG ORGANISERING AV NETTVIRKSOMHET 29

3.1 Innledning 29
3.2 Investeringer 29
3.2.1 Koordinering 29
3.2.2 Kompetanse 29
3.2.3 Regulering 30
3.3 Kostnadseffektivitet 30
3.4 Beredskap 30
3.5 Regionalnettet som eget nettnivå 31
3.6 Eierskapet 31
3.7 Kapitaltilgang 31
3.7.2 Lån 32
3.8 Selskapsmessig og funksjonelt skille 32
3.8.1 Generelt om skille mellom nett (monopol) og produksjons- og omsetningsvirksomhet (konkurranseutsatt) i energisektoren 33
3.8.2 Fordeler med integrasjon 33
3.8.3 Ulemper med integrasjon: Ineffektiv tilpasning (mangel på nøytralitet) 33
3.9 Oppsummering 36

4 EN HENSIKTSMESSIG NETTORGANISERING 37

4.1 Innledning 37
4.2 Økonomisk regulering 37
4.2.1 Investeringer 37
4.2.2 Kostnadseffektivitet 37
4.3 Distribusjonssystemoperatør (DSO) 38
4.3.1 Bakgrunn og eksterne innspill 38
4.3.2 Etablering av DSOer 39
4.3.3 DSOenes ansvar – planlegging og koordinering 39
4.3.4 Praktisk gjennomføring 41
4.3.5 Systemdrift og smarte nett 42
4.4 Antall nettnivå 42
4.5 Tilknytningsplikt og leveringsplikt 43
4.5.1 Dagens regler 43
4.5.2 Forslag til endring av tilknytningsplikten 43
4.5.3 Kostnader 44
4.5.4 Nøytralitet 44
4.5.5 Noen utfordringer knyttet til produksjons-, industri- og petroleumsradialer 44
4.6 Harmonisering av tariffer 45
4.6.1 Generelt om harmonisering 45
4.6.2 Innmatingstariff i sammenslått regional- og distribusjonsnett 46
4.7 Selskapsmessig skille 46
4.7.1 Dagens organisering 46
4.7.2 Mulige endringer i krav om skille 46
4.7.3 Krav om et eiermessig skille eller et fullt selskapsmessig skille? 47
4.7.4 Krav om selskapsmessig og funksjonelt skille for alle? 48
4.7.5 Krav om skille mellom nett og annen virksomhet 49
4.7.6 Gjennomføring av selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nett og annen virksomhet 49
4.8 Andre forhold 50
4.8.1 Kompetanseforskriften 50
4.8.2 Regler for tjenestekjøp i konsern 51
4.8.3 Pant i kraftledninger 51
4.8.4 Dokumentavgift 51

5 SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER 53

5.1 Strømnettets oppgaver på lang sikt 53
5.2 Særtrekk ved dagens regional- og distribusjonsnett 53
5.3 Utfordringer fremover ved dagens organisering av nettvirksomheten 53
5.4 Ekspertgruppens tilrådinger 53
5.5 Avsluttende merknader 55

REFERANSER 56

1 Mål og forventninger til strømnettet

1.1 Innledning

I dette kapittelet beskriver gruppen de langsiktige samfunnsmessige målene og forventningene til strømnettet. Vi tar utgangspunkt i en generell beskrivelse av nettets rolle i kraftsystemet og nettselskapenes oppgaver. Deretter drøfter vi forventet utvikling i selskapenes investeringer og kostnader, før vi beskriver endringer i samfunnets forventninger til nettvirksomheten.

1.2 Samfunnsmessige mål med nettvirksomheten

Elektrisitet utgjorde i 2012 i underkant av 70 prosent av det stasjonære energiforbruket i Norge. Elektrisitet brukes til oppvarming, bruk av elektriske artikler og som innsatsfaktor i ulike produksjonsprosesser.

Ettersom elektrisitet ikke kan lagres i stor skala til akseptable kostnader, må det alltid være balanse mellom produksjon og forbruk i det samlede kraftsystemet. Nettet knytter sammen produksjon og forbruk. De primære samfunnsmessige målene for nettvirksomheten kan formuleres slik:

- Sikker strømforsyning til nettkundene uten avbrudd eller andre kvalitetsavvik.
- Tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon og tilpasning av kapasiteten til eksisterende nettkunder ved behov.

I energiloven § 2 heter det generelt om formålet med organiseringen av energisektoren:

> *Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.*

Nettselskapene skal oppfylle samfunnets forventninger og krav til nettvirksomheten gjennom minst mulig bruk av ressurser (arbeidskraft, kapital, råvarer og naturinngrep). Nettselskapene gis derfor incentiver til å gjennomføre oppgavene de er pålagt på en kostnadseffektiv måte. Dette er for å sikre at nettkundene får relevante ytelser med riktig kvalitet og pris og at samfunnet får mest mulig igjen for de anvendte ressursene.

Dersom kostnadene ved å oppfylle målene er uforholdsmessig store, kan det i enkelte tilfeller være rasjonelt å tillate en viss sannsynlighet for avbrudd. Energilovens bestemmelser åpner for å dispensere fra tilknytningsplikt dersom tilknytning ikke er samfunnsmessig rasjonelt (produksjon) eller i ekstraordinære tilfeller (forbruk). Unntaksmulighetene er snevre med hensyn til forbruk. Det skyldes at den samfunnsøkonomiske nytten av kraftforbruket vurderes som høy, særlig for næringsvirksomhet, offentlige tjenester og husholdninger.

Selskap kan også ha andre mål for nettvirksomheten. Eksempler på slike mål er:

- Fremme lokal sysselsetting gjennom nettselskapet.
- Utvikling av næringsvirksomhet med utgangspunkt i nettvirksomheten og annen virksomhet i kraftsektoren.
- Utnyttelse av samordningsgevinster mellom nett og annen virksomhet i og utenfor energisektoren (eksempelvis bredbånd, vannforsyning, gass, fjernvarme).

Disse målene er ikke forbundet med nettets tekniske og økonomiske funksjoner i kraftsystemet. I praksis har imidlertid slike mål hatt stor betydning for organiseringen og eierskapet i nettvirksomhet i Norge. Nettselskapenes andre roller og betydningen av nettvirksomheten for lokalsamfunn og andre mål beskrives nærmere i kapittel 3. I første omgang ser vi nærmere på oppgaver og forventninger med utgangspunktet i nettets oppgaver i kraftsystemet.

Figur 1: Historiske og forventede nettinvesteringer
Kilde: SSB, NVE og Statnett

1.3 Investeringer og kostnadsutvikling

1.3.1 Behov for økte nettinvesteringer

Ut fra selskapenes planer, forventer gruppen betydelige nettinvesteringer i årene som kommer. Nettinvesteringene har økt de seneste årene, og ventes å ligge på et vedvarende høyt nivå framover som følge av økt etterspørsel etter elektrisitet, og geografiske avstander mellom produksjon og forbruk.[2] Etterspørselsøkningen skyldes blant annet befolkningsvekst, investeringer i fornybar kraftproduksjon langt fra forbrukssentra og endringer i sammensetningen av elektrisitetsforbruket. Nettinvesteringene medfører økte tariffer for brukerne av nettet. Fokus på kostnadseffektivitet forventes derfor å bli enda viktigere fremover. Investerings- og kostnadsutviklingen drøftes nærmere i det følgende.

1.3.2 Behov for økte nettinvesteringer

Som Figur 1 illustrerer, ventes nettinvesteringene å ligge på et relativt høyt nivå de neste 5-10 årene. Figuren illustrerer hvordan investeringene i sentral-, regional- og distribusjonsnett har utviklet seg frem til i dag. Investeringene frem til midten av 1980-tallet fulgte i hovedsak utbyggingen av elektrisiteten i Norge. I perioden da "landet skulle bygges" ble det imidlertid etablert en betydelig overkapasitet i nettet. Nedgangen i samlede nettinvesteringer på 1990-tallet reflekterer omleggingen og liberaliseringen av elektrisitetsmarkedet som da fant sted. Med energiloven av 1990 ble det lagt større vekt på å effektivisere utnyttelsen av eksisterende nettkapasitet enn på investeringer. Som figuren under indikerer, har investeringene på alle nettnivå økt de siste ti årene. De store økningene skyldes i hovedsak reinvesteringer (NVE, 2013).

I perioden fra 2014 til 2023 er det planlagt samlede nettinvesteringer på 120-140 milliarder kroner for alle nettnivåene samlet.[3] Om lag halvparten av de planlagte investeringene er i regional- og distribusjonsnettet.

Behovet for nettinvesteringer kan i stor grad forklares av fire drivere: (1) Nettet nærmer seg teknisk levealder, (2) Befolkningen vokser og bosetter seg i sentrale strøk, (3) Nasjonale klima- og fornybarmål og (4) Høyere effektuttak. Disse driverne beskrives nærmere i de følgende avsnittene.

Nettet nærmer seg teknisk levealder

I en studie gjennomført av NVE (2005) ble det fastslått at spesielt regional- og sentralnettet har en høy gjennomsnittsalder i forhold til teknisk levetid. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (2006) påpeker samtidig at nettets tilstand er svakest i sentrale strøk, hvilket følger av at nettet gjerne kom på plass i disse områdene først. Til tross for økte investeringer de senere årene, er det mye som tyder på at det fortsatt er behov for betydelige reinvesteringer fremover for å opprettholde kvaliteten i det eksisterende nettet.

Befolkningsvekst og urbanisering øker behovet for nett til og i de største byene

Norge har en av de raskest voksende befolkningene i Europa. I henhold til SSBs befolkningsframskrivinger forventes befolkningen å vokse i samme (høye) takt noen år fremover, for deretter å avta noe. Befolkningsveksten antas å bli høyest i de største byene og omliggende kommuner. Høyere kraftforbruk medfører behov for økt kapasitet i distribusjonsnettet i disse regionene. Samtidig er tettstedene gjerne lokalisert i områder uten egen kraftproduksjon, slik at den økte etterspørselen må dekkes gjennom kraftinnførsel, noe som igjen kan utløse investeringer i regional- og sentralnettet.

Nasjonale klima- og fornybarmål stiller nye krav til energisystemet

Klimapolitikken er en drivkraft for utviklingen av nettet fremover. Økt produksjon av fornybar kraft er avgjørende både for å nå nasjonale klimamål og oppfylle målet om økt fornybarandel i henhold til EUs fornybardirektiv.[4]

Andelen energi fra fornybare kilder skal for Norges del i 2020 utgjøre 67,5 prosent av brutto sluttforbruk av energi. I den anledning spiller den svensk-norske elsertifikatordningen en nøkkelrolle. Elsertifikatordningen skal bidra til at det bygges ut 26,4 TWh til sammen i Norge og Sverige innen 2020. Mer fornybar kraftproduksjon øker behovet for investeringer på alle nettnivå. Videre kan forholdet mellom regulerbar og ikke-regulerbar produksjon i kraftsystemet komme til å endres. Norge hadde i januar 2013 en magasinkapasitet på 84,3 TWh og en samlet fornybar kraftproduksjon på ca. 133 TWh. Ny produksjonskapasitet i Norge som følge av elsertifikatmarkedet medfører ikke at magasinkapasiteten øker nevneverdig. Som beskrevet i Handlingsplanen for oppfyllelse av fornybardirektivet legges det stor vekt på å bygge ut tilstrekkelig overføringskapasitet både innenlands og til utlandet for å legge til rette for mer fornybar kraftproduksjon i det norske kraftsystemet.

Elektrifisering av petroleums- og transportsektoren fremheves som andre tiltak for å øke fornybarandelen og redusere nasjonale klimagassutslipp. Kraft fra land til petroleumsinstallasjoner påvirker sentralnettet og regionalnettet i de aktuelle områdene. Fornybardirektivet pålegger Norge en fornybarandel i transportsektoren på minst 10 prosent innen 2020. Både Klimameldingen (2011-2012) og Handlingsplanen nevner økt bruk av elektrisitet som et viktig tiltak for å redusere utslippene fra transport. På sikt kan derfor transportsektoren også bidra til økte nettinvesteringer.

Klima- og fornybarpolitikken forventes å bidra til å forsterke eksisterende regionale forskjeller. Mye av den nye produksjonen vil komme i områder der det fra før er stor produksjon og relativt lite forbruk. Samtidig øker forbruket i områder der det er lite produksjon.

Økende effektuttak

Utbyggingen av kapasiteten i distribusjonsnettet er basert på den timen i året hvor forbruket (effektuttaket) forventes å være høyest. Dimensjoneringen av nettet fremover avhenger derfor av utviklingen i effektuttaket.

2 Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven). LOV-1990-06-29-50.

3 Jf. NVE (2013), NVE (2014) og Statnetts nettutviklingsplan.

4 Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/28/EF.

Flere faktorer gjør at effektuttaket forventes å øke fremover, blant annet nytt elektrisk utstyr, nye forbruksmønstre i kjølvannet av innføringen av AMS og smarte nett, samt større variasjoner i kraftproduksjonen som følge av økt utenlandshandel og en høyere andel ikke-regulerbar fornybar kraft i systemet (disse faktorene er drøftet nærmere i avsnittet om endringer i systemdriften nedenfor). Både elbiler og varmepumper påvirker utviklingen i effektuttaket og innebærer nye utfordringer for nettet.

Norge opplever en betydelig vekst i antall elbiler. Elbiler påvirker nettet på minst to måter: 1) De har en last som kan skape spenningsforstyrrelser i nettet og 2) De bidrar til å øke det samlede effektuttaket. Det er særlig punkt 2) som øker behovet for nettkapasitet. Elbiler kan lades via ulike typer ladestasjoner med ulikt effektuttak. De såkalte hurtigladerne, med et effektuttak på 43 kW, representerer en utfordring for distribusjonsnettet. Imidlertid innebærer også vanlige ladere, med et uttak på 3,5 kW, en betydelig økning i effektuttaket per husstand. Varmepumper er det foretrukne alternativet for miljøvennlig oppvarming i norske boliger og over 600 000 husstander har installert varmepumper (NOVAP, 2013). Det kan bidra til spenningsdipper i nettet og kan øke effektbehovet i høylastperioder.

1.3.3 Høyere krav til kostnadseffektivitet

Økte investeringer betyr økt nettleie for brukerne av nettet. Figur 2 illustrerer effekten de anslåtte investeringene kan ha på inntektsrammen i regional- og distribusjonsnettet, gitt en avskrivningstid på 30 år og en avkastningsrente på sju prosent. Figuren viser kun investeringer, andre kostnader er holdt utenfor. Dersom nettselskapene investerer for seks milliarder kroner årlig i distribusjons- og regionalnett de neste ti årene, vil den samlede inntektsrammen for alle selskapene øke med 2,7 milliarder kroner til 2023.

Figur 2: Inntektsrammeutvikling 2014-2023
Kilde: NVE 2013

Nettet i Norge betales av dem som bruker det: produsenter, alminnelig forsyning og industri. Siden kostnader i overliggende nett føres videre til underliggende nett, betaler kundene i distribusjonsnettet en stor andel av de samlede nettkostnadene. Figuren nedenfor viser hvordan inntektsrammen ble fordelt på ulike kundegrupper i 2012 og illustrerer at uttakskunder i distribusjonsnettet betaler opp mot 90 prosent av de samlede kostnadene for hele strømnettet.

Figur 3: Fordeling av nettkostnader
Kilde: NVE (2013)

Gjennomføring av de planlagte investeringene i nettet (inklusive sentralnettet) øker den årlige nettleien med mellom 30 og 50 prosent. Det innebærer at en gjennomsnittlig husholdning opplever at årlig nettleie går opp med 2000 kroner. I realiteten vil kostnadsøkningen slå ulikt ut mellom nettes brukere, både fordi kostnadene varierer som følge av at investeringer skjer i ulike deler av landet og at det er store kostnadsforskjeller mellom selskap i utgangspunktet.

Nettleien vil øke over hele landet, men nettleien vil særlig øke i noen områder. Figuren nedenfor viser husholdningstariffer i ulike deler av landet i 2012. Figuren viser at det er store tariffvariasjoner mellom selskapene.

Figur 4: Nettariffer for husholdninger i ulike landsdeler 2012
Kilde: NVE

Figuren nedenfor viser hvordan planlagte investeringer i regionalnettet fordeler seg i Norge og årsaken til investeringene.[5] Som figuren illustrerer, kan mesteparten av investeringene på Østlandet forklares med forbruksøkninger. Også på Vestlandet er økt forbruk en viktig driver for investeringene, men i Nord-Norge og på Vestlandet forklarer forventninger om ny produksjonsvirksomhet en større andel av planlagte nettinvesteringer.

5 Det kan være flere årsaker til gjennomføring av et prosjekt. NVE har kategorisert de regionale investeringsplanene basert på hovedårsaken (NVE, 2013).

Figur 5: Planlagte regionalnettinvesteringer frem mot 2021 fordelt på område og årsak (Mill NOK)

Årsakene til nettinvesteringene kan samtidig gi en indikasjon på tariffutvikling for innbyggerne i ulike områder. Forbruksøkninger knyttet til befolkningsvekst innebærer at nettinvesteringene får flere abonnenter å fordele nettkostnadene på og lavere tarifføkninger. Områder med stort potensial for fornybar utbygging er ofte grisgrendte områder. Kostnadene i regionalnettet på Vestlandet kan øke med mellom 50 og 100 prosent (SFE m.fl. , 2013). Innbyggere i disse områdene er blant annet bekymret for at tarifføkninger kan bli en barriere mot næringsutvikling.

Forventede økte tariffer øker også samfunnets krav til at nettselskapene skal opptre kostnadseffektivt. Områder med de høyeste tarifføkningene kan forvente økt press om kostnadseffektivitet.

1.4 Andre utviklingstrekk

Samfunnet forventer at nettselskapene utvikler et smartere nett og i fremtiden er i stand til å håndtere mer komplekse driftssituasjoner. Parallelt med økt avhengighet av elektrisitet øker også forbrukernes krav til leveringssikkerhet. Disse utviklingstrekkene beskrives nærmere nedenfor.

1.4.1 Klimapolitikk og ny teknologi

Ny kraftproduksjon baseres på ikke-regulerbare ressurser som vind, sol og småskala vannkraft uten reguleringsevne. En større andel av kraftproduksjonen vil mates inn i distribusjonsnettet, og i perioder mates inn fra distribusjonsnettet til overliggende nettnivåer.

Ny teknologi som AMS, økt lagringskapasitet i elbilbatterier og andre incentivordninger legger til rette for en mer aktiv styring på forbrukssiden og et mer fleksibelt forbruk. Noe av det nye effektforbruket representerer en utfordring for driften av nettet som følge av store energiuttak over svært korte perioder. Hurtigladere for elbiler, gjennomstrømmingsvannvarmere, varmepumper m.m. kan bidra til kraftige spenningsvariasjoner og betydelige driftsutfordringer i nettet.

Flere og nye aktører i distribusjonsnettet utfordrer eksisterende kraftsystems design og funksjon. Kort oppsum-

	Downward adjustment*		Upward adjustment*	
Flexible operation of DG	Temporary production decrease (e.g. wind curtailment)	- P	Temporary production increase (e.g. from backup generators)	+ P
Electric energy storage	Charging	+ C	Discharging	+ P
Electric vehicles	Charging (smart charging)	+ C	Discharging (vehicle-to-grid services)	+ P
Demand response	Temporarily consuming more	+ C	Temporarily consuming less	- C

* Limited potential all cases, to be discussed

- P ...producing less// + P ... producing more
- C ... consuming less// + C ... consuming more

Figur 6: Nye muligheter for balansering av kraftsystemet gjennom produksjon og forbruk

Kilde: THINK (2013)

mert forventes fremtidens kraftsystem å være preget av en mer uregulerbar og uforutsigbar tilbuds- og etterspørselsside, høyere effektuttak, og mer distribuert innmating av produksjon.

De samme teknologiene kan samtidig bidra til et mer effektivt og bærekraftig kraftsystem i fremtiden. Som Figur 6 viser, kan en del av den nye teknologien benyttes til opp- og nedregulering og økt fleksibilitet i balanseringen av kraftsystemet. Bedre tilgang til reguleringsressurser og mer automatisk balansering bidrar til å forenkle nettselskapenes oppgaver og reduserte kostnader.

Det er forventet en utvikling i retning av et smartere nett (smart grid). Smart Grid defineres av CEER (2011) som et kraftnett som kostnadseffektivt integrerer atferden og handlingene til alle brukerne av nettet – produsenter, konsumenter og prosumenter[6] – med formål om å sikre et økonomisk effektivt og bærekraftig kraftsystem med lave tap og høy kvalitet, sikkerhet og forsyningssikkerhet.

SINTEF (2010) oppsummerer hvilke Smart Grid-funksjoner som forventes å ha størst betydning for norske nettselskaper. Implementering av AMS gir hyppig, automatisk måleravlesning som sørger for at nettselskapene får langt bedre oversikt over forbruket. Ny teknologi gir samtidig grunnlag for mer avansert overvåking og styring av produksjonsenheter. Samlet sett vil integrering av smart teknologi i distribusjonsnettet gi nettselskapene en bedre oversikt over kraftnettet og kraftflyten. Det kan gi muligheter for samspill med brukerne av nettet. I et slikt system kan nettselskapene på sikt kanskje få andre oppgaver knyttet til drift enn de har i dag. En mer aktiv styring av nettet kan redusere kostnadene knyttet til både drift, vedlikehold og investeringer. Selskapene får et bedre beslutningsgrunnlag for investerings- og driftsavgjørelser og kan enklere oppdage feil. Samtidig kan en aktiv styring av kraftflyten og flytting av forbruk og produksjon i høylastperioder redusere behovet for nettinvesteringer.

Det er vanskelig å anslå hvor fort utviklingen av smarte nett vil gå. Implementering av AMS hos alle sluttbrukere innen 2019 er et første skritt i retning av et smartere nett. Fra andre samfunnsområder som telekommunikasjon, IKT og media vet vi imidlertid at omstillingen kan gå svært raskt når den først kommer i gang. Gruppen mener at en lignende utvikling kan skje i kraftsektoren.

1.4.2 Utvikling av nye markedsmodeller

Innføringen av AMS kan føre til at det utvikles nye typer kraftkontrakter og tariffer i alminnelig forsyning. Nye aktører, for eksempel aggregatorer, kan om kort tid etableres i kraftsystemet. Innhenting av timesverdier for kraftforbruket øker informasjonstilgangen. Det kan bli behov for å avregne og tariffere kunder i distribusjonsnettet som både produserer og forbruker kraft.

AMS fører til behov for ny IKT-infrastruktur og kommunikasjon med en sentral datahub som har betydning for nettselskapene.

Kravene til kundeservice forventes å øke med AMS, nye tariffer og utvikling av nye kontrakter og vilkår. Dersom planene om et felles nordisk sluttbrukermarked for kraft realiseres, legges det imidlertid opp til at leverandørene overtar fakturering også for nettleie, og at noe av nettselskapenes kundekontakt flyttes dit. Implementering av en leverandørsentrert modell i Norge avhenger blant annet av at en felles datahub er på plass. Datahuben forventes å være operasjonell i løpet av 2016.

Nettselskapene må trolig bruke mer ressurser på å følge opp og tilpasse seg et mer detaljert regelverk. Etter gjennomføring av tredje elmarkedsdirektiv, utarbeides det en rekke forordninger (Network codes) som kan medføre at nye oppgaver pålegges nettvirksomheten.

1.4.3 Krav om økt leveringssikkerhet

Dagens samfunn er avhengig av en robust energiforsyning. Dette har ført til at forsyningssikkerhet har fått større oppmerksomhet. Uten elektrisitet lammes produksjon av varer, tjenester og vitale funksjoner i samfunnet.

Økt sårbarhet ved avbrudd

Leveringssikkerheten i det norske strømnettet har blitt jevnt bedre de siste årene. Samtidig har sårbarheten når avbrudd faktisk skjer økt betraktelig. Gruppen mener at denne utviklingen vil fortsette.

Figuren nedenfor viser utviklingen av ikke levert energi (ILE) i promille av levert energi, fordelt på varslede og ikke-varslede langvarige avbrudd siden 1996. Av figuren går det fram at mengden ILE som følge av varslede avbrudd har stabilisert seg i perioden 2001-2012. Mengden ILE som følge av ikke-varslede avbrudd har hatt større variasjoner. ILE for 2011 var svært høy på grunn av uværet "Berit" og "Dagmar".

Figur 7: Utvikling i ikke-levert energi 1996-2012
Kilde: NVE

Sårbarheten kan til en viss grad håndteres gjennom tiltak i nettet og/eller reserveløsninger hos forbrukere. For et mer robust nett er det behov for nettinvesteringer og oppgradering av det eksisterende nettet.

Det er flere årsaker til den økende sårbarheten:

- Toleransen for avbrudd er sterkt redusert. Avbrudd i kraftforsyningen anses i utgangspunktet ikke akseptabelt i et moderne samfunn hvor elektrisitet benyttes på så å si alle samfunnsområder.
- Vekst i økonomien innebærer generelt at verdien av kraftforbruket i samfunnet øker.
- Overgangen til en tjenesteøkonomi fører til økte avbruddskostnader per kWh. Betalingsviljen er vesentlig høyere i alminnelig forsyning sammenlignet med tradisjonell industri.

6 Forbrukere som også produserer strøm, for eksempel gjennom solenergi, småskala vannkraft eller elbiler.

- Avhengigheten av IKT i næringsliv og offentlig sektor innebærer at produksjonen av varer og tjenester raskt stopper opp når strømmen forsvinner.
- Husholdningenes forbruk av underholdningstjenester, datakommunikasjon med mer er kritisk avhengig av elektrisitet.
- Variasjoner i spenningskvaliteten kan medføre økonomiske skader på utstyr, både i industri, tjenestesektoren og husholdninger.
- Kritisk infrastruktur som elektronisk kommunikasjon (tele og data), transport, sykehus osv. kan ikke fungere særlig lenge uten strømforsyning.

Det har de siste 25 årene vært gjennomført tre større studier av de samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd og spenningsforstyrrelser i det norske kraftnettet (SINTEF og SNF, 1989-1991 og 2001-2002, Pöyry og SINTEF, 2010-2012). Resultatene fra studiene er tatt i bruk av NVE i reguleringen av nettselskapene (KILE-ordningen), og gir en indikasjon på utviklingen i samfunnets kostnader ved avbrudd. Alt tyder på at avbruddskostnadene samlet sett har økt betydelig over tid, også når vi tar hensyn til den generelle prisutviklingen. NVE anslår at kostnadene for nettselskapene ved avbrudd vil øke med vel 15 prosent når resultatene fra den seneste studien implementeres i reguleringen (høringsdokument fra september 2013). Dette gjelder for en gitt mengde avbrudd, og indikerer altså nivået på "prisøkningen" for avbrudd.

For sluttbrukerne er det likegyldig om feilene skyldes hendelser i sentral-, regional- eller distribusjonsnett. Et mindre sårbart nett krever derfor investeringer og andre tiltak på samtlige nettnivåer, og berører alle nettselskaper. Utfordringene er særlig store i grisgrendte strøk med ugunstige værforhold og krevende geografiske rammevilkår.

Økte utfordringer knyttet til vær og klima

Som beskrevet av Vestlandsforskning m. fl. (2011) forventes sårbarheten til kraftnettet å øke som følge av klimaendringene.

Både Bjerknessenteret og Klima i Norge 2100 viser at hele Norge blir varmere over alle sesonger. Temperaturøkninger øker behovet for kjøling på sommeren. Høyere last og temperaturer kan medføre linjesig, jordslutning/kortslutning og strømbrudd. Oppvarmingen forventes å være størst om vinteren og i områder der det ikke er mye skog i dag. Varmere klima vil bidra til økt vegetasjon. Med mindre skogryddingen i disse områdene øker, kan mer vegetasjon og linjesig bidra til strømbrudd. Tilsvarende vil eventuelle tørkeperioder øke skogbrannfaren og risikoen for strømnettet.

Mer nedbør og tilhørende luftfuktighet (i kombinasjon med økte temperaturer) innebærer økte problemer med råte, i for eksempel trestolper og bygninger. Ved flom vil utvasking og påfølgende utglidning av fundamenter og nedrivning av stolper og master skape utfordringer med å opprettholde forsyningssikkerheten. Mer vinternedbør kan øke belastningen på linjenettet ved at store mengder snø fester seg på linjene, hvilket kan medføre store mekaniske påkjenninger og brudd eller andre skader på i kraftnettet.

En økning i antall fryse/tine-sykluser gir økt frostsprengning og forvitring på betongkonstruksjoner i linjenettet.

Økte krav til beredskap

De høyere forventningene til god forsyningssikkerhet og godt beredskapsarbeid gjenspeiles i den nylig reviderte beredskapsforskriften. Mange av de eksisterende kravene ble presisert, samtidig som regelverket ble innstrammet på enkelte områder og det ble innført helt nye krav. Revisjonen tok også hensyn til at beredskapsarbeidet nå i større grad er knyttet til muligheter for større miljø- og naturkatastrofer, storulykker og terroranslag enn til militære trusler.

1.5 Oppsummering

Det overordnede målet med nettvirksomheten er å sørge for sikker strømforsyning uten avbrudd eller andre kvalitetsavvik, samt tilknytning av forbruk og produksjon og tilpasning av kapasiteten til eksisterende nettkunder, samtidig som kostnadene ikke øker mer enn nødvendig. Samfunnets forventninger til hva nettet skal levere de neste 10-15 årene, er i ferd med å skjerpes:

- Nettinvesteringer forventes å stige. De viktigste driverne er: Behov for fornying og oppgradering av eksisterende nett, befolkningsvekst og urbanisering, investeringer i fornybar kraft, økt forbruk i særlig petroleums- og transportsektoren og høyere vektlegging av forsyningssikkerhet.
- Store investeringer innebærer at kostnadseffektivitet blir enda viktigere dersom nettet skal løse oppgavene på en samfunnsøkonomisk effektiv måte med akseptable fordelingsvirkninger. I tillegg er det et politisk mål å utjevne regionale prisforskjeller.
- Systemdriften på alle nettnivå blir mer sammensatt som følge av økt innmating fra ikke-regulerbar produksjon. Forbruket endres i form av økt fleksibilitet og større variasjoner (økt effektuttak). Smarte nett gir nye muligheter for å håndtere systemdriften, men også behov for investeringer og kompetanseutvikling. Behovet for koordinering mellom nettnivåene øker også.
- Selskapene må investere i avanserte måle- og styringssystemer med tilhørende IKT-infrastruktur. Både kraftleverandører, kunder og mulige nye aktører vil stille strengere krav til kvaliteten på informasjon og data fra nettselskaper. Forretningsprosessene internt i nettselskapene påvirkes også.
- Samfunnets krav til leveringssikkerhet øker og vi blir mer sårbare når avbrudd faktisk skjer. Samtidig blir nettet mer utsatt for ekstremvær. I sum stiller dette høye krav til investeringer, vedlikehold og beredskap i nettvirksomheten.

2 Dagens organisering og regulering av nettet

2.1 Innledning

Dette kapittelet gir et øyeblikksbilde av det norske strømnettet i 2014 når det gjelder organisering, bransjestruktur og valg av selskapsform. Videre belyses bransjens økonomi, grad av selskapsmessig skille mellom monopol- og konkurranseutsatt virksomhet, sider ved eierskapet og myndighetenes regulering.

2.2 Organisering av nettvirksomheten

2.2.1 Tre nettnivåer

Det er tre nettnivåer i Norge: sentral-, regional- og distribusjonsnett. Alle kunder tilknyttes et bestemt punkt på et bestemt nettnivå. Større produksjonsanlegg knyttes til sentral- eller regionalnettet, mens mindre produksjonsanlegg tilknyttes regional- eller distribusjonsnettet. Tilsvarende kobles gjerne større kraftintensiv industri på sentral- eller regionalnettet. Noe næring knyttes direkte på regionalnettet, mens alminnelig forbruk til husholdning, tjenesteyting og industri vanligvis er tilknyttet distribusjonsnettet. For brukerne har innplassering på ulike nettnivå betydning for størrelsen på tariffen og tilknytningskostnader. Kunder som er direkte tilknyttet sentralnettet har en lavere tariff enn kunder tilknyttet regionalnettet, som igjen betaler en lavere tariff enn kundene i distribusjonsnettet.

Kraftnettet består av radialer og masket nett. Et masket nett er anlegg med flere tilførselsmuligheter, mens radialer er en direkte enkeltstående linje som kobles til ett sted i nettet. Radialer kan både være produksjonsradialer (linje fra et produksjonsanlegg til nettet) og forbruksradialer (linje fra et forbrukuttak til nettet). Hoveddelen av sentralnettet og deler av regionalnettet består av masket nett.

Det var i 2012 til sammen 149 selskaper, inkludert Statnett, som eier nettanlegg og tarifferer nettkunder på ett eller flere nettnivåer.[7] Figur 8 under illustrerer hvilket spenningsnivå de ulike nettnivåene vanligvis opererer på og hvordan eierstrukturen ser ut for de ulike nettnivåene. Mange nettselskap eier anlegg på flere nettnivå.

Tabell 1 beskriver konsesjonssystemet og tilknytnings- og leveringsplikt på de tre nettnivåene.

Tabell 1: Konsesjoner, tilknytnings- og leveringsplikt på ulike nettnivå

	Sentralnett	**Regionalnett**	**Distribusjonsnett**
Anleggskonsesjon	Kreves ved utbygging av anlegg Varighet: 30 år	Kreves ved utbygging av anlegg Varighet: 30 år	Kreves i tilfeller der en produsent ønsker tilknytning til distribusjonsnett og områdekonsesjonær ikke bygger
Områdekonsesjon			Kreves for bygging, eierskap og drift av anlegg. Varighet: 30 år
Omsetningskonsesjon	Kreves for alle enheter som omsetter kraft eller som kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon Varighet: To år	Kreves for alle enheter som omsetter kraft eller som kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon Varighet: To år	Kreves for alle enheter som omsetter kraft eller som kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon Varighet: To år
Tilknytningsplikt	Plikt til å tilknytte produksjon og forbruk	Plikt til å tilknytte produksjon og forbruk	Plikt til å tilknytte produksjon
Leveringsplikt			Tilknytningsplikt og plikt til å levere (selge) energi til abonnentene innenfor sitt konsesjonsområde

7 Tallet inkluderer to selskaper, Malvik Everk og Tydal Kommunale Energiverk, som senere har fusjonert med TrønderEnergi Nett.

Figur 8: Nettnivåenes spenningsnivå og selskapsstruktur
Kilde: NVE

Forskjellen mellom tilknytningsplikt og leveringsplikt
Tilknytningsplikten gjelder for all produksjon og forbruk som ikke omfattes av leveringsplikten. Formålet med tilknytningsplikten er å sikre en bedre koordinering mellom nett, produksjon og forbruk, og at nettinvesteringer skjer som en følge av faktiske produksjonsprosjekter eller forbruksetableringer. Tilknytningsplikt for produksjon medfører at nettselskap kan pålegges å utrede, søke og eventuelt investere i nye nettanlegg. Dette gjelder nødvendige nettanlegg fra tilknytningspunktet fram til og med regional- eller sentralnettet. Aktøren som ønsker tilknytning må selv sørge for nett frem til nærmeste tilknytningspunkt, hvilket innebærer at tilknytningsplikten kun gjelder til eksisterende nett. Den samme plikten gjelder også produksjonsøkninger som medfører behov for nettinvesteringer. NVE kan gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon for tiltak som ikke er samfunnsmessig rasjonelle. Departementet kan i ekstraordinære tilfeller gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk. Denne adgangen har ikke blitt benyttet så langt.

Selskaper i distribusjonsnettet (områdekonsesjonærer) har leveringsplikt, hvilket innebærer både en tilknytningsplikt og en plikt til å levere (selge) energi til abonnenter innenfor det geografiske området som områdekonsesjonen gjelder for. Leveringsplikten skal sikre sluttbrukerne tilgang til kraftmarkedet, og innebærer ingen tilsvarende rett for nettselskapene til forsyning av alle abonnenter innen konsesjonsområdet.[8] Leveringsplikten innebærer at områdekonsesjonærer er forpliktet til å sørge for nett helt frem til sluttbrukeren, i motsetning til tilknytningsplikten som kun krever at nettselskapene sikrer at det er tilstrekkelig kapasitet i eksisterende nettanlegg.

Planlegging av investeringer – Kraftsystemutredningene
Energiloven kapittel 7 pålegger anleggskonsesjonærer og områdekonsesjonærer å delta i energiplanlegging. I forskrift om energiutredninger er det stilt krav om lokal energiutredning for områdekonsesjonærer og om såkalte kraftsystemutredninger for regional- og sentralnettet (KSU).[9] NVE har ved enkeltvedtak utpekt 17 utredningsansvarlige for regionalnettet og sentralnettet, som i hovedsak følger grensene til de tidligere fylkesenergiverkene. Disse har et overordnet ansvar for å samordne arbeidet med langsiktige kraftsystemutredninger for sine områder. I tillegg er sentralnettet definert som et eget KSU-område.

Kraftsystemutredningene skal bidra til å belyse behovet for tiltak og endringer i kraftsystemet. I utredningsdokumentet skal mulige scenarioer i behov for overføringskapasitet i dagens regionalnett beskrives, innenfor en tidshorisont på minst 20 år. Ut fra dette skal alle forventede investeringer beskrives og begrunnes. Det skal videre gjøres en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av alle forventede investeringer og av alternative løsninger. Forventet driftsstart for anlegget og konsekvenser ved forsinkelser skal fremkomme.

Områdekonsesjonærene har ansvar for å utarbeide en energiutredning for hver kommune i konsesjonsområdet minimum hvert andre år, og i tilknytning til kommuneplanarbeidet. Slike såkalte lokale utredninger gjelder mer generelle problemstillinger knyttet til energi i det aktuelle området. NVE har i april 2014 foreslått å oppheve ordningen med lokale energiutredninger.[10]

Etter gjennomgang av forskriften om energiutredninger ble det med virkning fra 1. januar 2013 stilt nye krav til involvering av alle berørte anleggs- og områdekonsesjo-

8 I praksis skjer levering av strøm i medhold av leveringsplikten i dag kun som en midlertidig ordning, for eksempel når en abonnent i forbindelse med flytting ikke ennå har valgt kraftleverandør.

9 Begge ordningene er hjemlet i forskrift om energiutredninger, FOR-2012-12-07-1158.

10 http://www.nve.no/PageFiles/32586/201401704-2%20201401704-1%20H%C3%B8ringsdokument%20signert.pdf%201124454_1_1.pdf (innhentet 22. april 2014).

nærer, og strengere krav til koordinering og samarbeid på tvers av nettnivåene. Anleggs- og områdekonsesjonærene skal gi utredningsansvarlig opplysninger om egne anlegg som er nødvendige for å utarbeide utredningen, og KSU-ansvarlig er gitt et utvidet ansvar for å utrede tiltak i områdekonsjonærers nett dersom dette kan være et alternativ til tiltak på høyere spenningsnivå. Berørte konsesjonærer skal også på eget initiativ orientere om forhold som kan påvirke utviklingen av egne og øvrige konsesjonærers anlegg i området. NVE har hjemmel til oppfølging av kraftsystemplanleggingen for å sikre at den skjer på en samfunnsmessig rasjonell måte.

De første regionale kraftsystemutredningene utarbeidet etter den endrede forskriften vil først foreligge sommeren 2014. Det er for tidlig å kunne si noe om erfaringer fra de endringene som er gjort.

Sentralnettet

Sentralnettet består i hovedsak av anlegg på 300 kV og 420 kV spenning, men også 132 kV i de deler av landet hvor dette er høyeste spenning.

Sentralnettet binder sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gir aktørene i alle landsdeler adgang til en markedsplass og sørger for sentrale utvekslingspunkt i alle regioner. Sentralnettet omfatter også de fleste utenlandsforbindelsene.

Statnett eier om lag 90 prosent av sentralnettet. Det øvrige sentralnettet er fordelt mellom 20 netteiere, hvorav Hafslund Nett AS, BKK Nett AS og SKL Nett AS har de største eierandelene. Anlegg som eies av andre enn Statnett inngår i sentralnettsordningen, og leies inn av Statnett som operatør. Sentralnettsordningen innebærer felles tariffering av alle anlegg som defineres som sentralnett. Elmarkedsdirektiv III stiller strengere krav til eiermessig skille på transmisjonsnettsnivå, hvilket innebærer at nettselskaper som inngår i vertikalt integrerte foretak enten må selge sine transmisjonsanlegg til Statnett (TSO-modellen) eller må overlate driften av disse anleggene til Statnett og kun forsetter som finansielle eiere (ISO-modell). Begge modellene er lagt frem i høringsnotatet om gjennomføring av tredje energimarkedspakke.

Regionalnett

Regionalnettet omfatter alle anlegg som ikke klassifiseres som sentralnett eller distribusjonsnett og består i hovedsak av kraftledninger og anlegg over 22 kV. Enkelte produksjonsradialer på 300 kV og 420 kV defineres som produksjonsrelaterte nettanlegg og inngår som en del av regionalnettet. Kostnadene i anlegg som klassifiseres som produksjonsrelaterte nettanlegg skal i hovedsak dekkes av de tilknyttede produsentene. I tillegg inngår enkelte industriradialer på 300/420 kV i regionalnettet.

Om lag 150 sluttkunder tarifferes i regionalnettet. Disse omfatter kraftintensiv industri i tillegg til andre næringskunder, eksempelvis flyplasser, sykehus og liknende. Tilknyttede distribusjonsnett kommer i tillegg.

Distribusjonsnett

Distribusjonsnett sørger for distribusjon av kraft til sluttbrukere lokalt, som husholdning, tjenesteyting og noe industri. Distribusjonsnettet omfatter nettet fra og med 22 kV og ned til 230 volt. I de største byene har distribusjonsnettet tillatelse til å bygge kabelnett opp til 132 kV.

Systemansvaret

I tillegg til å eie brorparten av det norske sentralnettet er Statnett utpekt til å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet. Statnett skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet, og dermed føre til en rasjonell utnyttelse av kraftressursene for samfunnet som helhet. EUs tredje energimarkedspakke krever eiermessig skille mellom nett og konkurranseutsatt virksomhet for at et selskap skal kunne sertifiseres som transmisjonssystemoperatør (TSO), som tilsvarer begrepet systemansvarlig. Som systemansvarlig driver Statnett kontinuerlig driftsplanlegging for å sikre momentan balanse i driftstimen. En viktig del av denne planleggingen er å fastsette overføringsgrenser for å ta hensyn til forsyningssikkerheten og at anlegg kan være ute av drift på grunn av revisjoner eller feil. Flaskehalser i nettet håndteres enten gjennom etablering av prisområder (elspotområder) eller ved spesialregulering.

Statnetts systemansvar omfatter hele kraftsystemet, men det er i dag først og fremst virkemidler i regional- og sentralnettet. Statnett har imidlertid myndighet til å koble ut forbruk og/eller produksjon på alle nettnivå ved effektproblemer.

2.2.2 Kjennetegn ved nettselskapene

Dagens bransjestruktur

I 2012 forsynte 136 distribusjonsnettselskaper om lag 2,8 millioner nettkunder. Det er stor variasjon mellom selskapene og mange av dem er svært små. 103 av selskapene med inntektsramme har færre enn 10 000 kunder hver, hvilket innebærer at ca. 75 prosent av selskapene leverer strøm til litt over 10 prosent av kundene. De minste selskapene befinner seg i hovedsak på Vest- og Nordvest landet.

De åtte største nettselskapene har på sin side flere enn 100 000 tilknyttede kunder, og leverer strøm til over 1,6 millioner nettkunder. Det betyr at mindre enn seks prosent av selskapene leverer strøm til nærmere 60 prosent av kundemassen. De store selskapene befinner seg i og rundt de store byene. Figur 9 illustrerer hvordan antall nettselskaper fordeler seg per fylke.

85 selskap (utenom Statnett) eide i 2012 regionalnettsanlegg med tilknyttede kunder som tarifferes. Færre enn 1/3 av disse selskapene eier regionalnett innenfor et større geografisk område. Hafslund, Eidsiva, BKK og Agder Energi er eksempler på selskaper som distribuerer kraft over større områder. Hafslund, blant annet, har regionalnett i både Oslo, Akershus og Østfold.

Over halvparten av regionalnettselskapene eier kun anlegg i et avgrenset område, for eksempel noen titalls km ledning i tilknytning til eget distribusjonsnett. De øvrige regionalnettsselskapene med kundegrunnlag eier kun enkeltkomponenter, som for eksempel bryterfelt og koblingsstasjoner i nettet. Disse enkeltkomponentene kan også bestå av relativt store anlegg, som transformatorstasjoner mellom regional- og distribusjonsnett. En liten andel er anlegg i tilknytning til industri eller produksjon, hvor det også er tilknyttede nettkunder.

I tillegg til de nevnte regionalnettseierne er det om lag 50 selskaper i regionalnettet som ikke har tilknyttede kunder. Selskaper uten kunder har ikke inntektsramme og inngår ikke i tallene. Slike selskaper kan være kraftprodusenter eller større industri som kun eier sin egen tilknytningslinje eller tilhørende transformering. Vi ser bort fra selskaper uten inntektsramme i resten av tallmaterialet som presenteres i dette kapitlet.

Som beskrevet i Tabell 2 var flertallet av selskapene som eier nettanlegg organisert som aksjeselskap i 2012. Det er ofte mindre selskaper som har valgt andre selskapsformer. De siste 20 årene har flere selskaper gått fra å være organisert som kommunale foretak (KF) til aksjeselskap (AS), mens det har vært lite eller ingen organisasjonsendringer i samvirkelagene.

Tabell 2 Selskapsform 2012

Selskapsform (2012)	Antall
Aksjeselskap	106
Samvirkelag/andelslag	23
Kommunale foretak	12
Delt ansvar (eies ofte av to eller flere kraftselskap)	7

Kilde: NVE 2012

Omstrukturering historisk

Antall kraftselskap i Norge ble halvert i perioden 1960-90. Etableringen av større kraftkonsern som for eksempel BKK, Agder Energi, Lyse Energi, Eidsiva Energi, Hafslund og Skagerak Energi på 1990-tallet var et resultat av frivillige strukturelle prosesser for å etablere robuste, offentlig eide enheter i nærmere definerte regioner. I tillegg ble det ansett som viktig å etablere attraktive kompetansearbeidsplasser regionalt.

Statkraft kjøpte i denne perioden kommunale eierandeler for å opprettholde fortsatt norsk eierskap. Et annet viktig trekk ved utviklingen var etableringen av regionale vertikalt integrerte strukturer der kraftprodusenter slo seg sammen med distribusjonsnett, som oftest med de samme kommunene/fylkene på begge sider i prosessene (eksempelvis Lyse Energi-fusjonen og BKKs kjøp av Bergen Lysverker).

Som illustrert i Figur 10 bremset utviklingen med oppkjøp og omstruktureringer opp etter 2002-2003. Det er flere årsaker til dette. Statkraft og selskaper hvor Statkraft er deleier, har i praksis ikke hatt muligheter til å kjøpe eierandeler i norske kraftselskaper etter 2002 som følge av konkurransemessige begrensninger (uten samtidig å selge). Selv om begrensningene gjelder kraftproduksjon, får de konsekvenser for nettvirksomheten ved kjøp av integrerte selskaper.

Videre var kraftprisene fram til starten av 2000-tallet relativt lave og den løpende avkastningen i form av utbytte relativt lav. Verdien ved salg var derimot relativt høy, ettersom kraftprisene var forventet å stige i framtiden i forhold til de observerte markedsprisene på kort sikt. Dette forholdet snudde utover på 2000-tallet etter hvert som kraftprisene steg mye, uten at de langsiktige prisforventningene ble påvirket i samme grad. Da ble det relativt sett mer lønnsomt å sitte som eier og høste den løpende avkastningen.

Industrikonsesjonslovens[11] bestemmelser om offentlig eierskap har lagt kraftige restriksjoner på mulighetene for å selge kraftproduksjon til andre enn offentlige eiere, noe som indirekte påvirker mulighetene til å omstrukturere i nettet så lenge kraftproduksjon og nett holdes samlet. Noen større transaksjoner er likevel gjennomført de siste ti årene. Det har også vært et økende salg av virksomhet som er definert utenfor kjernevirksomheten (tele/fiber).

Den tidligere ordningen med refusjon av dokumentavgift for kraftselskaper ble avviklet fra og med 1999. Dokumentavgiften beregnes av salgsverdien av de faste eiendommer som skal overføres og kan være betydelig innenfor den kapitalintensive kraftsektoren. Det påløper ikke dokumentavgift ved sammenslåing av aksjeselskap, men dokumentavgiften kan være et disincentiv til fusjoner for de 44 som ar valgt en annen selskapsform, og som ofte er små.

Figur 10: Utvikling i antall nettselskaper, gjennomsnittlig kundeantall og de 10 største selskapenes andel av kundemassen

Kilde: NVE (2014)

11 Lov 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall mv. (industrikonsesjonsloven).

Figur 10 beskriver hvordan bransjestrukturen har utviklet seg fra 1994 og frem til i dag. I løpet av denne perioden har antall nettselskaper blitt halvert, gjennomsnittlig antall kunder har mer enn doblet seg,[12] mens de ti største selskapenes andel av kundemassen har gått opp med 24 prosentpoeng.

Grad av selskapsmessig skille mellom nett og produksjon/omsetning i norske kraftselskaper.
Med energiloven av 1990 ble kraftselskapene pålagt regnskapsmessig skille mellom produksjons- og nettvirksomheten. Kravet om regnskapsmessig skille innebærer separate budsjetter og regnskap for ulike virksomhetsområder. Selskapene rapporterer om nettvirksomheten til NVE.

Når et selskap søker om ny konsesjon i forbindelse med sammenslåinger, kjøp/oppkjøp og annen ervervelse eller etablering hvor nett og konkurranseutsatt virksomhet er involvert kan NVE som vilkår for ny omsetningskonsesjon stille krav om selskapsmessig skille og organisering etter den såkalte konsernmodellen. Konsernmodellen innebærer at monopol- og konkurranseutsatt virksomhet skilles ut i separate juridiske enheter (datterselskaper) underlagt et morselskap.

Ved gjennomføringen av andre elmarkedsdirektiv ble nettselskaper med over 100 000 nettkunder pålagt både selskapsmessig og funksjonelt skille. Selskapsmessig skille innebærer at nettvirksomhet og produksjons-/omsetningsvirksomhet skilles ut i egne selskaper (selvstendige rettssubjekter). Funksjonell atskillelse vil si at nettvirksomheten skal være uavhengig organisatorisk sett, og at beslutninger skal være uavhengig fra andre deler av den vertikalt integrerte virksomheten. Kravet til funksjonell atskillelse innebærer også at virksomhet knyttet til produksjon eller omsetning av elektrisk energi heller ikke organisasjonsmessig skal kunne kontrollere nettvirksomheten eller omvendt.

Det stilles bare krav om eiermessig skille for systemoperatøren av transmisjonsnettet i tredje elmarkedsdirektiv. Statnett oppfylte kravet da selskapet ble skilt fra Statkraft og ved at selskapene er underlagt ulike departementer. Eiermessig skille innebærer i hovedsak at eiere av nettselskaper hverken kan utøve kontroll eller rettigheter overfor kommersielle virksomheter som sluttbruker- eller produksjonsvirksomhet.

Den viktigste begrunnelsen fra EU for å skille nettvirksomheten fra produksjons- og omsetningsvirksomhet er hensynet til nøytralitet. Formålet er å fjerne incentiver til å diskriminere eller foreta kryssubsidiering. Det bidrar til rasjonelle nettinvesteringer og effektiv konkurranse.

I tillegg til produksjon og omsetning drives gjerne fjernvarme og virksomhet utenfor energisektoren (fiber, telekommunikasjon med mer) sammen med nett. I tillegg til operativ virksomhet finnes det også eksempler på tilnærmet rene finansielle aktiviteter. Det kan for eksempel gjelde forvaltning av konsesjonskraft på vegne av eierkommuner eller rettigheter til kraftuttak som en kommune har fått i forbindelse med lokale kraftutbygginger. I noen tilfeller brukes slik kraft i egen omsetningsvirksomhet (typisk i eget nettområde).

12 Antall nettkunder økte med ca 18 prosent fra 1994 til 2012.

Basert på NVEs tall fra 2012 oppgir 48 selskaper at de er organisert i konsern. Det er imidlertid kun åtte selskaper som er pålagt selskapsmessig og funksjonelt skille etter energiloven fordi de har flere enn 100.000 kunder. Kundene til disse åtte selskapene omfatter nærmere 60 prosent av landets nettkunder. Ingen av de øvrige 40 selskapene i konsern har etablert funksjonelt skille.

2.2.3 Eierne av regional- og distribusjonsnett

I 2012 hadde distribusjons- og regionalnettet en bokført verdi på i underkant av 49 milliarder kroner. Offentlig eierskap dominerer i sektoren og industrikonsesjonslovens krav til offentlig eierskap til kraftproduksjon av en viss størrelse medvirker til dette. Som Figur 11 under illustrerer eies over 70 prosent av nettkapitalen av kommuner og fylkeskommuner.

Figur 11: Eierskap i nettet
Kilde: THEMA Consulting Group, NVE, Europower og Proff.no

Av landets 428 kommuner hadde 293 eierskap i nettselskaper i 2012 (Europower 2013). Oslo, Bergen og Stavanger er de største eierkommunene gjennom sine dominerende eierandeler i henholdsvis Hafslund, BKK og Lyse Energi.

Rundt ni prosent av nettkapitalen eies av fylkeskommuner. De største eierfylkene er Nord-Trøndelag, Hedmark og Troms. Til sammen eier disse tre i underkant av syv prosent av regional- og distribusjonsnettet. Nord-Trøndelag eier hele Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE).

Staten eier i overkant av 13 prosent av distribusjons- og regionalnettet. Siden Statnett kun eier én prosent av det underliggende nettet følger en dominerende andel av statens eierskap i Statkraft og Statkrafts eierinteresser i andre vertikalt integrerte kraftselskaper. Statkrafts eierskap i andre kraftselskaper, blant annet Skagerak Energi, BKK og Agder Energi, utgjør over 12 prosent av regional- og distribusjonsnettet i Norge.

Rundt 15 prosent av distribusjons- og regionalnettet eies av private aktører. Det finske selskapet Fortum har inntil nylig eid hele Fortum Distribution og betydelige eierandeler i Hafslund, Fredrikstad Energi, Trøgstad Elverk, Askøy Energi og Energi 1 Follo Røyken (de tre sistnevnte via Fortum Distrbution og Fredrikstad Energi). Fortum har i april 2014 inngått avtale om salg av Fortum Distribution og aksjer i Fredrikstad Energi til Hafslund.

Endringer i kapitalforskriften har bidratt til at livsforsi-

kringsselskaper i økende grad har kunnet engasjere seg i infrastruktur. Endringene innebærer blant annet at livsforsikringsselskapet og pensjonskasser har fått adgang til å plassere inntil 10 prosent av kollektivporteføljen i aksjeselskaper som eier infrastruktur. KLP (Kommunal Landspensjonskasse) var det første selskapet til å utnytte seg av dette da de i 2011 inngikk en avtale med TrønderEnergi Nett om å kjøpe 35 prosent av selskapet. KLP har senere kjøpt 15 prosent av Tussa Kraft. Kompetanseforskriftens[13] krav til bemanning førte til at Finansdepartementet vurderte nettselskap som forsikringsfremmed virksomhet, med den konsekvens at adgangen til eierskap for livsforsikringsselskaper og pensjonskasser er begrenset til 15 prosent.

Mange av de små nettselskapene er organisert som samvirkeforetak (andelslag), hvilket innebærer at selskapene eies av sine medlemmer.

Som illustrert i Figur 12 har nesten to tredjedeler av selskapene mer enn én eier. Agder Energi har flest eiere, hvorav 30 kommuner til sammen eier 54 prosent av selskapet (den øvrige andelen eies av Statkraft). Rundt 2/3 av Eidsiva Energi eies av 26 kommuner i regionen, mens to fylkeskommuner eier resten av selskapet. Trønder Energi eies av 24 kommuner, i tillegg til Nordmøre Energiverk AS.

Figur 12: Antall eiere i nettselskapene

Kilde: NVE, Europower, proff.no

Eierstrategier

Gruppen har ikke gjort egne analyser av eierstrategiene i norske kraftselskaper, men har gått gjennom undersøkelser som har vært gjennomført av ulike miljøer.

THEMA foretok i 2013 en kartlegging av eierstyring i kraftbransjen på oppdrag fra Energi Norge. I undersøkelsen oppgis utbyttekrav som den mest brukte føringen i medlemsbedriftenes eierstrategier. Deretter nevnes langsiktighet og regionale hensyn som viktige føringer. Andre føringer som nevnes er industrielle valg innen kjernevirksomhet, soliditetskrav og avkastningsmål. Utover disse føringene opplever selskapene eiernes viktigste mål å være lokalt eierskap, overordnet styring og kontroll av infrastruktur og kraftressurser, arbeidsplasser med til dels høye utdanningskrav, konkurransedyktig pris på nettleie og sikker kraftforsyning. Sistnevnte føringer reflekterer at eierne har mål utover nettets tekniske og økonomiske funksjoner for nettselskapet. Slike regionalpolitiske mål er typiske for nett som har offentlig, lokalt eierskap.

TFoU (2012) utførte et prosjekt for KS og El- og IT-forbundet i 2012 med det formål å belyse samfunnsvirkninger av andelseide og kommunalt/fylkeskommunalt eide kraft- og nettselskaper. TFoU gjennomførte dybdestudier av til sammen 14 selskaper som har nett som kjernevirksomhet. Studien viste at samtlige selskaper har verdiskaping for kunder, eiere og lokalsamfunn som et klart styringssignal fra sine eiere.

Som TFoU (2012) viser er flere av selskapene industrielt orienterte, i betydning av at eierne mener de skal engasjere seg i lokal nærings- og samfunnsutvikling. At særlig de små selskapene har lokale mål bekreftes av at risikotilleggene gjennomgående settes lavere for satsninger innenfor konsesjonsområdene. Flere av selskapene som har investert i bredbånd har gjort dette med et betydelig lavere avkastningskrav enn Telenor.

Flere energiselskaper investerer også i næringsvirksomhet som ikke er direkte relatert til kraftsektoren. For eksempel opplyser TFoU (2012) at noen selskaper har investert i næringslokaler og eiendom, samt bidratt med aksjekapital til kompetansearbeidsplasser innen forskning og utviklingsvirksomhet.

Av selskapene TFoU (2012) har sett på, går rundt 0,5 prosent av omsetningen på konsernnivå til sponsing, støtte og markedsføring. At selskaper med lite markedsrettet aktivitet bidrar med betydelige beløp til merkevarebygging, vitner om at disse aktivitetenes hovedformål er å bidra til lokal samfunnsutvikling og ikke til økt selskapsinntjening. Samtidig opplyser flere selskap at de har gått inn med midler til blant annet fritids- og kulturtilbud som svømmebasseng og kulturhus med formål om å øke bolyst og lokal utvikling.

Noen nettselskaper, særlig samvirkeforetak, har vedtektsfestet at de skal tilby sine kunder strøm til lave priser. I henhold til TFoU (2012) har flere av selskapene gitt avkall på å utnytte inntektsrammene for nettvirksomheten fullt ut for å holde prisene nede.

Som fremhevet i NOU (2011:3) *Kompetansearbeidsplasser – Drivkraft for vekst i hele landet,* utgjør regionale kraftselskaper viktige eier- og utviklingsmiljøer i sine regioner. Økt grad av konkurranse, både på eksisterende og nye virksomhetsområder, har bidratt til at selskapene har gått fra å være forvaltningsbedrifter til mer markeds- og innovasjonsorienterte bedrifter. Disse anses som attraktive også for personer med høyere utdannelse. Flere kraftselskaper fremholder at de har en avgjørende betydning for lokalsamfunnet fordi de bidrar med lokale kompetansearbeidsplasser (TFoU, 2012).

Utbytteandelen har vært over 70 prosent i perioden 2000-2012 fra kraftselskapene sett under ett (veid gjennomsnitt).[14] I samme periode har den bokførte egenkapitalandelen gått noe ned. Dette gjelder kraftvirksomheten samlet og ikke nettet isolert. Utbyttetall for nettvirksomheten er ikke tilgjengelige der selskapene er fullt integrerte. I konsernforhold vil utbyttet fra nettvirksomheten avhenge av hvordan lån og egenkapital er fordelt på de ulike datterselskapene.

Høye utbytteandeler er ikke nødvendigvis et samfunnsøkonomisk problem. Høye utbytter kan gi samfunnsøkonomisk gevinst dersom eierne på den måten kan få finansiert

13 Forskrift 10. mars 2011 nr. 263 om krav til kompetanse mv. hos anleggs- og pmrådekonsesjonær er (kompetanseforskriften)

14 I henhold til ECON (2002), Econ Pöyry (2008) og analyser gjennomført av sekretariatet.

investeringer med høyere avkastning enn ved å beholde pengene i selskapet. I de senere årene har overskuddene vært store særlig i kraftproduksjon som følge av høye kraftpriser. Høye utbytter, både absolutt og relativt til overskuddet, er i det perspektivet ikke uventet. Utfordringen i kraftsektoren generelt og nettet spesielt er imidlertid at investeringene er økende og ventes å forbli høye framover. Utbyttepolitikken kan da komme i konflikt med selskapenes evne til å finansiere investeringer, med mindre det kan hentes inn ny egenkapital fra eksisterende eller nye eiere eller det tas opp betydelige nye lån.

Utbytte fremheves som den viktigste føringen i eierstrategien til kraftselskapene. Selv om eierne kjenner til selskapenes betydelige kapitalbehov i tiden fremover, sier en stor andel av selskapene i THEMAs undersøkelse (2013) at utbyttepolitikken oppleves som lite fleksibel. I 47 prosent av tilfellene har eierne definert et minimumsnivå for årlig utbytte. I henhold til THEMA (2013) gir intervjuene et inntrykk av at kraftaksjer i hovedsak er en "utbytteaksje". Eierne benytter ofte utbytte som frie midler i kommunale budsjett og utbyttene fra kraftselskapene utgjør en vesentlig andel av frie midler. Opprettholdelse av et stabilt utbytte er gjerne avgjørende for å unngå nedjusteringer av kommunale tjenester.

I tillegg til at eierne i liten grad vil, eller evner, å avstå fra utbytte, synes det som de færreste av aksjonærene har vilje eller evne til å tilføre selskapene kapital. Det er først og fremst kommuner som tidligere har solgt krafteiendeler eller mottar konsesjonskraft eller eiendomsskatt fra vannkraftproduksjon som har mulighet til å tilføre kapital til selskapet.

Styresammensetning

I henhold til Norsk Utvalg for eierstyring og selskapsledelse (NUES) bør et styre settes sammen slik at det kan ivareta aksjonærfellesskapets interesser og selskapets behov for kompetanse, kapasitet og mangfold. Tradisjonelt har norske kraftselskaper valgt styremedlemmer ut fra politisk kompetanse og lokal tilhørighet. Politikk og lokal tilhørighet er fortsatt viktige faktorer i utvelgelsen. THEMAs kartlegging tyder imidlertid på at bransjen i noen grad har profesjonalisert styrene sine den siste tiden. Økonomisk og finansiell kompetanse er nesten like godt representert i styrene som partipolitisk kompetanse.

I og med at det fortsatt er betydelig politisk representasjon i styrene, skjer det jevnlig utskiftinger blant representantene for eierne som følge av politiske valg. Endringer i prioriteringene kan skape utfordringer med inkonsistente styringssignaler over tid, noe som vil være særlig problematisk i en bransje der det fattes beslutninger om investeringer med svært lang levetid. Endringer i sammensetningen av kommunestyrer og fylkesting medfører også at eierne har behov for jevnlig oppdatering og opplæring i utfordringene som kraftbransjen står overfor. Flere selskap arrangerer seminarer for sine eiere og styrer for å øke deres kunnskap om bransjen. Inhabilitet i politiske organer for politikere som sitter i styrer kan også være en utfordring.

Flere av selskapene i undersøkelsen peker på at de savner kompetanse innen strategisk tenkning og kunnskap om rammebetingelser rundt kraftbransjen. Oppsummert tyder undersøkelsen på at eierne i større grad bidrar med kontroll av selskapet enn nettverk og kompetanse.

2.3 Regulering av nettselskapene

2.3.1 Innledning

At strømnettet er karakterisert som et naturlig monopol innebærer en sterk offentlig involvering i sektoren. Naturlig monopol er en form for markedssvikt som følger av store kapitalkostnader ved å bygge nett (faste kostnader), og lave kostnader forbundet med bruken av det (variable kostnader) når det vel er bygget. Det vil ikke være samfunnsmessig rasjonelt å ha flere parallelle, konkurrerende nett, hvor kapasiteten ikke er fullt utnyttet. For å hindre at nettselskapene utnytter sin monopolstilling er sektoren regulert, både gjennom energiloven med forskrifter og gjennom konsesjonssystemet. Formålet med reguleringen er å sikre en samfunnsmessig rasjonell drift og utnyttelse og utvikling av nettet i tråd med energilovens formål. I det følgende gjennomgås samspillet mellom den økonomiske og den direkte reguleringen av nettselskapene. Isolert vil verken direkte regulering eller økonomisk regulering alene bidra til formålet. Den direkte og økonomiske reguleringen må følgelig sees i sammenheng.

2.3.2 Den direkte reguleringen

Den direkte reguleringen følger av lov, forskrifter og konsesjoner og økonomisk regulering, og fordeler rettigheter og plikter mellom aktørene.

Eksempler på direkte reguleringer er tilknytningsplikt, leveringsplikt, plikten til å holde nettanlegg i tilfredsstillende stand, krav til leveringskvalitet og kompetanse. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet[15] regulerer blant annet nettselskapenes ansvar ved feil og avbrudd og stiller krav til spenningskvalitet. Kompetanseforskriften stiller krav til konsesjonærenes egenkompetanse i ordinære driftsituasjoner for en rekke funksjoner. Alle nettselskap skal ha et eget fagmiljø for feilretting og vedlikehold. For selskaper med mer enn 300.000 kunder skal montørkompetansen utgjøre minst 70 årsverk. Nettvirksomhet med mellom 50.000 og 300.000 kunder skal ha i størrelsesorden 20 montørårsverk, mens selskaper med færre enn 50.000 kunder skal ha montørkompetanse tilpasset virksomhetens kundegrunnlag og størrelse, eller minst 2 montørårsverk. Videre har alle som har konsesjoner etter energiloven plikt til å delta i energiplanlegging (kraftsystemutredninger) som beskrevet ovenfor i avsnitt 2.2.1.

Samlet sett skal den direkte reguleringen sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes på en tilfredsstillende måte. Pliktene skal oppfylles uavhengig av vurdering av bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

De ulike kravene spesifiserer ikke hvordan nettselskapene skal oppfylle pliktene. Innenfor rammen av de ulike reguleringene har nettselskapene betydelig frihet til å avveie investeringer og kostnader for egen virksomhet.

15 Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet (leveringskvalitetsforskriften).

2.3.3 Den økonomiske reguleringen

Den økonomiske reguleringen retter seg mot nettselskapenes inntekter. NVE fastsetter årlig det enkelte nettselskaps tillatte inntekt. De økonomiske resultatene avhenger av i hvilken grad selskapene klarer å holde kostnadene lavere enn tillatt inntekt. Nettselskapene fastsetter selv sine tariffer (nettleie) innenfor den fastsatte inntektsrammen, som avhengig av kundenes forbruk bestemmer selskapets faktiske inntekt.

I beregningen av tillatt inntekt (TI) inngår inntektsramme (IR), kostnader ved uttak fra og innmating i overliggende nett (KON) og eiendomsskatt (E). Avbruddskostnader (KILE) kommer til fratrekk.

(1) TI = IR + KON + E – KILE

Inntektsrammen (IR) fastsettes av NVE ved enkeltvedtak, og beregnes årlig basert på historiske kostnader for det aktuelle nettselskap (40 prosent) og en kostnadsnorm (60 prosent) (se nærmere omtale under). Kostnader i overliggende nett (KON) og innbetalt eiendomsskatt (E) er basert på faktiske innrapporterte utgifter for selskapet. KILE-beløpet beregnes blant annet ut fra varigheten, tidspunktet og omfanget av avbruddet.

Differansen mellom faktisk inntekt og tillatt inntekt omtales som mer- eller mindreinntekt. Merinntekt skal tilbakeføres kundene gjennom reduserte tariffer i fremtiden. Mindreinntekt kan innhentes fra kundene. Nettselskapet skal fastsette tariffene slik at saldo for mer- og mindreinntekt går mot null over tid. NVE har besluttet at mindreinntekt over 25 prosent av tillatt inntekt, eksklusive KILE-kostnader, skal avskrives. I tillegg er det gjort endringer i rentene for mer-/ mindreinntekt for å fjerne incentiver til akkumulering av mindreinntekt og redusere risikoen for at nettselskapene ikke kan møte forpliktelsene i den direkte reguleringen.

Minimumsavkastning sikrer selskapene en viss avkastning uavhengig av effektiv drift, og gjør at de heller ikke kan gå med tap over tid. Minimumsavkastning skal hindre at nettselskap går konkurs for å unngå at kunder blir strømløse. NVE besluttet i 2014 å redusere minimumsavkastningen fra 2 til 0 prosent med virkning fra 2015, for å hindre at enkelte spekulerte i ordningen. Bakgrunnen for endringen var at ordningen kunne bidra til å svekke incentivene for kostnadseffektivisering, samtidig som konkursfaren for nettselskapene ble vurdert som liten. NVE har gitt uttrykk for at at regelen om mindreavkastning bør fjernes fullstendig på sikt fordi det ikke lenger er behov for en slik regel.

Fra 2013 fikk nettselskapene mulighet til å kostnadsføre FoU-tiltak som kan bidra til en mer effektiv drift, utnyttelse og utvikling av overføringsnettet, forutsatt at samlede kostnader i et år ikke overstiger 0,3 prosent av selskapets avkastningsgrunnlag.

Ved den økonomiske reguleringen gis nettselskapene incentiver til kostnadseffektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. De grunnleggende reguleringsprinsippene med inntektsrammer har vært gjeldende siden 1997, mens den nåværende inntektsrammeformelen har ligget fast siden 2007 (med mindre justeringer). NVEs økonomiske regulering ble evaluert i 2010 av professor von der Fehr ved Universitetet i Oslo, på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Gjennomgangen konkluderte med at reguleringsregimet var grunnleggende godt:

> *"På den ene siden styrer regimets nettselskapenes aktiviteter direkte, gjennom tilknytningsplikt og leveringskvalitet; på den annen side styrer regimet selskapene indirekte gjennom incitamenter til kostnadseffektiv drift. Sett under ett, sikrer regimet nødvendige investeringer samtidig som det oppmuntrer til rasjonell og effektiv drift. Regimet samsvarer både med teoretisk prinsipper og andre lands praksis".*

2.3.4 Fastsettelse av inntektsrammene (IR)

Da 60 prosent av inntektsrammen er uavhengig av selskapets egne kostnader, betyr det at dersom selskapet senker sine kostnader kan de selv beholde 60 prosent. De resterende 40 prosent av kostnadsbesparelsen videreføres til kundene i form av lavere priser. Da selskapet kan beholde en betydelig andel av en eventuell kostnadsbesparelse, gir det gode incentiver for kostnadseffektiv drift. Inntektsrammeformelen er nedfelt i forskrift om kontroll av nettvirksomhet.[16] I de følgende avsnittene beskrives kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen nærmere.

Kostnadsgrunnlag

Kostnadsgrunnlaget for nettselskapenes inntektsrammer består av kostnader til drift og vedlikehold, avskrivninger og avkastning på bokført verdi av nettkapitalen samt KILE-kostnader. Utgangspunktet for drift og vedlikehold og KILE er historiske kostnader to år tilbake i tid, slik at det oppstår et tidsetterslep. Dette etterslepet forsterker incentivene til kostnadseffektivitet da det tar to år fra en kostnadsreduksjon til 40 prosent av gevinsten tilfaller kundene. Tidsetterslepet ble fjernet for kapitalkostnadene (avskrivninger og avkastning) fra 2009 for å styrke incentivene til investeringer.[17] Fjerningen av tidsetterslepet innebærer at nettselskapene raskere får økte inntekter som følge av investeringer.

Avkastningen på nettkapitalen er definert ved bokført verdi multiplisert med en referanserente. Fra 2013 ble NVEs referanserente økt for å stimulere ytterligere til investeringer. Endringen innebærer en mer langsiktig og stabil forventning til egenkapitalavkastningen gjennom innføringen av en fast realrente med tillegg for faktisk inflasjon som grunnlag for egenkapitalkostnadselementet i referanserenten, i stedet for statsobligasjonsrenter som var brukt til og med 2012. I tillegg er grunnlaget for gjeldskostnaden endret slik at det i større grad gjenspeiler dynamikken i finansmarkedet (gjennom bruk av faktiske lånerenter og observerte kredittpremier for kraftselskaper i stedet for

16 Forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomhet/kontrollforskriften).

17 Fjerningen av tidsetterslepet ble gjennomført ved en endring i Kontrollforskriften. I henhold til §7-3 i Kontrollforskriften kan nettselskapene som et tillegg til årlig inntektsramme dekke inn blant annet «endringer i avskrivninger og i avkastning som følge av endret avkastningsgrunnlag i forhold til verdiene som inngår i kostnadsgrunnlaget, jf. § 8-1. Dersom endringene er negative skal de trekkes fra årlig inntektsramme». Det betyr at nettselskapene får dekket de fulle kapitalkostnadene ved investeringer (både nyinvesteringer og reinvesteringer) de første to årene anleggene er i drift.

statsobligasjonsrenter og en estimert kredittpremie).[18]

NVE har også i 2013 vedtatt endrede satser for KILE-ordningen som innebærer en 15 prosent reell økning av KILE-kostnader fra 2015 (målt i forhold til omfang og varighet av avbrudd i 2012).[19]

Kostnadsnorm

Kostnadsnormen er ment å være frikoblet fra selskapets faktiske kostnader og skal reflektere hva kostnadene bør være dersom nettselskapene tilbyr nettjenester på en gjennomsnittlig effektiv måte. I sum fastsettes kostnadsnormen slik at bransjen sett under ett får dekket sine faktiske kostnader. Et selskap med relativt høye kostnader får en lav kostnadsnorm i forhold til de faktiske kostnadene og omvendt.

For å beregne kostnadsnormen for de enkelte selskapene, har NVE utviklet egne modeller basert på såkalt dataomhyllingsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA). Ved hjelp av modellen finner en frem til det minste kostnadsnivået som kreves for å fremstille en gitt mengde output (den effektive fronten). Kostnadsgrunnlaget som inngår i de sammenlignende analysene er i hovedsak de samme som inngår i grunnlaget for historiske kostnader, med enkelte justeringer. Modellen tar hensyn til relevante forskjeller i rammebetingelser, det vil si forhold som gir kostnadsforskjeller mellom selskap og som er utenfor selskapenes kontroll (for eksempel vær og klima og terrengforhold). Den detaljerte modellen for beregning av kostnadsnormen er ikke forskriftsfestet, men bestemmes av NVE med hjemmel i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-2. Beskrivelse av modellen og datagrunnlaget er tilgjengelig fra NVEs nettsider.

Det er utformet egne DEA-modeller for distribusjons- og regionalnett, slik at kostnadsnormen fastsettes med utgangspunkt i kostnadene per nettnivå. For enkelte nettselskaper benyttes andre modeller for å fastsette normen (blant annet selskaper med svært små nett og/eller få kunder).

Modellen for beregning av kostnadsnorm ble justert noe fra 2013 for å gi nettselskapene mer stabile inntektsrammer over tid og gi en riktigere korrigering for geografiske rammevilkår.

Måten kostnadsnormen fastsettes på, medfører at to selskaper som fusjonerer kan få en lavere norm enn de to selskapene hadde før fusjonen. NVE kompenserer for dette inntektstapet (den såkalte harmonieffekten) gjennom en egen beregning. NVE har fra 2013 utvidet grunnlaget for kompensasjonen fra 10 til 30 år for å styrke incentivene til sammenslåinger av nettselskaper.

2.3.5 Tariffer

Nettselskapene henter inn tillatt inntekt fra kundene gjennom tariffene (nettleien). En grunnleggende forutsetning for et effektivt kraftmarked er at alle som ønsker det får tilgang til kraftmarkedet til ikke-diskriminerende og objektive tariffer og vilkår.

Viktige prinsipper for utforming av tariffer er at de skal være etterprøvbare og ikke-diskriminerende og bestå av et fastledd og et energiledd. Energileddet i tariffen skal gi prissignaler om bruken av nettet, mens det faste leddet skal dekke nettselskapenes øvrige kostnader, herunder investeringer.

EU har gjennom en forordning som harmoniserer tariffer fastsatt et tak på produsenters fastledd i innmatingstariff. For Norden er taket fastsatt til 1,2 €/MWh.

Utover det har det enkelte selskap relativt stor frihet til å fastsette sine tariffer, fordelt på ulike kundegrupper og fordeling av nettets kostnader mellom disse. Det er blant annet variasjon i hvordan nettselskapene velger å fordele inntektene fra fastleddet og energileddet til energimålte kunder i distribusjonsnettet. Høyt fastledd fører for eksempel til at kunder med lavt forbruk betaler mer per kWh, enn kunder med høyere forbruk som er tilknyttet samme selskap.

Nye tilknytninger, eller forsterkning av en eksisterende kundespesifikk tilknytning, kan pålegges å betale et anleggsbidrag for å dekke investeringskostnaden som følger av tilknytningen eller forsterkningen. Andelen anleggsbidragsfinansierte investeringer har ligget relativt stabilt på i overkant av 700 millioner kroner årlig de seneste årene. Ved reinvesteringer vil hele kostnaden fordeles på kundene i nettet gjennom tariffene. Anleggsbidrag synliggjør nettselskapets kostnader ved tiltaket. Kun i ekstraordinære tilfeller kan det kreves anleggsbidrag i maskede nett.

Kostnadene ved produksjonsrelaterte nettanlegg skal dekkes av produsenten og ikke inngå i tariffgrunnlaget for uttak. Bestemmelsen om produksjonsrelaterte nett er i utgangspunktet en tarifferingsordning som gjør at kraftprodusenter betaler for en større andel av nettkostnader knyttet til investering og drift enn innmatingstariffen tilsier. Et anlegg defineres som produksjonsrelatert dersom produksjon er hovedårsaken til dimensjonering av nettanlegg.

I sentralnettet får forbruk som er samlokalisert med produksjon en redusert tariff (k-faktor). I tillegg gis forbrukere med høyt maksuttak og lang brukstid[20] (kraftintensiv industri) en ytterligere redusert tariff. Disse kundene betaler i gjennomsnitt om lag halv tariff sammenliknet med øvrig forbruk i sentralnettet. De fleste forbrukere med høyt maksuttak og lang brukstid som er tilknyttet regionalnettet betaler det samme som tilsvarende kunder i sentralnettet.

Det er store tariffvariasjoner mellom distribusjonsnettene (jf. kapittel 1). Det følger av kostnadsforskjeller som også gjenspeiler forhold utenfor selskapenes kontroll, som geografi, kundegrunnlag og klimatiske forhold.

2.3.6 Utjevningsordningen

Formålet med utjevningsordningen er å redusere overføringstariffene for sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnettet i områder av landet med høye overføringskostnader. Denne tariffstøtten gis uavhengig av om høye tariffer skyldes ineffektiv drift eller vanskelige rammebetingelser. Tilskuddet til utjevningsordningen ble redusert med 90 millioner kroner, fra 120 til 30 millioner, fra 2013 til 2014. Regjeringen

18 Modellen for beregning av referanserenten er forskriftsfestet (§8-3).

19 KILE-satsene (eller mer presist kostnadsfunksjonene) er nedfelt i Kontrollforskriften kapittel 9, sammen med det øvrige regelverket for KILE-ordningen. De relevante bestemmelsene endres ved forskrift 16 des 2013 nr. 1576, som trer i kraft 1. januar 2015.

20 15 MW og 7000 timer.

uttaler i statsbudsjettet for 2014 at formålet med reduksjonen er å legge bedre til rette for strukturendringer i retning av færre og mer robuste nettselskaper.

2.4 Økonomiske nøkkeltall innenfor nettvirksomheten

I dette avsnittet presenteres noen økonomiske nøkkeltall for å vise både bransjens generelle utvikling, og for enkelte indikatorer fordelt på selskapsstørrelse (stort selskap: flere enn 60 000 abonnenter, mellomstort selskap: mellom 6000 og 60 000 abonnenter og lite selskap: færre enn 6000 abonnenter). Vi ser på avkastning, effektivitet, nettes alder, drifts- og vedlikeholdskostnader og leveringskvalitet og avbrudd.

2.4.1 Avkastning i nettvirksomheten

Avkastningen i nettvirksomheten varierer betydelig. Alle store selskap i distribusjonsnettet hadde en positiv avkastning i 2012. Blant små selskap hadde 50 prosent en negativ avkastning, men det var også enkelte med betydelig positiv avkastning. Av mellomstore selskap hadde 33 prosent en negativ avkastning.

Figuren nedenfor viser utviklingen i avkastning for nettet eksklusive Statnetts anlegg. Den uvektede avkastningen er målt ved å dele bransjens samlede driftsresultat på det samlede avkastningsgrunnlaget, mens den vektede avkastningen tar hensyn til selskapenes størrelse. At den vektede avkastningen ligger høyere enn både den uvektede og medianavkastningen, reflekterer at større selskaper i snitt har en høyere avkastning gjennom hele perioden, med unntak av i 2011. Høyere avkastning hos de små selskapene i 2011 følger mest sannsynlig av høye pensjonskostnader og Dagmar (NVE, 2013).

Figur 13: Uvektet og vektet avkastning på totalkapitalen i nettet

Kilde: NVE (2013)

2.4.2 Effektivitet

Som beskrevet i 2.3 foretar NVE sammenlignende analyser (DEA-analyser) av hvor effektivt de ulike selskapene løser sine oppgaver. Figur 14 viser resultatet av de sammenliknende analysene basert på et 5-års gjennomsnitt for nettselskap i distribusjonsnettet. X-aksen reflekterer selskapenes avkastningsgrunnlag, og jo lengre til høyre selskapet er plassert i figuren desto større er selskapet. Figuren viser at det er stor variasjon mellom hvor effektivt de små selskapene driver, mens det for de større selskapene er mindre variasjon i effektiviteten.

Figur 14 Resultat av NVEs sammenliknende analyser mellom selskap i distribusjonsnett

Kilde: NVE 2013

2.4.3 Alder

Nettets alder er beregnet ved forholdet mellom akkumulerte avskrivninger og historisk kostnad.[21] Jo høyere andel de akkumulerte avskrivingene utgjør av den historiske investeringskostnaden, desto eldre er nettanleggene. Når andelen er 100 prosent er alle anleggene helt avskrevet. Høye tall i figuren reflekterer følgelig gamle nettanlegg.

Figur 15 viser forholdet mellom akkumulerte avskrivninger og historisk kostnad i distribusjonsnettet fordelt på små, mellomstore og store selskap i 2012. Gjennomsnittsalderen til hver gruppe reflekteres ved de grønne firkantene, mens streken refererer til maks- og min-verdiene til hver gruppe. Selskaper uten beregnet alder på grunn av manglende data er utelatt.

Figuren under viser at forholdet mellom akkumulerte avskrivninger og historisk kostnad ligger mellom 40 og 60 prosent for flertallet av selskapene. I gjennomsnitt er det svært liten forskjell på nettets alder målt etter selskapsstørrelse. Det er imidlertid store variasjoner mellom selskapene. Vi ser at særlig gruppen med små selskaper er preget av store forskjeller.

Figur 15: Alder på distribusjonsnettet fordelt på selskapenes størrelse

Kilde: NVE 2013

2.4.4 Drift- og vedlikeholdskostnader

I 2012 utgjorde drift- og vedlikeholdskostnader (DV-kostnader) nesten halvparten av alle kostnadene i inntektsrammen for distribusjons- og regionalnettet. KPI-justerte

21 I realiteten er nettet eldre fordi bokført verdi for mange av selskapenes anlegg ble oppskrevet på 90-tallet

DV-kostnader har ligget relativt stabilt i perioden 2004-2012. Figur 16 og Figur 17 viser henholdsvis DV kostnader (ekskl. pensjonskostnader) per abonnent og per km linje sortert etter størrelse på selskap. Figurene illustrerer at mindre selskaper har høyere DV-kostnader både per abonnent og per km nett. De store nettselskapene holder normalt til i mer tettbygde strøk hvor det er mindre nett per abonnent, mens de mindre selskapene ofte opererer i mer grisgrendte deler av landet. Figur 17 viser at det er liten forskjell mellom gruppene dersom en måler DV-kostnader per km nett i stedet for per abonnent.

Figur 16 Uvektet gjennomsnitt av DV-kostnader per abonnent i distribusjonsnettet

Kilde: NVE

Figur 17 Uvektet gjennomsnitt av DV-kostnader per km nett i distribusjonsnettet

Kilde: NVE

2.4.5 Leveringspålitelighet

Hovedårsakene til feil i nettet er omgivelser, teknisk utstyr og konstruksjon / montasje. I 2012 var alder på utstyr årsak til henholdsvis 3,6 prosent av antall feil i regional- og sentralnett og 1,97 prosent av antall feil i distribusjonsnettet. Det er en tendens til at påliteligheten øker med selskapsstørrelse målt i antall kilometer nett. Samtidig er det store variasjoner blant de små selskapene, og noen av de minste selskapene har svært høy leveringspålitelighet. Sammenhengen mellom størrelse og pålitelighet gjelder uavhengig av geografi.

2.5 Oppsummering

Nettet i Norge består av tre nivåer: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Plassering på ulike nettnivå har tariffmessige konsekvenser og det er svakere investeringsplikt i regionalnettet enn i distribusjonsnettet. Det er utpekt 17 selskap med ansvar for kraftsystemutredninger (KSU) som er et planverktøy for konsesjonsbehandling av nettinvesteringer.

Det er svært mange nettselskaper i distribusjonsnettet. De fleste selskapene er små. Hele 103 selskap har færre enn 10 000 tilknyttede kunder, hvilket innebærer at om lag 75 prosent av selskapene leverer strøm til bare 10 prosent av nettkundene. De åtte største selskapene leverer strøm til nesten 60 prosent av kundemassen. De fleste selskapene i regionalnettet eier kun anlegg i et begrenset geografisk område.

Bransjen var preget av omstrukturering i retning av færre og større nettselskap frem til 2000-tallet. De ti største selskapene fikk da en større andel av kundemassen. De siste 10 årene har det imidlertid skjedd lite med strukturen i bransjen.

Med unntak av Statnett er de fleste nettselskapene i Norge integrert med annen type virksomhet. Flere har konsern, men bare de åtte selskapene med over 100 000 kunder har både selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nettvirksomheten og produksjons- og omsetningsvirksomheten.

Det er dominerende offentlig eierskap i kraftbransjen. Kraftbransjen har i en årrekke gitt høye og stabile utbyttebetalinger til eierne. Mange av eierne har andre mål utover nettselskapenes kjernevirksomhet, som lokal næringsutvikling og sysselsetting.

De økonomiske nøkkeltallene til nettselskapene viser store forskjeller mellom nettselskapene når det gjelder avkastning, effektivitet, drifts- og vedlikeholdskostnader, alder på nettanlegg og leveringspålitelighet. Det er ingen klar sammenheng mellom selskapsstørrelse og selskapenes resultater. De store selskapene har relativt gode resultater med hensyn til alle de nevnte områdene, mens det er stor variasjon blant de mindre selskapene.

3 Utfordringer ved dagens struktur og organisering av nettvirksomhet

3.1 Innledning

I dette kapittelet trekker vi frem det vi mener er sentrale utfordringer ved dagens nettorganisering for å møte samfunnets krav til strømforsyning fremover. Utfordringene knyttes særlig til utviklingstrekkene som ble beskrevet i kapittel 1. Nettselskapene skal investere mye over en lengre periode, og det er i den forbindelse viktig at nettet drives på en kostnadseffektiv måte og er organisert slik at de riktige investeringene blir gjort. Selv om leveringskvaliteten er god i dag, har vi blitt mer sårbare når avbrudd i strømforsyningen faktisk skjer. Samfunnet vil bli mer avhengig av et velfungerende nett og en god beredskap. Flere av utfordringene er synlige i dag, men de er i ferd med å forsterkes.

I tillegg er det sannsynlig at systemdriften blir mer krevende i fremtiden, som følge av endrede produksjons- og forbruksmønstre. Teknologiutviklingen går klart i retning av smartere nett. Selv om det er vanskelig å tidfeste og anslå omfanget av utviklingen, kan omstillingen komme til å skje raskt. Sammenliknet med for eksempel telesektoren har kraftsektoren i liten grad tatt i bruk ny teknologi og nye arbeidsformer.

3.2 Investeringer

Effektive investeringer stiller høye krav til nettselskapenes planleggingsarbeid og koordineringen både mellom nettselskaper og mellom nettselskaper og andre aktører. I tillegg må nettselskapene ha tilgang til den nødvendige kompetansen, og reguleringen av nettselskapene må fungere godt. I det følgende drøfter vi disse spørsmålene nærmere.

3.2.1 Koordinering

Flere forhold skaper utfordringer for planlegging og koordinering av nettets utvikling.

I regionalnettet koordineres en del av investeringene gjennom KSU-ordningen og NVEs anleggskonsesjoner, men i distribusjonsnettet mangler den overordnede oversikten over behovet for nettinvesteringer og hvilke investeringer som planlegges fremover. I en del tilfeller vil investeringer i distribusjonsnettet ha konsekvenser for overliggende nett eller andre distribusjonsnett. Med dagens organisering vil ikke nettselskapet som investerer nødvendigvis ta hensyn til slike effekter. Det skaper utfordringer dersom den samfunnsøkonomisk riktige løsningen avviker fra den bedriftsøkonomisk riktige løsningen for et selskap.

Det kan være flere alternativer til et investeringstiltak, og det mest rasjonelle tiltaket kan involvere flere konsesjonærer. At den enkelte konsesjonær mangler informasjon om situasjonen i det omkringliggende nettet kan medføre at konsesjonæren bare vurderer tiltak i eget og overliggende nett.

Konsesjonsmyndighetene vil normalt ikke kjenne til investeringer i distribusjonsnettet, ut over den informasjon som gis i den ordinære planprosessen etter plan- og bygningsloven.[22] Etter endret forskrift om energiutredninger skal imidlertid områdekonsesjonærer informere KSU-ansvarlig om egne anlegg som er nødvendige for å utarbeide kraftsystemutredningen, og på eget initiativ orientere om forhold som kan påvirke utviklingen av egne og andre konsesjonærers anlegg i utredningsområdet. Dette er et skritt som kan bedre koordineringen av tiltak. Det er likevel ingen fullgod sikkerhet for at det foreligger tilstrekkelig grunnlag for å vurdere om det er andre alternativer som burde vært gjennomført.

Ved tiltak som berører flere konsesjonærer kan det være utfordrende å bli enige om kostnadsfordelingen med en koordinert utbygging, når nytte og kostnader er skjevt fordelt. Det kan tenkes tilfeller der forsyningssikkerheten kan økes (lavere KILE-kostnader) ved å investere i tiltak som kobler sammen to distribusjonsnett. Dersom kostnaden må bæres av det ene selskapet og nytten i hovedsak tilfaller det andre, kan resultatet bli at investeringen ikke gjennomføres. Tilsvarende eksempler kan finnes mellom regional- og distribusjonsnett når det er forskjellige eiere. Utfordringen øker med antall involverte konsesjonærer i et tiltak. Det kan også være en utfordring at det i enkelte områder er flere regionalnettsaktører. Selskapet som er ansvarlig for den regionale kraftsystemutredningen kan da ha ufullstendig informasjon om andre selskapers planer og utviklingen i produksjon, forbruk og overføringsbehov. Selskapene kan også ha forskjellige tilnærminger til planarbeidet (ulike forventninger til fremtiden, ulike grad av interaksjon med produsenter, forbrukere og andre nettselskaper osv.). Alt dette skaper risiko for at koordineringen ikke blir optimal og at det ikke er de mest rasjonelle investeringene som gjennomføres.

Mange selskaper kan innebære redusert kostnadseffektivitet internt i hvert selskap og i næringen samlet sett. Mange grenseflater mellom selskaper og nettnivåer skaper risiko for feilinvesteringer med tilhørende redusert samfunnsøkonomisk effektivitet og velferdstap.

3.2.2 Kompetanse

Kompetansebehovet fremover skyldes dels behovet for økte investeringer, dels forventninger om en mer kompleks systemdrift og nye forretningsmodeller i kjølvannet av AMS. I tillegg blir det stadig mer krevende for nettselskapene å holde seg oppdatert på den regulatoriske utviklingen i Norge og EU.

Energi Norge gjennomfører jevnlig en undersøkelse blant sine medlemsbedrifter om rekruttering av ulike yrkesgrupper. I henhold til undersøkelsen finner de fleste selskapene det mer krevende å rekruttere ingeniører og sivilingeniører enn fagarbeidere. Særlig oppgir små og mellomstore selskaper at de har problemer med å rekruttere sivilingeniører. Personer med lavere utdannelsesnivåer er mindre tilbøyelige til å flytte enn personer med (lang) høyere utdannelse (NOU 2011:3). Energimontører og energio-

22 Lov 27. juni nr. 71 om planlegging og byggesaksbehandling (plan- og bygningsloven).

peratører kan dermed i stor grad rekrutteres lokalt, og de lokale regionale kraftselskapene har større mulighet til å påvirke hvor mange som rekrutteres til yrket, og dermed til egen bedrift.

Kraftbransjen vil i større grad rekruttere høyt utdannede i et regionalt eller landsdekkende kompetansemarked. For personer med høy utdannelse, avhenger attraktiviteten av å ta en jobb et annet sted enn der en bor av: antallet potensielle arbeidsgivere, arbeidsmarked for partner og eksistensen av velfungerende regionale sentra (NOU 2011:3). En struktur med mange selskaper gir en utfordring i form av et fragmentert behov for kompetanse.

At bedrifter i distriktene møter større utfordringer med tanke på rekruttering bekreftes av NAVs bedriftsundersøkelse fra 2013.

Gruppen har ikke gjort egne analyser av kompetansebehovet i norske nettselskaper, men viser til undersøkelsene nevnt ovenfor. Tilgang på nødvendig kompetanse blir viktig for at nettselskapene skal møte samfunnets forventninger. Som nevnt i kapittel 2 bidrar endringer i bruken av nettet som følge av nye elektriske apparater som induksjonstopper og elbiler til at effektuttaket varierer mer enn det har gjort tidligere. Dette er nye utfordringer som distribusjonsnettselskapene må ta hensyn til når de planlegger investeringer i nettet. Utviklingen forventes å fortsette i årene fremover, og den kan gå raskt. Det forutsetter at selskapene har kunnskap om teknologiutvikling og omfang, og det må tas høyde for usikkerhet rundt utviklingstakten.

3.2.3 Regulering

Generelt vet vi fra økonomisk teori om regulering av naturlige monopoler at det er en grunnleggende målkonflikt mellom kostnadseffektivitet og investeringer, i hvert fall i et statisk perspektiv. Jo lavere investeringer, desto større kostnadseffektivitet og høyere overskudd. Det er derfor avgjørende at reguleringsmyndigheten greier å lage et balansert system hvor nettselskapene gis incentiver til å opprettholde ønsket kvalitet og at ulike typer direkte reguleringer som leveringsplikt og tilknytningsplikt bidrar til å sikre at de ønskede investeringene gjennomføres.

I hovedsak fungerer NVEs økonomiske regulering godt med hensyn til avveiningene mellom kostnadseffektivitet og investeringer. Dette synet underbygges av professor Nils-Henrik von der Fehrs gjennomgang av Den økonomiske reguleringen av strømnettet (2010) på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

Det er imidlertid enkelte utfordringer som har vist seg vanskelige å løse gjennom endringer i den økonomiske reguleringen:

Nettselskaper kan oppleve svekket likviditet og lavere avkastning på kort sikt. Dagens økonomiske regulering innebærer at selskapets kostnadsnorm på kort sikt svekkes ved investeringer, med mindre investeringen reduserer andre kostnader tilsvarende (KILE, vedlikehold) eller øker selskapets oppgaver slik de måles i NVEs modell for effektivitetsmåling. Avhengig av selskapenes økonomiske situasjon kan dette påvirke hvilke investeringer selskapet prioriterer å gjennomføre og gi incentiver til å utsette investeringer lengst mulig. Hvordan investeringene påvirker resultatene avhenger av tidspunktet for når andre selskaper investerer og jevner seg utover tid.

Reguleringen kan føre til at anleggsbidragsfinansierte investeringer prioriteres. Det at selskapene får full kostnadsdekning ved anleggsbidrag, kan i sin tur innebære at selskapene prioriterer investeringer der de kan kreve anleggsbidrag for å redusere inntektsrisikoen forbundet med kostnadsnormen.

Anleggsbidragsfinansierte investeringer kan føre til underdimensjonering. Nettselskapet kan ikke kreve at kunden betaler for mer enn minste standard i forhold til det han etterspør. Dersom nettselskapet ønsker å legge til rette for tilknytninger på et senere tidspunkt, må de selv forskuttere dette. For ikke å behøve å påta seg kostnaden for mulige fremtidige tilknytninger, er det fare for at nettselskap kun dimensjonerer med minste standard. Dette betyr at nettselskapenes valg av tilknytningsløsning og dimensjon ikke nødvendigvis er den mest rasjonelle sett i et lengre perspektiv. For å bøte på dette er det i reguleringen gitt anledning for nettselskap til å kreve anleggsbidrag fra kunder som tilknytter seg på ulikt tidspunkt innenfor en 10-års periode av investeringen.

3.3 Kostnadseffektivitet

En samfunnsøkonomisk effektiv nettorganisering fordrer kostnadseffektivitet i hvert nettselskap og i næringen totalt sett. Intern kostnadseffektivitet oppnås når selskapene organiserer seg på en måte som sikrer realisering av potensielle stordriftsfordeler. Det er grunn til å tro at det er uutnyttede stordriftsfordeler i nettsektoren. I en rapport utarbeidet av PwC på oppdrag fra NVE i 2012 kategoriseres nettselskapenes forretningsprosesser i aktiviteter som krever nærhet til de fysiske anleggene og aktiviteter som er uavhengig av beliggenhet. Rapporten konkluderte med at de fleste av nettselskapenes aktiviteter kan oppfattes som geografisk uavhengige og dermed er mulige å samle, forutsatt god anleggsdokumentasjon, IKT-støtte, tydelige arbeidsprosesser- og rutiner. Stordriftsfordelene kan tas ut ved sammenslåing eller samarbeid. Flere selskap viste til samarbeid som avgjørende for å kunne utføre pålagte oppgaver. Innkjøp av AMS og IKT, samt beredskap nevnes som noen av flere mulige områder med potensiale for stordriftsfordeler.

Kompetanseforskriften hindrer etablering av kostnadseffektive samarbeidsløsninger mellom selskapene. Det er forventet at kompetanseforskriftens bemanningskrav vil bli erstattet med generelle kvalitets- og sikkerhetskrav.

Manglende kostnadseffektivitet bidrar til unødvendige forskjeller i kostnadsnivå mellom selskapene, og tilhørende forskjeller i tariffer. Uten endringer i nettstrukturen er det grunn til å tro at disse forskjellene vil øke framover.

3.4 Beredskap

God lokalkunnskap, nærhet til kundene og tilstedeværelse er ofte viktige faktorer i beredskapssammenheng. Mange av de minste selskapene samarbeider om beredskap, noe som i mange tilfeller har gitt kort responstid ved hendelser i nettet. Ved større hendelser som rammer flere selskap samtidig, er det imidlertid ikke gitt at det finnes nok ressurser til å ha god beredskap for alle de samarbeidende selskapene samtidig. For eksempel kan ekstremvær ramme nettet i et større område. Da vil det være en utfordring

å prioritere og koordinere ressursene for å gjenopprette strømforsyningen raskest mulig i hele området.

Det kan være utfordrende for mange mindre selskap å oppfylle de detaljerte kravene som er fastsatt i den nylig reviderte beredskapsforskriften. Utviklingen i bransjen tyder på at samarbeid, enten med naboen, eller i en større samarbeidskonstellasjon, er en måte mange nettselskap forsøker å løse denne utfordringen på. Den økende graden av samarbeid fører imidlertid til et økende behov for koordinering mellom selskapene.

NVE har gjennomført tilsyn med flere nettselskapers beredskapsarbeid, blant annet for å se hvordan de har tilpasset seg det reviderte regelverket. Under slike tilsyn har de blant annet funnet selskap som mangler skriftlige beredskapsplaner, og avhenger av enkeltpersoners kunnskap. Dette gjør beredskapen svært sårbar dersom disse personene ikke er tilgjengelige.

De mindre nettselskapene fremhever ofte at deres styrke er god lokalkunnskap og tilstedeværelse. Videre samarbeider mange med andre selskaper i nærheten om beredskap. Selv om slikt samarbeid gir generelt god beredskap, er det ikke nødvendigvis tilfellet dersom det oppstår en hendelse som rammer selskapene samtidig. Dersom ekstremvær rammer nettet i et større område vil det være en utfordring å prioritere og å koordinere ressursene for å gjenopprette strømforsyningen raskest mulig i hele området.

Ved behov for feilretting vil nettselskaper prioritere å benytte ressursene sine der KILE-kostnaden er høyest. KILE-kostnaden er gjerne høyest i tettstedene, med mye næringsvirksomhet og størst verdiskapingstap ved strømbrudd. Gitt dagens virkemiddelbruk vil nettselskaper derfor ha incentiver til å prioritere feilretting i tettbygde strøk først. En slik prioritering er en samfunnsøkonomisk kostnadseffektiv allokering av ressursene.

3.5 Regionalnettet som eget nettnivå

Som beskrevet i kapittel 2 består dagens regionalnett av svært mange og forskjellige virksomheter. Det gir opphav til flere utfordringer.

Uklar investeringsplikt er en utfordring i dagens regionalnett. I sentralnettet har Statnett en implisitt investeringsplikt ved at statsforetakets vedtekter har en formålsparagraf om å gjennomføre alle samfunnsøkonomisk lønnsomme sentralnettsinvesteringer. Nettselskap i distribusjonsnettet med områdekonsesjon har investeringsplikt som følge av kombinasjonen av leveringsplikt og tilknytningsplikt. Eiere av regionalnett har på sin side anleggskonsesjon, hvilket kun innebærer tilknytningsplikt i eksisterende anlegg.

Eierskapet av regionalnettet er fragmentert, i den forstand at en rekke anlegg eies av selskap som ikke har nett som sin kjernevirksomhet. Flere kraftprodusenter og industriselskaper eier andeler i regionalnettet. Dette har ofte bakgrunn i at de har bygd og eier eget nett frem til et punkt i eksisterende nett, og slik at egne nett inngår som nye "stubber" i regionalnettet. Ettersom flere mindre kraftprodusenter knytter seg til eksisterende nett, er det en tendens til at antall eiere øker, noe som forsterker dagens utfordringer med mange og små nettselskap. Eventuell økt elektrifisering av petroleumsvirksomhet kan forsterke utviklingen ytterligere.

Mange av eierne i regionalnettet har helt annen virksomhet som kjernevirksomhet, som for eksempel industriaktører med eierskap i regionalnett. At selskapene ikke har nett som kjernevirksomhet kan bidra til at det ikke prioriteres ressurser til denne virksomheten, verken med tanke på kompetanse eller kapital. Lav kapitaltilgang kan bidra til at det investeres for lite i nettet, mangel på kompetanse kan legge grunn for feilinvesteringer.

Tre nettnivåer skaper usikkerhet knyttet til klassifisering i henhold til EUs regelverk. Dersom regionalnettet klassifiseres som transmisjonsnett av ESA, vil disse nettselskapene underlegges andre og mer omfattende krav, herunder eiermessig skille. Enkelte produksjonsrelaterte radialer på høyt spenningsnivå, hvor det også skjer uttak, kan måtte klassifiseres som transmisjon etter tredje pakke.

3.6 Eierskapet

Utfordringene ved eierskapet som ble trukket frem i kapittel 2 kan bli større de nærmeste årene.

I en rekke lokalsamfunn er kraftselskapet en viktig del av næringslivet, og benyttes også til å sikre og utvikle lokalsamfunnets interesser utenom nettselskapets hovedvirksomhet. Selv om slike aktiviteter kan fremme lokalsamfunnets behov generelt, er det en fare for at mål utenom nettdriften kan trekke ressurser og kapital fra selskapets kjernevirksomhet. Lite lønnsomme investeringer kan bidra til at de samlede kostnadene til nettselskapene øker. Målkonfliktene kan bli særlig problematiske i perioder med høye investeringer og rask utvikling av nettvirksomheten.

Videre kan eierstrategiske føringer være en barriere for nettselskapenes muligheter til å foreta strukturendringer. Flere eiere har et selvstendig mål om lokalt eierskap, ofte formelt nedfelt i eierstrategiene. På grunn av industrikonsesjonslovens krav til offentlig eierskap kan i praksis kraftproduksjon i begrenset grad selges til private. Det reduserer muligheten for å finne andre lokale kjøpere til den samlede virksomheten. I tillegg kan mål om å beholde lokale kompetansemiljøer hindre omstrukturering. Eierne kvier seg for å selge ut nettvirksomheten fordi kompetansemiljøet blir for lite dersom selskapet bare skal drive produksjonsvirksomhet eller annen konkurranseutsatt virksomhet. For enkelte bedrifter kan den lokale forankringen bety at det er uaktuelt å flytte virksomhet eller å la ikke-lokale eiere overta. Dette kan være forståelige politiske hensyn for å utvikle lokalsamfunnet, men det kan til tider hindre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftnettet.

3.7 Kapitaltilgang

Som beskrevet i kapittel 2 er NVEs økonomiske regulering innrettet for å gi nettselskapene en minimumsavkastning på investert kapital over tid. Nettinvesteringer har en kontantstrømprofil med store investeringskostnader i en kort periode, som tjenes inn av inntekter spredt utover kapitalens relativt lange levetid. Selv om avkastningen er "sikret", kan selskapet stå overfor en likviditetsutfordring på kort sikt. Investeringene finansieres enten gjennom egenkapital eller lån eller en kombinasjon av disse.

3.7.1 Egenkapital

Egenkapitalandelen i norske kraftselskaper har avtatt noe over tid, samtidig som mange eiere har tatt ut egenkapital gjennom konvertering til ansvarlige lån. Kraftselskapene har likevel fortsatt generelt en høy andel egenkapital, særlig dersom man tar hensyn til skjulte reserver i produksjonsvirksomheten (høyere markedsverdi enn bokført verdi). Eierne har imidlertid begrensede muligheter til å tilføre ny egenkapital. Tilførsel av ny egenkapital er primært aktuelt for kommunale eiere med betydelige oppsparte midler, for eksempel som følge av tidligere aksjesalg i kraftselskaper. Etter kommuneloven[23] § 50 kan ikke kommuner ta opp lån for å finansiere ny egenkapital. Dersom eierne ikke har egne midler for innskudd, må egenkapital tilføres ved å holde tilbake overskudd i stedet for å ta ut utbytte. Alternativet er salg av andeler av virksomheten, fremmedfinansiering eller emisjon rettet mot nye eiere.

Utbytte og andre utbetalinger fra kraftselskapene spiller en viktig rolle for mange kommuners økonomi. Utbytte, renter og avdrag på ansvarlige lån utgjør ikke nødvendigvis en stor andel av samlede kommunale inntekter, men kan være frie midler som er viktige for oppfyllelse av kommunens budsjett. I praksis kan det derfor være vanskelig for kommunene å redusere sine utbyttekrav. Kapitalutfordringene forsterkes i de selskapene som drives ineffektivt og har en lav avkastning, eller i selskaper som velger ikke å hente inn hele inntektsrammen.

I en rekke selskaper er det tatt ut store utbytter de siste 10-15 årene. I det tilgjengelige datamaterialet går det ikke frem om utbyttet er hentet fra nett- eller produksjonsvirksomheten, men det er naturlig å anta at kraftproduksjonen er den viktigste faktoren, der denne virksomheten representerer hoveddelen av de økonomiske verdiene. Utsikten til lave framtidige kraftpriser og kommende store investeringer innen nett tilsier at nivået for utbytte må reduseres kraftig framover. Med kommende investeringer vil det være behov for en mer fleksibel utbyttepolitikk og evne til å skyte inn ny kapital. Økt låneopptak er også naturlig i en slik fase, noe som vil bety lavere utbyttekapasitet i en periode.

Kapital kan også tilføres ved å ta inn nye eiere. Aktører utenfor kraftbransjen, så som livsforsikringsselskaper, viser nå interesse for eierskap i nett og produksjon. Flere selskap gir uttrykk for positiv interesse for nettsektoren, ut fra en lav, men sikker avkastning og lav risiko. Livsforsikringsselskap kan imidlertid bare drive forsikringsvirksomhet og virksomhet som naturlig hører sammen med dette. Eierskap i annen virksomhet er å regne som forsikringsfremmed og følgelig begrenset til 15 prosent av investeringsporteføljen. Som beskrevet i kapittel 2, fører blant annet kompetanseforskriftens krav til bemanning til at nettvirksomhet anses som forsikringsfremmed. Et annet hinder kan være kapitalforvaltningsforskriftens krav om at selskapene det investeres i ikke skal være lånefinansiert. Det er naturlig å se nærmere på disse forholdene med sikte på å lette kapitaltilgangen til denne sektoren.

23 Lov 25. september 1992 nr. 107 om kommuner og fylkeskommuner (kommuneloven).

3.7.2 Lån

En utbredt låneform i kraftsektoren er ansvarlige lån, i hovedsak etablert ved at offentlige eiere har konvertert egenkapital. I 2008 utgjorde ansvarlige lån rundt 30 prosent av samlet nettogjeld i kommunale og fylkeskommunalt eide kraftselskaper (Econ Pöyry, 2008). Høye utbytter og høye investeringer fremover kan begrense tilgangen på annen fremmedkapital, samtidig som lavere egenkapitalandel kan gjøre den dyrere.

Obligasjonsmarkedet er en annen mulighet for finansiering. Dette vil være mest aktuelt for de større nettselskapene siden obligasjoner fortrinnsvis utstedes hvis beløpet er av en viss størrelse.

Flere livsforsikringsselskaper har vist interesse for å gi lån med pant i nettet til nettselskap. For å kunne ta pant i nettet må ledningene være registrert i kraftledningsregisteret, som ble opprettet ved kraftledningsregisterloven.[24] Det følger av § 1 at *"Tinglysingsmyndigheten skal føre et register (kraftledningsregistret) for høispente sterkstrømsledninger som er anlagt for statens regning eller med hjemmel av en konsesjon."* Registrering i kraftledningsregisteret er nødvendig for at en panterettighet i ledningen skal få rettsvern, jf. § 7 første ledd. Registreringen er frivillig, og vil bare skje dersom eieren begjærer det. Kraftledningsregisteret er ikke digitalisert og det er lite brukt.

Det kan være forskjeller i lånemulighetene til selskap med både nett og produksjon, og rene nettselskap. Et integrert selskap, herunder selskap organisert som konsern, kan tenkes å oppnå gode lånebetingelser for produksjon som følge av lånegivers mulighet til å ta sikkerhet i nettkapitalen. På den annen side vil det være lettere for lånegiver å beregne risiko ved lån til et selskap med kun ett virksomhetsområde, noe som tilsier at det burde være lettere å få lån til gode betingelser for et rent nettselskap. Både i dagens kraftmarked og generelt vil produksjon og kraftomsetning ha både høyere risiko og avkastningsmuligheter enn nettdrift.

Samlet sett er det usikkert om tilgangen til lånefinansiering av nettvirksomheten øker eller reduseres dersom nett og produksjon/omsetning er integrert i samme selskap eller selskapsmessig atskilt. Det er imidlertid ikke nødvendigvis en gevinst sett fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel at lånemuligheter og lånebetingelser er bedre (eller dårligere) i et integrert selskap. Finansiell kryssubsidiering, for eksempel fra nett til produksjon, legger til rette for samfunnsøkonomisk ulønnsomme investeringer og lite effektiv ressursallokering. Et integrert selskap vil følgelig kunne innebære at både nett og produksjon står overfor kapitalkostnader som adskiller seg fra de korrekte ut fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel, og slik sett kunne lede til vridning i tilpasningen (Pollitt, 2008).

3.8 Selskapsmessig og funksjonelt skille

At nettvirksomheten på ulikt vis er eiermessig integrert med annen energirelatert virksomhet kan ha både fordeler og ulemper. I dette kapittelet drøfter vi disse på prinsipielt

24 Lov 1. juli 1927 nr. 1 om registrering av av elektriske kraftledninger (kraftledningsregisterloven).

grunnlag med utgangspunktet at vi ønsker den organisering som gir størst mulig samfunnsøkonomisk gevinst.

3.8.1 Generelt om skille mellom nett (monopol) og produksjons- og omsetningsvirksomhet (konkurranseutsatt) i energisektoren

I energisektoren i en rekke land har et mulig skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet vært et tema. I Norge innførte vi det vi vil kalle et fullt selskapsmessig skille mellom nett og produksjon på sentralnettet ved energiloven av 1990. Statnett fikk ansvaret for sentralnettet og Statkraft for kraftproduksjon, og selskapene ble fra 2002 underlagt ulike departementer. I distribusjonsnettet i Norge er det for selskaper med mer enn 100.000 kunder et krav om selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nettdelen (monopol) og produksjon/omsetning. Dette er i tråd med regelverket i EU som åpner for unntak fra selskapsmessig og funksjonelt skille for selskap med færre enn 100.000 abonnenter.

Det er eksempler på land som har gått lenger i å kreve et skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet. Et eksempel er New Zealand, som har innført krav om eiermessig skille. Dette innebærer at det ikke er tilstrekkelig at en og samme eier skiller ut monopol og konkurranseutsatt virksomhet i juridisk adskilte enheter. Nederland arbeider med å innføre en tilsvarende modell.

Det overordnede kriteriet for hva som er den beste løsningen er samfunnsøkonomisk lønnsomhet, det vil si effektiv bruk av samfunnets ressurser. Spørsmålet vi stiller her er hvorvidt et skille mellom monopol og konkurransedel vil føre til en samfunnsøkonomisk gevinst.

Det er naturlig å først skille mellom henholdsvis positive og negative virkninger for ressursbruken av eksistensen av vertikal integrasjon (ikke noe skille):

- Koordinering og utnyttelse av stor- og samdriftsfordeler
- Ineffektiv tilpasning (mangel på nøytralitet)

Hvis en går i retning av et skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet vil en stå i fare for å gå glipp av de positive virkningene av koordinering, men samtidig stimulere til økt konkurranse og dempe vridningene i tilpasning som følge av mangel på nøytralitet. I tillegg vil et klarere skille kunne medføre andre mulige virkninger knyttet til omstrukturering av nettvirksomheten.

3.8.2 Fordeler med integrasjon

Vertikal integrasjon mellom nett og produksjon kan gi gevinster i form av bedre koordinering. En grunn til det er at det sikrer god flyt av informasjon fra nett til produksjon og omvendt, og dermed gjør det mulig å oppnå en bedre tilpasning på kort sikt. Et velfungerende kraftsystem forutsetter en umiddelbar koordinering mellom aktører innen produksjon, forbruk og nett. Meyer (2011) argumenterer for at den nødvendige informasjonsutvekslingen organiseres mer effektivt ved en hierarkisk koordinering innen et integrert selskap enn mellom flere separate selskaper. Rent konkret vil det innebære at overvåkingen av nettet og produksjon kan skje fra en og samme sentral, og dermed sikre at nett og produksjon koordineres på en mest mulig effektiv måte. Dette kan betraktes som samdriftsfordeler; kostnadene blir mindre samlet sett når nett og produksjon integreres.

Vertikal integrasjon gir også muligheter for koordinering av mer langsiktige beslutninger, nærmere bestemt investeringsbeslutninger. Hvis en og samme eier er den som beslutter både investeringer i nett og investeringer i produksjon, vil denne aktøren kunne ta hensyn til at det er et komplekst samspill mellom de to investeringsbeslutningene. Hvis det derimot er ulike aktører, er det usikkerhet om hva den andre aktøren faktisk gjør. Gitt usikkerheten ved at en ikke kontrollerer den andre aktørens investeringsbeslutning, vil en lett kunne ende opp med selv å utsette og i verste fall skrinlegge sine egne investeringsplaner. Dette er karakterisert som et holdup-problem.[25] Både produksjons- og nettanlegg kjennetegnes av å være irreversible investeringer med lang utbyggings- og levetid, hvilket innebærer at investorer er svært eksponert for risiko knyttet til usikkerhet og opportunistisk atferd hos andre aktører med motstridende interesser.

En vertikal integrasjon kan også sikre utnyttelse av stordriftsfordeler, for eksempel hindre duplisering av fellesaktiviteter som ressurser knyttet til administrasjon. Dette er særlig aktuelt dersom selskapene er små. Et skille mellom nett og produksjon kan medføre at det må bygges to administrative enheter som har ansvaret for hvert sitt selskap i stedet for en administrasjon, og kan også føre til at andre former for sentrale funksjoner må dupliseres.

3.8.3 Ulemper med integrasjon: Ineffektiv tilpasning (mangel på nøytralitet)

Risiko for kryssubsidiering og ineffektiv konkurranse – generelt

Vertikal integrasjon vil innebære at den aktuelle bedriften er aktiv i sin monopolvirksomhet, det vil si nettvirksomheten, samt i konkurranseutsatt virksomhet. Etter dagens regler i energiloven vil sistnevnte være produksjon og salg av kraft. Men den konkurranseutsatte virksomheten kan også være andre former for aktiviteter, som for eksempel salg av produkter som kabel-TV-abonnement og internett (ved utbygging av fibernett).

En tett integrasjon mellom monopol- og konkurransedel kan føre til mangel på nøytralitet og derigjennom vridninger i konkurransen og en mindre effektiv ressursbruk for samfunnet. Selskapet kan finne det lønnsomt å konkurrere hardt i konkurransedelen, og la monopolaktiviteten belastes med en uforholdsmessig stor andel av kostnadene for selskapet totalt sett. Det kan derved ved hjelp av kryssubsidiering sikre en sterk stilling i konkurransemarkedet, og derigjennom på lang sikt gjøre det mindre attraktivt for andre å etablere seg i markedet. Prisen kan følgelig på kort sikt være lavere enn den burde være ut fra en kostnadsbasert prising, mens mangel på nyetablering kan bety at prisen på lang sikt blir for høy.

25 Holdup-problemet består i at den ene aktøren ikke vet med sikkerhet om den andre aktøren faktisk gjennomfører den investeringen som den har planlagt. Gitt usikkerheten ved at en ikke kontrollerer den andre aktørens investeringsbeslutning, vil en lett kunne ende opp med selv å utsette og i verste fall å skrinlegge sine egne investeringsplaner.

Kryssubsidiering mellom konkurranseutsatt virksomhet og nettvirksomhet kan påføre samfunnet store kostnader, og kan finne sted både i vertikalt integrerte energiselskap og i funksjonelt adskilte selskap i konsern. Det er særlig i de tilfeller der konkurransen ikke fungerer tilfredsstillende i konkurransemarkedet at det er grunn til å frykte at kryssubsidieringen kan lede til et tap for samfunnet. I det følgende beskriver vi eksempler på mulig kryssubsidiering i nettvirksomheten.

Sluttbrukermarkedet

Nettvirksomheten har i mange sammenhenger mulighet til bevisst eller ubevisst å utnytte sin monopolsituasjon til å gi egen omsetning konkurransefordeler sammenliknet med konkurrerende virksomheter.

Integrerte kundeinformasjonssystemer og felles fakturering er eksempler på forhold som kan gi integrert kraftomsetning fordeler. Felles fakturering av nettjenester og kraftomsetning ses generelt på som et gode for kundene og er dermed en konkurransefordel for de kraftleverandører som kan tilby dette. Erfaringer viser imidlertid at det er vanskelig for en ekstern kraftleverandør å få til velfungerende systemer for felles fakturering med nettvirksomheter, siden dette krever en eller annen form for systemmessig integrasjon med nettvirksomheten. Felles fakturering er derfor noe som i hovedsak tilbys av nettvirksomhet og kraftomsetning i samme selskap eller konsern. Disse kraftleverandørene oppnår dermed både en fordel i form å kunne tilby felles fakturering som en tjeneste, men også en fordel i at kostnaden knyttet til fakturering kan deles mellom de to virksomhetene.

Et annet eksempel på konkurransefortrinn som integrert kraftomsetning oppnår er felles merkevare. Som følge av at vertikalt integrert kraftomsetning som oftest har identisk eller nær identisk navn og logo som nettvirksomheten, oppnår de markedsføringsmessige konkurransefortrinn.

Et særskilt område de senere årene har vært selskapenes sammenblanding av informasjonen til kundene på internett. Her er det ikke uvanlig at det sammen med informasjonen om nettvirksomheten også fremgår informasjon om egen kraftomsetning.

Det kan være muligheter for konkurransevridning ved innføring av AMS. Ved montasje vil det være interessant å tilby tilleggstjenester for andre deler av kraftkonsernet. Enkelte aktører kan derfor tenkes å få konkurransefortrinn på grunn av nettselskapets organisering. I den grad nettselskapet tilbyr tilleggstjenester som skal gi kunden informasjon om energibruk, tariffer og priser, vil det være utfordrende å gjøre dette uten at nøytraliteten trues. Dette omfatter også kraftleverandørenes mulighet til å tilby kontrakter til kunder med AMS i tiden frem til innføringsfristen utløper, siden det ikke er kjent for uavhengige kraftleverandører hvilke kunder som har fått AMS. Dersom nettselskapet samarbeider med integrert kraftleverandør, må de tilby samme mulighet til alle andre kraftleverandører. Videre vil samme utfordring oppstå dersom løsningene utvikles på basis av informasjon som kun er tilgjengelig for de som er integrert med nettselskapet.

Engrosmarkedet - produksjon

En integrasjon av nett og produksjon kan skape særskilte problemer. Eksempler på dette kan oppstå i forbindelse med fordeling av ledig kapasitet, beslutninger i drift, informasjon om andre aktørers adferd og strategi for investeringer i nettet. På kort sikt kan selskapet, dersom det for eksempel påvirker hvem sin produksjon som kobles inn på et gitt tidspunkt, begunstige egen produksjon. Hvis det betyr at et annet selskaps produksjon ikke kobles inn, vil det være et samfunnsøkonomisk problem dersom eget selskap ikke er den mest effektive produsenten på dette tidspunktet.

Spørsmålet om nøytralitet i driften varierer mellom nettnivåene. For sentral- og regionalnettet kan det ikke gjennomføres koblinger eller driftsstanser som berører andre nettkonsesjonærer og produsenter uten vedtak fra systemansvarlig. Dette er et svært viktig virkemiddel for å ivareta nøytraliteten og sikre et effektivt engrosmarked. I distribusjonsnettet er driftsbeslutninger det enkelte nettselskapets ansvar. I selskap med både nett og produksjon vil det normalt være en felles driftssentral for drift av både nett og produksjon. Også i konsern er det eksempler på at nett og produksjon styres fra en felles driftssentral. Produksjon som driftes i nær tilknytning til nettet vil også kunne oppnå en informasjonsfordel. Dette gjelder både informasjon om nettet, men også informasjon om andre aktørers adferd.

På lang sikt kan beslutninger om utbygging av nettet, og ikke minst beslutninger om å ikke bygge ut, påvirkes av hvordan dette slår ut for dens egen produksjon. For eksempel kan nettvirksomheten ha incentiver til å velge de nettløsningene som påfører egen produksjon laveste kostnader, men som samlet sett ikke er den mest kostnadseffektive nettutbyggingen. Selskapet vil kunne oppleve noe lavere avkastning i nettvirksomheten, men merkostnaden ved at det ikke er det mest lønnsomme alternativet som gjennomføres vil i all hovedsak måtte dekkes av forbrukskundene i området. Samfunnsøkonomisk er det en klar fordel at nettutvidelser skjer innenfor rammen av nøytralitet og ikke-diskriminering.

Ved tilknytning av ny produksjon vil integrerte selskap ha incentiver til å fordele ledig kapasitet til egen produksjon. Fordelen for produksjon er dermed at den slipper å betale et eventuelt anleggsbidrag for forsterkning av nettet, og unngår å måtte vente med å tilknytte seg i påvente av at nødvendige investeringer gjennomføres. Gjeldende praksis innebærer at ledig kapasitet i nettet fordeles til ny produksjon etter "først til mølla"-prinsippet. Dersom det er flere som ønsker tilknytning skal nettselskapet ha objektive og ikke-diskriminerende kriterier for å bestemme hvem som kom først. Det er samtidig vanskelig for myndighetene å kontrollere at all ny produksjon likebehandles ved fordeling av ledig kapasitet. I regionalnettet vil det gjennom kraftsystemutredninger og konsesjonsbehandlingen til en viss grad være anledning for myndighetene til å avdekke at det ikke er de mest kostnadseffektive løsningene som velges. For distribusjonsnettet foreligger det imidlertid ingen koordinert kraftsystemutredning og anleggene konsesjonsbehandles ikke. Det er derfor svært vanskelig for myndighetene å avdekke om nettvirksomhetens investeringer påvirkes av uklare skiller mellom nett og produksjon.

Annen virksomhet

Faren for kryssubsidiering dreier seg ikke bare om forholdet til produksjon og omsetning av kraft, men også om annen konkurranseutsatt virksomhet. Gruppen viser til OEDs høringsnotat av 28. juni 2005 om endringer i energiloven. Departementet uttalte følgende: *"Hensynet til å unngå uønsket sammenblanding mellom nettvirksomhet og annen virksomhet, kan tale for at slik virksomhet, på linje med produksjon og omsetning av elektrisk energi, ikke bør drives sammen med nettvirksomheten i samme juridiske enhet. For eksempel er insentivene til kryssubsidiering i prinsippet også til stede når det gjelder annen virksomhet. På en annen side kan det også være fordeler ved at annen virksomhet ses i sammenheng med nettvirksomheten fordi det ut fra et samfunnsøkonomisk synspunkt kan være gunstig. Et eksempel kan være investering i annen infrastruktur for energi."* Departementet uttalte videre at slik annen virksomhet kan deles i to hovedgrupper: Energirelatert virksomhet utenom kraft, for eksempel fjernvarme og gassdistribusjon, og mer sideordnet virksomhet som bredbånd, sikkerhetstjenester, konsulenttjenester mv. Departementet foreslo i dette høringsnotatet en forskriftshjemmel om å kunne stille krav om å holde all annen virksomhet uavhengig av nettvirksomhet. I Ot. prp. nr. 61 (2005-2006) ble dette likevel ikke fulgt opp.

Barriere for strukturendringer

Optimal størrelse og struktur for produksjon, omsetning og nett er forskjellig. Forekomsten av stordriftsfordeler varierer mellom områdene, og en rasjonell utvikling tilsier at virksomhetsområdene bør kunne utvikles uavhengig av hverandre. Dagens integrerte selskapsstrukturer kan være til hinder for en rasjonell utvikling dersom vannkraftproduksjon er involvert. Det er formelt sett ingen restriksjoner på eierskapet i norske nettselskaper, i motsetning til hva som er tilfelle for vannkraftproduksjon, der industrikonsesjonslovens regler om offentlig eierskap setter grenser for privat eierskap i alle vannkraftverk over en viss størrelse.[26] I den grad eierne ikke vurderer utvikling av nettvirksomheten separat, kan restriksjoner på eierskapet i vannkraftverk utelukke strukturendringer som ville ha vært optimale vurdert i et nettperspektiv.

Kompliserte avtaleforhold knyttet til konsesjonskraft og andre kraftrettigheter kan være en utfordring uavhengig av annen virksomhet for øvrig. Prinsipielt bør det være mulig å skille ut slike avtaler og rettigheter før en eventuell nettfusjon, men i praksis kan det være vanskelig.

Målkonflikter og manglende oppmerksomhet om nettet

Hvis målsettingen for det integrerte selskapet skiller seg fra rene bedriftsøkonomiske hensyn, kan det forsterke det samfunnsøkonomiske problemet forbundet med en vridning i tilpasningen. Dette er grundig forklart i von der Fehr et al. (2005), som gir en rekke eksempler fra norske virksomheter. De viser til at offentlige eiere ofte kan ha andre målsettinger enn størst mulig langsiktig fortjeneste, blant annet spesifikke ønsker om størrelse og vekst for selskapet. Dette er relevant for nettselskaper, jf. beskrivelsen av integrerte selskaper som satser på utbygging av fiber og som er aktive i entreprenørmarkedet. Dette kan gi en ineffektiv bruk av ressurser for samfunnet, dels fordi for mye ressurser benyttes på andre virksomheter enn selve nettet og dels ved at det fører til redusert konkurranse i konkurranseutsatt virksomhet.

Et integrert selskap vil innebære at ledelsen ikke vil kunne utnytte spesialiseringseffekter, som er gevinster som oppstår når selskapets ledelse konsentrerer seg om ett virksomhetsområde. For eksempel krever nett- og produksjonsvirksomhet tildels ulik organisering og kompetanse, hvilket gir grunnlag for spesialiseringsfordeler dersom en skiller eierskapet for disse virksomhetene.

Mer omfattende regulering

Integrerte selskaper, også de som er organisert som konsern, skaper større utfordringer for regulator enn tilfellet ville vært med rene nettselskap. Det er mer utfordrende å få frembrakt eksakt informasjon for nettvirksomheten, som er den som skal reguleres. Det kan føre til en ressurskrevende og lite effektiv regulering.

Integrasjon mellom nettvirksomhet og kraftomsetning gjør det utfordrende for myndighetene å kontrollere at nettselskapenes nøytralitet overholdes. For eksempel er det vanskelig å kontrollere at kundebehandlere i et felles kundesenter mellom nettvirksomheten og kraftomsetningen til enhver tid opptrer som nøytrale representanter for nettselskapet, og at de ikke legger til rette for at integrert kraftomsetning oppnår en fordel når en kunde tar kontakt. Eksempler på fordeler kan være, at kunden mottar informasjon eller tilbud om kraftleveringsavtale, ved kontakt med nettselskapet.

Til tross for at NVE har lagt stor vekt på nettselskapenes nøytralitet i sluttbrukermarkedet siden innføringen av energiloven, avdekkes det fortsatt mange avvik i forbindelse med NVEs tilsyn med nettselskapene. De aller fleste avvikene dreier seg om manglende skille mellom informasjon fra kraftleverandører og nettselskap på internett, og generelt manglende rutiner for overholdelse av nøytralitetsplikten. I perioden 2010-2012[27] har NVE hatt både stedlige revisjoner hos nettselskapene og gjennomført internett-tilsyn og skriftlige tilsyn. Til sammen er det i perioden gjennomført om lag 180 tilsyn, hvor det er avdekket over 1000 avvik.

26 Grenseverdien går ved "vannfall (fall eller stryk) som ved regulering antas å kunne utbringes til mer enn 4.000 naturhestekrefter, enten alene, eller i forbindelse med andre vannfall" (industrikonsesjonsloven § 1).

27 2010: 2010: 9 revisjoner (stedlige) - 34 avvik. 21 internett-tilsyn - 90 avvik.
2011: 10 revisjoner (stedlige) – 44 avvik. 4 internett-tilsyn – 19 avvik.
2012: 126 skriftlige tilsyn (egenrapportering) – 993 (!) avvik. 9 internett-tilsyn: 28 avvik.
2008: Overtredelsesgebyr på 500 000 til Agder Energi Nett AS for brudd på nøytralitetsplikten

3.9 Oppsummering

For at nettet på lang sikt skal kunne løse sine oppgaver knyttet til investeringer, kostnadseffektivitet og utvikling av et smartere nett, er det gruppens vurdering at de viktigste utfordringene ved dagens nettorganisering er:

- Mye tilsier at dagens nettorganisering ikke er egnet til å sikre at de omfattende investeringene i nettet blir gjennomført på en samfunnsøkonomisk optimal måte. Dette har sammenheng med at vi har mange nettselskaper og nettnivåer, og som skaper mange grenseflater. Det er også usikkert om selskapene greier å tiltrekke seg den nødvendige kompetansen, særlig i de små selskapene.
- En fragmentert nettstruktur begrenser mulighetene for å realisere stordriftsfordeler. Det kan bety at tariffene som nettkundene betaler blir høyere enn de burde være.
- Eierskapet i norske nettselskaper er i varierende grad innrettet mot nettvirksomhetens behov og preget av andre lokale mål utover det å levere strøm til sluttbrukerne til lavest mulige kostnader og med høy kvalitet. Slike mål utgjør også ofte en barriere mot strukturendringer.
- Kapitaltilgang blir en utfordring for enkelte selskap. En lite fleksibel utbyttepolitikk fra eierne kan bidra til dette. Manglende tjenlige verktøy for å ta pant i nettet kan gi dårligere lånebetingelser. Større selskap har større muligheter blant annet i obligasjonsmarkedet.
- En stor andel kraftselskaper uten selskapsmessig og funksjonelt skille innebærer en fare for uheldig sammenblanding av nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet. Det kan skape problemer både med hensyn til investeringer og systemdrift, og føre til for høye nettkostnader samfunnsøkonomisk sett.

4 En hensiktsmessig nettorganisering

4.1 Innledning

Mandatet for ekspertgruppen er å vurdere en hensiktsmessig nettorganisering på bakgrunn av en drøfting av hvilke oppgaver nettet skal løse på lang sikt. På et overordnet nivå er oppgaven for nettet å sørge for sikker leveranse av strøm til sluttbrukerne til lavest mulige kostnader. Av denne overordnede oppgaven kan det avledes mer konkrete oppgaver som blant annet dreier seg om å sikre tilstrekkelige investeringer, ha en riktig beredskap og sørge for en effektiv systemdrift.

Nåsituasjonen i det norske strømnettet er tilfredsstillende. Leveringspåliteligheten er jevnt forbedret siden 1990-tallet. Investeringene har økt siden 2007 i takt med utbyggingen av fornybar kraft og økende utskiftingsbehov i det eksisterende nettet. Drifts- og vedlikeholdskostnader har holdt seg relativt konstante.

Det er likevel flere forhold som tilsier at det er potensial for forbedringer i driften og utviklingen av nettet. Til tross for investeringsveksten er det behov for høye investeringer i flere år fremover. Det er viktig at det investeres riktig slik at nettkostnadene ikke øker mer enn nødvendig. Det har også vist seg at nettet er sårbart for ekstreme værsituasjoner, som stormen Dagmar i 2011. Videre observerer vi store variasjoner i avkastning på nettkapitalen, særlig blant de små selskapene. Det kan derfor reises spørsmål om nettvirksomheten drives optimalt, herunder om driften er kostnadseffektiv.

En ytterligere utfordring er at nettvirksomhet i fremtiden vil kreve langt mer enn en ren videreføring av dagens nett. Samfunnets krav til sikker strømforsyning øker. Småskala vannkraft og endringer i forbruket knyttet til smarte hus, AMS, elbiler og andre apparater som krever høyt effektuttak i korte perioder fører til at det oppstår nye systemdriftsutfordringer også på lavere nettnivåer. Nettselskapene må også være i stand til å nyttiggjøre seg nye teknologiske muligheter, utvikle et smartere nett og tilby et bredere spekter forretningsmessige kontrakter og tjenester. Utviklingen stiller også økte krav til nettselskapenes kompetanse.

Hvilke oppgaver nettet skal løse på sikt, har betydning for hva som vil være en hensiktsmessig nettorganisering. Det er ikke er opp til myndighetene å fastsette et bestemt mål for antall nettselskap. Eierne og selskapene må selv vurdere situasjonen for sin egen virksomhet. Det er heller ikke en entydig sammenheng mellom selskapsstørrelse og kostnadseffektivitet eller investeringer. Det er eksempler på små selskaper som gjør det svært godt og det er eksempler på større selskaper som henger etter. Det er likevel grunn til å tro at det er uutnyttede stordriftsfordeler i sektoren. Større enheter har også bedre muligheter for å tiltrekke seg nødvendig kompetanse. Det vil også redusere antall grenseflater mellom nettselskapene og dermed øke muligheten for at en lykkes med å foreta de samfunnsøkonomisk riktige investeringene. Mulige disincentiver for sammenslåinger bør derfor fjernes. Færre og større nettselskaper innebærer også mer harmoniserte tariffer, selv om tariffene ikke blir like.

I dette kapittelet drøfter vi nærmere de forholdene gruppen mener det bør legges vekt på for å utvikle en mer hensiktsmessig nettorganisering i årene fremover. På grunnlag av drøftingen foreslår vi tiltak og virkemidler som kan bidra til å realisere den ønskede organiseringen. Forslagene oppsummeres i neste kapittel. Utgangspunktet for drøftingen er at det ikke er ett enkelt virkemiddel som løser alle utfordringene. Som det fremgår av de foregående kapitlene, er utfordringene nettvirksomheten står overfor svært sammensatte. Et annet viktig moment er at den eksisterende virkemiddelbruken henger nøye sammen. Forslagene må derfor også vurderes i et helhetsperspektiv slik at ikke endringer får utilsiktede virkninger.

4.2 Økonomisk regulering

4.2.1 Investeringer

Som nevnt i kapittel 2 har NVE foretatt en rekke justeringer i den økonomiske reguleringen de siste årene for å stimulere til investeringer. Tidsetterslepet for investeringskostnader ble fjernet fra 2009, og NVE-renten ble økt fra 2013 for å gi høyere avkastning på kapital og stimulere til investeringer. De økte KILE-satsene fra 2015 innebærer også at selskapene straffes hardere for å la nettet forfalle. Dette styrker de generelle investeringsincentivene i reguleringen.

Gruppen har vurdert flere mulige endringsforslag og konkludert med at det er vanskelig å finne virkemidler som løser utfordringene og som ikke samtidig fører til svekket effektivitet på andre måter. Endring i aldersprofilen på kapitalkostnadene i inntektsrammene kan for eksempel svekke incentivvirkningene av KILE-ordningen. Videre er det betydelige praktiske utfordringer ved å lage en mer presis ordning for anleggsbidrag. Endringer i reguleringen for å sikre en bedre koordinering mellom nettnivåer og mellom selskap på samme nivå er vanskelige å gjennomføre som følge av komplekse nytte- og kostnadsforhold som ikke lar seg implementere på noen enkel måte gjennom økonomiske reguleringsmekanismer. Det siste har også sammenheng med den mer generelle problemstillingen at det ikke er alle samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadsvirkninger som lar seg tallfeste på noen praktisk måte i reguleringssammenheng.

Gruppen viser i denne sammenhengen også til tidligere analyser og utredninger gjennomført av Nils-Henrik Mørch von der Fehr (von der Fehr, 2010), NVE og ulike konsulent- og forskningsmiljøer (NVE, 2005, 2010, gir en oversikt over resultater og litteraturreferanser).

I stedet for endringer i den økonomiske reguleringen bør løsninger søkes gjennom andre regulatoriske virkemidler, som drøftes nærmere nedenfor (DSO og endringer i tilknytningsplikten).

4.2.2 Kostnadseffektivitet

NVEs økonomiske regulering er trolig den viktigste enkeltfaktoren for å stimulere til kostnadseffektivitet, som beskrevet i kapittel 2 og 3.

Kostnadsnormen utgjør 60 prosent av grunnlaget for inntektsrammen i dag. Gruppen foreslår at kostnadsnormens andel økes til 70 prosent. Selskapenes egne kostnader får da mindre vekt ved fastsettelsen av inntektsrammen, og selskapene vil beholde en økt andel av gevinsten ved reduserte kostnader.

En endring fra 2014 er også at minimumsavkastningen reduseres fra to til null prosent for å hindre at selskap spekulerer i ordningen og dermed i realiteten befinner seg i et annet reguleringsregime (kost-pluss /avkastningsregulering). Vi mener at det er en fornuftig justering. Det bør overveies å fjerne minimumsavkastningen, men gruppen anbefaler å se an virkningen av denne endringen før man eventuelt går så langt som å fjerne den.

4.3 Distribusjonssystemoperatør (DSO)

4.3.1 Bakgrunn og eksterne innspill

Med mange konsesjonærer og beslutningstakere er effektiv koordinering mellom selskap og mellom nettnivåer vanskelig. Som det fremgår av kapittel 3 mener vi at dagens organisering av nettvirksomheten ikke er optimal for å realisere de samfunnsmessig mest rasjonelle nettinvesteringene. Organiseringen kan også gjøre driftsoppgaver mer krevende. Gruppens vurdering er at verken myndighetenes regulering eller samarbeid på tvers av konsesjonsgrenser og nettnivåer vil kunne avbøte dette strukturelle problemet fullt ut.

På europeisk nivå fremholdes manglende koordinering mellom nettoperatører som et hinder for å fremme utviklingen av et effektivt indre energimarked. I tredje energimarkedspakke er både et tydeligere skille mellom nett og produksjon/omsetning og en klargjøring av oppgaver og ansvar for nettoperatører innenfor transmisjons- og distribusjonsnett viktige elementer.

Både i gjennomføringen av andre energimarkedspakke og i OEDs høringsdokument fra høsten 2013 om tredje pakke, er det lagt til grunn at distribusjonssystemet består av både regional- og distribusjonsnett. Myndighetene skal utpeke, eller kreve at selskap som eier eller er ansvarlige for distribusjonssystemer, utpeker en eller flere distribusjonssystemoperatører (DSO) for en begrenset tidsperiode. Ved gjennomføringen av andre energimarkedspakke anså departementet at DSOens oppgaver harmoniserte med nettkonsesjonærenes oppgaver og at områdekonsesjonene følgelig var tilstrekkelig gjennomføring.

Etter departementets vurdering i høringsdokumentet av tredje energimarkedspakke vil det norske distribusjons- og regionalnettet kunne møte økte omstillingskrav og nye forventninger til hva nettet skal levere i årene fremover. Blant annet med bakgrunn i behovet for nettinvesteringer i perioden pekes det på at ikke alle områdekonsesjonærene vil være i stand til, eller se det som ønskelig å løfte de oppgavene som tilligger DSO. Som konsekvens av dette vurderer departementet om andre inndelinger enn dagens områdekonsesjonsordning kan være aktuelle som grunnlag for DSOer i fremtiden. For å oppfylle kravene i tredje elmarkedsdirektiv med mulighet til en klarere regulering av DSO i forskjellige områder av landet, er det foreslått en egen hjemmel for nærmere forskrifter om DSO i energiloven.

Ekspertgruppen har hatt møter med flere aktører og har mottatt en rekke innspill til arbeidet med rapporten særlig knyttet til denne problemstillingen.

Statnett har foreslått å innføre DSOer med utvidet konsesjon og ansvar for å utvikle og drive alt nett under sentralnettsnivå innenfor større geografiske områder. Forholdet mellom Statnett og DSOene foreslås regulert gjennom avtaler eller forskrift. Dette gjelder også utnyttelse av fleksibilitet i 22 kV-nettet gjennom automatisk utkobling av produksjon og forbruk. Statnett peker imidlertid på viktigheten av at det kun er en systemansvarlig for å unngå uklarheter om ansvarsforhold.

Energi Norge har i sitt innspill til ekspertgruppen påpekt følgende elementer som sentrale ved utvikling av en DSO-rolle i Norge:

Dagens anleggs- og områdekonsesjonærer (AOK), har ansvar, oppgaver, plikter og rettigheter som til enhver tid er gitt av konsesjoner, vilkår og forskrifter for sine anlegg/områder. Områdekonsesjonær oppfattes som DSO innenfor sitt område definert av områdekonsesjonen, men uten rettigheter og plikter utover dette. Anleggskonsesjonærer kan vanskelig oppfattes å ivareta en DSO rolle for et definert geografisk område og bør derfor koordineres i sammenheng med tilgrensende områdekonsesjonær, gjennom etablering av et gitt antall koordinerende DSOer.

Koordinerende DSOer gis en koordinatorrolle knyttet til å ivareta område-/regionvis system- og driftskoordinering, overordnet kraftsystemplanlegging og nettutvikling, overordnet beredskapsledelse og koordinering for området/regionen og eventuelt felles tarifferingsoppgaver for et større avgrenset geografisk område. En videre detaljering av oppgavene bør skje ut fra et hensiktsmessighetskriterium vurdert opp mot de nøytralitetskravene som legges til grunn.

Størrelse og antall bestemmes ut fra nettmessige og systemdriftsmessige kriterier, og hvilke nettdeler som naturlig hører sammen. Regionale forskjeller kan være med å avgjøre hvilken tilnærming som er mest hensiktsmessig. En sentral forutsetning for en slik definisjon er at alle selskap dette berører, er med i beslutningsprosessene som angår det respektive område.

Forholdet mellom anleggskonsesjonær, områdekonsesjonær, DSOer og koordinerende DSOer bør reguleres gjennom bilaterale avtaler mellom selskapene og/eller gjennom tilpasninger i lov, forskrift og konsesjonsvilkår.

Det organisatoriske ansvaret for de koordinerende DSO funksjonene kan ivaretas gjennom at ett selskap i den aktuelle region får en slik rolle, slik en også har erfaring med fra blant annet beredskaps- og planarbeidet i dag. Et supplement til en slik modell kan være at det gis adgang til at flere nettselskaper i et relevant område etablerer et felles selskap som har ansvar for disse DSO-funksjonene.

Det er i dag ikke samsvar mellom systemansvarlig sitt regelverk, praktiseringen av dette regelverket og de praktiske behov. Etablering av en modell med et avgrenset antall koordinerende DSO enheter legger til rette for å redusere TSOens kontrollområde. Det blir færre koordineringsflater å forholde seg til for TSOen, og ansvar og oppgaver kan tilpasses mellom TSO og koordinerende DSO på en mer optimal måte enn i dag.

Det bør foretas en kritisk gjennomgang av forskriften om systemansvaret med sikte på å tilrettelegge for en effektiv og

optimal drift av kraftsystemet, hvor ansvar og oppgaver er hensiktsmessig fordelt mellom TSO og koordinerende DSO.

Lokale nettselskaper er betydelige bidragsytere til lokalsamfunnet for flere kommuner og lokalsamfunn. Det bør derfor søkes løsninger som ivaretar de lokale og regionale interessene og behov og legge til rette for gode prosesser og tilpasninger, som sikrer en frivillig og god fremtidig utvikling.

En gruppe bestående av 12 regionale kraftselskaper, den såkalte R12-gruppen, har i sitt innspill til ekspertgruppen uttalt støtte til OEDs høringsforslag om DSO. R12-gruppen mener at et godt definert skille mellom transmisjon og distribusjon bidrar til en klar rollefordeling mellom Statnett og de andre nettselskapene. Dagens regional og distribusjonsnett henger nøye sammen funksjonelt. De mener at det er en rekke gevinster ved å betrakte dette nettet samlet. En driftssentral med oversikt over hele nettet i området vil bedre og mer effektivt kunne omdirigere forsyning og planlegge gjenoppretting, utnytte fordelen av å bruke samme mannskap, beredskapsstyrke og kontrollapparat ved uvær og utfall.

Etter R12-gruppens forslag skal Statnett fortsatt være systemansvarlig i hele nettet, og eneste aktør som kan gi produsenter og uttakskunder pålegg knyttet til systemansvaret. R12-gruppen mener at DSOer kan utføre konkrete oppgaver i regionen etter pålegg eller delegering fra Statnett. R12-gruppen peker på at i praksis utfører enkelte regionale nettselskaper allerede i dag enkelte oppgaver som ligger under systemansvaret, i samarbeid med Statnett. R12-gruppen foreslår at etablert praksis videreføres tydeligere og mer formalisert gjennom etablering av sterke DSOer.

R12-gruppen viser også til at samordnet vurdering av investeringer på tvers av spenningsnivå vil gi mer effektiv utvikling av nettet. Ved å la et mindre antall regionale aktører få dette ansvaret vil videre Statnett kunne koordinere sin planlegging og investering vesentlig enklere og mer effektivt. R12-gruppen mener at DSOen ikke skal kunne pålegge andre nettselskaper i samme region investeringer, men at dette løses i en samordnet planprosess, hvor det ved uenighet om investeringsbehov tilligger NVE å ta beslutning. DSO-rollen må, ifølge R12-gruppen, ivaretas av eiere og selskaper som både har kompetanse og motivasjon for rollen.

Defo har i sitt innspill påpekt at med store investeringer fremover er det viktig at landets netteiere driver nettet så kostnadseffektivt som mulig. Samtidig må leveringskvaliteten og beredskapen opprettholdes på et høyt nivå. Defo viser til at selskapenes investeringsevne ikke er avhengig av størrelsen på selskapet. Det avgjørende er NVEs inntektsrammer satt opp mot selskapets nett, oppgaver og det enkelte selskapets evne til å drive kostnadseffektivt.

Defo argumenterer for at den beste løsningen er at nettselskapene går sammen i allianser hvor det kan tas ut synergieffekter og et effektivt samarbeid på en rekke områder, samtidig som selskapene kan ivareta leveringssikkerhet og beredskap med sin lokale kjennskap til nettet og dets kunder. Det vises til at flere av Defos medlemmer allerede er i ferd med å inngå denne typen allianser.

Defo mener at dagens organisering, der Statnett som TSO har systemansvaret for hele kraftsystemet, er en god ordning som bør fortsette. Videre uttrykker Defo skepsis til at oppgaver som i dag ligger hos Statnett overføres til noen underliggende DSOer. Defo mener Statnett forvalter sin oppgave som TSO på en god måte og de eventuelle nøytralitetsutfordringer Statnett har, ivaretas tilfredsstillende. Dersom oppgaver av forvaltningslignende karakter skal legges til noen underliggende DSOer, mener Defo det vil kunne møte et krav om eiermessig skille i disse selskapene.

KS Bedrift har i møte med gruppen tatt til orde for liknende synspunkter som Defo og legger vekt på samarbeidsløsninger, lokal tilstedeværelse for beredskap og arbeidsplasser.

4.3.2 Etablering av DSOer

Gruppen mener at gode grunner taler for å gi utvalgte aktører et større ansvar for å koordinere investeringer innenfor større nettområder. Vi foreslår derfor at myndighetene peker ut et antall DSOer som gis ansvar og oppgaver med utgangspunkt i dagens KSU-ordning. KSU-ordningen slik vi kjenner den i dag erstattes følgelig av en ny DSO-ordning.

Etablering av DSOer med et utvidet ansvar i forhold til dagens KSU, bør sikre bedre samordning og koordinering på tvers av konsesjonsgrenser og nettnivåer, og gi mer kostnadseffektive investeringer. Erfaringen frem til i dag tilsier at samarbeid alene ikke kan løse dette koordineringsproblemet. Det er flere eksempler på at de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene ikke realiseres, fordi de går på tvers av konsesjonsområder, på tvers av nettnivå, eller krever investeringer i en annen konsesjonærs nett.

Det er behov for i større grad å se anlegg i regional- og distribusjonsnett under ett. I regionalnettet sikrer ordningen med kraftsystemutredninger en helhetlig planlegging av nettet innenfor definerte regioner. I distribusjonsnettet ses investeringer isolert uten sammenheng med omkringliggende nett. Selv om områdekonsesjonærer skal informere dagens KSU-anvarlige, med formål å sikre en koordinering, mener gruppen det er behov for sterkere tiltak for å sikre overordnet vurdering av alternative tiltak i nettet i et område, og se tiltak som burde gjennomføres, i en større sammenheng.

Generelt vil overføring av oppgaver til en DSO som griper inn i andre aktørers beslutninger gi nøytralitetsutfordringer. Gruppen har derfor vurdert alternativer til en DSO. Vi har blant annet vurdert å opprette et uavhengig selskap med ansvar for drift og nettutviklingsplaner, en form for ISO for det som i dag er definert som regional- og distribusjonsnettet. En slik løsning vil imidlertid kunne by på en rekke utfordringer. Spesielt vil oppbyggingen av nye regionale enheter forutsette tilgang på informasjon og kompetanse. Dette kan gi økte kostnader, og være utfordrende i et allerede presset arbeidsmarked for denne type kompetanse. Gruppen har også vurdert om Statnett kunne hatt en slik rolle, men kommet til at det vil være en uheldig sammenblanding av roller.

4.3.3 DSOenes ansvar – planlegging og koordinering

Som redegjort for i kapittel 2, har NVE ved enkeltvedtak utpekt 17 utredningsansvarlige i kraftsystemet, som i hovedsak følger grensene til de tidligere fylkesenergiverkene. I tillegg er sentralnettet definert som et eget KSU-område.

Kraftsystemutredningene skal bidra til å belyse behovet

for tiltak og endringer i kraftsystemet. I utredningsdokumentet skal mulige scenarioer i behov for overføringskapasitet i dagens regionalnett beskrives, innenfor en tidshorisont på minst 20 år. Ut fra dette skal alle forventede investeringer beskrives og begrunnes. Det skal videre gjøres en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av alle forventede investeringer og av alternative løsninger. Forventet tidspunkt for når anleggenes settes i drift og konsekvenser ved forsinkelser skal fremkomme. Etter dagens forskrift skal område- og anleggskonsesjonærer gi KSU-ansvarlig informasjon om sine anlegg som er nødvendig for dagens kraftsystemutredninger.

Gruppen mener som nevnt at en ny ordning med DSOer bør bygge på og videreutvikle dagens KSU-ordning. DSOens ansvar for planlegging og koordinering bør omfatte både anleggs- og områdekonsesjonærer innenfor en region, som i dagens KSU-ordning. DSOene gis i tillegg et utvidet ansvar for koordinering på tvers av områdekonsesjonærers nett og et nytt ansvar for å rangere alternative investeringstiltak ut fra en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering.

Et utvidet ansvar for koordinering av utbygging og investering vil innebære at DSOene må innhente mer informasjon om områdekonsesjonærenes planer om utvikling av egne nett, for å sikre mulighet til å påvirke slik utbygging der det anses nødvendig. Gruppen vil anta at utbygging med spenningsnivå opp til 22 kV fremdeles kan behandles etter plan- og bygningslovens regler som i dag, så lenge planene koordineres med DSOenes ansvar for den overordnede planleggingen av nettet. Se imidlertid under om rangering av alternative investeringer. DSOens ansvar for utredninger i distribusjonsnettet vil særlig være viktig for å bidra til koordinering av investeringstiltak for å gi nettilknytning av ny småkraft. Det utvidede ansvaret vil også bidra til bedre samordning av mulige tiltak på tvers av områdekonsesjonsgrenser ved behov for investeringer for å øke forsyningssikkerheten.

Ansvar for å rangere alternative investeringer

Formålet med dagens KSU-ordning er først og fremst å gi et kunnskapsgrunnlag for NVEs konsesjonsbehandling av regional- og sentralnettsanlegg. NVE kan pålegge søker og KSU-ansvarlig å utrede andre investeringsalternativer, inkludert investeringer på andre nettnivå og i andre konsesjonærers nett, men NVE har ingen hjemmel til å pålegge verken søknad om konsesjon eller gjennomføring av en konkret investering. I tillegg har verken KSU-ansvarlige eller NVE virkemidler til å kunne prioritere mellom investeringstiltakene eller på annen måte sikre at de viktigste investeringene gjennomføres først.

Gruppen foreslår å gi DSOene et mandat til å utrede behov for investeringer og ansvar for å foreta rangering av alternative tiltak basert på en samfunnsøkonomisk vurdering. En rangering av alternativer vil bidra til å avklare hvilket tiltak som bør realiseres. Når det innenfor samme område er flere konsesjonærer fordelt på ulike nettnivåer, vil DSOens oppgave være å samordne informasjon for å vurdere det mest rasjonelle tiltaket.

DSOens ansvar for å koordinere planlegging og rangering av tiltak i et større utredningsområde, skal etter gruppens syn ikke gripe inn i berørte anleggs- og områdekonsesjonærers rettigheter og plikter etter energiloven knyttet til gjennomføring av investeringer. Det vil fortsatt være den enkelte konsesjonær som er ansvarlig for å sørge for nødvendig konsesjonsbehandling eller behandling etter plan- og bygningsloven før investeringer kan gjennomføres.

At en DSO gis ansvar for å rangere alternative investeringer reiser imidlertid spørsmål om nøytralitet. DSOene vil kunne ha incentiver til å rangere investeringstiltak i andres nett høyere enn tiltak i eget nett dersom andre tar kostnaden og nytten tilfaller DSOen. Dette gjelder eksempelvis der investeringer i andre konsesjonærers nett bidrar til å redusere DSOens egne forventede KILE-kostnader.

DSOen kan ønske å eie så mye nett som mulig for å øke avkastningsgrunnlaget. I slike tilfeller vil DSOen ha incentiv til å rangere tiltak i andres nett lavere. DSOen kan videre ha incentiver til å prioritere tiltak i nettet som favoriserer egen produksjon fremfor andre produsenter.

Hensynet til nøytralitet tilsier at det må fastsettes klare kriterier for rangering av ulike tiltak, basert på samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Nøytralitetshensyn vil til en viss grad kunne ivaretas ved at tvistesaker må kunne bringes inn for NVE. Både DSO og andre berørte aktører vil dermed på få anledning til å argumentere for hva de mener bør legges til grunn for rangeringen. Tilsyns- og kontrollvirksomheten til NVE vil måtte styrkes ved klarere krav og kriterier for nøytral opptreden, som nevnt over. Videre bør NVE ha løpende tilsyn med DSOenes utførelse av koordineringsrollen for å sikre at hensynet til nøytralitet er ivaretatt.

En annen innvending mot forslaget om å gi DSOer ansvaret for å rangere alternative investeringer, er at det kan virke kostnadsdrivende. De andre selskapene i DSO-områdene kan ha behov for egne analyser for å vurdere om løsninger foreslått av DSO faktisk er de mest rasjonelle, særlig ved forslag som gjelder andres nett. Nettselskapene gjennomfører imidlertid også i dag utredninger av hvilke nettforsterkninger som er rasjonelle å gjennomføre, og det er ikke entydig hvordan forslaget påvirker de samlede kostnadene knyttet til nettutredninger.

Plikt til å investere

Gruppen anbefaler, at konsesjonærenes plikt til å gjennomføre det prosjektet DSOen rangerer som det mest rasjonelle tiltaket, lovfestes med ny bestemmelse i energiloven. Bestemmelsen utformes tilsvarende tilknytningsplikten, det vil si at konsesjonærene har plikt til å utrede, søke og eventuelt investere uten ugrunnet opphold i samsvar med anbefaling fra DSO og eventuelt pålegg fra NVE.

Generelt bør område- og anleggskonsesjonærene ha ansvar for å gjennomføre investeringer og forsterke eksisterende anlegg. For investeringer i nye anlegg bør ansvaret for investering som er tett integrert med eksisterende nett ligge hos den som eier det eksisterende nettet. I de tilfeller det ikke er en entydig eier/konsesjonær som kan utpekes som ansvarlig for investeringen, mener vi at ansvaret for å vurdere hvem som mest hensiktsmessig bør ha plikt til å investere kan ligge hos DSO'en.

Det vil til enhver tid være den anleggs- eller områdekonsesjonæren som har plikt til å investere som er ansvarlig for å sørge for nødvendige konsesjoner etter energiloven eller tillatelser etter plan- og bygningsloven. I de tilfeller

myndighetene, i forbindelse med konsesjonsbehandlingen, likevel mener at det ikke er grunnlag for å gjennomføre det konkrete tiltaket, eller det ikke gis nødvendige tillatelser etter plan- og bygningsloven, faller plikten til å investere bort.

Ved uenighet mellom berørt konsesjonær og DSOen om vurdering av hvilke tiltak som bør gjennomføres, bringes saken inn for NVE i forkant av konsesjonsbehandlingen. For å unngå unødvendig byråkrati og saksbehandlingstid bør NVE kun involveres ved uenighet om DSOens vurdering. Hovedregelen må fortsatt være at den enkelte konsesjonær skal fatte beslutning om investering i tråd med de rangeringer DSOen foretar i sin utredning av områdets behov for utvikling. Plikten til å foreta nødvendige investeringer for å sikre det mest samfunnsmessig rasjonelle tiltaket har den enkelte konsesjonær, men NVE avgjør ansvaret for investering dersom konsesjonæren er uenig i DSOens beslutning. Det er ikke et mål at NVE skal involveres i og ta beslutning om ansvaret for hver enkelt investering.

Innføring av en generell plikt til å gjennomføre det mest samfunnsmessig rasjonelle tiltaket vil bidra til å løse dagens utfordring knyttet til å gi riktige incentiver til å gjennomføre investeringer på tvers. Bestemmelsen må i tillegg utformes slik at den sikrer at når det mest rasjonelle tiltaket er kartlagt, så skal alternative tiltak ikke gjennomføres.

4.3.4 Praktisk gjennomføring

Gruppens forslag innebærer at det utpekes DSOer som i første omgang får et utvidet ansvar for koordinert planlegging og rangering av investeringer i det som i dag er regional- og distribusjonsnett. Etter gjeldende forskrift skal område- og anleggskonsesjonærer gi den informasjon om sine anlegg som er nødvendig for dagens kraftsystemutredninger. Dette vil være grunnlaget for DSOens rangering av investeringer. I tillegg vil det måtte innføres krav om at områdekonsesjonærene må gi informasjon om alternative tiltak på tvers av konsesjonsgrensene. Gruppen anbefaler at myndighetene på forhånd fastsetter klare kriterier som DSOen skal benytte ved rangering av investeringer. Dagens system med anleggs- og områdekonsesjoner for å eie, bygge og drive nettanlegg fortsetter under denne overbygningen og eksisterende anleggs- og områdekonsesjoner videreføres. Det vil derfor fortsatt være den enkelte konsesjonær som har det primære ansvaret, rettigheter og plikter knyttet til egne anlegg.

Gruppen anbefaler at anleggs- områdekonsesjonærers plikt til å investere i det tiltaket som DSOen identifiserer som mest rasjonelt lovfestes. Den enkelte anleggs- og områdekonsesjonær vil fortsatt måtte sørge for nødvendige konsesjoner og tillatelser for å kunne gjennomføre den aktuelle investeringen. Dersom det gis avslag på konsesjon etter energiloven eller ikke gis tillatelse etter plan- og bygningsloven bortfaller også plikten til å gjennomføre investeringen.

EUs tredje energimarkedspakke understøtter vurderingene som er gjort i dette kapittelet. Tredje elmarkedsdirektiv pålegger myndighetene å peke ut en eller flere distribusjonsnettsoperatører (DSOer) innenfor et gitt område med ansvar for å sørge for nettets tilgjengelighet på lang sikt, sørge for at nettets brukere ikke diskrimineres, skaffe informasjon om nettilknytting og vurdere energieffektivisering og etterspørselsfleksibilitet i planlegging av oppgradering/nedlegging av kapasitet. Ved gjennomføring i norsk rett er det en forutsetning at Norge også har utpekt DSOer i det som i dag omfattes av regionalnettet, hvor mye ny produksjon tilknyttes.

I forbindelse med høringen av endringer av energiloven som følge av tredje energimarkedspakke, foreslo departementet en hjemmel til å gi forskrifter om utpeking av anleggs- og områdekonsesjonær som operatør av distribusjonssystem, samt forskrifter om operatørens oppgaver og myndighet overfør aktører som helt eller delvis eier eller er tilknyttet nett. Dersom denne bestemmelsen vedtas, vil man ha en vid hjemmel til å gi forskrift hvor de nærmere enkeltheter og innholdet i en DSO-rolle kan fastsettes.

For de selskapene som utpekes som DSO vil det påløpe noe kostnader knyttet til utførelse av DSO-oppgavene. Selskap som i dag er utpekt som KSU-ansvarlige får fullt ut dekket "KSU-kostnadene" gjennom inntektsrammen. Vi mener at tilsvarende bør gjelde for DSOene.

Ved implementering av EUs andre energimarkedspakke ble områdekonsesjonærer ansett som DSOer i direktivets forstand. Gruppen foreslår, i tråd med forslaget i tredje energimarkedspakke, at myndighetene formelt utpeker DSOer med ansvar som vil være nærmere regulert i lov og forskrift, jf. over, enten gjennom enkeltvedtak eller konsesjon, og med vilkår. Til sammenlikning kan vises til Statnett som er utpekt som TSO ved konsesjon for systemansvaret.

Figur 18: Dagens KSU-områder
Kilde: NVE

Vi anbefaler at DSOene etableres ved at myndighetene innenfor hensiktsmessige områder utpeker en større regional aktør som får ansvar for koordinering av investeringer og som kan ivareta rollen som regional koordinator som omtalt.

Det foreslås å ta utgangspunkt i dagens KSU-områder ved utpeking av DSOene. Som det fremgår av figuren under følger dagens områder i all hovedsak fylkesgrensene.

Gruppen mener at områdene må gjennomgås på nytt og ses i sammenheng med distribusjonsnettet. Områdene bør i størst mulig grad henge sammen nettmessig. Tilliggende områder kan slås sammen der hvor det er hensiktsmessig.

4.3.5 Systemdrift og smarte nett

Som omtalt i kapittel 1 forventes en betydelig økning i andelen av uregulert kraft i distribusjonsnettet frem mot 2020 med innfasing av mer ny kraftproduksjon. I tillegg tar forbrukerne i bruk nye produkter som induksjonsovner, gjennomstrømningsvannvarmere, hurtigladning av elbiler mv., som alle har det til felles at de bruker mye effekt, men lite energi. Nye byggeforskrifter vil gjøre hus mer energieffektive, og avanserte energieffektiviseringsløsninger gjør det mulig å styre nettets last (forbruk). I tillegg vil kunder bli både produsenter (solceller m.m) og forbrukere, og kundenes krav til leveringskvalitet øker.

Energiflyten i nettet vil i flere områder kunne endre seg. Nye utfordringer knyttet til oppfølging og styring (Smart Grid) av distribusjonsnettet må løses. Dette gjelder blant annet håndtering av flaskehalser i nettet og utnyttelse av nettkundenes fleksibilitet.

Flere av innspillene til gruppen har påpekt at en mer kompleks drift av nettet som følge av endringer i forbruks- og produksjonsmønstre øker behovet for koordinering mellom nettselskaper, produsenter og forbrukere i driftsfasen også i dagens distribusjonsnett. På den andre siden peker Statnett på at det er en utfordring ved utøvelsen av systemansvaret allerede i dag at det er mange aktører.

Statnett har ansvaret for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk i det samlede kraftsystemet til enhver tid. I driften av kraftsystemet sikres dette ved å utnytte fleksibiliteten i produksjon og forbruk til å holde stabil frekvens. I tillegg sørger systemansvarlig for å opprettholde balanse i forbindelse med flaskehalser (manglende nettkapasitet) i dagens regionalnett og i sentralnettet ved å regulere opp eller ned produksjon.

For å sikre et velfungerende kraftsystem med klare roller og ansvarsforhold bør det fortsatt være kun en systemansvarlig som har delegert myndighet til å treffe vedtak som påvirker andre aktører. Dette innebærer at det er kun en systemansvarlig som har ansvaret for å sikre momentan balanse i det samlede kraftsystemet. I vårt system er det naturlig at Statnett har denne rollen.

Statnetts systemansvar omfatter i dag ikke virkemidler for å løse flaskehalser i distribusjonsnettet, gjennom f.eks styring av produksjon eller forbruk. Heller ikke det enkelte distribusjonsnettselskap har etter dagens organisering av ansvar og roller anledning til å regulere produksjon ved kapasitetsproblemer i nettet.

Gruppen legger til grunn at det kan være hensiktsmessig at også oppgaver knyttet til operativ drift av distribusjonsnettet i fremtiden i større grad enn i dag koordineres og inngår som en del av DSO-rollen.

Det foreligger i dag lite konkret informasjon når det gjelder faktisk utnyttelse av produksjons- og forbrukerfleksibilitet på distribusjonsnettsnivå, og eventuelt behov for koordinering på tvers av nettselskap. Det er også uklart om og i så fall i hvilket omfang utkobling av forbruk og produksjon i distribusjonsnettet kan være et alternativ til nettinvestering. Dette er et område som drives frem av andre aktører i tillegg til nettselskapene, og foreløpig er ikke roller, markedsløsninger og forretningsmodeller avklart.

Overføring av oppgaver knyttet til operativ drift reiser også en rekke spørsmål som vi mener må avklares nærmere. Spesielt vil vi peke på hensynet til nøytralitet, som vi mener ikke vil være ivaretatt under dagens organisering.

DSO og regional driftskoordinering

Statnetts systemansvar omfatter løpende driftskoordinering av flere aktører i gitte situasjoner, herunder overvåkning av snittgrenser, driftskoblinger etter på forhånd vedtatte koblingsbilder m.m. Den daglige operative driften foretas i praksis i stor grad av lokale enheter. Større regionale nettselskap overvåker snittgrenser innenfor et avgrenset geografisk område gjennom døgnkontinuerlige driftssentraler, til nytte for systemansvarlig.

Dagens praksis innebærer at enkelte større regionale aktører utfører oppgaver på vegne av systemansvarlig innenfor en region. Dette omfatter forhåndsdefinerte oppgaver utarbeidet i samarbeid med systemansvarlig, samtidig som den systemansvarlige fatter og har ansvar for alle vedtak etter forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.[28] Systemansvarlig ønsker å formalisere dette arbeidet, i praksis ved å inngå avtaler med aktuelle selskap.

Gruppen mener at Statnett fortsatt skal være eneste systemansvarlige selskap. Det anses likevel som hensiktsmessig at noen oppgaver kan legges til en DSO hvor det er behov for dette. Behovet kan variere noe fra område til område, men oppgavene må være klart avgrenset og styrt av systemansvarlig. Den videre utvikling av DSO-rollen innen driftskoordinering må skje i nært samarbeid med systemansvarlig. Ansvarsfordelingen mellom systemansvarlig og DSO bør avklares og formaliseres av myndighetene for å ivareta hensynet til nøytralitet. Med dagens manglende eiermessige skille er det ikke ønskelig å delegere annet enn overvåknings- og koordineringsoppgaver.

4.4 Antall nettnivå

Dagens nettstruktur med tre nettnivå bidrar sammen med de mange selskapene til et stort antall grensesnitt i kraftsystemet.

EUs energiregelverk opererer med to nettnivå: transmisjon og distribusjon. Da EUs andre energimarkedspakke ble gjennomført i Norge i 2006 ble sentralnettet klassifisert som transmisjon, mens både regional- og distribusjonsnettet ble klassifisert som distribusjon.

ESA har stilt spørsmål ved klassifiseringen av regionalnett som distribusjon ved gjennomføringen av EUs andre energimarkedspakke. Klassifiseringen har først og fremst

28 Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet.

betydning for gjennomføring av tredje energimarkedspakke, som stiller strengere krav om blant annet eiermessig skille for den som eier og driver transmisjonssystemer.

Norsk industri har i møter med ekspertgruppen tatt til orde for at regionalnettet bør inngå i sentralnettet, primært begrunnet med tariffmessige hensyn. Samtlige andre innspill til ekspertgruppen mener at regionalnettet bør klassifiseres som distribusjon etter EUs regelverk.

Gruppen anbefaler at sentralnettet videreføres i hovedsak som i dag, med de nødvendige justeringer for å gjennomføre EUs energimarkedspakke. Gruppen har ikke gått detaljert inn i detaljene rundt dette, men mener at det er behov for en gjennomgang av enkelte produksjonsrelaterte linjer med høy spenning som ikke er en del av sentralnettet i dag.

Gruppen kan ikke se at regionalnettet har en vesentlig annen funksjon enn distribusjonsnettet. Nettnivået er i stor grad fastsatt etter historiske forhold og tariffmessige virkninger. Gitt målet om samfunnsøkonomisk effektiv utvikling og drift av nettet, mener gruppen det er nærliggende å anta at to nettnivåer i underliggende nett betyr merkostnader. Gruppen tilrår derfor å etablere kun to nettnivå i Norge: sentralnett og distribusjonsnett.

Nettselskapene bør fortsatt differensiere tariffene etter nettmessige kriterier som spenningsnivå, maksuttak, forbruk m.m., slik at dagens uttakskunder i regionalnettet ikke får økte tariffer som følge av denne omleggingen. Gruppen anbefaler også å beholde ordningene med henholdsvis anleggs- og områdekonsesjoner etter spenningsnivå. At regionalnettet slås sammen med distribusjonsnettet, innebærer derfor i praksis ikke store endringer med hensyn til aktørenes rettigheter og plikter knyttet til anleggene, forutsatt at det også gjennomføres slike endringer som omtales i det følgende. Når begrepet regionalnett tas bort, vil det være behov for en gjennomgang av regelverk for å sikre enhetlige definisjoner og begreper.

4.5 Tilknytningsplikt og leveringsplikt

4.5.1 Dagens regler

Tilknytningsplikt

Tilknytningsplikten etter energiloven § 3-4 ble innført med virkning fra 2010 og gjelder for alle som har konsesjoner for nettanlegg. Tilknytningsplikt gjelder for all produksjon og for forbruk på regional- og sentralnettsnivå, som ikke er omfattet av leveringsplikten i henhold til energiloven § 3-3.

> I Ot.pr.nr 62 (2008-2009) skriver OED følgende:
> *"Departementet presiserer at ved tilknytning av produksjon vil det som i dag være den enkelte produsents ansvar å sørge for nettanlegg fra produksjonsanlegget til det punkt i nettet som nettselskapet anviser."*

Dette innebærer at tilknytningsplikten for produksjon på alle nettnivå i praksis kun gjelder til eksisterende nett, dvs at konsesjonæren skal tillate vedkommende produsent å knytte seg til eksisterende nett. Netteieren er ikke forpliktet til å investere i nytt nett for å sikre tilknytningen. En annen sak er at noen konsesjonærer etter avtale påtar seg slik investering, særlig til småkraftanlegg, for å hindre mange nye små anleggskonsesjoner innen eget område.

For forbruk gjelder tilknytningsplikten kun til eksisterende nett på regional- og sentralnettsnivå. Forbruk på distribusjonsnettsnivå er omfattet av leveringsplikten (se omtale under).

Ettersom tilknytningsplikten gjelder for alle som har konsesjon for nettanlegg, gjelder den også for tilknytningslinjer dersom det på et senere tidspunkt kommer noen som ønsker tilknytning. Det innebærer at eiere av enkeltlinjer blir underlagt inntektsrammeregulering m.m. dersom det kommer nye tilknytninger til deres tilknytningslinje.

Reglene om tilknytningsplikten medfører i praksis at stadig nye aktører blir eiere av små deler av nettet. Det forsterker dagens utfordring med mange eiere og fragmentert nett. Se nærmere under.

Leveringsplikt

Det følger av energiloven § 3-3 at områdekonsesjonær skal levere elektrisk energi til abonnementene innenfor sitt konsesjonsområde.[29] Leveringsplikten innebærer ifølge forarbeidene til loven både en tilknytningsplikt og plikt til å levere (selge) energi til abonnentene i henhold til leveringsvilkårene. Leveringsplikten skal sikre sluttbrukerne tilgang til kraftmarkedet, og innebærer ingen tilsvarende rett for nettselskapene til forsyning av alle abonnenter innen konsesjonsområdet. I praksis innebærer leveringsplikten at nettselskapet er forpliktet til å bygge nødvendig nett fram til den som ber om levering, i motsetning til tilknytningsplikten, som bare innebærer plikt til å akseptere at aktører knytter seg til.

Departementet kan gi unntak fra leveringsplikten når "særlige grunner" tilsier det. Denne unntaksbestemmelsen kan ifølge forarbeidene bare komme til anvendelse når "tilknytningen ikke med rimelighet kan etableres på vanlige betingelser".[30] Unntaket kan være aktuelt å benytte ved tilknytning av fritidsbebyggelse, seteranlegg eller turisthytter, samt der levering fra en annen områdekonsesjonær er rasjonelt ut fra geografiske, tekniske eller økonomiske hensyn.

4.5.2 Forslag til endring av tilknytningsplikten

Dagens bestemmelse om tilknytningsplikt til eksisterende nett innebærer som nevnt at det i praksis stadig dannes nye eiere av enkeltlinjer, særlig i regionalnettet. Dersom eksempelvis A eier et nettanlegg hvor en ny kunde B mest rasjonelt kan tilknyttes, har A plikt til å tilknytte B, men A har bare plikt til å investere eller oppgradere sitt eksisterende nett. B har selv ansvar for å bygge, eie og drive sin egen tilknytningslinje. Det innebærer at for hver ny kunde som ønsker tilknytning, opprettes en ny anleggskonsesjonær. Tilknytningsplikten gjelder for alle nettkonsesjonærer uavhengig av om konsesjonær et tradisjonelt nettselskap eller om det er en kraftprodusent/industrikunde som eier sin egen tilknytningslinje.

Gruppen foreslår at regelverket endres slik at det innføres tilknytningsplikt som svarer til dagens regel om leveringsplikt. Dette innebærer at alle konsesjonærer gis ansvar for å sørge for nødvendig anlegg fram til den produsenten eller forbrukeren som ber om tilknytning. Det

29 Ot.prp. nr. 43 (1989-90), s. 88.
30 Ot.prp. nr. 43 (1989-90), s. 88.

vil si at ved fremtidige nettilknytninger er nettselskapet ansvarlig for å bygge alle nødvendige nettanlegg, og blir også eieren av disse delene av nettet. En slik endring vil bidra til at det er selskap med nettvirksomhet som kjernevirksomhet som utvikler og driver nett. I tillegg vil det bidra til å redusere det fragmenterte eierskapet i regionalnettet og harmonisere betingelser og vilkår for tilknytning i underliggende nett.

Endring av tilknytningsplikten vil føre til færre nye selskap får anleggskonsesjon. Samtidig vil en konsekvens være at eiere av enkeltanlegg vil måtte bygge ut linjer til nye kunder som vil tilknytte seg nettet.

For konsesjonærer som ikke har nettvirksomhet som kjernevirksomhet vil dette kunne være en betydelig byrde. Endret tilknytningsplikt vil føre til at også slike konsesjonærer må ha kompetanse på å bygge og drive nett. Sammen med ekspertgruppens forslag om selskapsmessig og funksjonelt skille for alle selskap, som medfører at slike konsesjonærer må skille ut nettvirksomheten i et eget datterselskap, vil ventelig føre til at eiere av enkeltanlegg vil ønske å selge nettanleggene sine. Det mest naturlige vil være at nettanleggene blir kjøpt opp av områdekonsesjonær/DSO som uansett vil være omfattet av kravene til selskapsmessig og funksjonelt skille og som vil ha nødvendig kompetanse til å bygge og drive nettet.

4.5.3 Kostnader

Som beskrevet i kapittel 1 er kraftnettet i Norge i hovedsak brukerfinansiert. Dette innebærer at kostnadene til hvert nettselskap, inkludert kostnader til overliggende nett, hentes inn fra kundene gjennom tariffer og anleggsbidrag. Dette innebærer at kunder i sentralnettet bare betaler for sentralnettet, mens kunder i distribusjonsnettet må dekke kostnader i både distribusjonsnett, regionalnett og sentralnett. En reduksjon i antall nettnivåer kan i prinsippet påvirke både kostnadsfordelingen og kostnadsnivået.

Det kan stilles spørsmål ved om forslaget til endret tilknytningsplikt kan virke kostnadsdrivende. Dersom vi forutsetter at det skjer en rasjonell nettutbygging i dag, vil en endring av tilknytningsplikten isolert sett ikke virke kostnadsdrivende. Det vil være det samme nettet som bygges, bare en annen som bygger det.

Dersom dagens organisering innebærer en underinvestering i nett, vil kostnadene imidlertid øke noe. Konsesjonsbehandling og forslaget om en koordinerende DSO bør skape mindre risiko for overinvesteringer.

Nettselskap kan ta anleggsbidrag for kundespesifikke – og radielle fellesanlegg på regional og distribusjonsnettsnivå. Endring av tilknytningsplikten berører ikke dette. En slik endring betyr dermed at reinvesteringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader mv. vil belastes alle nettselskapets kunder, mens investeringskostnader fortsatt kan belastes kunden / kundegruppen som utløser investeringen.

Det kan bare kreves anleggsbidrag i masket nett i ekstraordinære tilfeller. Endret tilknytningsplikt kan føre til at tariffene går noe opp dersom det investeres mer i det maskede nettet enn tidligere.

Et annet spørsmål er om endret tilknytningsplikt kan bidra til kostnadseffektivisering. Nettselskapene har som produsent/industrikunde incentiver til å bygge tilknytningslinjer så billig som mulig. Forskjellen fra dagens ordning er at nettselskapet vil måtte vurdere linjen som en del av sitt samlede nett, mens en produsent/industrikunde vil se på tilknytningslinjen isolert.

Generelt vil det være mer kostnadseffektivt å se den samlede utviklingen av nettet under ett enn å bygge ut de enkelte tilknytningslinjene hver for seg. Videre kan en profesjonell nettaktør forventes å ha bedre kompetanse og forhandlingsmuligheter når det gjelder prosjektering og utbygging enn en aktør som ikke har dette som sitt kjerneområde.

4.5.4 Nøytralitet

Dersom konsesjonæren skal ha tilknytningsplikt frem til kunde, må det sikres at han opptrer nøytralt. Nettselskapene er forpliktet til å tilby adgang til nettet på objektive og ikke diskriminerende kriterier, og kan ikke favorisere egne produksjonsanlegg i forbindelse med planlegging og prioritering av utbygging.

Dersom tilknytningsplikten endres, legges mer ansvar på nettselskapene for utvikling av nettet til alle kunder. Dette er ressurskrevende og vil kreve større grad av prioritering. I dag er de fleste nettselskaper integrerte med annen virksomhet. Et strengere skille mellom nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet vil bidra til å sikre nøytralitet.

Gjeldende regelverk legger til grunn et ”førstemann-tilmølla”-prinsipp ved tilknytning av nye kunder. Nettselskap står selv ansvarlig for å utarbeide kriteriene for en køordning i deres nett, men kriteriene skal være objektive og ikke-diskriminerende. En endring av tilknytningsplikten vil ikke berøre dette.

4.5.5 Noen utfordringer knyttet til produksjons-, industri- og petroleumsradialer

Siden alle som eier nettanlegg er omfattet av energiloven § 3-4 om tilknytningsplikt, vil en endring av tilknytningsplikten berøre alle nettkonsesjonærer. Under beskrives noen utfordringer knyttet til produksjons-, industri- og petroleumsradialer nærmere.

Produksjonsradialer:
En følge av å endre tilknytningsplikten vil være at færre anlegg i fremtiden eies av produsenter, ettersom det vil være nettselskapene som bygger ledninger helt frem til produksjonsanlegget. På sikt vil det lede til konsolidering av nettvirksomhet i større enheter, og mindre sammenblanding mellom produksjons- og nettvirksomhet.

Radialer til industri og petroleumsvirksomheten:

Noen industribedrifter eier sine egne tilknytningslinjer og er direkte tilknyttet sentralnettet. Andre industribedrifter er tilknyttet regionalnettet. De industribedriftene som eier egen linje knyttet direkte på sentralnettet har en særskilt interesse av å beholde eierskap til denne linjen for å være sikret sentralnettstariff. Industribedriftene vil fortsatt kunne eie og drive nett, men nettvirksomheten bør da skilles ut i et eget datterselskap. Samtidig vil en endring av tilknytningsplikten påføre industribedrifter kostnader som

følge av at de som nettkonsesjonær får en plikt å bygge seg frem til eventuelle nye kunder. Hvis kravet til selskapmessig- og /eller funksjonelt skille for disse gir uheldige utslag, kan de eventuelt søke dispensasjon fra kravet etter nærmere bestemte vilkår, se nærmere under.

Problemstillinger knyttet til krafttilførsel til petroleumsvirksomheten ligger utenfor gruppens arbeid og mandat. Det er ikke avklart hvordan kraft fra land vil håndteres når det gjelder tredje elmarkedsdirektiv.

Gruppen mener imidlertid at det bør kunne kreves anleggsbidrag for rene radialer på alle nettnivå.

4.6 Harmonisering av tariffer

4.6.1 Generelt om harmonisering

Ifølge mandatet er det et mål å få mer harmoniserte tariffer på landsbasis. Færre selskap vil i seg selv bidra til større utjevning av tariffene, fordi forskjeller i kostnadsgrunnlag spres på flere nettkunder og dermed reduserer de mest ekstreme utfallene. Særlig gjelder dette der små selskap fusjoneres med et stort. I den grad stordriftsfordeler kan hentes ut, vil også de samlede kostnadene for bransjen reduseres. Færre nettselskap vil likevel ikke gi fullt ut harmoniserte tariffer. Noen regioner vil fortsatt være dyrere enn andre, for eksempel Nord-Norge og Sogn og Fjordane har krevende kostnadsforhold og få kunder å dele kostnadene på.

Allment aksepterte prinsipper for tariffering (senest uttrykt i Nettmeldingen fra 2011) tilsier at tariffer bør variere noe og at de gir viktige lokaliserings- og prissignaler for effektiv drift og utvikling av nettet.

Prinsipper for tariffering er nedfelt i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Diskusjon om tariffer dreier seg først og fremst om hvem som skal betale for nettet. Nettvirksomhet preges av store faste, irreversible kostnader. De som allerede er tilknyttet et nedbetalt nett, er tilbøyelige til å mene at nye brukere skal betale anleggsbidrag (det vil si full kostnadsdekning ved nyinvesteringer). De som er tilknyttet regionalnett, ønsker å endre sentralnettets utstrekning til å omfatte regionalnettet, slik at de i stedet kunne betale en lavere sentralnettstariff. Dette ville for øvrig økt sentralnettstariffen, og gitt mindre nettoeffekt. Industribedrifter påpeker at de ikke har nytte av utenlandskabler.

Som nevnt i kapittel 2 er det etablert en utjevningsordning, finansiert over statsbudsjettet, der selskap i distribusjonsnettet med de høyeste gjennomsnittskostnadene får et tilskudd som går til å redusere tariffene (nettselskapenes inntektsrammer er uendret). En slik ordning vil være sårbar for årlige budsjettvedtak, jf. den betydelige reduksjonen i ordningen fra 2013 til 2014.

Det fragmenterte eierskapet i regionalnettet er en utfordring når det gjelder tariffering og fordeling av kostnader. I dagens tariffmodell i sentralnettet videreføres innmating i regionalnettet til sentralnettet. Enkelte har foreslått å endre modellen slik at faste ledd fra innmating tilfaller nettselskapet der produksjonen er tilknyttet, eventuelt også med differensiering av tariffsatsene per nettnivå (høyere satser på lavere nivåer). Differensierte tariffer for innmating per nettnivå gir incentiver til strategisk nettilknytning, det vil si at produsentene vil ønske å knytte seg til sentralnettet selv om det ikke skulle være den beste løsningen samfunnsøkonomisk.

Ulike omfordelingsmekanismer har vært foreslått de seneste årene, men det er ikke funnet noen modell som gir en omfordeling som oppfattes rettferdig for dem som da må betale mer enn tidligere.

Gruppen har vurdert flere modeller for økt harmonisering av tariffene utover det som vil følge automatisk ved sammenslåing av nettselskaper. Samtlige modeller har imidlertid svakheter som tilsier at de ikke kan anbefales:

I ytterste konsekvens kan et enkelt selskap tariffere alle landets nettkunder likt. Ved å fjerne sammenhengen mellom kostnader, tariffer og kundekontakt i distribusjonsnettet, forsvinner imidlertid noe av incentivene til kostnadseffektivitet. Nasjonale tariffer vil også gi store omfordelingsvirkninger og kan være utfordrende for kraftintensiv industri (tariffer for industrien diskuteres særskilt nedenfor).

NVE har tidligere foreslått å innføre en ordning der Statnett tariffer alle regionalnett samlet (Regionalnettsordningen). En lignende modell er foreslått av blant annet en arbeidsgruppe bestående av Helgelandskraft, Lofotkraft, SFE Nett og Varanger Kraft Nett. En slik modell har mange av de samme svakhetene som nasjonale tariffer, om enn i noe mindre grad. Også her kan utslagene for enkeltområder og kundegrupper likevel være store.

I regionalnettet ville NVEs konsesjonsbehandling til en viss grad sørge for effektive investeringer også ved en større grad av omfordeling mellom selskap. Direkte subsidier som utjevningsordningen kan imidlertid vanskelig benyttes i regionalnettet hvor det først og fremst er bedrifter som er tilknyttet, uten å omfattes av statsstøtteproblematikk.

Kraftintensiv industri er også sårbar for tarifføkninger og det er ofte historisk begrunnet hvor de er tilknyttet. Flere tar til orde for en fast gjennomgående tariff for KII eller foreslår at det forskriftsfestes at Statnetts tariffmodell skal gjelde på alle nettnivå (slik mange nettselskap praktiserer i dag).

Det er i utgangspunktet krevende å differensiere mellom ulike typer forbruk og begrunne dette med nettmessige forhold. Statnett har en nettmessig begrunnelse for at de trenger fleksibiliteten industrien tilbyr i sentralnettet. Det er vanskelig å si at dette gjelder alle industrikunder uavhengig av lokalisering i nettet. Noe av problemet med gjennomgående tariff, er at da ville en KII-bedrift som tilknyttet et lavere nettnivå betale det samme som en som er knyttet rett i Statnetts anlegg. Kanskje har regionalnettet måttet opprustes som følge av KII-bedrifter der. En gjennomgående tariff vil i praksis innebære fritak for tariffene på lavere nettnivå.

Å forskriftsfeste gjennomgående tariff for industri eller innføre Statnetts tariffmodell på alle nettnivå kan reise spørsmål om tarifferingen medfører brudd på EUs statsstøtteregelverk. Tyskland har forskriftsfestet en KII-rabatt for industrien på 100 prosent. Denne saken behandles nå som en statsstøttesak i Kommisjonen, og det anbefales å avvente utfallet av denne saken før det eventuelt foreslås tiltak i Norge.

Harmonisering av tariffer er ikke et mål i seg selv, men kan i noen tilfeller være et virkemiddel for økt samfunnsøkonomisk effektivitet. Etter en samlet vurdering er det gruppens konklusjon at det ikke foreslås egne tiltak for å

oppnå mer harmoniserte tariffer. Aktuelle endringer i tariffregelverket som er vurdert, reiser nye spørsmål knyttet til samfunnsøkonomisk effektivitet, fordelingsvirkninger og EØS-regelverket. I stedet peker gruppen på at omstrukturering over tid vil gi likere tariffer i og mellom landsdeler.

4.6.2 Innmatingstariff i sammenslått regional- og distribusjonsnett

Som omtalt over, er det en utfordring at utvalgte områder i landet belastes med store investeringer i nett som følge av tilknytningsplikt for ny produksjon.

Gruppen har ikke funnet noe fullgodt svar på hvordan denne problemstillingen kan løses. Men dersom gruppens forslag om å oppheve regionalnettet gjennomføres, bortfaller også regionalnettet som eget tarifferingsområde, med mindre reglene endres

Alt forbruk og all produksjon vil være tilknyttet distribusjonsnettet eller sentralnettet. Som omtalt over, følger det av dagens praksis om tariffering at innmatingstariff i regionalnettet tilfaller Statnett. Unntaket i kontrollforskriften om at inntekt fra tariff for innmating i distribusjonsnettet skal tilfalle distribusjonsnettet og ikke overføres til overliggende nett, vil imidlertid etter gruppens forslag også gjelde for innmating til tidligere regionalnett. Gruppen er klar over at en slik endring i enkelte tilfeller med produksjon tilknyttet enkeltstående anlegg vil kunne føre til en utilsiktet omfordeling. For disse anleggene bør det vurderes om inntektene fortsatt skal videreføres til sentralnettet. Utgangspunktet bør etter gruppens syn være at det bør tilstrebes at distribusjonsnettene får beholde innmatingstariff fra produksjon i eget område. Statnetts reduserte inntekter må tilsvarende hentes inn gjennom en økning og generell utjevning i tariffen, slik at hele landet er med på å dekke kostnaden knyttet til utvikling av ny fornybar energi.

4.7 Selskapsmessig skille

4.7.1 Dagens organisering

Dagens organisering av nettvirksomheten innebærer ulike former for eiermessig integrasjon. Av 148 selskap er 48 organisert i konsern, men det er kun 8 av disse som er pålagt selskapsmessig og funksjonelt skille etter energiloven fordi de har mer enn 100 000 kunder. De øvrige konsernene og resten av selskapene har varierende grad av skille/integrasjon mellom nett og konkurranseutsatt virksomhet. Samtlige selskaper som driver nettvirksomhet er pålagt et krav om et regnskapsmessig skille mellom nett- og konkurranseutsatt virksomhet.

Regnskapsmessig skille er ikke et omfattende krav. Det er fullt mulig å realisere fordeler ved integrasjon, men det løser i liten grad de problemer som kan oppstå som følge av tett integrasjon av nett og annen virksomhet. Stort innslag av selskap hvor nett og produksjon er integrert i samme selskap gjør også at det kan være vanskelig å se hva som reelt sett tilhører nettvirksomhetene. Dette utgjør en barriere for oppkjøp og fusjoner, og dermed en barriere for en omstrukturering av næringen.

I forbindelse med fusjoner der nett- og produksjonsvirksomhet er involvert, har NVE satt krav til selskapsmessig, men ikke funksjonelt, skille mellom nettvirksomhet og produksjon /og omsetning, den såkalte konsernmodellen. Selskapsmessig skille innebærer at nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet må skilles ut i separate juridiske enheter. Nettvirksomheten skal ikke selv eie eller eies av enheter med virksomhet innen produksjon eller omsetning av elektrisk energi. Konsernorganisering med nett og konkurranseutsatt virksomhet i egne datterselskap oppfyller kravet. Selskap med mer enn 100 000 kunder som har krav om selskapsmessig skille direkte etter energiloven må også oppfylle krav om funksjonelt skille, som i henhold til energiloven innebærer at:

- Personer i ledelsen i nettvirksomheten kan ikke delta i ledelsen i virksomhet som forestår konkurranseutsatt virksomhet innenfor den vertikalt integrerte virksomheten.
- Morselskap eller kontrollerende eier kan ikke gi instrukser til nettvirksomheten om den daglige driften eller om avgjørelser vedrørende utbygging eller oppgradering av nettet som ikke går utover fastsatte grenser for nettvirksomhetens økonomiske rammer.

Et selskapsmessig og funksjonelt skille legger visse begrensninger på hvordan en eier kan utøve styring, for eksempel i hvor stor grad en som eier både nettvirksomhet og produksjon/omsetningsvirksomhet kan opptre på en ikke-nøytral måte. Det vil også legge begrensninger på muligheten for kryssubsidiering, da en organisering i to juridisk adskilte enheter gjør det mer oversiktlig og transparent og dermed lettere å overvåke eventuelle overføringer mellom de juridiske enhetene.

Et selskapsmessig og funksjonelt skille er imidlertid ikke noe hinder for visse former for koordinering mellom virksomhetsområdene. Det kan for eksempel tenkes at de to juridiske enhetene, et nettselskap og et produksjonsselskap, oppretter en felles driftssentral. Gruppen er kjent med at flere av selskapene i konsern har gjort dette.

4.7.2 Mulige endringer i krav om skille

Kravet om selskapsmessig og funksjonelt skille bidrar til å bøte på noen av de mulige problemene som oppstår når nett og annen virksomhet integreres, men det er ingen fullgod løsning på problemene forbundet med nøytralitet. At dette er en utfordring i dag går frem ved at NVE stadig avdekker avvik i selskapenes nøytralitet i revisjoner som beskrevet i kapittel 3.

Gruppen har på dette grunnlaget vurdert om det bør innføres strengere krav til skille mellom nett og konkurranseutsatt virksomhet. Følgende alternativer er vurdert:

1. Utvidelse av krav om selskapsmessig og funksjonelt skille til å omfatte flere selskaper enn i dag
2. Krav om fullt selskapsmessig skille (forbud mot konsern)
3. Krav om eiermessig skille
4. Krav om skille mellom nett og annen virksomhet

Krav om eiermessig skille er det mest omfattende, da det innebærer at nettvirksomheten må ha en annen eier enn produksjons- /omsetningsvirksomheten. Det betyr at en bedrift som i utgangspunktet er integrert og blir pålagt

et slikt krav må selge ut enten nettet eller produksjons- / omsetningsvirksomhet. Krav om selskapsmessig og funksjonelt skille innebærer at nett og produksjon/omsetning må skilles ut i ulike juridiske enheter. De kan imidlertid underlegges samme konsern (konsernmodellen). Kravet om fullt selskapsmessig skille vil innebære et forbud mot konsernmodellen. Det vil bety at monopol og konkurranseutsatt virksomhet ikke bare har hver sin ledelse, men i tillegg ulike styringsstrukturer. De to selskapene kan imidlertid ha samme eier, for eksempel en kommune, så lenge eierskapet ikke utøves via et felles holdingselskap.

Et økt skille mellom nett og produksjons-/omsetningsvirksomhet kan ha både positive og negative samfunnsøkonomiske virkninger. Det er en del land som har innført ulike former for skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet. I New Zealand ble det i 1998 innført et krav om et eiermessig skille for nett- og konkurranseutsatt virksomhet. Det bidro til at antall distribusjonsselskaper gikk fra 61 til 29. Det illustrerer at krav om skille kan lede til omstrukturering. Flere studier finner at kravet om et eiermessig skille har ført til at nettselskapene i New Zealand har blitt mer kostnadseffektive.[31]

Noen internasjonale studier finner at eiermessig skille mellom nett- og produksjonsvirksomhet reduserer den totale investeringsraten i kraftsektoren, mens andre finner at mindre vertikal integrasjon fører til mer investeringer og i noen tilfeller bedre nettkvalitet (i form av færre uplanlagte driftsforstyrrelser, kortere varighet og lavere ikke levert energi) enn vertikalt integrerte selskaper.[32] Det er også studier som har undersøkt hvordan et sterkere skille påvirker prisene. Også her varierer resultatene.[33]

Hvordan en skal skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet kan det derfor ikke sies noe entydig om ut fra internasjonale erfaringer, men det må avgjøres ut fra en konkret vurdering av relevante nasjonale forhold. En må vurdere mulige gevinster og kostnader forbundet med ulike former for skille, for eksempel selskapsmessig versus eiermessig skille. I tillegg må det ses på juridiske implikasjoner og den praktiske gjennomførbarheten ved innføring av de ulike formene for skille. I det følgende drøfter vi fordeler og ulemper med et krav om et sterkere skille. Punkt 2 og 3 diskuteres under 4.7.3, punkt 1 under 4.7.4, mens punkt 4 diskuteres under punkt 4.7.5.

4.7.3 Krav om et eiermessig skille eller et fullt selskapsmessig skille?

I en ideell verden ville rene nettselskap, enten som følge av et fullt selskapsmessig skille eller et eiermessig skille, fullt ut løse problemene forbundet med mangel på nøytralitet. Både krav om eiermessig- og fullt selskapsmessig skille vil føre til en organisering med rene nettselskaper. Dette løser flere av problemene som følger av incentiver til kryssubsidiering og manglende nøytralitet. De vil også legge til rette for en omstrukturering til større nettselskaper med de positive virkningene det medfører, jf. foregående avsnitt.

På den annen side kan et slikt sterkt skille innebære at noen fordeler går tapt. En organisering med ulike eiere av nett og produksjon/omsetning vil kunne føre til at en går glipp av samdriftsfordeler og gi opphav til feilaktige eller mangelfulle investeringer som følge av manglende koordinering mellom nett- og produksjonsvirksomhet. For eksempel kan det oppstå usikkerhet hos nettselskapet for om og når en produsent investerer i produksjonsanlegg, som gjør nettplanlegging og investering mer krevende.

Det er også praktiske problemer med å gjennomføre dette ut fra dagens eierskap, med høyt innslag av kommunale eiere.

Den nye eieren av nettselskapet kan ikke være et aksjeselskap som også har bestemmende innflytelse over omsetning og produksjon. Dette innebærer i praksis begrensninger for privates eierskap av nett, i den forstand at et privat eid selskap ikke kan eie majoritetsandeler i både nettvirksomhet og omsetning (private kan som kjent ikke ha dominerende innflytelse i produksjonsselskap). Dersom definisjonen av vertikalt integrert virksomhet i energiloven § 1-3 legges til grunn, kan heller ikke en og samme kommune eie både nett og produksjon eller omsetning i atskilte selskaper, så lenge den samme kommunen har bestemmende innflytelse over alle. Skal et fullt skille innføres, kan ingen ha dominerende eierskap i nett og samtidig eie omsetning og produksjon.

På transmisjonsnivå fastsetter elmarkedsdirektiv III at offentlige enheter oppfyller direktivets krav til eiermessig skille så fremt nett og produksjon ligger i to separate offentlige enheter.

Dersom innføring av fullt selskapsmessig skille foretas slik at det tillates at en offentlig eier kan eie både nett og produksjon/omsetning, vil en slik endring slå forskjellig ut for offentlige og private eiere. Kommuner, fylkeskommuner og stat vil kunne eie både nett og konkurranseutsatt virksomhet, mens det i praksis vil være vanskelig for private å eie begge typer virksomhet.

Kravet vil pådra eieren økonomiske konsekvenser ved at han tvinges til å selge ut eierskapet til nettet. Om det ikke pådras tap ved dette, er det likevel et direkte inngrep i eierskap og etablerte rettigheter. I praksis fratas eieren av nettselskapet retten til å drive virksomheten videre. Dersom virksomheten er integrert, faller gjeldende områdekonsesjon bort ved det nye kravet, fordi konsesjonen ikke kan overdras.

Et slik inngripende tiltak i bestående virksomhet kan etter gruppens syn ikke innføres i medhold av energilovens eller forvaltningslovens hjemler til å sette nye vilkår for gitte konsesjoner eller omgjøre tidligere forvaltningsvedtak, men krever klar hjemmel i lov.

Ettersom en slik lov ville gripe inn i bestående rettigheter, reises spørsmålet om forholdet til grunnlovens forbud mot lovers tilbakevirkende kraft. Forbudet tolkes slik at det ikke kan gis nye regler for foretatte handlinger (egentlig tilbakevirkning), men at det er ikke til hinder for inngrep i såkalt etablerte tilstander (uegentlig tilbakevirkning). Utfordringen i praksis er å trekke grensen mellom disse. Også et inngrep i etablerte rettsposisjoner kan anses i strid med grunnlovsvernet dersom det anses uforholdsmessig inngripende eller tyngende. Selv om det kan være usikkert om det kan konkluderes med at et pålegg om å avvikle eierskap til nettvirksomhet er direkte strid med grunnloven

31 Fillippini og Wetzel (2013), Nillesen og Pollitt (2011) og de Nooij og Baarsma (2009).
32 Gugler et al. (2013), Alesina et al. (2005) og Nardi (2010).
33 Steiner (2001), Copenhagen Economics (2005) og Hattori og Tsutsui (2004).

§ 97, mener gruppen det må tas i betraktning at det kan være en utfordring i forhold til dette vernet å innføre et umiddelbart forbud mot eierskap i både nett, produksjon og omsetning.

Det kreves hjemmel i lov for å gripe inn i etablert eiendomsrett, og det følger av grunnloven § 105 at en eier skal ha full erstatning ved ekspropriasjon. Omgjøring av eksisterende konsesjoner i den forstand at det stilles nye særlige krav for fortsatt eierskap, er ikke et direkte inngrep i eiendomsrett. Men det er et indirekte inngrep med samme virkning, i den forstand at det kreves at eiendomsrett overdras til ny eier. Dersom dette anses som et ekspropriasjonslignende tiltak i grunnlovens forstand, vil den som utsettes for inngrepet ha krav på erstatning. Også her vil det være spørsmål om det er tale om en rådighetsinnskrenkning som man må finne seg i uten erstatning. Utgangspunktet er at alle i stor grad må finne seg i nye reguleringer for igangværende virksomhet og eiendom, og at monopolister i større grad enn andre må finne seg i nye krav. Framtidige krav til eiere og operatører av kraftnettet vil derfor som hovedregel anses som tiltak monopolisten må finne seg i uten erstatning, også om det berører eiendomsretten. På den annen side kan det hevdes at et krav som fratar aktøren retten til å drive videre, og tvinger fram et salg, er så nært et inngrep i eiendomsretten at det går lenger enn det den utsatte må finne seg i uten erstatning. Ved innføring av slike inngrep i bestående konsesjoner og etablerte rettigheter må det forventes at det vil bli reist krav om erstatning for tap.

Gruppen har også sett på om EØS-avtalen kan være til hinder for innføring av et fullt krav om selskapsmessig eller eiermessig skille. I lys av den såkalte *Essent*-dommen[34] må det legges til grunn at et konsernforbud i prinsippet vil kunne forsvares EØS-rettslig, forutsatt at egnethets- og forholdsmessighetshensynet ivaretas ved den nærmere utformingen av ordningen. Spørsmålet vil nettopp være om tiltaket er nødvendig og egnet for å sikre de allmenne hensyn, og om formålet kan oppfylles med mindre inngripende tiltak. Et annet spørsmål er om det vil være i strid med EØS-avtalen å stille lempeligere krav til skilt eierskap for offentlige enn for private eiere. Antakelig vil dette være et spørsmål om begrunnelsen for et slikt tiltak er tungtveiende nok til at det kan gjennomføres, dvs om det er et tiltak som kan anses forholdsmessig.

Et tungtveiende argument mot å innføre et fullt selskapsmessig eller eiermessig skille er at det er vanskelig å overskue hvilke praktiske og økonomiske konsekvenser det vil ha for eierne. Dersom kommuner tillates å fortsette integrert eierskap i større grad enn private, oppstår en forskjellsbehandling som krever særskilt begrunnelse. Det er videre uklart hvordan et tvungent salg av nett fra privat virksomhet skal kunne gjennomføres i praksis, hvilke konsekvenser det skal ha om det ikke etterleves osv. Det vil være nødvendig å lovfeste sanksjoner om eksempelvis offentlig overtakelse av nett som ikke er solgt innen bestemte frister mv.

Disse forholdene vil i seg selv tale mot innføring av et eiermessig skille, og underbygger behovet for å kunne vise til tungtveiende hensyn for et slikt krav for å kunne gjennomføre det, også i forhold til det grunnlovmessige vern.

Selv om bare et fullt skille som omtalt kan tilfredsstille helt kravene til nøytralitet mv, mener gruppen at ulempene og usikkerheten knyttet til å innføre et slikt krav til dagens virksomheter vil overskygge fordelene ved det. Å stille slike krav til ny organisering ville kunne skape en uheldig innvirkning på driften av dagens nettvirksomheter som kan vanskeliggjøre gjennomføringen av de oppgavene nettsektoren står overfor. Etter en samlet vurdering kan ekspertgruppen ikke anbefale å kreve verken fullt selskapsmessig skille eller eiermessig skille.

4.7.4 Krav om selskapsmessig og funksjonelt skille for alle?

Et alternativ til å innføre et fullt selskapsmessig skille eller et eiermessig skille er å gjøre dagens krav om selskapsmessig og funksjonelt skille gjeldende også for selskaper med færre enn 100 000 kunder. Dette vil innebære at alle nettselskaper blir pålagt selskapsmessig og funksjonelt skille. Andre eierformer enn i tradisjonelt konsern etter aksjelovens[35] bestemmelser vil imidlertid også være tillatt, så fremt nettvirksomheten er organisert i en selvstendig juridisk enhet, og kravene til funksjonelt skille er oppfylt.

Dagens regelverk innebærer at det store flertallet av nettselskaper i Norge ikke er pålagt annet enn et regnskapsmessig skille. Rett nok er de aller største nettselskapene, målt i antallet kunder, pålagt selskapsmessig og funksjonelt skille, men i store deler av dagens nett er det et stort potensial for langt på vei full integrering mellom nett og annen virksomhet. Ulempene forbundet med en sammenblanding av monopolvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet er ikke bare aktuelle for dem som i dag er underlagt et krav om et selskapsmessig og funksjonelt skille, men også for selskapene som i dag ikke er underlagt et slikt skille. Vi kan på denne bakgrunn ikke se at det er noen grunn til at selskaper med under 100.000 kunder skal underlegges andre krav enn selskaper med over 100.000 kunder. Vi vil videre peke på at antall nettkunder alene uansett ikke kan være avgjørende for behovet for skillet. Antall nettkunder har ikke nødvendig sammenheng med nettets struktur, utstrekning og geografiske utfordringer, heller tvert om. Områdekonsesjonenes utstrekning og grenser, tilknytningsbehov for produksjon og store forbrukere mv innenfor konsesjonsområdet, og selskapets evne til å gjennomføre sine oppgaver, kan i seg selv tilsi et behov for et klarere skille mellom de ulike virksomhetene. Andre momenter er at integrert virksomhet vil vanskeliggjøre kjøp av nettvirksomhet alene, og kan hindre nødvendig finansiering av nett på grunn av sammenblanding med risikoutsatt virksomhet.

Et økt krav til skille vil, i tillegg til å legge begrensninger på ikke-nøytral tilpasning, bety at nettvirksomheten blir mer synliggjort i det store flertallet av norske nettselskaper. Det kan lede til at eierne blir mer oppmerksomme på og fokuserte på den aktiviteten, og dermed lede til et større potensial for effektiv drift av nettet. Videre vil en utskilling i nettvirksomheten som en egen juridisk enhet innebære at forholdene blir bedre lagt til rette for omstrukturering, for eksempel sammenslåing av nettselskaper. Dette kan være spesielt viktig for de minste nettselskapene, hvilket er et

34 C-105 og 107/12 Essent m fl

35 Lov13. juni 1997 nr. 44 om aksjeselskaper (aksjeloven).

ytterligere argument for å innføre selskapsmessig og funksjonelt skille for samtlige nettselskaper.

At en tillatelse til å drive et monopol kan få endrede rammevilkår, må monopolisten i stor grad finne seg i, og energiloven gir også hjemmel for å innføre nye vilkår i konsesjon. Antakelig kan det også i medhold av energiloven § 10-4 innføres nye vilkår i eksisterende område - og anleggskonsesjoner om krav til selskapsmessig skille uten lovendring, forutsatt at dette er påkrevet av allmenne hensyn. At det må være "påkrevet" er naturlig å tolke som at det må vises til relativt tungtveiende hensyn, jf at det skal gripes inn i bestående rettigheter. Men selv om det kan være hjemmel for slikt inngrep etter gjeldende lov, vil gruppen mene at et krav som omtalt bør innføres ved lov. Lovgivers valg av å innføre dagens krav til skille for virksomhet med 100 000 kunder ved lov, tilsier at man den gang ikke anså den generelle hjemmelen for vilkår som tilstrekkelig for å innføre slike krav. Også rettsteknisk vil det være enklere å innføre en slik regel ved lov eller forskrift enn å fastsette nye vilkår i konsesjoner.

Et utvidet krav til selskapsmessig skille kan vanskelig anses som så tyngende eller inngripende at det er strid med grunnlovens forbud mot at lover gis tilbakevirkende kraft (grl § 97), og problemstillingen kommer ikke på spissen som for et krav om eiermessig skille som omtalt over. Det samme gjelder spørsmålet om erstatning. Et krav om selskapsmessig og funksjonelt skille griper ikke inn i retten til å eie eller drive, bare til måten det skal drives på. Dersom myndighetene finner det nødvendig å stille strengere krav til den interne organisering av driften av monopolet, kan det vanskelig ses å være i strid med grunnlovsvernet som omtalt i avsnittet over.

Et krav om at det skal innføres et selskapsmessig og funksjonelt skille for samtlige nettselskaper kan imidlertid bli byrdefullt og byråkratisk for de aller minste selskapene, samt for kraftprodusenter og industriselskaper som eier nettanlegg med et fåtall kunder. Generelt vil utskillelse av datterselskaper og etablering av konsern medføre utgifter til juridisk og økonomisk bistand og økte kostnader i forbindelse med administrasjon, drift og styrevirksomhet. Konsekvensene varierer mellom ulike selskapstyper og –størrelser.

Ulempene som mindre nettselskaper påføres taler for å sette en nedre grense for hvem som skal omfattes av et selskapsmessig og funksjonelt skille. Dette er imidlertid problematisk av flere grunner. For det første vil en slik nedre grense, selv om den settes relativ lavt, innebære at svært mange nettselskaper ikke omfattes av kravet om et økt skille. Hvis for eksempel kravet kun gjelder for selskaper med mer enn 10.000 kunder, vil 82 nettselskaper ikke berøres. For det andre kan en nedre grense, uansett hvor den settes, skape incentiver til å ikke gjennomføre omstruktureringer som ellers ville vært bra for samfunnet og for kundene. Et nettselskap som er like under grensen for å bli pålagt økt krav til et skille vil kunne tenkes å takke nei til en omstrukturering, for eksempel sammenslåing med et nettselskap som det grenser til, for å unngå ekstra krav til organiseringen av virksomheten. Gruppen mener derfor at det å sette en nedre grense for et økt krav om et selskapsmessig og funksjonelt skille kan ha uheldige virkninger for ønskede omstruktureringer i denne næringen.

Til tross for dette, er det åpenbart tilfeller der et økt krav kan ha uheldige konsekvenser. Det kan for eksempel være et industriselskap med et fåtall nettkunder, eller et lite nettselskap med lite grenseflate mot andre nettselskaper og svært få nettkunder. Dette taler for at det gis mulighet for unntak for regelen om et skille i særlige tilfeller, samt at det innføres en tidsperiode på 3 år for å gjennomføre skillet som pålegges.

Reguleringsutfordringene ved dagens organisering som følge av at nett, produksjon og omsetning drives samlet består. Til en viss grad kan dette avbøtes gjennom nye reguleringskrav. For eksempel kan krav om anbud ved kjøp av konserntjenester bidra til å forhindre problemene forbundet med kryssubsidiering.

4.7.5 Krav om skille mellom nett og annen virksomhet

Som pekt på i kapittel 3.8.3 er faren for kryssubsidiering ikke bare knyttet til produksjon og omsetning av kraft, men også annen konkurranseutsatt virksomhet. Departementet har som nevnt tidligere drøftet et forslag om en forskriftshjemmel om å kunne stille krav om å holde all annen virksomhet uavhengig av nettvirksomhet.

Med bakgrunn i dette og gruppens drøftelse av ulemper forbundet med sammenblanding av monopolvirksomhet og annen virksomhet foreslår gruppen at det stilles krav om at nettvirksomhet som hovedregel skal være skilt faktisk og rettslig fra all annen virksomhet med tilsvarende overgangsperiode og adgang til dispensasjon som foreslått foran. Dette skal ikke være til hinder for at nettselskapene har egne ansatte som er direkte knyttet til driften av nettselskapet, som for eksempel montører, så lenge disse ikke selger tjenester i et eksternt marked.

4.7.6 Gjennomføring av selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nett og annen virksomhet

I den prinsipielle drøftingen i punkt 3.8. er det pekt på at det er fordeler og ulemper forbundet med tett integrasjon av monopol og annen virksomhet. Utfordringen er å gjennomføre tiltak, nærmere bestemt innføre regler om skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet, som bidrar til å redusere eller eliminere ulempene ved en integrert løsning og samtidig ta vare på fordelene forbundet med tett integrasjon.

Gruppen har kommet til at det ikke er ønskelig å innføre et fullt selskapsmessig skille, det vil si forbud mot konsernmodellen, eller et eiermessig skille. Det er flere grunner til det. Selv om en vil sikre nøytralitet, vil den type organisering i liten eller ingen grad kunne ta vare på mulige gevinster ved integrasjon. Det vil dessuten påføre dagens eiere betydelige kostnader, og det vil kunne slå ulikt ut for offentlige og private eiere. Endelig vil det også reise spørsmål knyttet til ekspropriasjon og erstatning.

På den annen side finner gruppen det problematisk at det store flertallet av nettselskaper i Norge kun er pålagt regnskapsmessig skille, og dermed de facto har stor mulighet til fullt ut å integrere monopol og annen virksomhet. Det skaper et stort potensial for uheldige tilpasninger, og er et mulig hinder for omstrukturering i denne næringen.

Gruppen finner det ønskelig at den ordning som i dag gjelder for de største nettselskapene, et krav om selskaps-

messig og funksjonelt skille, skal gjelde for samtlige nettselskaper samt et nytt krav for alle om å skille nett og annen virksomhet. Dette gir en mulighet for å begrense de uheldige virkningene av en tett integrasjon, knyttet blant annet til kryssubsidiering og ikke-nøytral adferd, samtidig som flere av gevinstene knyttet til koordinering fortsatt vil kunne realiseres. Krav om anbud ved kjøp av konserntjenester kan ytterligere bidra til å forhindre problemene forbundet med kryssubsidiering. De praktiske og juridiske utfordringene ved utvidelse av krav om selskapsmessig- og funksjonelt skille til å gjelde alle nettselskaper, er betydelig mindre enn hva tilfellet er hvis en innfører krav om et fullt selskapsmessig eller et eiermessig skille. Sist, men ikke minst, vil et krav om selskapsmessig og funksjonelt skille for samtlige nettselskaper legge forholdene bedre til rette for en omstrukturering av denne næringen, for eksempel ved at nettselskaper i nærliggende områder fusjonerer.

Et krav til selskapsmessig skille etter dagens energilov § 4-6 innebærer at et nettselskap ikke selv kan eie eller eies av enheter med virksomhet innen produksjon eller omsetning av elektrisk energi. Et krav om selskapsmessig skille vil følgelig innebære et krav om at nettvirksomheten skilles ut i et eget selskap som ikke kan eies av produksjons- eller omsetningsselskapet. Gruppen legger til grunn at dette også bør omfatte annen virksomhet. Kravene til funksjonelt skille innebærer at personer i ledelsen av nettvirksomheten ikke kan delta i ledelsen i annen virksomhet, og at dette vil gjelde både styre og ledelse. Gruppen mener at dette kravet også bør omfatte annen virksomhet.

Det er allikevel noen utfordringer knyttet til gjennomføringen. For det første kan det påløpe betydelige kostnader til selve etableringen av konsernstrukturen. Det gjelder blant annet dokumentavgift og andre økonomiske og administrative kostnader. I noen grad kan det tenkes at konsekvensene kan begrenses, for eksempel ved fritak for dokumentavgift. Et fritak vil imidlertid bare fjerne deler av kostnadene, og det kan være andre forhold som begrenser mulighetene til å bruke dette virkemidlet. På den annen side er det viktig å se den mulige omstruktureringen i et langsiktig perspektiv. Engangskostnader forbundet med omstilling bør ikke stoppe en endring i retning av en mer effektiv struktur på næringen, som både samfunnet og kundene kan nyte godt av på lang sikt.

For det andre kan det særlig for mindre selskaper oppstå merkostnader som følge av dublering av funksjoner. Fordelene ved sterkere skille mellom monopol og annen virksomhet er imidlertid så omfattende at det ikke er noen grunn til at disse ikke skal komme alle nettkundene til gode. Videre vil en nedre grense kunne medføre uheldige tilpasninger fra nettselskapenes side. En bør derfor ikke sette en nedre grense for antall kunder et selskap kan ha før det er omfattet av kravet. Allikevel vil det være selskaper hvor et krav om selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nett og annen virksomhet ikke vil være hensiktsmessig. Regulator bør derfor gis adgang til å gi unntak fra kravet i særlige tilfeller. For små virksomheter kan for eksempel unntak fra krav om funksjonelt skille avbøte ulempene. I tillegg kan en overgangsordning på 3 år for omorganisering bidra til å gjøre omstillingen lettere.

Gruppen anbefaler at det innføres et selskapsmessig og funksjonelt skille for samtlige nettselskaper med inntektsramme, og med en mulighet for unntak i særlige tilfeller. Gruppen legger til grunn at kravene til nøytralitet mv best sikres ved at kravet gjelder både selskapsmessig og funksjonelt skille.

Det anbefales at nye krav til selskapsmessig og funksjonelt skille gjennomføres ved en ny bestemmelse i energiloven. Etter gruppens syn vil ikke en slik lovendring være i strid med grunnlovens forbud mot at lover gis tilbakevirkende kraft, jf omtalen foran. Heller ikke kan vi se at et slikt krav vil gi selskapene krav på erstatning. En utvidet konsernmodell griper ikke inn i eierskap, og vil ikke innebære ekspropriasjon.

Krav til selskapsmessig skille vil medføre krav om at nettvirksomhet må fisjoneres ut fra den bestående virksomheten. Dersom nettvirksomheten er integrert med produksjon av vannkraft, vil det ofte være ønskelig å skille nettvirksomheten ut, for å unngå konsesjonsrettslige konsekvenser for vannkraftrettighetene. Dette innebærer at det må gis nye konsesjoner til det nye selskapet, da konsesjoner ikke kan overdras, jf. energiloven § 2-2 tredje ledd og energilovforskriften[36] § 4-7 tredje ledd.[37] Ettersom det vil være tale om en ren videreføring av eksisterende virksomhet, bør imidlertid ikke overdragelsen i seg selv begrunne andre vilkår for konsesjonen enn tidligere.

Gruppen antar at omorganisering i form av utskillelse av nettvirksomhet i egne selskaper i stor grad vil kunne gjennomføres uten skattemessige konsekvenser, forutsatt at det gjennomføres som skattefrie fisjoner for de kraftforetak som i dag er organisert som AS, omdannelse fra samvirkeforetak til aksjeselskap for de foretakene som i dag er andelslag og deretter fisjon, eller ved benyttelse av skattereglenes adgang til skattefri omdanning til AS av virksomhet drevet av kommune. Nevnes skal også Finansdepartementets adgang til å samtykke i at realisasjon av virksomhet skal være fritatt for skattlegging når realisasjonen er ledd i omorganisering av eller omlegging av virksomhet med sikte på å gjøre denne mer rasjonell og effektiv.

For nærmere omtale av dokumentavgift vises til punkt 4.8.4

4.8 Andre forhold

4.8.1 Kompetanseforskriften

Dagens kompetanseforskrift stiller en rekke krav til konsesjonærenes egenkompetanse i ordinære driftssituasjoner. Kravene til egenkompetanse legger føringer på hvordan oppgavene skal løses og gir ikke rom for at hvert enkelt nettselskap kan finne de løsningene som gir tilstrekke-

36 Forskrift 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften) .

37 I Ot.prp. nr. 43 (1989-1990) side 87 er det uttalt at: "Overdragelse av anlegget til ny eier krever ny konsesjon. (…) Overdragelse av aksjer eller andeler i det selskap eller lag som har konsesjon trenger ikke ny konsesjon. Dersom aksje- eller andelsoverdragelsen er å anse som en reell overføring av selskapets eller lagets aktiva, må kjøperen ha konsesjon. En slik overdragelse antas å foreligge når et selskap erverver mer enn 90 % av aksjene eller andelen i et annet selskap og har en tilsvarende del av de stemmer som kan avgis på generalforsamlingen. Forøvrig må spørsmålet bero på en konkret vurdering."

lig forsyningssikkerhet for sin virksomhet til lavest mulig kostnad. Flere innspill til arbeidet i gruppen har påpekt at mangelen på samarbeidsmuligheter er en ekstra belastning for de mindre selskapene, og unødige utgifter for de fleste. Gruppen mener at ulempene ved denne forskriften er større enn fordelene. Forskriften er til hinder for at nettselskapene kan organisere driften slik den finner effektivt og rasjonelt, og er dessuten til hinder for at investorer kan tilføre kapital til nye investeringer. Små selskaper mister muligheter til å sikre seg tilstrekkelig kompetanse. Ved å samarbeide har de muligheter til å spesialisere kompetansen sin og slik bli bedre til sammen enn de kan være hver for seg. Etter gruppens syn taler de beste grunner for å oppheve kompetanseforskriften. Kravene til kompetanse, nøytralitet og beredskap kan ivaretas med andre krav som stiller nettselskapene friere til å finne egnede løsninger.

4.8.2 Regler for tjenestekjøp i konsern

Gruppen vurderer at det er behov for tiltak for å redusere mulighetene til kryssubsidiering i praksis innenfor en konsernmodell. Dette gjelder både innenfor dagens modell med begrensede krav til selskapsmessig skille og en utvidet modell der alle nettselskaper i utgangspunktet omfattes, som beskrevet ovenfor.

Gruppen er gjort kjent med at NVE har til vurdering om det bør stilles strengere krav til nettselskapene enn dagens bestemmelse i kontrollforskriften § 2-8, som sier at *«Transaksjoner mellom nettselskap om andre selskaper i samme konsern skal skje til markedsvilkår»*. Etter det opplyste vurderes det å stille krav om konkurranse for kjøp av alle tjenester og varer til nettselskapet.

Gruppen er enig i at nettselskapets kjøp av tjenester i hovedsak bør skje etter konkurranse. Det bør imidlertid skilles mellom kjøp av tjenester av administrativ art, som det kan være naturlig at kjøpes inn fra morselskap eller andre, og andre tjeneste- og varekjøp. Et absolutt krav om konkurranse for alle typer tjenester vil kunne hindre en hensiktsmessig organisering av interne administrative tjenester. For kjøp av andre type tjenester, så som entreprenørtjenester, mener gruppen at det bør vurderes krav om konkurranse for alle innkjøp, med unntak for interne kjøp av alminnelige administrative tjenester.

Etter gruppens syn er krav om konkurranse ved nettselskapenes kjøp av tjenester et viktig tiltak for å sikre gode vilkår for framtidig utbygging av nettet. Med de store oppgavene nettselskapene står overfor, er det nødvendig å ha gode og store miljøer innen entreprenørnæringen som evner å bygge opp kompetanse og evne til å delta i utfordringene. Bedre utvikling av slike miljøer vil også kunne medvirke til at det i større grad kan utvikles standardiserte løsninger for tjenestene og leveransene, som også er et viktig hensyn for de kommende prosessene med installasjon av nye systemer og anlegg.

Et krav om konkurranse ved nettselskapenes kjøp av varer og tjenester reiser flere spørsmål, blant annet om forholdet til det generelle anskaffelsesregelverket. Det følger av den såkalte forsyningsforskriften i dag at et nettselskap kan kjøpe tjenester og varer direkte fra et konserninternt selskap uten å utlyse kontrakten på offentlig anbud, dersom det tilknyttede selskapet ikke omsetter for mer enn 20 prosent utenfor konsernet. Et krav om konkurranseutsetting av alle kontrakter må derfor harmoniseres i forhold til dette regelverket. Det naturlige synes å være å vurdere et generelt unntak fra den nevnte regelen for konserninterne kjøp, slik at det alminnelige regelverket for offentlige anbud innenfor forsyningssektoren vil gjelde. Dette vil åpne dette markedet også for eksterne leverandører i større grad, fordi de også gis rettigheter i anbudsprosessene. Den praktiske utformingen av krav om konkurranse ved innkjøp i konsern må imidlertid avklares nærmere enn det er rom for i denne rapporten.

4.8.3 Pant i kraftledninger

Som påpekt foran, synes reglene og systemet for pant i kraftledninger å være foreldet og lite brukt. Ettersom nettsektoren står foran store utbygginger med tilhørende behov for finansiering, bør det kraftledningsregisteret moderniseres og tilpasses praktiske behov for finansiering og sikkerhet for dette. I NOU 1982:17 om ny tinglysningslov, ble kraftledningsregisterloven foreslått opphevet og reglene innpasset i tinglysingsloven, jf. også NOU 1982:32 om bedre struktur i lovverket. Forslaget er av uvisse grunner ikke blitt fulgt opp. Etter gruppens syn bør det vurderes om forsvarlig pantesikring kan gis ved modernisering av dagens lov om kraftledningsregister, eller om dette bør inntas i dagens tingslysningslov.[38] Uansett lovteknisk løsning er det neppe tvil om at det er behov for digitalisering av slik tinglysning på samme måte som for rettigheter i fast eiendom.

4.8.4 Dokumentavgift

Dersom nettvirksomheten skilles ut i et eget datterselskap eller fraskilles eksisterende virksomhet på annen måte, oppstår spørsmål om overføringen utløser dokumentavgift. Dokumentavgift kan i utgangspunktet også påløpe ved fusjoner og oppkjøp generelt, for eksempel mellom to nettselskaper. Det skal som hovedregel betales dokumentavgift ved tinglysing av dokument som overfører hjemmel til fast eiendom, jf. dokumentavgiftsloven[39] § 6 og Stortingets vedtak om dokumentavgift § 1. Ved hjemmelsoverføring i forbindelse med overgang til ny selskapsform, sammenslutning av selskaper og oppsplitting av selskaper (omorganisering) vil det dermed påløpe en dokumentavgift på 2,5 % av eiendommens salgsverdi. Det skal likevel ikke skal betales dokumentavgift og tinglysingsgebyr hvor fast eiendom blir overført i forbindelse med fusjon, fisjon og omdanning (omorganiseringer) som bygger på selskapsrettslige kontinuitetsbetraktninger. I disse tilfellene anses det ikke å foreligge noen hjemmelsoverføring som utløser plikt til å betale tinglysingsgebyr og dokumentavgift. Dette innebærer at det ikke skal betales dokumentavgift og tinglysingsgebyr i tilfeller der fast eiendom blir overført i forbindelse med fusjon, fisjon og omdanning etter reglene i aksjeloven kapittel 13, 14 og 15 eller allmennaksjeloven[40] kapittel 13, 14 og 15. Direkte overdragelse av hjemmel til fast eiendom vil på

38 Lov 7. juni 1935 nr. 2 om tinglysing (tinglysingsloven).
39 Lov 12. desember 1975 nr. 59 om dokumentavgift (dokumentavgiftsloven).
40 Lov 13. juni 1997 nr. 45 om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven).

vanlig måte utløse krav om dokumentavgift. Videre vil det utløses krav om dokumentavgift ved utskillelse av eiendom fra selskapsformer som ikke faller inn under aksjeloven som omtalt, så som samvirkeforetak og kommunale foretak. Kjøp av aksjer utløser ikke krav som dokumentavgift.

Negative økonomiske konsekvenser i form av dokumentavgift ved omdanninger til konsern og strukturendringer for øvrig kan avbøtes ved å innføre en fritaksordning i en overgangsperiode for dokumentavgift. En eventuell fritaksordning kan reise spørsmål om forholdet til statsstøtteregelverket, og kan ikke resultere i fordeler for konkurranseutsatt virksomhet. Gruppen antar at behovet for en slik fritaksordning i alle tilfelle ville ha begrenset betydning, da det ikke påløper dokumentavgift ved fisjoner, fusjoner og omdanninger etter aksjeloven, samt at samvirkeforetak kan omdanne seg til aksjeselskaper etter reglene i samvirkeloven[41] uten at dokumentavgift påløper. Gruppen viser også til omtalen i Prop. 1 LS (2013-2014) kap. 7.20 av Finansdepartementets igangsatte arbeid for å vurdere avgiftsplikten ved omorganiseringer som kan gjennomføres uten skattlegging etter reglene i skatteloven[42] kapittel 11 (skattemessig kontinuitet). Finansdepartementet tar sikte på å komme tilbake til saken i statsbudsjettet for 2015.

41 Lov 29. juni 2007 nr. 81 om samvirkeforetak (samvirkelova)
42 Lov 26. mars 1999 nr. 14 om skatt av formue og inntekt (skatteloven).

5 Sammenfatning og anbefalinger

Organiseringen av strømnettet må ta utgangspunkt i de krav som er forventet å bli stilt til nettet i fremtiden. For å svare på mandatet drøfter gruppen derfor i kapittel 1 hvilke oppgaver strømnettet må ha på lang sikt. For å vurdere en hensiktsmessig nettorganisering, hvilke forutsetninger som må være oppfylt og hvilke virkemidler myndighetene kan bruke, har vi i kapittel 2 beskrevet dagens regional- og distribusjonsnett. I kapittel 3 drøftes hovedutfordringene ved dagens organisering. I kapittel 4 gir vi vår vurdering av forutsetninger for en hensiktsmessig organisering og skisserer aktuelle virkemidler. Kapittel 1-4 sammenfattes i 5.1-5.3. I avsnitt 5.4. gir gruppen sine tilrådninger.

5.1 Strømnettets oppgaver på lang sikt

Gruppen forventer at det blir stilt nye og økte krav til strømforsyningen i fremtiden.

For å sikre en strømforsyning med høy forsyningssikkerhet planlegger selskapene betydelige investeringer i regional- og distribusjonsnettet fremover. Investeringsplanene skyldes en kombinasjon av flere forhold: Behov for fornying og oppgradering av eksisterende nett, befolkningsvekst og urbanisering, investeringer i fornybar kraft og økt forbruk. I tillegg er det redusert aksept for avbrudd og økt sårbarhet dersom avbrudd faktisk inntreffer. Store investeringer innebærer at kostnadseffektivitet blir enda viktigere. Økte investeringer i sentralnettet gir seg utslag i økte kostnader til overliggende nett.

Systemdriften blir trolig mer sammensatt fremover som følge av økt innmating fra ikke-regulerbar produksjon. Dette gjelder også i distribusjonsnettet. Forbruket endres i form av økt fleksibilitet og større variasjoner (økt effektuttak). Smarte nett og AMS gir nye muligheter for å håndtere systemdriften, men øker samtidig behovet for investeringer og kompetanseutvikling.

Selskapene må investere i avanserte måle- og styringssystemer med tilhørende IKT-infrastruktur. Både kraftleverandører, kunder og mulige nye aktører vil stille strengere krav til kvaliteten på informasjon og data fra nettselskaper.

5.2 Særtrekk ved dagens regional- og distribusjonsnett

Nettet er inndelt i tre nivåer: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Plassering på ulike nettnivå har tariffmessige konsekvenser. Det er noe svakere investeringsplikt i regionalnettet enn i distribusjonsnettet.

Det er mange små selskap i distribusjonsnettet. Av 136 selskap har 103 en kundemasse på færre enn 10 000 kunder. Til sammen forsyner disse rundt 10 prosent av landets nettkunder. I den andre enden av skalaen forsyner de åtte største selskapene nesten 60 prosent av kundemassen. Eierskapet i regionalnettet er fragmentert og de fleste eier kun anlegg i et begrenset geografisk område. De siste 10 årene har det skjedd få omstruktureringer i sektoren.

Nettselskapene er i all hovedsak integrert med annen virksomhet. Flere selskaper har selskapsmessig skille mellom nett og produksjons- og omsetningsvirksomhet. Kun selskap med over 100 000 kunder har også funksjonelt skille.

Kraftselskaper har et dominerende kommunalt og fylkeskommunalt eierskap. Eierne har ulike mål for nettselskapene. De siste 10-15 årene har eierne tatt ut betydelige utbytter fra kraftsektoren.

Økonomiske nøkkeltall avdekker store forskjeller mellom nettselskap når det gjelder avkastning, effektivitet, drifts- og vedlikeholdskostnader, alder og leveringspålitelighet. Selskapsstørrelse er ikke en signifikant forklaringsvariabel. Store selskap gjør det relativt bra på alle områdene, mens det er stor variasjon blant de mindre selskapene, fra svært bra til svært dårlig.

5.3 Utfordringer fremover ved dagens organisering av nettvirksomheten

Gruppen mener at det med dagens organisering blir krevende å sikre at de riktige beslutningene blir tatt med tanke på nettets oppgaver fremover. Mange selskap og tre nettnivåer skaper mange grenseflater som gir koordineringsproblemer. Kompetanse og kapitaltilgang kan også bli kritiske faktorer.

En lite fleksibel utbyttepolitikk fra eierne er også en utfordring for en del selskaper. Det kommunale og fylkeskommunale eierskapet er i varierende grad innrettet mot nettvirksomhetens behov og har tidvis andre mål enn utvikling av nettvirksomheten.

En fragmentert nettstruktur begrenser mulighetene for å realisere stordriftsfordeler, og det gjør det vanskeligere å koordinere på tvers av selskapene. Det kan bety at tariffene som nettkundene betaler blir høyere enn de burde være.

En stor andel kraftselskaper uten selskapsmessig og funksjonelt skille innebærer en fare for uheldig sammenblanding av nettvirksomhet og produksjon/omsetning. Tilsvarende utfordringer er knyttet til sammenblanding av nett og annen virksomhet.

5.4 Ekspertgruppens tilrådinger

Gruppen mener det er viktig å sikre at nettet er organisert slik at investeringene gir størst mulig samfunnsøkonomisk nytte. Samtidig må vi unngå at endringene blir så brå og omfattende at de svekker nettets funksjonalitet på kort sikt. Landets spredte bosetting og topografi legger også visse rammer for hva som er en optimal nettorganisering.

Vi har i vårt forslag også lagt vekt på de rettigheter nåværende selskaper har i kraft av de meddelte konsesjonene selv om kraftnettet er en så vital del av samfunnets infrastruktur at det kan berettige betydelige reguleringer fra samfunnets side.

Selskapsmessig og funksjonelt skille

Den tette integrasjonen mellom nettvirksomhet og aktiviteter knyttet til produksjon og omsetning bidrar ikke til en hensiktsmessig nettstruktur og kan gi høyere nettkostna-

der enn nødvendig. Problemet forsterkes ved at bare et lite mindretall av alle nettselskapene er pålagt selskapsmessig og funksjonelt skille. I tillegg drives ofte nettvirksomheten sammen med annen virksomhet som også selger tjenester eksternt.

Et selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nett og annen virksomhet bidrar til å dempe ulempene ved integrerte selskaper og til økt oppmerksomhet om nettvirksomheten.

Selskapsmessig og funksjonelt skille gjør de ulike aktivitetsområdene mer transparente og hindrer uheldig sammenblanding mellom nettvirksomhet og annen virksomhet. Skillet øker eiernes oppmerksomhet på nettvirksomhet, og kan øke bevisstheten rundt investeringsbehov og utbyttepolitikk. Selskapsmessig og funksjonelt skille kan også gjøre det enklere å slå sammen nettselskaper.

Selv om selskapsmessig og funksjonelt skille ikke representerer et fullgodt skille mellom nett og annen virksomhet, har gruppen konkludert med at det fortsatt skal være tillatt å organisere nett og andre aktiviteter i samme konsern. Vi har i den forbindelse blant annet lagt vekt på kostnadsfordeler ved å være integrert i konsern. Kravet om selskapsmessig og funksjonelt skille bør omfatte alle selskaper.

Selskapene bør få en tilpasningsperiode på tre år for å møte de nye kravene. Det bør i tillegg åpnes for at NVE i særlige tilfeller kan gi dispensasjon fra kravet om selskapsmessig og/eller funksjonelt skille. Kriteriet for dispensasjon må knyttes til at ulempen ved selskapsmessig og funksjonelt skille står i et klart misforhold til det en ønsker å oppnå for den aktuelle virksomheten. Det bør også kunne gis dispensasjon fra funksjonelt skille selv om det stilles krav om selskapsmessig skille.

DSO

Av hensyn til rasjonelle investeringer er det behov for en større grad av samordning og koordinering på tvers av ulike konsesjonsgrenser og nettnivåer, gjennom utpeking av DSOer. Gruppen foreslår at myndighetene tar utgangspunkt i og styrker ordningen med kraftsystemutredninger (KSU), som også bør omfatte distribusjonsnettet. De aktuelle DSO-områdene gjennomgås på nytt og bør i størst mulig grad henge sammen nettmessig. Tilliggende områder kan slås sammen hvis det er hensiktsmessig.

DSOene får et utvidet ansvar for å rangere alternative investeringer, basert på en samfunnsøkonomisk vurdering. Rangering av investeringer skal foretas etter definerte kriterier. DSOen skal videre peke ut hvem i DSO-området som har ansvaret for å gjennomføre tiltak i nettet. Eksisterende rettigheter og plikter i meddelte konsesjoner videreføres i det enkelte selskap innenfor DSO-områdene.

Gruppen anbefaler at konsesjonærenes plikt til å gjennomføre det mest rasjonelle tiltaket lovfestes. Det vil fortsatt være den enkelte konsesjonær som har hovedansvaret for å utvikle og investere i egne anlegg.

En DSO som har myndighet og kan rangere og peke på investeringer i andres selskap, representerer nøytralitetsutfordringer. Skulle det oppstå uenighet mellom konsesjonær og DSO bør saken legges frem for NVE til endelig beslutning. NVEs tilsyns- og kontrollvirksomhet av de utpekte DSOene må styrkes.

Gruppen mener at Statnett bør være eneste systemansvarlige selskap. Gruppen legger til grunn at også enkelte oppgaver knyttet til operativ drift i fremtiden kan inngå i DSO-rollen. I så fall blir kravet om nøytralitet enda viktigere.

Fra tre til to nettnivå

Gruppen anbefaler å fjerne regionalnettet som eget nettnivå og innlemme det i distribusjonsnettet. Systemet med område- og anleggskonsesjoner videreføres og det vil fortsatt være anledning til å videreføre ulike tariffer for ulike spenningsnivå eller andre nettmessige kriterier.

Tilknytningsplikten

Bestemmelsene for nettselskapenes plikt til å tilknytte forbruk og produksjon justeres. Nettselskapets tilknytningsplikt bør gå frem til produksjonsanlegg /forbruk i nettet. I dag anviser selskapet nærmeste punkt i eksisterende nett og så må tiltakshaver selv bygge seg frem dit. Forslaget medfører at det blir slutt på at det stadig etableres nye marginale netteiere uten nett som kjernevirksomhet. På sikt mener gruppen at endringen medfører en mer hensiktsmessig nettstruktur. Gruppen mener at det bør kunne kreves anleggsbidrag i rene radialer på alle nettnivå.

Ulike regelverk om tilknytningsplikt og ulike definisjoner av nettnivå bør gjennomgås i den forbindelse.

NVEs regulering

Gruppen har gått relativt grundig inn i NVEs økonomiske regulering, både med henblikk på investeringer og på kostnadseffektivitet. Det er en avveining mellom å sikre tilstrekkelige investeringsinsentiver og samtidig sikre kostnadseffektivitet. Vi mener at de justeringer NVE har foretatt de siste årene for å styrke investeringsinsentivene virker fornuftige. Når det gjelder kostnadseffektivitet støtter gruppen NVEs reduksjon av minimumsavkastningen fra to prosent til null prosent fra 2014. Gruppen foreslår å øke kostnadsnormens andel i inntektsrammene fra 60 til 70 prosent. Det betyr at andelen av egne kostnader som selskapene får dekket med sikkerhet reduseres fra 40 til 30 prosent. Dette styrker nettselskapenes incentiver til kostnadseffektivitet ytterligere.

Tariffer

Gruppen tilrår ikke separate tiltak for å oppnå mer harmoniserte tariffer. Tariffene forventes å øke for alle når investeringene øker. På sikt vil en utvikling i retning av færre selskap også gi mer harmoniserte tariffer. Gruppen anbefaler å beholde den eksisterende utjevningsordningen for kundene i konsesjonsområdene med de høyeste nettkostnadene.

Vi ser at noen områder med mye ny fornybar produksjon og få uttakskunder får særlige utfordringer med tarifføkninger fremover og har vurdert avbøtende tiltak, men samtlige har uheldige sidevirkninger. Gruppen vil imidlertid peke på at som en konsekvens av at regionalnettet forsvinner som eget tariffområde, vil dagens regel om at distribusjonsnettene beholder inntektene fra produksjon få virkning for et større område. Dette vil øke inntektene for nettselskaper i områder med mye fornybar produksjon.

Kompetanseforskriften
Gruppen anbefaler å fjerne kompetanseforskriften. Hensynet til tilstrekkelig leveringskvalitet og beredskap ivaretas gjennom beredskapsforskriften. Slik kan det legges til rette for at selskapene selv kan finne de mest effektive løsningene samtidig som hensynet til forsyningssikkerhet ivaretas. Videre kan kompetanseforskriften bidra til å definere nettvirksomhet som såkalt forsikringsfremmed virksomhet og dermed være et hinder for kapitaltilgang fra institusjonelle investorer på eiersiden, som for eksempel forsikringsselskaper. Gruppen mener at slike eiere kan bidra til å styrke tilgangen på langsiktig kapital til sektoren.

Pant i kraftledninger
Gruppen mener at det bør bli enklere å få rettsvern for å ta pant i nettet, ved at det åpnes for registrering av kraftledninger i grunnboken eller at kraftledningsregisteret digitaliseres og revitaliseres. Dette mener vi kan gi nettselskap bedre lånebetingelser hos blant annet pensjonskasser som er interessert i langsiktig, sikker avkastning som nettvirksomheten kan tilby.

Regler for tjenestekjøp i konsern
Gruppen mener at kjøp av varer og tjenester i hovedsak bør skje etter konkurranse og at det er behov for strengere regler for å sikre at kjøp innen samme konsern skjer til markedsvilkår.

Dokumentavgift
Det bør vurderes å gi tidsbegrenset fritak for eventuell dokumentavgift som påløper i forbindelse med omdannelse til konsern og ved strukturendringer mer generelt.

5.5 Avsluttende merknader

Samlet sett mener ekspertgruppen at de tiltakene som her er foreslått vil bidra til en mer rasjonell nettstruktur fremover. Etablering av DSOer vil sikre mer rasjonelle investeringer og selskapsmessig og funksjonelt skille bidra til større gjennomsiktighet mellom nett og annen virksomhet. Det kan virke positivt på eiernes oppmerksomhet rundt investeringsbehov og utbyttepolitikk, bedre nøytraliteten og redusere insentiver til kryssubsidiering. Selskapsmessig og funksjonelt skille kan også bidra til at nettvirksomheten lettere kan skilles ut og omstruktureres.

Det enkelte selskap må selv avgjøre om dets tilpasning gjør det i stand til å møte fremtidens utfordringer. Gruppen mener imidlertid at svært mye taler for at antall nettselskaper over tid bør reduseres. De tiltakene vi her foreslår kan gjennomføres i løpet av relativt få år. Tidsperspektivet i mandatet, innen 2020, kan således nås med god margin.

Referanser

Alesina, A., Ardagna, S., Nicoletti, G., & Schiantarelli, F. (2005). Regulation and Investments. Journal of the European Economic Association 3(4), 791-825.

Bjørnenak, T., Dalen, D., von der Fehr, N.-H. M., Olsen, T. E., & Torsvik, G. (2005). På like vilkår? En analyse av konkurranse mellom offentlige og private foretak. Oslo/Bergen: Konkurransetilsynet.

CEER (2011). Status review of regulatory approaches to smart electricity grids. Brussel: Council of European Energy Regulators.

Copenhagen Economics (2005). Market Opening in Network Industries - Part II: Sectoral Analysis . European Commision DG Internal Market.

de Nooij, M., & Baarsma, B. E. (2009). Divorce comes at a price: An ex ante welfare analysis of ownership unbundling of the distribution and commercial companies in the Dutch energy sector. Energy Policy, vol. 37, issue 12, 5449-5458.

DSB (2006). Nasjonal sårbarhets- og beredskapsrapport for 2005. Oslo: Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap.

ECON (2002). Kommunenes og fylkeskommunenes kraftformue og kraftinntekter. Rapport 101/02. Oslo: ECON Senter for økonomisk analyse.

Econ Pöyry (2008). Verdien av kommunalt og fylkeskommunalt eierskap i kraftsektoren. Rapport 2008-051, Oslo: Econ Pöyry.

Fillippini, M., & Wetzel, H. (2013). The Impact of Ownership Unbundling on Cost Efficiency: Empirical Evidence from the New Zealand Electricity Distribution Sector. EWI Working Paper, No 13/06.

Gugler, K., Rammerstorfer, M., & Schmitt, S. (2013). Ownership unbundling and investment in electricity markets - A cross countr study. Energy Economics, 702-713.

Hattori, T., & Tsutsui, M. (2004). Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: a panel data analysis for OECD countries . Tokyo: Energy Policy, vol. 32.

Meld. St. nr. 14 (2011-2012). Vi bygger Norge - om utbygging av strømnettet. Oslo: Olje- og energidepartementet.

Meld. St. nr. 21 (2011-2012). Norsk klimapolitikk. Oslo: Miljøverndepartementet.

Meyer, R. (2011) Economies of scope in electricity supply and the costs of vertical separation for different unbundling scenarios. Springer Science + Business Media, 95-114.

Nardi, P. (2010). Transmission network unbundling and grid investments. Evidence from the UCTE countries. Working Paper. Bocconi University .

Nillesen, P. H., & Pollitt, M. G. (2011). Ownership Unbundling in Electricity Distribution: Empirical Evidence from New Zealand. Review of Industrial Organization, 38 (1), 61-93.

NOU 2011:3 (2011). Kompetansearbeidsplasser - drivkraft for vekst i hele landet. Oslo: Kommunal- og regionaldepartementet.

NOU (2011:3). Kompetansearbeidsplasser - Drivkraft for vekst i hele landet. Oslo: Norges offentlige utredninger.

NOVAP (2013). Fakta om Varmepumper. Hentet 10 03, 2013 fra Novap: http://www.novap.no/fakta_om_varmepumper

NVE (2005). Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet. Rapport nr. 8-2005. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2005): Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten. Forslag til endring av forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, m.v. Høringsdokument nr. 9-2005. : Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2010): Gjennomgang av den samlede reguleringen. 20.01.2010. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2013). Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet. Rapport nr. 6-2013. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2013). Utvikling i nøkkeltall for strømnettselskapene. Rapport nr. 18-2013. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2014): Det høyspente distribusjonsnettet. Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata. Rapport nr. 2-2014. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

OED (2012). Nasjonal handlingsplan for fornybar energi i henhold til Direktiv 2009/28/EC. Oslo: Olje- og energidepartementet.

Ot.prp. nr. 43 (1989-1990). Om lov og produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven). Oslo: Olje- og energidepartementet.

Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). Om lov om endringer i energiloven. Oslo: Olje- og energidepartementet.

PwC (2012). Skalaegenskaper i nettselskapenes forretningsprosesser. Oslo: PwC.

SFE m.fl. (2013). Forslag til utjevning av kostnadene for regional distribusjon. Arbeidsgruppe nedsatt av Helgelandskraft, Lofotkraft, SFE Nett og Varanger Kraft Nett.

SINTEF (2012). Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet. Trondheim: SINTEF Energi AS.

SINTEF Energi (2010). Smart Grids i et norsk perspektiv. Trondheim: SINTEF Energi.

Steiner, F. (2001). Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry. OECD Economic Studies No. 32.

TFoU (2012). Samfunnsmessige virkninger av lokale og regionale energiselskaper. Steinkjer: Trøndelag Forskning og Utvikling.

THEMA (2013). Kartlegging og anbefaling til god eierstyring i kraftbransjen. Rapport 2013-46. Oslo: THEMA Consulting Group.

THINK (2013). From distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs. Brussel: European University Institute.

Vestlandsforskning m. fl. (2011). Klimaendringenes konsekvenser for kommunal og fylkeskommunal infrastruktur - Delrapport 3: Egne analyser av sårbarhet overfor klimaendringer belyst med eksempler fra ulike kommuner . Sogndal: Vestlandsforskning.

von der Fehr, N.-H. M. (2010). Den økonomiske reguleringen av strømnettet - En gjennomgang. Oslo: Universitetet i Oslo.

Utgitt av:
Ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet

Forsidefoto: Sundet koblingsstasjon, Buskerud fra 1922
er tatt av Henning Weyergang-Nielsen, NVE.

Offentlige institusjoner kan bestille flere
eksemplarer fra:
Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
Internett: www.publikasjoner.dep.no
E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no
Telefon: 22 24 20 00
Publikasjonskode: Y-0125 B
Design og layout: Grøset
Trykk: Grøset 05/2014 - opplag 1000