

Rapport

Småkraft uten nett?

Kartlegging av aktører relevante for integrering av småkraft i distribusjonsnett og utfordringer for nettselskap som følge av småkraftutbygging

Forfatter(e)

Gerd Jacobsen, Helene Egeland, Dag Eirik Nordgård, Tarjei Solvang



Rapport

Småkraft uten nett?

Kartlegging av aktører relevante for integrering av småkraft i distribusjonsnettet og utfordringer for nettselskap som følge av småkraftutbygging

EMNEORD:

Nettilknytning

Samfunnsutfordringer

Nettutvikling

Småkraftutbygging

Aktører

Nettregulering

VERSJON

1.0

DATO

2012-12-20

FORFATTER(E)

Gerd Jacobsen, Helene Egeland, Dag Eirik Nordgaard, Tarjei Solvang

OPPDRAGSGIVER(E)

OiDG-prosjektet

OPPDRAGSGIVERS REF.**PROSJEKTNR**

12X619.10

ANTALL SIDER

37

SAMMENDRAG

I Norge kommer mer enn 90 % av distribuert produksjon fra småskala vannkraft. For distribusjonsnettselskap skaper integrering av slik produksjon en rekke utfordringer som krever navigering i et landskap bestående av mange aktører knyttet til både nett- og produksjonsutvikling; nettselskaper, myndigheter på ulike beslutningsnivå og private aktører (for eksempel grunneiere og rettighetshavere). Formålet med denne rapporten er å kartlegge aktørene, deres ansvarsområder, prosesser og samspill, i lys av samfunnsmessige utfordringer knyttet til integrering av småskala vannkraft på distribusjonsnettet. Utfordringene vil bli forstått ut i fra nettselskapenes planleggingsbehov.

UTARBEIDET AV

Gerd Jacobsen

SIGNATUR**KONTROLLERT AV**

Eivind Solvang

SIGNATUR**GODKJENT AV**

Knut Samdal

SIGNATUR**RAPPORTNR**

TR A7283

ISBN

978-82-594-3548-4

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Internasjonale og nasjonale politiske føringer på småkraftutbygging og nettutvikling	6
2.1	Aktører og ansvarsområder	7
2.2	Prosesser	8
3	Nettreguleringsregimet og tilknytningsprosessen	10
3.1	Aktører og ansvarsområder	11
3.2	Tilknytningsprosessen	12
3.2.1	Usikkerheten om produsentenes realisering av planer	14
3.3	Barrierer i dagens nettreguleringsregime	15
3.4	Initiativer i dagens nettreguleringsregime	18
4	Planer for småkraftutvikling og nettutvikling – et tilstrekkelig virkemiddel for en helhetlig nettutvikling?	22
4.1	Aktører og ansvarsområder	23
4.2	Planprosessene	24
4.2.1	Planer for småkraftutvikling	24
4.2.2	Planer for nettutvikling som inkluderer vurderinger om småkraftutbygging	25
4.3	Konklusjon	27
5	Forkortelser	29
6	Referanser	30
	Vedlegg 1: Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Nett	33
	Vedlegg 2: SFE Nett AS	35

1 Innledning

Etter implementeringen av EUs fornybardirektiv (2009/28/EC) forpliktet den norske regjering i 2011 å øke andel av fornybar energiproduksjon til 67,5 % innen 2020 (Europalov 2012), det vil si en økning på 9,5 % total fornybar energiproduksjon fra 2005-nivå. Vannkraftproduksjon spiller en viktig rolle i den norske energimiksen. I 2009 kom 96 % av den totale elektrisitetsproduksjonen fra vannkraftproduksjon (NVE 2011). Den gjennomsnittlige årlige vannkraftproduksjonen ved inngangen til 2012 var på 124,4 TWh, hvorav 7,6 TWh kommer fra småkraftproduksjon (NVE 2012 d). I følge Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er 60 % av vannkraftpotensialet i Norge blitt utnyttet (NVE d). Potensialet for stor vannkraftutbygging er imidlertid begrenset på grunn av regjeringens signaler fra Stoltenbergs nyttårstale i 2001 og videre bekreftet i Soria-Moria-erklæringen i 2005 hvor tiden for slik utbygging ble erklært som over, og også på grunn av miljøinnvendinger fra blant annet naturvernorganisasjoner (Knudsen & Ruud 2011 og Angell & Brekke 2011). Motstanden mot nye store vannkraftutbygginger har ført til et økt fokus på utvikling av andre fornybare energiressurser, blant annet småskala kraftproduksjon basert på vann, vind og bio.

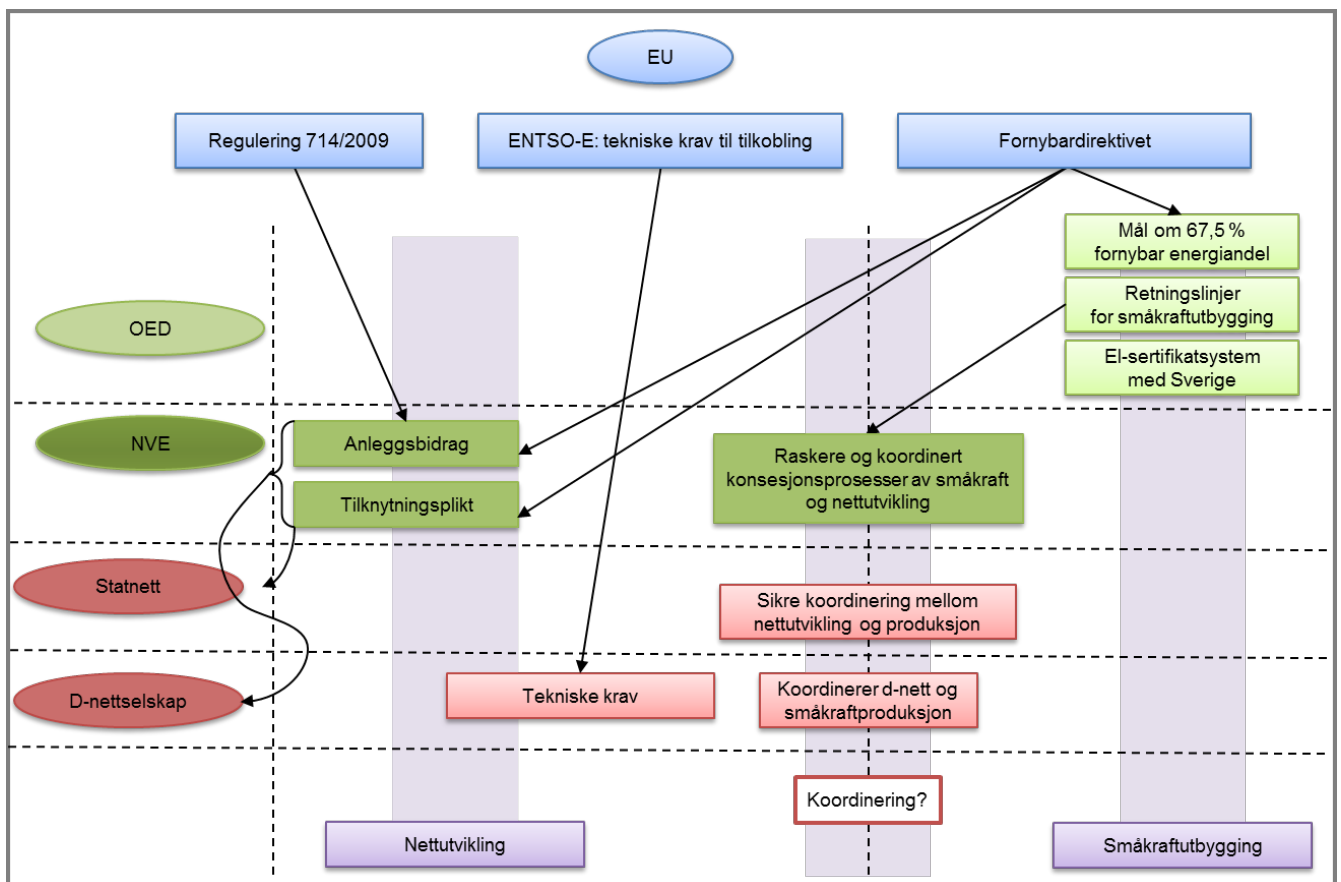
Småkraftutbygging har følgelig blitt fremmet som en viktig ressurs av den norske regjeringen, ikke minst etter innføringen av det felles sertifikatmarkedet for ny fornybar elektrisitetsproduksjon i Norge og Sverige som ble iverksatt 1. januar 2012 (OED 2010). For å realisere potensialet for småskala kraftproduksjon er man imidlertid avhengig av ledig kapasitet i distribusjonsnettet. Dette har skapt store utfordringer for distribusjonsnettselskapene i områder med manglende nettkapasitet. I tillegg til tekniske krav og mangel på nettkapasitet, møter distribusjonsselskapene et kompleks politisk og regulatorisk rammeverk i forbindelse med å integrere småkraft i nettet. Denne rapporten gir en kartlegging av dette komplekse landskapet med fokus på de involverte aktørene og de viktigste prosessene som er med på å legge rammene for integrering av småkraft i distribusjonsnettet. Formålet med kartleggingen er å identifisere barrierer som nettselskapene møter. Avslutningsvis blir det diskutert i hvilken grad eksisterende planer for småkraftutvikling og nettutvikling kan fungere som verktøy for å redusere barrierene. For å illustrere og eksemplifisere kartleggingen og utfordringene har vi utført to case-studier hos henholdsvis SFE Nett AS og NTE Nett AS. Funn fra disse nettselskapene vil hovedsakelig bli presentert i bokser underveis i rapporten.

Rapporten starter med å redegjøre for de internasjonale og nasjonale politiske føringene på småkraftutbygging og nettutvikling på distribusjonsnivå. Politiske føringer påvirker i stor grad aktørenes handlinger gjennom forventinger, reguleringer og tiltak. Vi beskriver aktørene, ansvarsområder, sammenhenger og prosesser. Deretter følger en kartlegging av dagens nettreguleringsregime og en beskrivelse av aktørene og deres ansvarsområder, samt en beskrivelse av prosessen fra den potensielle produsenten sender inn søknad om bygging av et småkraftverk fram til nettselskapet tar sin beslutning om å bygge ut nettet. Formålet med beskrivelsene er å skape en ryddig fremstilling av prosessen. Samtidig bidrar beskrivelsene til å identifisere barrierer i prosessen. Beskrivelsen av barrierene handler om de utfordringer nettselskapene møter i dagens nettreguleringsregime knyttet til utbygging av småkraft og hvilke initiativ som er tatt for å redusere disse. Den siste seksjonen beskriver eksisterende planer for småkraftutvikling og nettutvikling, og hvilke muligheter de representerer for å bidra til å løse barrierene identifisert i dagens nettreguleringsregime. Vi starter også her med kort å beskrive aktørene og deres ansvarsområder knyttet til de ulike planprosessene. Til slutt vurderer vi i hvilken grad planene kan representere muligheter for å løse de barrierene som preger nettselskapenes tilknytningsprosess av småkraft.

2 Internasjonale og nasjonale politiske føringer på småkraftutbygging og nettutvikling

Internasjonale og nasjonale politiske føringer påvirker nettselskapenes planlegging og beslutningsprosesser knyttet til investeringer i nettet. Dette skjer først og fremst gjennom at nye reguleringer og lover kan endre forutsetningene for en investeringsbeslutning, men også gjennom at rammene for tilknytningsprosessen og institusjonene som er involvert bestemmer nettselskapenes handlingsrom. Videre kan politiske signaler påvirke aktørers handlinger ved å skape forventninger om endringer eller status quo. Denne seksjonen belyser de politiske føringene som legger rammer for den konkrete tilknytningsprosessen nettselskapene må forholde seg til i hverdagen.

Figur 1 viser i venstre kolonne involverte aktører fra internasjonalt til lokalt styringsnivå. I midterste kolonne finner vi reguleringer, prosesser og tiltak knyttet til nettutvikling. Den høyre kolonnen viser reguleringer, prosesser og tiltak knyttet til småkraftutbygging. Boksene på den stiplede linjen mellom midterste og høyre kolonne viser prosesser, reguleringer og tiltak som påvirker både nettutvikling og småkraftutbygging. Fargene på boksene samsvarer med fargen på ansvarlig aktør. Pilene viser sammenhengene og avhengighet mellom prosessene, reguleringen og tiltakene.



Figur 1 Oversikt over internasjonale (EU) og nasjonale føringer på henholdsvis distribusjonsnettutvikling og småkraftproduksjon.

2.1 Aktører og ansvarsområder

Denne seksjonen gir en kort beskrivelse av berørte aktører og deres ansvarsområder knyttet til internasjonale og nasjonale politiske føringer på nettutvikling som følge av småkraftutbygging. Beskrivelsen starter på toppen av figur 1, venstre kolonne, og beveger seg nedover.

- **EU** har tre ulike reguleringer som påvirker nasjonal politikk og reguleringer: Regulering 714/2009¹, tekniske tilkoblingskrav gjennom ENTSO-E² og Fornybardirektivet. Alle reguleringene er EØS-relevante og må derfor følges opp av norske myndigheter. 1) Fornybardirektivet sier at: ”*Member States shall take the appropriate steps to develop transmission and distribution grid infrastructure, intelligent networks, storage facilities and the electricity system, in order to allow the secure operation of the electricity system as it accommodates the further development of electricity production from renewable energy sources (...)*” for å nå 2020 målene. 2) Regulering 714/2009 støtter opp under disse kravene i Fornybardirektivet og er motivert ut i fra et ønske om å harmonisere det interne elektrisitetmarkedet i EU, ”*In particular, non-discriminatory network access and an equally effective level of regulatory supervision..*”, gjennom blant annet å begrense kravet om anleggsbidraget som nettselskap i dag kan pålegge produsenter. 3) De tekniske kravene - foreslått av ENTSO-E - gir uttrykk for et ønske om å få felles standarder til tekniske krav i nettet for å kunne forenkle samkjøring av de nasjonale elektrisitetssystemene. ENTSO-E kravene er enda ikke godkjent av Norge.
- **Olje- og energidepartementet (OED)** har ansvaret for energipolitikken og kraftsystemet, og dermed oppfølgingen av EU-reguleringene som berører energiområdet. Gjennom implementeringen av Fornybardirektivet har Norge satt et måltall om at 67,5 % av all energiproduksjon i Norge skal komme fra fornybare kilder innen 2020. En økning av småkraftproduksjon spiller en sentral rolle for å nå dette målet. OED har derfor laget retningslinjer for småkraftverk (OED 2007) som skal forenkle utbygging og konsesjonsbehandling for småkraft slik vi ser i Figur 1. 1. januar 2012 ble også el-sertifikatmarkedet med Sverige implementert som gir el-sertifikat til all småkraft under 10 MW frem til 2035 forutsatt at de er tilkoblet nettet innen 2020.³
- **Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)** er OEDs direktorat og forvalter blant annet forskrift om anleggsbidrag og tilknytningsplikt, forskrifter som skal sikre tilknytning av småkraft på nettet og rasjonell utbygging av småkraftverk. Klager på anleggsbidrag og spørsmål om tilknytningsplikt skal derfor rettes til NVE. Anleggsbidraget er en kostnad produsenten må betale for tilkobling av sin produksjonsenhet til nettet. Kostnaden fastsettes av distribusjonsnettselskapet. Tilknytningsplikten er en regulering som påbyr nettselskapet å legge til rette for tilkobling av fornybare produksjonsenheter dersom dette blir vurdert som samfunnsmessig rasjonelt. NVE skal også sikre en koordinert konsesjonsprosess mellom nett og produksjon som konsesjonsmyndighet for både småkraft og nett over 22 kV.
- **Statnett** er systemoperatør og ansvarlig for sentralnettet. Det er staten ved Olje- og energidepartementet som er Statnetts eier. Statnett har standarder for å sikre stabilitet og sikkerhet i nettet som distribusjonsnettselskapene må overholde, men tekniske krav til produsentene er det opp til hvert enkelt nettselskap å avgjøre. Videre har ”myndighetene (...) gitt Statnett rollen som koordinator for å sikre samspillet mellom nett og ny kraftproduksjon” (Statnett 2012).
- **Distribusjonsnettselskapene** er ansvarlige for å stille de tekniske kravene til produksjonsenheter som tilknyttes deres nett og er den aktøren som i praksis koordinerer småkraftproduksjon og nettutvikling.

¹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF>

² ENTSO-E Draft Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators. ENTSO-E 24 th of January. www.entsoe.eu.

³ <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Om-elsertifikatordningen/>

2.2 Prosesser

I denne seksjonen beskrives prosessene og sammenhenger mellom aktørene knyttet til internasjonale og nasjonale politiske føringer og deres påvirkning på tilknytningsprosessen i dagens nettregeringsregime. Beskrivelsen starter med småkraftproduksjon, deretter nettutvikling og til slutt koordineringsinitiativ mellom produksjon og nett.

De to viktigste driverne for utbygging av fornybar energiproduksjon i Norge er Fornybardirektivet og det norsk-svenske el-sertifikatmarkedet. Det nasjonale fornybarmålet på 67,5 % fornybar energi er en direkte oppfølging av direktivet der el-sertifikatmarkedet er et viktig middel for å nå målet. Kravet for å motta el-sertifikater er at kraftverkene må være tilknyttet nettet innen 2020. Denne fristen bidrar dermed til å nå det nasjonale fornybarmålet med frist samme år.

Både Fornybardirektivet og sertifikatmarkedet er teknologinøytrale og skal bidra til økt fornybar energiproduksjon generelt. Bakgrunnen for at disse to reguleringsregimene er viktige drivere for småkraftutbygging nasjonalt, er at småkraftverk representerer det største potensialet for ny vannkraftproduksjon med et potensial på 25 TWh (NVE 2004) og utgjør derfor en viktig kilde for å nå det nasjonale målet. I Soria-Moria-erklæringen kan vi lese følgende: *"Eksisterende vannkraftstruktur må utnyttes bedre, og bruken av små-, mini- og mikrokraftverk må økes, uten å komme i konflikt med naturverninteresser."* (Soria Moria 2005). Småkraftutbygging er imidlertid også motivert ut i fra distriktpolitiske hensyn siden den representerer en ekstra inntekt for distriktet.

OED har fulgt opp de nasjonale politiske føringene ved blant annet å forsterke NVEs saksbehandlingskapasitet. Det er opprettet en ny seksjon for småkraftverk fra 1. januar 2007 (seksjon for småkraftverk og vassdragsinngrep, i dag: småkraftverk). OED har gitt NVE signaler om å prioritere småkraftsaker i saksbehandlingen av vannkraftssaker. *"I tiden som kommer skal det gis konsesjon til mye fornybar energi, og småkraft har en viktig plass i dette bildet. Konsesjonsbehandlingen må styrkes. Departementet vil derfor ha et sterkt fokus på å få avgjort klagesaker på småkraft framover, sier olje- og energiminister Ola Borten Moe"* (OED 2012 b).

Mulige konsekvenser av el-sertifikatmarkedet

Ifølge flere nettselskap, deriblant SFE Nett AS, har ordningen med el-sertifikater satt i gang et veldig anstrengt løp for nettselskapene frem til 2020. Det forventes at sertifikatordningen vil føre til bedre lønnsomhet for småkraftprodusentene og dermed større insentiver for å bygge ut slike kraftverk. Dette vil nødvendigvis også utløse investeringsbehov i distribusjonsnettet.

Problemet ligger imidlertid i at el-sertifikatsystemet har et krav til at kraftverkene må være *tilkoblet* nettet for å selge sertifikater. I fylker som Sogn og Fjordane der potensialet for småkraft er stort, skaper dette et enormt press på nettselskapene for å få bygget ut nettet i tide slik at produksjonsenhetene får koblet seg til før fristen i 2020. Problemet er spesielt knyttet til nødvendig oppgraderinger av spenning i nettet. Oppgradering til 132 kV krever konsesjon fra NVE med tilhørende konsekvensutredninger som er svært tidkrevende, noe som kan resultere i at det ikke blir bygget ut nok nett i tide for alle potensielle kraftverk under sertifikatordningen. NTE Nett AS understreker at også større tiltak i distribusjonsnettet kan ta lang tid for også dette krever avtaler og enighet med alle rettighetshavere. I tillegg til tidsaspekter ved selve realiseringen av nettet, betyr økt nettkapasitet store kostnader for nettselskapene og potensielt betydelig økning av nettleien i områdene/fylkene med mye småkraft. Det kan derfor virke som om det er liten forståelse for at nett er et viktig element for at sertifikatmarkedet skal fungere. NTE Nett AS har hittil opplevd lite press som følge av implementeringen av el-sertifikatordningen, men frykter at det snart vil komme en bølge av søknader tett opp til 2020 noe som antakeligvis vil føre til at det blir for liten tid til å utvikle nok nett for tilknytning.

Retningslinjer for småkraftutbygging er også utgitt av OED for å gi mer forutsigbar saksbehandling i slike saker, og skal brukes i NVEs saksbehandling og utarbeidelse av de fylkesvise småkraftplanene.⁴

Det finnes mange insentiver i dag for å legge til rette for småkraftutbygging og tilhørende tilknytning i nettet. EUs krav om prioritering av fornybar energiproduksjon i nettet gjennom Fornybardirektivet førte til innføringen av tilknytningsplikten. Reguleringen krever at alle nettselskap skal integrere produksjonsenheter fra småkraft så lenge disse anses å være samfunnsmessig rasjonelle. EUs fornybardirektiv og regulering 714/209 har også satt begrensninger på anleggsbidraget nettselskapet kan kreve av produsenten for å dekke kostnadene ved en slik tilknytning. På tross av at NVE er ansvarlig myndighet for anleggsbidraget, er det i utgangspunktet opp til nettselskapet å bestemme størrelsen på anleggsbidraget og om de vil kreve inn avgiften.

Mens både tilknytningsplikten, begrenset anleggsbidrag og el-sertifikater gjør det enklere for småkraftprodusenter å realisere sine produksjonsenheter, har regjeringen ikke innført tilsvarende insentiver for å forenkle nettutvikling for nettselskapene. Med nye tekniske krav til produksjonsenheter tilknyttet nettet fra ENTSO-E kan det bli lettere for nettselskapene å standardisere og harmonisere kravene til småkraft som skal tilknyttes nettet.

Oppfatning av ENTSO-E

Nettselskapene ser på ENTSO-E kravene som både positive og negative. Ordningen som i dag er ute på høring gir muligheter for tekniske krav med tilbakevirkende kraft – noe som kan bli veldig dyrt for produsenter i Norge. Et større oppfølgingskrav knyttet til nye tekniske krav på et lavt nivå vil også antakeligvis kreve økt kompetanse i nettselskapene noe som kan være krevende for spesielt mindre nettselskap. Fordelen med ordningen vil være en felles standard for alle produksjonsenheter som tilknyttes nettet.

Siden småkraftutbygging har en sentral plass i Norges oppfølging av EUs fornybardirektiv har regjeringen prøvd å legge til rette for at også nettet har nok kapasitet til å ta i mot en slik produksjonsøkning. NVE har blant annet fått ansvar for å koordinere produksjon og nettutvikling gjennom konsesjonsprosessen (Figur 1). Regjeringen mener at koordinering "av utviklingen av nett og produksjon er viktig for å fremme en samfunns- og miljømessig fornuftig utvikling av kraftsystemet" (OED 2012 a). Selv om Statnett har fått det overordnede ansvaret for å koordinere produksjon og nettutvikling, intervenserer de i sjelden grad i distribusjonsnettselskaperes daglige koordinering av småkraftutbygging og tilknytning i distribusjonsnettet. Dette skjer kun i tilfeller hvor det er så store mengder småkraft at det medfører problemer i sentralnettet (Statnett 2012).

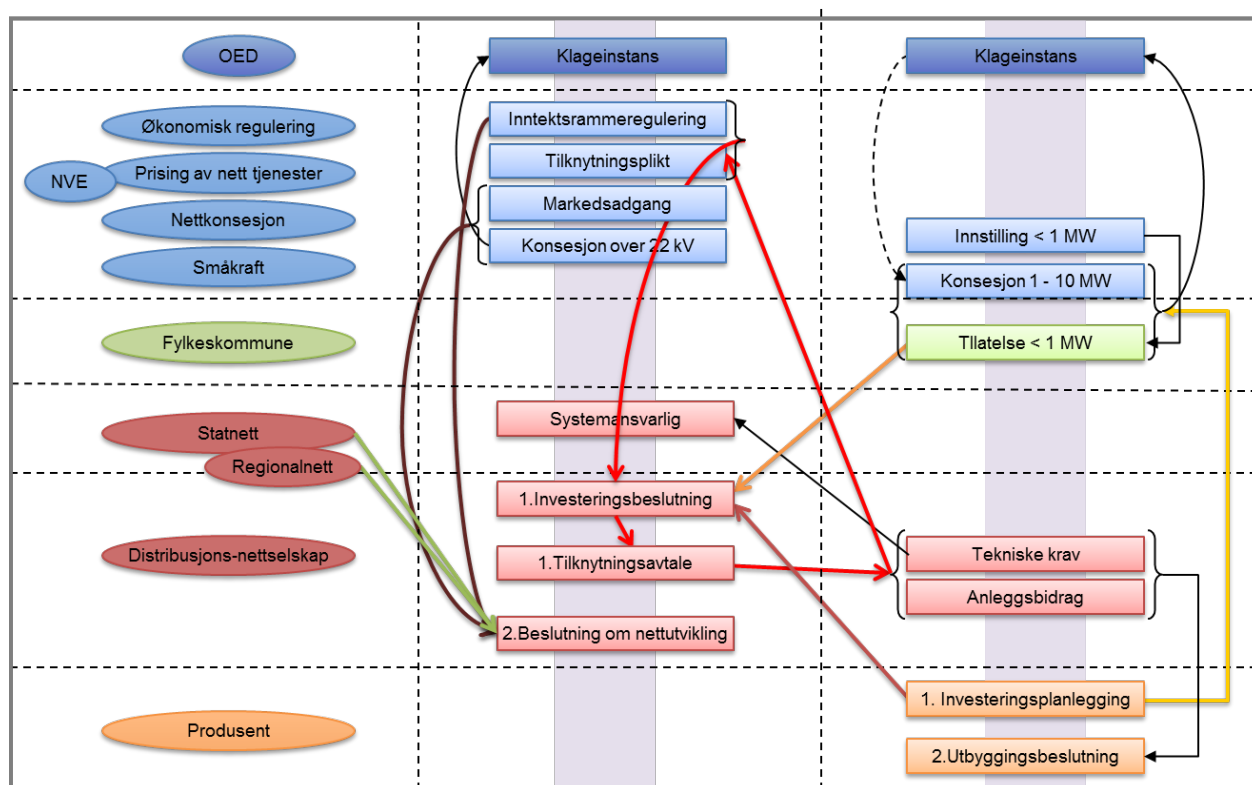
⁴ "Retningslinjer for små vannkraftverk" er utgitt av Olje- og energidepartementet i samråd med Miljøverndepartementet. Retningslinjene bygger i hovedsak på et utkast til retningslinjer utarbeidet av NVE i samråd med Direktoratet for naturforvaltning, og med faglige innspill fra Riksantikvaren, Hordaland fylkeskommune og Reindriftsforvaltningen i Alta, samt innkomne høringsuttalelser til Utkastet (OED 2007).

3 Netreguleringsregimet og tilknytningsprosessen

Historisk sett er distribusjonsnettet hovedsakelig dimensjonert for å levere elektrisitet til forbrukere og ikke for å tilkoble produksjonsenheter. Tilkobling kan medføre potensielle problemer, blant annet med hensyn til høy spenning i distribusjonsnettet i perioder med høy innmating fra småkraftenheter og generell begrenset nettkapasitet for å ta i mot småkraftproduksjonen. Utover nettkapasitetsbegrensninger har også småkraftproducentene tekniske utfordringer. Småkraft har som oftest ingen lagringsmuligheter i form av magasin noe som gjør at slik produksjon er sesongavhengig. Store mengder med uregulerbar kraft kan også skape stabilitets- og forsyningssikkerhetsproblemer.

I dette kapitlet beskrives først aktørene og deres ansvarsområder i nettutviklingsregimet knyttet til tilknytningsprosessen. Deretter beskrives den konkrete tilknytningsprosessen og interaksjonen mellom de berørte aktørene. Dette gjøres ved å følge prosessen fra produsenten sender inn en søknad om å bygge ut et kraftverk til nettselskapet bestemmer seg for å bygge ut nettet. Etter denne beskrivelsen går rapporten nærmere inn på produsentenes beslutninger om å bygge ut kraftverket. Til slutt gjøres det rede for barrierer for nettutvikling i tilknytningsprosessen og hvilke initiativer som til nå er tatt for å løse disse barrierene.

Figur 2 under viser de viktigste aktørene som er involvert i netreguleringsregimet og tilknytningsprosessen. Tilknytningsprosessen veksler mellom bestemmelser i både småkraftsektoren og nettutviklingssektoren. Midterste kolonne viser reguleringene og tiltakene knyttet til nettutvikling, mens høyre kolonne viser reguleringene og tiltakene knyttet til småkraftutbygging. Fargene korresponderer med fargen til den ansvarlige aktøren. Pilene viser interaksjon og avhengighet mellom aktørene, reguleringen og tiltakene i den konkrete tilknytningsprosessen.



Figur 2 Oversikt over netreguleringsregimet med de viktigste aktørene og de konkrete prosessene for å integrere småkraftproduksjon i kraftnettet.

3.1 Aktører og ansvarsområder

Beskrivelsen av aktørene og ansvarsområdene starter på toppen av Figur 2 i venstre kolonne og beveger seg nedover.

- OED er klageinstans for småkraftverk mellom 1 og 10 MW og nettkonsesjoner over 22 kV.
- NVE er direktoratet under OED og har følgende oppgaver:
 - 1) seksjon *nettkonsesjon* er ansvarlig for nettkonsesjoner mellom 22 kV og 420 kV
 - 2) seksjon *småkraftverk* er ansvarlig for småkraftkonsesjoner mellom 1 MW og 10 MW og behandler også innstilling til tillatelser til småkraftverk under 1 MW for fylkeskommunene
 - 3) seksjon *prising av nett-tjenester* er ansvarlig for inntektsrammereguleringen. Reguleringen skal sikre at investeringene blir gjort på en samfunnsrasjonell måte. Inntektsrammemodellen skal fremfor alt hindre overinvestering i nettet ved at nettselskaper som gjør for store investeringer i forhold til hva effektivitetsanalysen tilsier, blir straffet ved at andre nettselskaper (som ikke gjør tilsvarende investeringer) gis en økt inntektsramme mens inntektsrammen til det selskapet som har overinvestert blir redusert (OED 2009).
 - 4) seksjon *økonomisk regulering* er ansvarlig for tilknytningsplikten. Reguleringen skal sikre at nye fornybare energiresurser blir prioritert i nettet. Hvis det ikke er kapasitet i nettet må nettselskapet gjøre de nødvendige investeringene (NVE c og OED 2009). Tilknytningsplikten ble innlemmet i Energiloven 1. januar 2010.
 - NVE følger også opp Energiloven som krever full markedsadgang for produksjonsenheter som tilknyttes kraftnettet.
- Fylkeskommunene gir tillatelse til småkraftverk under 1 MW siden 1. januar 2010.
- Statnett har, som systemansvarlig, myndighet til å fatte vedtak angående funksjonalitet til produksjonsanlegg i distribusjonsnettet, gitt at disse kan påvirke lastflyt eller leveringskvalitet i regional- og/eller sentralnett (Statnett 2008).
- Distribusjonsnettselskapet gjør den endelige nettinvesteringsbeslutningen knyttet til småkraftutbygging. Selskapene er selv ansvarlige for utarbeidelse av en tilknytningsavtale med produsentene som må godkjennes av produsenten for at tilknytningsplikten skal gjelde. Tilknytningsavtalen inneholder tekniske krav til produksjonsenheter og krav om anleggsbidrag.
 - Nettselskapet er ikke pålagt å be om anleggsbidrag, men vil som oftest kreve det av produsenten. Vanligvis settes anleggsbidraget lik anleggskostnad minus bunnfradrag og tilknytningsgebyr. Nettselskapet kan videre kreve anleggsbidrag av produsenter opp til 10 år etter utbygget nettkapasitet. Tidsrammen skal sørge for at kostnaden ved nettinvesteringen blir mer rettferdig fordelt mellom produsentene, dersom det er flere småkraftverk i ett og samme område. Dersom flere planlagte kraftverk forventes å mate inn i det samme nettet i samme planleggingsperiode, foretas det derfor en kostnadsfordeling (etter installert effekt) for tiltak og utredninger. Bidraget skal kun reflektere de faktiske kostnadene. All overinvestering i nettet må altså dekkes av nettselskapet selv (NVE a og NVE c).
 - Tekniske krav skal tilpasses hvor mange produksjonsenheter det finnes i et område, og hvordan produksjonen påvirker regional- og/eller sentralnettet. Formålet med de tekniske kravene er å sikre forsyningssikkerhet og riktig spenning i distribusjonsnettet, og forhindre at distribuerte produksjonsenheter har en negativ innvirkning på dette.

3.2 Tilknytningsprosessen

I denne seksjonen beskrives det hvordan nettutviklingsregimet fungerer i forhold til tilknytningsprosessen. Formålet er å forstå den gjensidige avhengigheten mellom beslutninger og handlinger knyttet til både nettutviklingssektoren og småkraftsektoren. Beskrivelsen starter med hvor tilknytningsprosessen har sitt utgangspunkt – nemlig når produsenten ser potensialet for å bygge ut et småkraftverk i en elv. Beskrivelsen avsluttes når distribusjonsnettselskapet tar en beslutning om å investere i kraftnettet sitt. Til slutt nevnes det kort ulike grunner til at produsenter ikke bygger ut planlagte kraftverk.

Når en (potensiell) produsent ser potensialet for å bygge ut et småkraftverk i en elv er det et krav om å: "avklare med nettselskap om kapasitetsforhold i eksisterende nett før de søker konsesjon".⁵ Det første en produsent skal gjøre er altså å ta kontakt med nettselskapet (Figur 2: Oransje pil mellom investeringsplanlegging (produsent)- investeringsbeslutning (distribusjonsnettselskap)). Det er anbefalt å ta denne kontakten tidlig i planleggingsfasen (NVE 2007), men det er variabelt når i produsentens planfase at denne kontakten tas. Den gule pila i Figur 2 viser neste steg som er produsentens søknad til NVE om å bygge ut kraftverket. Avhengig av størrelsen på kraftverket og graden av naturinngrep får produsenten enten konsesjonsfritak (dersom kraftverket er under 1 MW og ikke vil føre til nevneverdig naturinngrep), tillatelse fra Fylkeskommunen, konsesjon fra NVE eller avslag. Hvis produsenten får konsesjon/tillatelse/fritak tar produsenten igjen kontakt med nettselskapet (Figur 2: oransje pil mellom Konsesjon/tillatelse-investeringsbeslutning) med opplysningene om installert effekt på kraftverket.

Det neste steget (dette avsnittet forklarer de røde pilene i Figur 2) for nettselskapet er å ta stilling til om 1) det er nok nettkapasitet – og hvis nei – 2) om de er pliktet til å investere i nett gjennom tilknytningsplikten. Hvis det er ledig nettkapasitet gjelder prinsippet "førstemann-til-mølla", altså den som får avklart sitt tilknytningsforhold først, får tilknyttet seg nettet først dersom det er ledig kapasitet. Hvis det ikke er kapasitet i nettet, plikter nettselskapet gjennom tilknytningsplikten å sørge for at nødvendige investeringer i nettet blir gjennomført dersom produksjon og nett samlet er samfunnsmessig rasjonelt (NVE c og OED 2009). Det andre kriteriet for at tilknytningsplikten skal gjelde er at produsenten må godkjenne en bindende tilknytningsavtale der nettselskapet anslår anleggsbidraget størrelse, samt stiller de nødvendige tekniske krav til produsenten.

Ofte har produsenten allerede fått (gjennom første kontakt med nettselskapet) et overslag over antatt anleggsbidrag basert på planlagt installert effekt. Dette anleggsbidraget kan imidlertid endres i tilknytningsavtalen siden størrelsen på anleggsbidraget avhenger av om andre har fått konsesjon (siden anleggsbidraget ofte deles mellom flere produsenter i et område) og godkjent installert effekt på kraftverket i egen konsesjon. Prosjekter der produsenter avslår tilknytningsavtalen på grunn av høyt anleggsbidrag, er ofte ikke samfunnsmessig rasjonelle prosjekt, og fungerer i så måte som et nyttig instrument for nettselskapene til å sortere ut ulønnsomme prosjekt. Nettselskapene unngår i tillegg å gå en lang og tidkrevende prosess med å søke om unntak fra tilknytningsplikten dersom de mener prosjektet ikke er samfunnsmessig rasjonelt (Intervju SFE Nett AS). NVE mener videre at dersom anleggsbidraget fjernes eller reduseres vil det være nødvendig med en annen regulering av nettilknytninger i distribusjonsnettet for å sikre at prosjektene blir samfunnsmessig rasjonelle. I praksis vil det kunne bety konsesjonsbehandling av alle nettilknytninger av produksjonsanlegg også under 22 kV (NVE 2010 a). Mange produsenter har vært svært negative til størrelsen på anleggsbidraget og mener det kan stoppe utbygging av småkraftverk (Teknisk Ukeblad 2012). Det er imidlertid svært sjelden at NVE mottar klage om størrelsen på anleggsbidraget. Med innføringen av el-sertifikatmarkedet i 2012 kan imidlertid inntektene ved småkraftutbygging øke og i så måte kompensere for kostnadene relatert til anleggsbidraget.

⁵ Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk, side 128

De tekniske kravene som stilles i tilknytningsavtalen skal blant annet sikre akseptabel leveringskvalitet. Nettselskapet kan oppleve utfordringer i forhold til hvilke tekniske krav de skal inkludere i avtalen siden dette vil avhenge av hvor mange slike kraftverk som vil bli bygget i området. I de tilfeller hvor distribusjonsnettselskapet mener at integrering av produksjonsenhetene vil påvirke driften og utnyttelsen av regional- og sentralnettet, må de varsle systemansvarlig – Statnett – som da må godkjenne de tekniske kravene i tilknytningsavtalen (Figur 2: Tekniske krav- Distribusjonsnettselskap, Systemansvarlig – Statnett). Det har frem til i dag vært lite aktuelt for Statnett å stille krav til produksjonsanlegg i distribusjonsnettet, men denne situasjonen kan endre seg som følge av at den stadig voksende mengden småkraftproduksjon (Statnett 2008).

Andre steg for nettselskapet (Figur 2: brune piler) starter når nettselskapene har mottatt en godkjent tilknytningsavtale og finner prosjektet samfunnsmessig rasjonelt. Spørsmålet er nå – hvilke nettløsninger skal bygges? Det største steget for et nettselskap vil være valget mellom å utvide kapasiteten i eksisterende nett eller oppgradere til et høyere spenningsnivå. Det siste er mer kostnadskrevende og innebærer en større risiko for nettselskapet. Oppgradering til et spenningsnivå over 22 kV vil også ta lengre tid siden det kreves nettkonsesjon (se Figur 2 konsesjon over 22 kV – NVE). Dette kan skape forsinkelser for produsenten med hensyn til å få koblet seg til nettet.

Beslutningen om hvor stort man skal bygge kan basere seg på planlagte, konsesjonsgitte eller utbygde kraftverk, men ofte begynner ikke nettselskapene utbygging før de har fått garantert anleggsbidraget, noe som krever at de fleste har fått konsesjon, godkjent tilknytningsavtalen og forskuttert anleggsbidraget (Intervju NTE Nett AS). Hvis dette dreier seg om et område med mange produsenter kan dette skape enten lang ventetid for produsentene eller steg-for-steg investering for nettselskapene. Denne praksisen er hovedsakelig en konsekvens av inntektsrammereguleringen som gir insentiver for å unngå overinvestering. Produsenten kan for eksempel velge ikke å bygge kraftverket på grunn av kraftpriser, endringer i reguleringer, tekniske krav, miljøtiltak, klager osv. (mer om dette i neste seksjon). Selv om nettselskapet ser det som sannsynlig at et visst antall småkraftverk vil bli bygd, opplever nettselskapene konsesjonsprosessen som uforutsigbar i forhold til saksbehandlingstid og godkjenning. Risikoen nettselskapene tar økes ytterligere med kravet om full markedsadgang i Energiloven. Dette innebærer at investeringene må ta høyde for maksimal effekt på alle produksjonsenhetene og vil kunne innebære at nettet må dimensjoneres for en situasjon som vanligvis oppstår kun et fåtall timer i året.

Det siste steget for nettselskapene (Figur 2: grønne piler) er hvis de opplever at integrering av småkraft i distribusjonsnettet møter kapasitetsproblemer i overliggende nett – altså enten regional- eller sentralnett. Distribusjonsnettselskapet er da avhengig av at det gjøres investeringer i regional- og sentralnettet før de selv gjør investeringer i og tilknytter flere småkraftverk (se boks Flaksehalsutfordring for SFE Nett AS nedenfor).

Det er også viktigere aktører i tilknytningsprosessen som ikke er tatt med i Figur 2, nemlig kommuner, Fylkesmann, grunneiere, innbyggere, interesseorganisasjoner og media. Dette er aktører som påvirker forutsigbarheten i tilknytningsprosessen gjennom å påvirke om nettselskap eller produsenter får konsesjon eller ei gjennom blant annet klageadgang – noe som også påvirker forutsigbarheten i saksbehandlingstid. Media er den aktøren som kanskje favner bredest i forhold til å påvirke synet på nettutvikling og småkraftutbygging generelt og dermed indirekte høringsinstanser og den politiske klagebehandlingen.

3.2.1 Usikkerheten om produsentenes realisering av planer

Usikkerheten knyttet til om produsenten bygger ut kraftverket sitt eller ikke er tredelt:

- 1) om de får konsesjon eller ikke,
- 2) når de får konsesjon og hvor mye installert effekt det blir, og
- 3) bygger de ut selv etter gitt konsesjon?

For det første er det mange produsenter som får avslag på konsesjonssøknaden. I følge NVE er det miljøkonsekvensene og/eller at kraftverkene befinner seg langt fra linjenettet som er hovedårsaken til at småkraftselskaper får avslag på konsesjonssøknader (Teknisk Ukeblad b). I denne sammenheng spiller Miljøverndepartementet (MD) en viktig rolle da departementet er ansvarlig for at kravene i Naturmangfoldloven følges. MD kan i den forbindelse legge begrensninger på utbygging av småkraftverk. Avveiningen mellom sosiale, økonomiske og miljømessige hensyn utføres imidlertid i praksis av NVE i konsesjonsprosessen. Den konkrete saksbehandlingen i NVE er sterkt avhengig av politiske signaler i OED som ofte vises i klagebehandlingen. Dette kan være en faktor som kan øke uforutsigbarheten i konsesjonsprosessen vedrørende hvem som får avslag og ikke.

For det andre kan det være et tidsproblem knyttet til saksbehandling av tillatelsene og konsesjonene. Det ligger i dag 600 søknader i kø for behandling i NVE noe som gjør at det er vanskelig å vurdere hvor lang tid saksbehandlingen tar. Produsenter må forvente at søknaden blir liggende i saksbehandlingsskø en god stund spesielt der NVE ser nødvendigheten av å avvente behandling av småkraftsøknader til et tilstrekkelig antall småkraftverk blir meldt inn i samme område, enten grunnet manglende nettkapasitet eller ønske om å se sumvirkninger i sammenheng i områder med stort potensiale (NVE intervju og OED 2007).

NVEs saksbehandling tar vanligvis to år, men enda lengre behandlingstid må spesielt forventes der konsesjon blir påklaget OED. Stadig flere konsesjonssaker påklages og utgjør i dag omlag en tredel av søknadene NVE behandler (Intervju NVE). Rygstad, styreleder i Småkraftforeningen, sier blant annet i et intervju at: "Departementene er en betydelig flaskehals for de mange sakene som blir anket etter at NVE har gitt konsesjon, ikke minst når det gjelder nettutbygging. Slike saker blir liggende i årevis i departementet" (Energiteknikk 2012 a). Behandling av søknader om småkraftverk under 1 MW gjøres i dag i fylkeskommunen. Terje Riis Johansen mente at "avgjørelsen vil styrke det lokale selvstyret i saker som berører lokale og regionale interesser, sikre arbeidsplasser i distriktene og bidra til en mer effektiv behandling av småkraftsakene" (understreket av forfatterne) (Teknisk Ukeblad d). Om dette faktisk har ført til en effektiv behandling er diskutabelt da det fremdeles er NVE (regionkontoret) som gjennomfører en vurdering av søknaden før fylkeskommunen fatter et vedtak. Usikkerhet knyttet til behandlingstid og til eventuelle endringer i tiltaket (for eksempel mindre tillatt effekt som følge av krav om minstevannføring) kan gi en ytterligere usikkerhet for nettselskapene knyttet til *når* kraftverkene blir bygget ut og *hvor mye* effekt de vil produsere.

Et siste usikkerhetsmoment er knyttet til om produsenten kommer til å bygge ut eller ikke dersom han/hun har fått konsesjon. Denne usikkerheten skyldes flere forhold. I en undersøkelse utført av Gravdehaug og Remmen (2011) viser det seg at 10 % av småkraftprodusenter velger å ikke bygge ut på grunn usikkerhet knyttet til økonomien i prosjektet. Dette er ikke overraskende gitt de skiftende politiske signalene hva gjelder rammebetingelsene for småkraft. Diskusjoner om økt anleggsbidrag, forslag om grunnrentebeskatning for mindre småkraftverk (kan påvirke hvor stort produsentene bygger), diskusjoner om feed-in støtteordninger (i 2004) og grønne sertifikater (innført i 2012) har bidratt til å skape et uklart bilde av rammeverket, på så vel kort som lang sikt. I tillegg er økonomien i prosjektet avhengig av kraftprisen. På tross av at økonomien i så måte er avgjørende, viser undersøkelsen til Gravdehaug og Remmen at 23 % av produsentene som ikke har bygget ut oppgir at årsakene til dette er av ikke-økonomisk karakter. I stedet er nettilgang, revidering av søknad eller uenighet med familie eller andre grunneiere, sentrale momenter som kan hindre den enkelte i å bygge ut. Dette er faktorer som er vanskelig å forutsi eller påvirke i stor grad.

3.3 Barrierer i dagens nettregeringsregime

Dagens nettregeringsregime for integrering av småkraftverk i distribusjonsnettet utfordrer nettselskapene på ulike måter. Mange nettselskaper opplever i dag at nettinvesteringer er nødvendige for å sikre nok kapasitet til ny småkraftproduksjon i deres område. Siden nettselskapene er avhengige av å vurdere flere produksjonsenheter for å planlegge rasjonelle størrelser på investeringene og produsenten er avhengig av ledig kapasitet i nettet, skapes det en gjensidig avhengighet mellom de to aktørene. Spørsmålet er hvem som skal ta risikoen med å bygge ut først?

Svaret er enkelt – ingen er villige til å ta denne risikoen. For nettselskapene er dette hovedsakelig en konsekvens av inntektsrammereguleringens oppbygging som nevnt over. Siden de fleste baserer beslutninger om nettinvesteringer på småkraftprosjekter i utbyggingsfasen, resulterer det i en sak-til-sak-tilnærming i nettplanleggingen. Dette har to store ulemper. For det første hindrer det nettselskapene i å gjøre mer langsiktige og samfunnsrasjonelle investeringer der de kan inkludere også potensial og planlagte kraftverk i investeringsbeslutningen i stedet for steg-for-steg-investeringer som senere viser seg å være bortkastet fordi det kommer et til kraftverk i området. Dette kan igjen føre til at en oppgradering av nettet for å få inn dette kraftverket blir for dyrt for produsenten (anleggsbidraget).

Oppfatning av inntektsrammereguleringen

Både SFE Nett AS og NTE Nett AS opplever inntektsrammemodellen negativt for dem som må legge til rette for småkraft i kraftnettet sitt. Begge nettselskaper lar seg imidlertid ikke stoppe av dette og mener de alltid har tatt i mot den småkraften som man har ønsket å tilknytte deres nett. Dette har blitt noe bedre etter at det kom inn et nytt ledd som hensyntar småkraft i 2007. Generelt sett opplever ikke NTE Nett AS at inntektsrammereguleringen legger til rette for reinvestering hverken for småkraft eller for å erstatte gammelt nett. Det største problemet med reguleringen er imidlertid at den er veldig komplisert og lite forutsigbar fordi effektiviteten deres blir målt i forhold til andre selskapers effektivitet – selskaper som kan ha helt andre forutsetninger eller utfordringer. Gjør man noe radikalt kommer man enten veldig godt ut eller veldig dårlig ut. I forhold til småkraft er det store mengder produksjon som kan komme eller ikke – og det er dermed stor usikkerhet med hensyn til hvor mye man risikerer å overinvestere.

For det andre kan en sak-til-sak-tilnærming føre til at produsenter må vente med å tilknytte seg nettet. Siden nettselskapene er lite villige til å investere før eventuell utbyggingsbeslutning om kraftverk er fattet, vil eksempelvis en nødvendig nettoppgradering til 132 kV skape forsinkelser for nettutviklingen. Oppgradering av spenning til 132 kV krever konsesjon fra NVE, og risikerer i tillegg å gå til klagebehandling i OED.

Lang konsesjonsprosess og behov for kommunikasjon

Både SFE Nett AS og NTE Nett AS opplever konsesjonsprosessen på nettutbygging over 22 kV som langtekkelig og lite forutsigbar. Mye av dette skyldes muligheten for å klage helt til siste stund i konsesjonsprosessen uten tidligere kontakt eller innmelding til nettselskapet. Dette hindrer også nettselskapene i å inkludere interesser og ønsker tidlig i søknadsprosessen for å unngå klagebehandling i OED. Klagebehandlingen i OED er lang og kan sette prosjektet på vent i en lengre periode. SFE Nett AS melder også at den politiske behandlingen av nettkonsesjoner kan være svært så forskjellig fra NVEs faglige anbefalinger og skaper dermed uforutsigbar i forhold til utfallet. At man unngår klager er derfor meget viktig for selskapene og en av mange grunner til at det etter hvert har blitt satt fokus på prosess og dialog med berørte aktører. Ofte er motstanden liten der det gjøres sanering av annet linjenett og hvor det er småkraftprodusenter blant grunneiere, men kun én klage er nok til at saken går til departementet. En annen side med at flere klager er at det vitner om større engasjement og vilje til å involvere seg i slike prosesser, selv om NTE Nett AS bemerker at få er engasjerte inntil de selv blir berørt av en nettutbygging. SFE Nett AS stiller seg positiv til at flere møter opp, samordner seg og bruker krefter på høringsprosessen mens prosessen foregår. Problemet er hvis noen bruker klageadgangen kun for å trenere prosjektet. Det økte engasjementet har også ført til at SFE Nett AS har styrket dialogen med grunneiere i god tid før de går ut offentlig med prosjektplanene. Den pedagogiske strategien blir stadig forbedret. Det er viktig å gi grunnleggende informasjon om hvordan systemet henger sammen, og det legges også vekt på ikke å underslå de negative konsekvensene et nettutbyggingsprosjekt fører med seg. NTE Nett AS synes at folk flest har forståelse for at nettet blir bygget ut, og at det hovedsakelig er i trasevalgene at motstanden kommer. SFE Nett AS mener at nettutvikling blir sett på som uforholdsmessig negativt i forhold til småkraftutbyggingen, og at regjeringen bør gi klarere signaler om at nett er en viktig del av løsningen for et fornybart Norge. Også NTE Nett AS påpeker at det er liten nasjonal fokus på at hvis man ønsker en stor økning i fornybar energiproduksjon er det også nødvendig å gjøre noe med infrastrukturen.

Det finnes eksempler på at nettselskap har opplevd å bli saksøkt av produsenter for sen utbygging (Solvang 2011). Dette skjedde for eksempel med Helgelandskraft da de ble saksøkt av Norsk Grønnkraft for en million kroner i tapt inntekt fordi Helgelandskraft ikke hadde fått plass på en ny transformatorstasjon. Helgelandskraft forsvarte seg ved å hevde at de ennå ikke hadde fått konsesjon for transformatorstasjonen, og har videre en kommentar som illustrerer godt utfordringen nettselskapene møter der det er usikkerhet om hvor mange som får konsesjon eller bygger ut: " ... I andre områder er det flere som har søkt konsesjon, og vi kan ikke vite hvem som vil få konsesjon og hvem som får avslag. Utbyggingen av nettstasjoner på regionalnettnivå er kostbart. Vi kan ikke forskuttere utbygging for ett enkelt prosjekt, og da kan det bli dyrt for utbyggeren. Hvis vi ikke skal samordne, tror jeg mange prosjekt vil falle bort, sier Valla (nettsjef i Helgelandskraft)" (Energiteknikk 2012 b). Nettselskapene har imidlertid mulighet til å gi midlertidig tilknytning ved begrenset produksjon, men dette er ikke mulig som et varig alternativ til nettinvesteringer. Normalt gis det ikke tilknytning før nødvendige investeringer er gjennomført. Hvis det ikke er ledig nettkapasitet i regional- og sentralnettet skaper det såkalte flaskehalsutfordringer. Dette er tidskrevende investeringer som også må gjennom konsesjonsprosesser og eventuell klagebehandling. For at dette skal fanges opp kreves det god koordinering og samarbeid på tvers av nettnivåene.

Flaskehalsutfordring for SFE Nett AS

Et eksempel på at distribusjonsnettselskapene er avhengig av at det er ledig overføringskapasitet i overliggende nett for å tilkoble småkraftverk, er situasjonen som oppsto i 2009 i Sogn og Fjordane. SFE Nett AS hadde lenge vært klar over den pressede situasjonen i distribusjons- og regionalnettet grunnet økt småkraftutbygging (SFE Nett AS er også regionalnettsansvarlig i fylket), noe de også hadde prøvd å kommunisere til Statnett gjennom blant annet KSU-arbeidet. I 2009 ble det full byggestopp for småkraftverk i fylket. Den nylig vedtatte sentralnettlinjen Ørskog-Fardal vil imidlertid åpne for nettilknytning av småkraftverk i 2015 når den blir ferdigstilt. SFE Nett AS jobber derfor parallelt med å søke konsesjon til nødvendige regionalnettanlegg for å overføre småkraftproduksjonen fra distribusjonsnettet til sentralnettet til det står ferdig.

Som nevnt i forrige seksjon var spørsmålet om produsentene bygger ut eller ikke, selve kjernen i nettselskapenes usikkerhet knyttet til sammenhengen mellom planer og faktisk utbygging. Reguleringer og tiltak kan ikke nødvendigvis fjerne all usikkerhet. Kommunikasjon og dialog mellom produsenter og nettselskap er like viktig. Det varierer når i planfasen produsenten tar kontakt med nettselskapet. Nettselskapene ønsker denne kontakten så tidlig som mulig slik at de kan prøve å koordinere flest mulig produsenter i et område. Dette vil også redusere eventuelle anleggsbidrag for produsentene. I tillegg kan det hindre at produsenter må vente på å koble seg til nettet om dette må oppgraderes. En utfordring er imidlertid å videreføre dialogen som opprettes mellom produsent før konsesjonssøknaden sendes inn slik at endringer i produsentenes planer kan fanges opp så fort som mulig. Større endringer kan ha betydning for valg av nettløsning for nettselskapene.

Dialog med produsenter – SFE Nett AS og NTE Nett AS sine erfaringer

SFE Nett AS og NTE Nett AS - som de fleste andre nettselskap – ønsker tett dialog med potensielle og eksisterende produsenter. Begge nettselskap beskriver en svært varierende grad av kontakt med produsentene. Mange av dem er godt informert om tilknytningsprosessen, mens andre tar kontakt seint i planfasen og sporadisk under selve prosessen frem til tilknytning. I NTE Nett AS sitt område er det flere og flere profesjonelle aktører på produsentsiden noe som har ført til mer forutsigbarhet hva gjelder realisering av planer. Ofte er det større variasjon og uforutsigbarhet blant enkeltpersoner. NTE Nett AS får mye av informasjonen rundt produsentenes fremdrift gjennom NVEs oversikt over søknader og høringsbrev i tillegg til den direkte kontakten før produsenten sender inn konsesjonssøknad. Det største problemet er imidlertid ikke endringer i effekten i kraftverket, men om en produsent bestemmer seg for å skrinlegge prosjekt som NTE Nett AS har tatt inn i sin planlegging. Siden det ikke er et myndighetskrav om å melde dette inn til nettselskap er det mange produsenter som ikke følger opp NTE Nett AS sine anmodninger om å informere om dette. I SFE Nett AS sitt område er det fremdeles en overvekt av enkeltpersoner som bygger ut, men småkraftprodusenter i deres område er godt samordnet og informert som følge blant annet av et veldig aktivt Bondelag i fylket. SFE Nett AS har derfor selv aktivt prøvd å møte og informere produsenter på deres egne arenaer som Småkraftdagene og lignende. Dette har gitt bedre resultater enn å informere gjennom blant annet aviser. Produsenter tar kontakt tidlig og holder en aktiv dialog med nettselskapet. NTE Nett AS har også gått aktivt ut i området Namskogan der det meste av potensialet for småkraft finnes i deres nettområde. Der har de selv tatt direkte kontakt med hver enkelt produsent og innkalt dem til felles møter om felles nettløsning. Nettselskapet har ikke opplevd at produsentene har gått sammen på eget initiativ. Heller ikke NTE Nett AS har fått stor respons på annonser i aviser der de har bedt om å bli kontaktet så tidlig som mulig av potensielle produsenter.

3.4 Initiativer i dagens nettregeringsregime

Initiativer har blitt tatt både av nettselskap, REN (standardiserer prosedyrer og metoder gjennom for eksempel prosesskartlegging og forslag til kontrakter/avtaler) og NVE til å forbedre nettselskapenes situasjon. NVE og REN har for eksempel foreslått en rekke instrumenter nettselskapene kan bruke for å redusere usikkerheten rundt utbygging av småkraftverk, samt sikre at det ikke investeres i nettanlegg før tilstrekkelig mange produksjonsanlegg igangsettes:

- Forpliktende avtaler mellom produsenter og nettselskap eller vilkår i konsesjonene der investeringsplikt for nett først utløses når spesifiserte produksjonsanlegg er under bygging eller det er gitt garanti for utbygging (NVE c).
- For å unngå å gi en "evig" nettilgang kan nettselskapene begrense tilknytningsavtalene tidsmessig, slik at produsenten mister rettigheten hvis ikke kraftverket blir bygget ut innen en viss tid. Dette kan også hindre spekulering i å unngå betaling av anleggsbidrag hvis kraftverket venter 10 år med å bygge ut.
- Inngå en bindende avtale om kostnadsdekning for anleggsbidraget ved reservasjon av nettkapasitet med bankgaranti.

Tilknytningsplikten som ble innført i 2010 med et formål om å sikre integrasjon av fornybar kraft i nettet har styrket produsentenes rettigheter betraktelig. Innføringen av el-sertifikatsystemet i 2012 har likeså styrket produsentenes økonomiske betingelser. Mens tilknytningsplikten og el-sertifikatsystemet er endringer som har kommet på grunn nye samfunns mål – som å nå målene i EUs Fornybarhetsdirektivet – kan det virke som om dette ikke er reflektert i like stor grad i de økonomiske og regulatoriske betingelsene som legger rammene rundt en slik utvikling på nettsiden.

NVE har imidlertid anerkjent nettselskapenes viktigste økonomiske barriere og har satt i gang et internt prosjekt på endringsforslag i modellen for beregning av kostnadsnormer i inntektsrammereguleringen. Målet er at selskapene skal få mer stabile inntektsrammer. Det har i de senere årene vært flere gjennomganger av inntektsrammereguleringsmodellen for å optimalisere incentiver for nettinvestering (OED 2009). I 2009 bestemte NVE også å gjøre noen endringer av modellen for distribusjonsnettselskapene. Kostnadsnormene inkluderer nå variabler for installert kapasitet for småkraftgeneratorer tilkoblet nettet, antall fjerntliggende øyer med levert elektrisitet og variabler for anlegg i distribusjonsnettet som i virkeligheten er regionalnettanlegg (NVE 2010 d). Det å redusere risikoen for overinvestering når det i dag er et så stort press på å øke småkraftproduksjon burde også være i tråd med regjeringens politikk på nettutvikling som sier: "Normalt vil konsekvensene av å investere for lite eller for sent være større enn konsekvensene av å investere for mye" og videre at "En nettinvestering kan være nødvendig grunnet forventet eller faktisk utvikling i strømforbruk og –produksjon..." (OED 2012 a, understreket av forfatter). En vurdering må imidlertid tas i forhold til hvilket formål inntektsrammereguleringen skal ha. Hvis formålet kun skal være å tilkoble småkraft må den endres, men så lenge det også er et mål om effektivitet skaper ikke reguleringen nødvendigvis de mest samfunnsrasjonelle løsningene for en slik utvikling (utbygging av småkraft) ene og alene, hevder NVE i et intervju (NVE intervju 2012).

Samordning – hva er det?

NVE oppfordrer til samordning av prosjekter for å finne bedre nettløsninger i distribusjonsnettet. Dette er også noe nettselskapene ønsker, men kriteriene og forståelsen for definisjonen av samordning kan være noe sprikende mellom NVE og nettselskapene. En viktig forskjell mellom de to aktørene er at NVE krever at samordning ikke skal være til hinder for fremdrift for enkeltprosjekter. Samordning vil imidlertid nødvendigvis bety at noen produsenter må vente hvis man skal skape større og bedre nettførsterkninger. Som oftest vil en større samordning være til fordel også for produsentene i forhold til størrelsen på anleggsbidraget. SFE Nett AS opplever sine produsenter som fleksible i forhold til slike avtaler, men dette er fordi prosjektene i fylket er lønnsomme prosjekter. Samordning kan derfor være vanskeligere å få til i andre fylker med mer marginale prosjekt. NVEs egen samordning av prosjekter er i tillegg annerledes i den grad at de samordner konsesjonssøkte prosjekt i geografiske områder. Nettselskapene ønsker på den andre siden å samordne både konsesjonssøkte og planlagte kraftverk relatert til nettløsninger i et område (noe som ikke alltid samsvarer med NVEs inndelte geografiske områder) for å kunne vurdere sumvirkninger av flere småkraftverk.

Initiativ har også blitt tatt på saksbehandlingssiden i NVE. I desember 2009 ble nettkapasitet inkludert i NVEs prioritering av småkraftsaker slik at småkraftverk i områder med ledig nettkapasitet ble behandlet først (NVE 2010 c). Vannressursloven gir også grunnlag for å avslå eller legge på vent prosjekter i påvente av en samlet høring eller vurdering av flere prosjekter i sammenheng (OED 2007). NVE prøver nå å legge til rette for koordinering og sortering av småkraftprosjekter i områder der det er lite nettkapasitet og mange småkraftsøknader. I slike tilfeller forsøker NVE å samle alle søknadene for både å kunne anslå om nettet trenger økt kapasitet, samtidig som en slik koordinering gjør det mulig å vurdere de samlede miljøinngrepene (OED 2007). NVE understreker viktigheten av tidlig søknad om konsesjon fra nettselskaper der det er nødvendig med nettinvesteringer: *"Der det er nødvendig å etablere nye kraftledninger eller transformatoranlegg før en kan koble til nye produksjonsanlegg, skal det uten unødig opphold søkes NVE om anleggskonsesjon."* Siden oppgradering vanligvis tar mye lengre tid enn utbygging av småkraft, prøver NVE å forenkle koordinering mellom nett- og produksjonsutbygging ved å gi slik informasjon. Hvis det viser seg at et område har mange småkraftsøknader varsler NVE nettselskapet om at de bør begynne å se på ulike investeringsmuligheter i deres nett for å kunne tilknytte disse kraftverkene. NVE kan imidlertid ikke gi noen eksakt forventet produksjon som tilkobles da dette er avhengig av den konkrete konsesjonsprosessen der ikke bare nettkapasitet blir vurdert, men også miljøkonsekvenser. En viss sannsynlighet kan likevel formidles til nettselskapene, men dette er igjen avhengig av de politiske signalene NVE får fra klagebehandlingen i OED – altså i hvilken grad departementet er positiv til småkraft eller ikke. I dag gis det avslag på omkring 30 prosent av søknadene (Intervju NVE 2012). Samordning av småkraftprosjekter oppleves imidlertid fremdeles som utfordrende for nettselskapene.

Samordning i NTE Nett AS

NTE Nett AS som de fleste andre nettselskaper, starter nettutbyggingen når produsentene har betalt sin del av investeringskostnaden. Dette innebærer at nettselskapet avventer om produsentene har fått konsesjon og innbetalt nødvendig anleggsbidrag før de setter i gang med utbyggingen. Hvis noen produsenter faller fra eller ikke betaler sin del, risikerer prosjektet å bli skrinlagt. NTE Nett AS mener dette er nødvendig slik regimet er lagt opp i dag og at det kan føre til reinvesteringer i nettet som ikke tar hensyn til småkraftutbygging. Oppgradering av nylig reinvestert nett vil antakeligvis bli for dyrt for en produsent og dermed hindre dem i å bygge ut. Samtidig kan ikke NTE Nett AS ta risikoen med å forskuttere nett. Delvis for at de vil bli straffet gjennom inntektsrammereguleringen, men også fordi forskuttering kan gi produsenter muligheten til å utnytte regelen om å kunne kreve anleggsbidrag kun 10 år etter investering.

I Namsskogan - der NTE Nett AS har det meste av sitt småkraftpotensial – har nettselskapet prøvd å samordne potensielle produsenter. I området finnes det fra før av ikke noe regional-nett og distribusjonsnettet har ikke ledig kapasitet. NTE Nett AS har vurdert det slik at uansett hvor mange som til slutt vil bygge ut småkraft i området har nettet nådd et slikt punkt at oppgradering til 132 kV blir sett på som nødvendig. Siden slike investeringer innebærer høye kostnader, vil denne investeringen kreve at de fleste bygger ut slik at det høye anleggsbidraget blir fordelt mellom produsentene. Hvis et visst antall produsenter faller fra, vil regionalnettet antakeligvis ikke bli bygd siden et fåtall produsenter ikke vil være økonomisk i stand til å ta sin del av investeringskostnaden alene. Når konsesjonssøknaden vedrørende nettløsningen blir levert inn til NVE vil NVE samtidig sette i gang å behandle småkraftsøknadene som i dag ligger i kø grunnet manglende nettkapasitet i området. NVE har ikke gitt noen signaler om hvor mange av søknadene de regner med vil få konsesjon. Produsentene har til nå vist forståelse for at dette kan ta tid. Dette er en sikker løsning for NTE Nett AS, men også veldig tidkrevende. Det er forventet at nettselskapene skal bygge nett med et tidsperspektiv på 40-50 år, men det er vanskelig å inkludere hva det faktisk er behov for om 10 eller 20 år.

Som følge av tilknytningsplikten har NVE opprettet en egen arbeidsgruppe for å håndtere konflikter rundt anleggsbidrag, konsesjon, tilknytningsplikt og krav i KSU som går på tvers av avdelingene i NVE. Arbeidsgruppen hjelper også produsenter og nettselskap med å finne rasjonelle helhetsløsninger for nett- og produksjonsutvikling (intervju NVE 2012).

Noen nettselskap har på eget initiativ innført nye prosedyrer for å møte utfordringene småkraftutbygging representerer for utviklingen av strømmettet. Mange nettselskaper søker aktivt å involvere potensielle produsenter i deres planleggingsområde. Dette kan resultere i bindende utviklingsplaner som forplikter nettselskapet til å integrere og utvikle nødvendig nettkapasitet og samtidig forplikter produsentene til å bygge ut kraftverk som har fått konsesjon. Anleggsbidraget vil også bli inkludert og delt mellom produsentene som er involvert i utviklingsplanene.

Utbyggingsstopp i Sogn og Fjordane har gitt SFE Nett AS mulighet til samfunnsmessig rasjonell samordning

SFE Nett AS er nå i en spesiell situasjon siden Statnett i 2009 stoppet tilknytning av småkraft. Selv om denne utbyggingsstoppen har vært negativ for mange potensielle småkraftprodusenter har det gitt SFE Nett AS – og også produsentene – en ekstraordinær mulighet for å samordne produksjon og nettutvikling. I og med at NVE fortsatte å konsesjonsbehandle småkraft etter tilknytningsstoppen – etter påtrykk fra nettselskapene i fylket – har dette ført til at nettselskapet har fått inn sikker informasjon på de to første usikkerhetspunktene knyttet til uforutsigbarhet i kommende produksjon – nemlig 1) om produsentene får konsesjon og 2) når konsesjonene blir godkjent og hvor stor effekt som tillates. Dette har gjort at SFE Nett AS har kunnet konsesjonssøke nødvendig regionalnett i god tid og unngå flere små investeringer på vei opp til nødvendig oppgradering. Denne samordningen har også vist seg å være økonomisk fordelaktig for produsentene siden anleggsbidraget blir fordelt på flere og kun én stor nødvendig oppgradering. Det vil også si at nettutviklingen i det store og hele blir mer samfunnsmessig rasjonell.

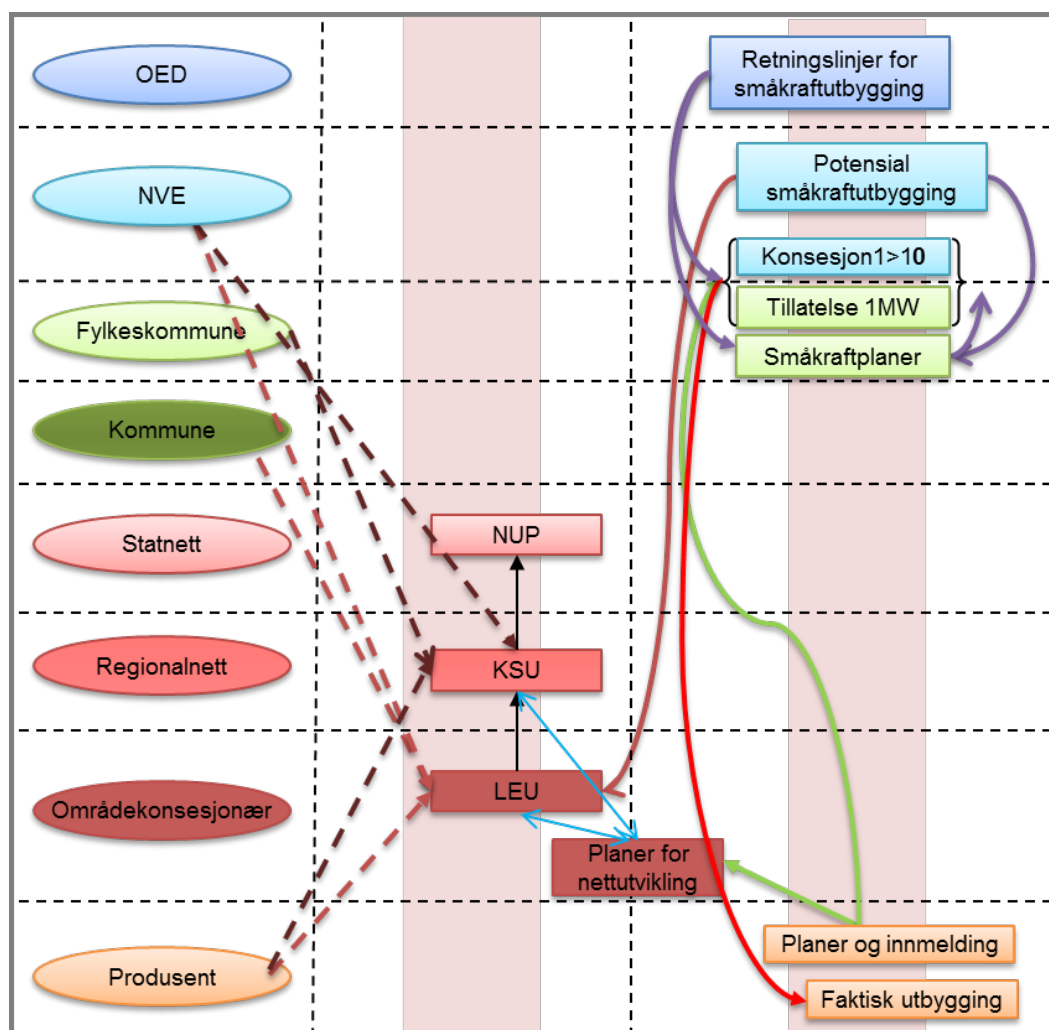
4 Planer for småkraftutvikling og nettutvikling – et tilstrekkelig virkemiddel for en helhetlig nettutvikling?

For nettselskapene er det viktig å ha et godt planverktøy som kan hjelpe dem å stille de rette tekniske kravene til småkraftverkene og ikke minst forutse hvor mye nettkapasitet som trengs å bygge ut. En godt utviklet plan der småkraftutvikling og nettutvikling blir satt i sammenheng og er basert på velfundert kunnskap, kan øke forutsigbarheten rundt fremtidig nettbehov. En slik plan kan være skrevet på en slik måte at den er tilgjengelig for et bredere publikum for å kunne sikre at planen fungerer som en informasjonskanal for alle involverte aktører.

I Norge er det allerede flere planverktøy vedrørende både småkraftutvikling og nettutvikling. Nasjonalt og fylkesvis finnes det kartlagte områder for småkraftpotensial. På både lokalt, regionalt og sentralt nivå finnes det i tillegg energi- eller kraftsystemutredninger som skal legge til rette for en koordinering mellom nett og produksjon på alle plan. Dette burde i teorien vært tilstrekkelig for å skape forutsigbare nettinvesteringer og med tanke på hvilke krav til teknisk utforming man skal stille for kraftverkene som går utover en sak-til-sak-tilnærming.

I dette kapitlet beskriver vi planverktøyet som i dag finnes for småkraftutvikling og nettutvikling, og hvilke muligheter det har for å redusere noen av barrierene som ble identifisert i kapittel 3. Vi starter med kort å beskrive aktørene og deres ansvarsområder. Deretter beskrives de ulike planene. Til slutt gjøres det en vurdering av hvorvidt planene kan representere muligheter for å redusere barrierene identifisert i forrige kapittel.

Figur 3 viser i venstre kolonne de viktigste aktørene, med tilhørende ansvarsområder og hvordan disse er berørt av de ulike planverktøyene. Midterste kolonne viser planer for nettutvikling i lys av blant annet forventede produksjonsøkninger, mens høyre kolonne viser planer for småkraftutvikling. Fargene korresponderer med fargen til den ansvarlige aktøren. Pilene viser interaksjon og avhengighet mellom planene og aktørene.



Figur 3 Oversikt over de viktigste planene for småkraftutbygging og nettutvikling med de ansvarlige aktørene og deres involvering i planene.

4.1 Aktører og ansvarsområder

Beskrivelsen av aktørene og ansvarsområdene starter på toppen av Figur 3 i venstre kolonne og beveger seg nedover.

- OED har lagd retningslinjer for småkraftutbygging som et grunnlag for å gi tillatelse og konsesjon for småkraftverk og også for utarbeidelsen av fylkeskommunenes småkraftplaner.
- NVE har kartlagt potensial for småkraft nasjonalt basert på vannressurser og kostnader.
- Fylkeskommunen er ansvarlig for utarbeidelse av fylkesvise småkraftplaner. Planene skal bygge på NVEs kartlegging av potensial for småkraft, men tilføye miljømessige og sosiale konsekvenser av slik utbygging. Planen skal være førende for behandlingen av tillatelser og konsesjoner for småkraftverk i henholdsvis fylkeskommunen og NVE.
- Kommunen er involvert i den lokale energiutredningen som utarbeides kommunevis av områdekonsesjonæren⁶

⁶Nettselskap som har områdekonsesjonen der de er ansvarlige for drift og bygging av linjennettet i det geografiske området konsesjonen gjelder for.

- Statnett har en nettutviklingsplan (NUP) for sentralnettet som også inkluderer en analyse av den regionale nettsituasjonen og potensial for småkraft som kan ha innvirkning på sentralnettet. Planen oppdateres hvert år.
- De regionale nettselskapene har en regional nettutviklingsutredning, kraftsystemutredningen (KSU), som blant annet inkluderer kapasitetsbehov grunnet planer om utvikling av småkraft. Utredningen oppdateres annet hvert år.
- Områdekonsesjonærer er ansvarlige for å utrede kommunevise lokale energiutredninger (LEU) og bidrar til den regionale energiutredningen.
- Produsenten bidrar til energiutredningen på kommunenivå og varsler distribusjonsnettselskapene om sine planer.

4.2 Planprosessene

I denne seksjonen beskrives dagens planverktøy og sammenhenger mellom aktørene knyttet til planer om både småkraftutvikling, nettutvikling eller begge deler, og deres muligheter for å overkomme barrierene (kapittel 3) med spesielt fokus på helhetlig planlegging av nettet og forbedret kommunikasjon og informasjonsflyt mellom aktørene.

4.2.1 Planer for småkraftutvikling

Nytten av planene for småkraftutvikling vil for nettselskapene være i hvor stor grad de er førende for konsesjonsprosessen og dermed forutsigbarheten relatert til hvilke prosjekter som sannsynligvis vil bli bygget ut (rød pil), og hvilke de kan luke ut i planfasen (grønn pil). Spørsmålet blir da hvilken sammenheng det til slutt er mellom planer for nettutvikling og faktisk småkraftutbygging (se Figur 3).

NVEs kartlegging av småkraftpotensial (NVE b, Figur 3: Potensial for småkraft - NVE) blir ofte brukt av nettselskapene som en indikator på hvor mye småkraft som *kan* bli bygget ut (Solvang 2011). Kartleggingen har imidlertid sine begrensinger i og med at den kun tar utgangspunkt i hydrologisk materiale og generelle kostnadsberegninger (kr/kWh). Det er videre ingen sikker pekepinn på hvor det vil bli bygd ut småkraft. Det er den konkrete konsesjonsbehandlingen (Figur 3: Konsesjon – NVE) som bestemmer om et småkraftverk kan bli bygd eller ikke og inkluderer vurderinger om miljømessige og sosiale konsekvenser, og nettkapasiteten i området. ”Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) estimerte i 2004 et teknisk-økonomisk potensial for utbygging av småskala vannkraft i størrelsesorden 25 TWh med en utbyggingspris på tre kroner per kWh. Endringer i blant annet kraftpriser, utbyggingskostnader og kunnskap om miljøvirkninger bidrar til stor usikkerhet om potensialene, men NVE har anslått at restpotensialet ved inngangen til 2008 var på drøyt 18 TWh. Ved beregning av dette teknisk-økonomiske potensialet er ikke hensyn til miljø- og andre brukerinteresser vurdert. Disse hensynene gjør at de fleste prosjekter blir pålagt konsesjonsvilkår om avbøtende tiltak, for eksempel krav om minstevannføring” (LMD 2009).

Fylkeskommunens småkraftplaner (Figur 3: Småkraftplaner – Fylkeskommunen) kan i denne sammenhengen hjelpe til med å modifisere estimert potensial for småkraftutbygging. Småkraftplanene er ikke, i likhet med NVEs kartlegging av småkraftpotensial, prosjektspesifikke: Derimot gjøres det en konfliktvurdering av områder i forhold til mulige miljømessige og sosiale konflikter. Før en slik vurdering gjøres skal det også gjøres en beskrivelse av nettsituasjonen og behov for eventuelle nettforsterkninger. De fylkesvise småkraftplanene legges til grunn både i behandlingen av mindre kraftverk i Fylkeskommunen, og konsesjonsprosessen i NVE. Småkraftplanene utgjør derfor en potensielt mer forutsigbar plan over mulig småkraftutbygging der også miljøkonsekvensene og nettkapasitet blir tatt i betraktning – de to hovedgrunnene til at småkraft ikke får konsesjon. De fylkesvise småkraftplanene ble etterlyst av regjeringen i 2007 da OED utga retningslinjer for småkraftutbygging. Retningslinjene skulle, til småkraftplanene var på

plass, legge til grunn en lik verdivurdering i konsesjonsbehandlingen i NVE og dermed en viss sammenheng mellom plan og konsesjon. Dette ble styrket ytterligere ved at NVEs estimerte småkraftpotensial skulle være grunnlaget for småkraftplanene. ”Skal styrke grunnlaget for en helhetlig vurdering av konsesjonssøknader for små vannkraftverk og gjøre denne prosessen mer effektiv og forutsigbar for utbyggeren, myndigheter og samfunnet for øvrig” (OED 2007 og LMD 2009).

Nettvurderinger i de fylkesvise småkraftplanene

I utarbeidelse av de fylkesvise småkraftplanene er det viktig å involvere alle relevante aktører - også nettselskapene. I utarbeidelsen av strategien for småkraftverk i Nord-Trøndelag ble NTE Energi AS invitert, men ikke NTE Nett AS. Dette ble til slutt oppklart da fylkeskommunen, som hadde brukt KSU'en for å fastslå nettkapasitet i fylket, hadde konkludert med at det var ledig nettkapasitet også i distribusjonsnettet, mens det i virkeligheten kun var i regionalnettet. NTE Nett AS ser nødvendigheten av å inkludere også nettperspektiver i de ulike småkraftutviklingsplanene for å unngå slike misforståelser.

I og med at Fylkeskommunen som utarbeider disse planene også er ansvarlige for å gi tillatelser til kraftverk under 1 MW (Figur 3: Tillatelser – Fylkeskommunen) kan dette være et grunnlag for å styrke forutsigbarheten for planverket for småkraftutvikling relatert til hvilke kraftverk som faktisk får tillatelse. Det er imidlertid to begrensninger som kan hindre en slik praksis. For det første om vurderingene som blir gjort i småkraftplanene er realistiske siden denne ordningen er relativt ny og kompetansen og kunnskap om miljøinngrep og nettkapasitet kan være begrenset. For det andre er det også vanskelig å evaluere om småkraftplanene faktisk er i overensstemmelse med konsesjoner eller tillatelser som blir gitt, altså om planen blir tatt hensyn til i den konkrete konsesjonsbehandlingen i NVE eller i tillatelsene gitt av Fylkeskommunen. Mange av fylkesplanene er imidlertid enda ikke klare, så det gjenstår å se hvilken koordineringseffekt disse planene kan ha for småkraft og nettutvikling. Det viser seg også at få nettselskap bruker planene for småkraftutvikling aktivt i den konkrete nettplanleggingen – de baserer seg hovedsakelig på innmeldte planer i direkte dialog med produsenten.

4.2.2 Planer for nettutvikling som inkluderer vurderinger om småkraftutbygging

Utredningene NUP, KSU og LEU (se Figur 3) har eksistert mye lengre enn de fylkesvise småkraftplanene. Formålet med disse planene er blant annet å koordinere produksjon og nettutvikling på alle nettnivå. Med introduksjon av en betydelig økning av integrering av småkraftproduksjon i nett med lav overføringskapasitet, er behovet kommet for å bruke disse planene på en annen måte.

Områdekonsesjonærene er ansvarlige for såkalte Lokale Energiutredninger (LEU) (Figur 3: LEU - nettselskap) som skal utarbeides kommunevis. LEU'ene skal beskrive de lokale nettbegrensningene, forventet utvikling i energibruk og alternativer til nettutbygging i områder med vesentlig endring i forbruket. Det er forventet at LEU'ene skal henviser til NVEs ressurskartlegging for småkraft og gjøre en vurdering av hvilke produksjonsenheter som er mest aktuelle med en vurdering av eventuelle nettførsterkninger (NVE 2009 og Solvang 2011).

NVE er tilsynsmyndighet med ordningen og utførte i 2010 en evaluering av denne. Evalueringen viste at flere nettselskap leverte utilstrekkelige utredninger eller unnlot å levere slike utredninger (NVE 2010 b). Det viste seg også å være store forskjeller i kvaliteten på evalueringen. Videre avdekket evalueringen at oppslutning om og interesse for å delta i prosessen frem til en ferdig LEU fra berørte aktører, inkludert kommunene, ofte var lav. I en evaluering fra Norconsult og Vestlandsforskning (Sataøen m.fl. 2007) blir kommunens noe passive rolle i slike prosesser forklart ut ifra kommunens reduserte betydning i energipolitikken etter liberaliseringen av energisektoren og videre at mangel på kompetanse og ressurser til å

sette seg inn i energiproblemstillinger har skapt en barriere for kommunens mulighet til å være aktive i utformingen av energipolitikken. Områdekonsesjonærene arrangerer alltid folkemøter knyttet til energiutredningene. Intensjonen med slike møter er å skape et kontaktpunkt for å diskutere planer om utbygging som involverer selskaper, grunneiere og ikke minst kommunen. Områdekonsesjonærene er derfor generelt positive til utredningene og ser dem som en fin arena for å diskutere planer for utbygging på både nett og produksjon med kommuner og produsenter (NVE 2010 b). Det er imidlertid usikkert hvor avgjørende disse utredningene er når et nettselskap skal planlegge nettutvikling i deres område. I en spørreundersøkelse med nettselskaper utført av Solvang (2011) var det ingen nettselskap som trakk frem LEU'en som et viktig virkemiddel for helhetlig planlegging. Det er heller slik at det er nettselskapenes egne kartlegginger av planer for småkraftutvikling og nødvendige nettførsterkninger som blir spilt inn i LEU'ene.

Faktisk planlegging i SFE Nett AS og NTE Nett AS

Både NTE Nett AS og SFE Nett AS baserer nettutviklingsplanene knyttet til småkraftproduksjon på innmeldte/konsesjonssøkte planer som de har fått fra produsenten selv. Det blir lagt inn store ressurser på å kartlegge eksisterende og kommende konkrete planer for småkraftproduksjon i nettområdene. En vurdering blir tatt internt om hvilke prosjekter som det bør tas høyde for i nettplanleggingen. Tilgjengelige planer som kunne ha hjulpet nettselskapene i å sortere ut prosjekter som for eksempel de fylkesvise småkraftplanene, blir sjelden brukt i slike vurderinger. Videre går informasjonsflyten ofte fra nettselskapets egne planer og informasjon til både KSU- og LEU-arbeidet. Både NTE Nett AS og SFE Nett AS har utarbeidet egne nettutviklingsplaner på lokalt nivå tilsvarende KSU'en bygget på egne innhentede data.

På regionalt og sentralt nettnivå finnes det tilsvarende energiutredninger, henholdsvis Kraftsystemutredninger (KSU) og den nasjonale nettutviklingsplanen (NUP). Hverken KSU'ene eller NUP'en har direkte innvirkning på investeringene eller planleggingen i distribusjonsnettet siden informasjonsflyten og behov for investering går fra lokalt til sentralt nivå og ikke omvendt. Det vil si at tilknytning av mye småkraft i distribusjonsnettet kan utløse investeringsbehov på høyere nettnivå og informasjon fra LEU blir hentet inn i KSU'en og videre til NUP'en (se Figur 3). En av hovedutfordringene for nettutviklingen i Norge generelt, er imidlertid denne koordineringen på tvers av nivå for å sikre at nettet utvikles i takt med produksjonen. En av de viktigste grunnene til dette er manglende kontakt mellom produsent, områdekonsesjonær, regionalt og sentralt nettnivå. Slik sett spiller KSU' ene og NUP'en en viktig rolle når det gjelder å koordinere de ulike nettnivåene og hindre flaskehalsen.

Samarbeid mellom ulike nettnivå på Vestlandet

Etter at Statnett erkjente at Sogn og Fjordane var i en situasjon hvor oppgradering i sentralnettet var nødvendig for å tilrettelegge for ny småkraft, startet et tett samarbeid mellom nettselskapene i fylket og Statnett. Samarbeidet førte til en strategirapport - "Straumnettet på Vestlandet mot 2025" – der det ble sett på nødvendige nettinvesteringer, saneringer og ulike nettmuligheter frem til 2025.

KSU'ene og prosessene for å utarbeide dem kan også ha en betydning for distribusjonsnettselskapene i deres kommunikasjon med involverte aktører og ikke minst i planleggingen av eget distribusjonsnett. Når det gjelder kommunikasjon har KSU'ene en koordinerende rolle hvor de skal samordne planlegging av nett og produksjon. Det blir lagt fokus på behovet for å skape en bedre dialog mellom konsesjonær og lokale og sentrale myndigheter for å sikre dette (NVE 2007). Initiativer har nå blitt tatt i NVE for å styrke kommunikasjons- og deltakelsesaspekter ved prosessen for å komme frem til en KSU (Intervju NVE og OED 2012 a). NVE vektlegger imidlertid at det er på lokalt nivå at kunnskapen om planlagt produksjon finnes, og at de lokale nettselskapene har bedre forutsetninger enn dem for å koordinere produksjon og

nettutvikling gitt deres nærhet til produsentene og oversikt over alle kraftverk i deres eget nett (Intervju NVE). KSU'ene skal imidlertid også bidra til å effektivisere myndighetsbehandling av nettkonsesjoner ved å beskrive samfunnsnyttene av mulige tiltak. Dette kan lette distribusjonsnettselskapenes planlegging og søknader om oppgradering av spenning der de ser dette som nødvendig.

Oppfatninger av LEU og KSU

Hverken NTE Nett AS eller SFE Nett AS ser at ordningen med LEU har en nyttig funksjon slik den organisert i dag. Det kommer sjelden ny informasjon inn i planene og det er liten interesse for å delta, til og med blant de aktuelle kommunene. Bare det å få avtalt møte oppleves som vanskelig. Hva slags nytte LEU'ene har i praksis stiller begge nettselskapene seg svært tvilende til. Begge mener videre at hvis ansvaret for å utarbeide LEU'en hadde ligget hos kommunene hadde dette ført til større engasjement lokalt noe som også kunne ha tiltrukket seg deltakelse fra potensielle småkraftprodusenter. KSU'en som en nettplan blir sett på som positiv for både NTE Nett AS og SFE Nett AS både når det gjelder bruken av den i nettplanlegging, samordning fra distribusjonsnett til regionalnett og en god kommunikasjonsarena for berørte aktører (selv om deltakelsen kunne vært bredere). SFE Nett AS opplever at KSU-prosessen får stadig bredere deltakelse og mer engasjement noe som blant annet skyldes at det nå er stort press for både produsenter og nettselskap på alle nivå for å samordne seg. Kravet om mer samhandling med berørte kommuner kan føre til bedre dialog, men SFE Nett AS forstår ikke hvordan et engasjement kan skapes omkring KSU-arbeidet når det ikke finnes mer lokalt på LEU-arbeidet.

4.3 Konklusjon

To av hovedbarrierene som ble identifisert i kapittel 3 var manglende kommunikasjon og risiko knyttet til å investere i nettutvikling grunnet nettselskapenes økonomiske rammebetingelser og usikkerheten om produsentene bygger ut kraftverkene eller ikke. Spørsmålet vi stilte i dette kapittelet var om dagens planer og planprosesser kan fjerne eller redusere barrierene. Planarbeidet kan hjelpe nettselskapene å skape arenaer for kommunikasjon og et realistisk bilde av fremtidig nettbehov. Dette forutsetter imidlertid at planene er forutsigbare og stemmer med faktisk utbygging (Figur 3: Faktisk utbygging – Produsent, Planer om nettutvikling – områdekonsesjonær).

Ressurskartet til NVE brukes som grunnlag for både LEU, fylkesplanene og konsesjonsprosessen, men den er kun basert på generelle kostnader og hydrologi. Fylkesplanene er i så måte en modifisering av ressurskartet hvor man kan luke ut prosjekter som ligger i konfliktfylte områder. Fylkesplanene er imidlertid enda ikke utarbeidet i alle fylker og det er usikkerhet rundt i hvilken grad disse planene faktisk får betydning for konsesjonsbehandlingen i NVE på tross av at OEDs retningslinjer er felles for planene og konsesjonsbehandlingen. Nå som tillatelser for kraftverk under 1 MW også gis av fylkeskommunen, kan det være mer sannsynlig at plan og tillatelse er mer koordinert, men dette gjenstår å se. Videre er det lite som tyder på at småkraftplanene er et godt grunnlag for konsesjonsbehandling i NVE siden kunnskapen om miljøkonsekvenser og småkraft er høyere i denne etaten enn i fylkeskommunen. Det er i midlertidig verdt å merke seg at planene på småkraftutvikling, som skal gi bedre forutsigbarhet i konsesjonsprosessen og potensielt hjelpe nettselskapene til å se hvilke prosjekt som er realistiske, ikke blir brukt for å kartlegge kommende produksjon i nettområdene i SFE Nett AS og NTE Nett AS (se boks over). Det er grunn til å tro at dette også er tilfelle i andre nettselskaper også.

LEU er et annet virkemiddel som kan føre til at det blir skapt en større sammenheng mellom plan og faktisk utbygging da dette er en prosess som legger opp til nær kontakt mellom kommuner, produsenter og nettselskap på både produksjons – og nettutviklingssiden. En av utfordringene synes å være lav interesse for deltakelse i prosessen blant de berørte aktører og kan dermed hindre både informasjonsutveksling og tidlig

koordinering mellom produksjon og nett. Dessuten ser det ikke ut til at LEU spiller en viktig rolle for nettselskapenes planer for tilknytning slik man kunne ha forespeilet seg siden LEU nettopp er en oversikt over kommende produksjon og behov for nett lokalt (Planer for nettutvikling, LEU – områdekonsesjonær). Styrking av involvering og dialog i prosessene rundt KSU som NVE har tatt initiativ til kan imidlertid føre til bedre samarbeid og kommunikasjon på lokalt plan. Mange av aktørene er her de samme, og dette kan føre til en positiv spin-off som inkluderer flere aktører på lokalt plan, også i LEU-prosessen. KSU'ene vil også kunne gi et mer helhetlig bilde av behovet for nett og eventuelle nødvendige oppgradering av spenning i distribusjonsnett. En sterkere sammenheng mellom LEU og KSU vil imidlertid være nødvendig for at de positive effektene av KSU-prosessen skal bli brukt på lokalt plan som igjen vil gi bedre grunnlag for planlegging i KSU'en. Å flytte ansvaret for LEU'en til kommunen slik som SFE Nett AS og NTE Nett AS foreslår kunne også blitt vurdert som et mulig tiltak for å øke engasjementet rundt slike prosesser. Kommunene har mye lokalkunnskap og kan sitte med informasjon om planlagte kraftverk nettselskapet ikke nødvendigvis vet om. Hvis kommunen kan få bragt denne kunnskapen og kontakten med grunneiere inn i LEU-arbeidet kan det bidra til å gjøre LEU mer meningsfullt enn det i dag oppleves som av aktørene.

Selv om disse planene vil kunne bidra til å skape en overensstemmelse mellom tillatelse, konsesjon og planlagt produksjon, er det fremdeles en usikkerhet knyttet til om kraftverkene blir bygget ut eller ikke. Ingen planleggingsverktøy synes å kunne fjerne denne barrieren. Mulige tiltak kan være enten å endre inntektsrammereguleringen slik at den blir tilpasset situasjonen nettselskapene i dag befinner seg i, hovedsakelig på grunn av regjeringens målsettinger om mer fornybar energiproduksjon, eller gjøre utbyggingsavtaler mellom flere produsenter og nettselskaper til en mer permanent ordning. Dette betyr imidlertid ikke at dagens planverktøy ikke er nyttig. Det å styrke prosessene rundt spesielt LEU og KSU vil sannsynligvis forbedre kommunikasjonen mellom aktørene i en tidlig fase og dermed forenkle koordineringsinitiativ. Dette kan igjen sørge for informasjonsflyt og at aktørene føler seg forpliktet til å bli en del av og ansvarlige for å utvikle et nett som ikke bare er til fordel for dem selv, men også bidra til å realisere det nasjonale fornybarmålet. Aktørene har så langt vist at de er tilpassningsdyktige i møte med den nye utfordringen som økt småkraftutbygging representerer og erfaringene vil kunne føre til nye prosedyrer og samarbeidsformer – noe som allerede er i ferd med å skje.

5 Forkortelser

OED:	Olje- og energidepartementet
LMD:	Landbruks- og matdepartementet
MD:	Miljøverndepartementet
NTE:	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
NVE:	Norges vassdrags- og energidirektorat
LEU:	Lokal energiutredning
KSU:	Kraftsystemutredning
NUP:	Nettutviklingsplan (Statnett)
EU:	Europeiske Union
KU:	Konsekvensutredning
ENTSO-E:	European Network of Transmission System Operators for Electricity
BU-midler:	Bygdeutviklings-midler
LMD:	Landbruks- og matdepartementet
SFE:	Sogn og Fjordane Energi

6 Referanser

Angell, S.I. og Brekke, O.A. (2011). "Frå kraft versus natur til miljøvenleg energi? Norsk vasskraftpolitikk i eit hunerårsperspektiv". Uni Rokkan Rapport 2-2011

Energiteknikk (2012 a). –Småkongene må bort. Energiteknikk nr. 3 – april 2012

Energiteknikk (2012 b). Krangler om nettilknytning. Energiteknikk nr. 3 – april 2012

Gravdehaug, Guro og Ragnhild Remmen (*Forthcoming*). Real Options in Small Hydro Power Investments. An Empirical study from Norway

Knudsen, J.K. and Ruud, A. (2011). "Changing currents in Norwegian hydropower governance? The challenge of reconciling conflicting interest". SINTEF report TR A7111

LMD (Landbruks- og matdepartementet) (2009). "Klimautfordringene – landbruket en del av løsningen" St.meld. nr. 39 (2008-2009)

LMD (2007) M-2/2007 - Midler til Bygdeutvikling 2007 - Midler til Seterprosjekt 2007 - Midler til oppfølging av tiltak i regionale handlingsprogram for økologisk landbruk 2007 - Tildeling på Fylkesnivå. Rundskriv, 23.02.2007

NVE (2011). "Energistatus 2011"

NVE (2010)a. Gjennomgang av den samlede regulering. Brev til OED 20/01/2010

NVE (2010)b. "Lokale energiutredninger 2009-2011. Erfaringer og oppsummering"

NVE (2010)c " NVEs regulering i forbindelse med tilknytning av og nettplanlegging for distribuert produksjon (DG)". Foredrag av Hege Sveaas Fadum Rica Gardermoen 6. oktober 2010

NVE (2010)d "Annual Report 2010 .The Norwegian Energy Regulator"

NVE (2009). "Veileder for lokale energiutredninger. Revidert utgave av NVE veileder nr 1 2005"

NVE (2007). "Veileder for kraftsystemutredninger"

NVE (2004) Rapport 19/2004; "Beregning av potensial for små kraftverk i Noreg"

OED (2012a) Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet. Meld. St. 14 (2011–2012)

OED (2012b). Sju søknader om småkraftverk avgjort. Pressemelding, 03.02.2012 Nr.: 013/12

OED (2010) Norway and Sweden agree on a common market for green certificates. Press release, 08.12.2010 No.: 117/10

OED (2009) "Om lov om endringer i energiloven". Ot.prp. nr. 62 (2008-2009)

OED (2007). "Retningslinjer for små vannkraftverk"

OED (2001). "Om vasskrafta og kraftbalansen" St.meld. nr. 37 (2000-2001)

Sataøen, H., Aall, C., Sijstermans, R. og Mjøs, T. (2007) Lokale energiutredninger: Evalueringsrapport. VF-rapport 5/2007. Sogndal: Vestlandsforskning

Solvang, Tarjei B (2011). "Resultater fra spørreundersøkelse om planleggingsprosesser i forbindelse med integrasjon av DG". AN 11.12.23

Soria Moria erklæringen (2005) Plattform for regjeringssamarbeidet mellom Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Senterpartiet 2005-09

Statnett (2008). "FIKS - Funksjonskrav i kraftsystemet"

Statnett (2012). "Nettutviklingsplan 2012"

Web resources

Energi Norge (22/05/2012). Nye EU-regler for nettilkobling.

<http://www.energinorge.no/nyheter-om-nett-og-system/nye-eu-regler-for-nettilkobling-article9273-239.html>

Europalov (22/05/2012). Fornybardirektivet: økt bruk av fornybar energi.

<http://europalov.no/rettsakt/fornybardirektivet-okt-bruk-av-fornybar-energi/id-874>

NVE a (22/05/2012). Anleggsbidrag. <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Anleggsbidrag/>

NVE b (22/05/2012). Ressurskartlegging små vannkraftverk

<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/Ressurskartlegging/>

NVE c (22/05/2012). Tilknytningsplikt.

[http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Innmating-av-kraft/Tilknytning-til-nettet-/](http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Innmating-av-kraft/Tilknytning-til-nettet/)

NVE d (22/05/2012). *Vannkraft*. <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/>

Småkraftforeninga (22/05/2012). *Høringsmøte i Nordland*. <http://www.kraftverk.net/visartikkel.php?id=2133>

Teknisk Ukeblad a (25/05/2012). *Et håpløst system*. <http://tu.pocketnews.no/1483/1482/761226.html?e=502>

Teknisk Ukeblad b (02/07/2012). *NVE varsler flere småkraft-avslag*. <http://www.tu.no/energi/2012/01/18/nve-varsler-flere-smakraft-avslag>

Teknisk Ukeblad c (02/07/2012). *JUKS VED SMÅKRAFTVERK – Mange cowboyer som bryter konsesjonen*. <http://www.tu.no/energi/2012/04/10/mange-cowboyer-som-bryter-konsesjonen>

Teknisk Ukeblad d (02/07/2012). *Småkraft jubler over OED-vedtak*.

<http://www.tu.no/energi/2008/12/10/smakraft-jubler-over-oed-vedtak>

VG (02/07/2012). *Mange småkraftverk driver ulovlig*.

<http://www.vg.no/nyheter/innenriks/artikkel.php?artid=10020279>

Vedlegg 1: Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Nett

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) ble etablert av Nord-Trøndelag fylkeskommune i 1919. NTE eies i sin helhet av [Nord-Trøndelag fylkeskommune](#). NTE er i dag et av landets største e-verk gjennom utbygging av vannkraft, ved at mindre, kommunale elektrisitetsverk er kjøpt opp av det fylkeskommunale selskapet og ved at nye forretningsområder er etablert. Hovedvirksomhetene er nettdrift, produksjon og omsetning av energi, installasjon, handel med elektriske forbruksartikler og bredbånd.

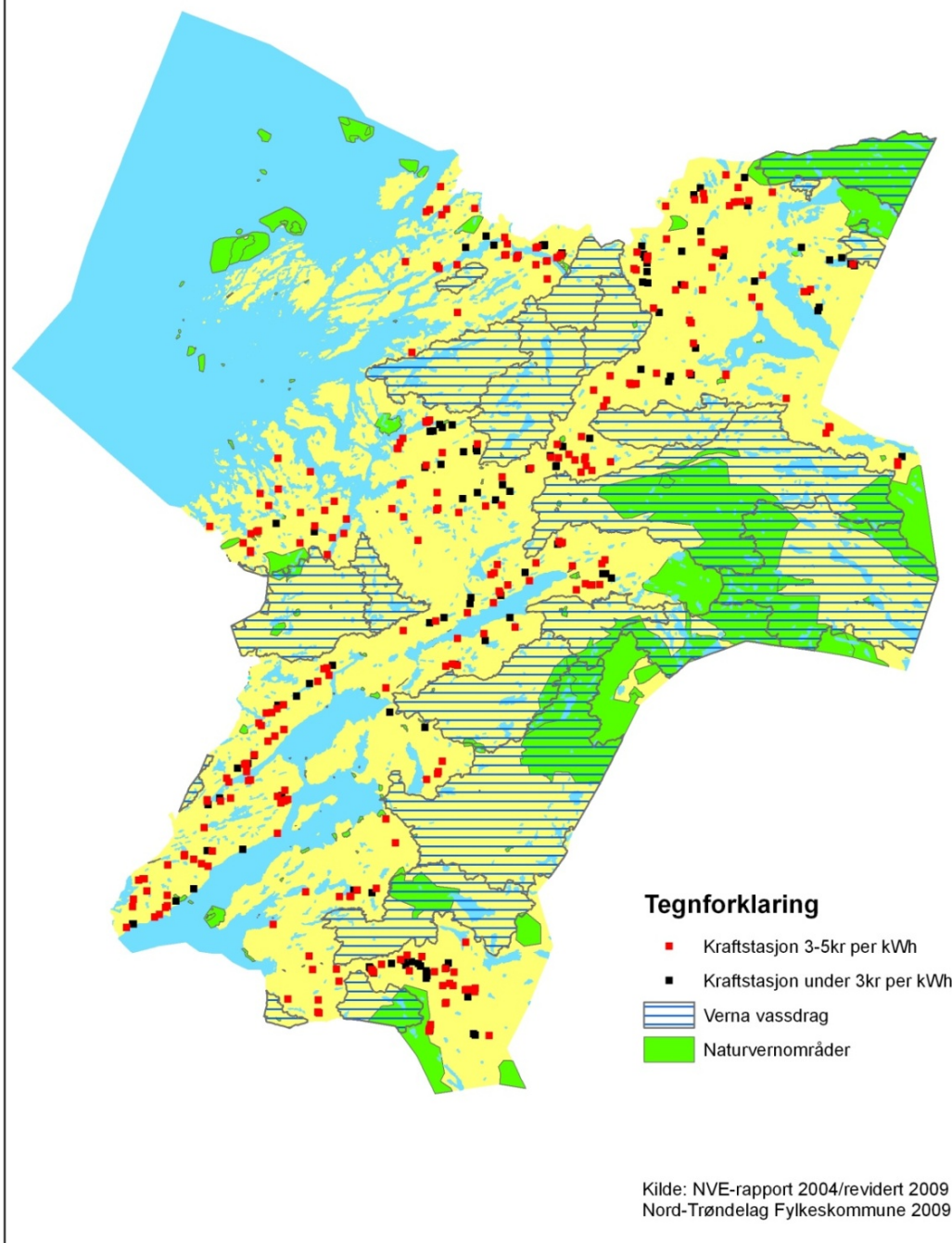
NTE Nett AS er et heleid datterselskap av NTE (NTE.no). Selskapet drifter og eier 13 000 km kraftnett og er ansvarlig for 81 400 nettkunder. NTE Nett AS er også områdekonsesjonær og kraftsystemutreder. I kraft av å være områdekonsesjonær er NTE Nett AS pålagt å utarbeide lokale energiutredninger for hver kommune i sitt konsesjonsområde. Dette innebærer å utarbeide, oppdatere lokale energiutredninger og tilby energimøte til alle de 24 kommunene i Nord-Trøndelag minst hvert andre år (oppsummering rapport LEU 2010).

NTE Nett AS er kjent med planer om 215 MW ny småkraft i Nord-Trøndelag per 1.1.2011 fordelt på 83 ulike prosjekter over hele fylket.⁷ Per 2009 kan angis et rimelig anslag for utnyttbart småkraftpotensial innenfor ca. 600 – 1000 GWh/år (Høringsdokument strategi). NVE (2004) har angitt 535 prosjektpunkter og et totalt kraftpotensial på 1 303 GWh/år for Nord-Trøndelag for prosjekter innenfor kostnadsklasse < kr 5,00/kWh (se figur på neste side). Prosjekter med investeringer under kostnadsklasse 3 kr/kWh utgjør ca. 160 stk. og 600 GWh/år. Fylket har også et politisk mål for utbygging av småkraft:

"Som et klimapolitisk bidrag til å dekke behov for ny fornybar energi, samt regional ressursutnyttning i distriktene, bør det i Nord-Trøndelag arbeides for et utbyggingsomfang av småkraftverk tilsvarende 800 GWh innen 2030." (Høringsdokument, strategien for småkraft i Nord-Trøndelag)."

⁷ Foredrag Rune Paulsen NTE Nett AS. Nettkobling av små kraftverk. Seminar om små vannkraftverk 13.10.2011

Småkraftverkpotensial i Nord-Trøndelag



Vedlegg 2: SFE Nett AS

Sogn og Fjordane Energi AS ble etablert i 2003 etter en fusjon av selskapene SFE, Ytre Fjordane Kraftlag (YFK), Gloppen Elektrisitetsverk (GEV), Firdakraft og Eid Energi. Sogn og Fjordane Energi AS driver både produksjon, overføring og omsetning av elektrisk energi. Selskapet er den største energileverandøren i Sogn og Fjordane og er blant de store kraftselskapene på Vestlandet (SFE.no). Sogn og Fjordane Energi AS bygger også ut småkraftverk i regionen og har lang tradisjon og erfaring med småkraftverk. Det første kom på nett i 1910 (Foredrag Isaksen).⁸

SFE Nett AS er et heleid datterselskap i konsernet Sogn og Fjordane Energi AS og bygger og drifter både sentralnett, regionalnett i regionen og distribusjonsnett i 7 kommuner på kysten av Nordfjord og Sunnfjord. SFE Nett AS transporterer om lag 600 millioner kWh til omlag 22 300 nettkunder i disse 7 kommunene. Den samlede utstrekningen på nettet er 4 000 km (SFE.no).⁹ SFE Nett AS er pålagt av NVE å utarbeide kraftsystemutredninger for Sogn og Fjordane og dessuten lokale energiutredninger for de 7 kommunene hvor de har områdekonsesjon.

SFE Nett AS har i forbindelse med arbeidet med KSU'en utført en kartlegging av konkrete småkraftplaner som viser at 370 prosjekter er realiserbare med en samlet ytelse på 3,7 TWh. Den største veksten er ventet å komme fra små kraftverk.¹⁰ Planlagte kraftverk er forventet å bli bygget ut innen 2016. En del er allerede under bygging, mens andre venter på konsesjonsbehandlingen. Potensialet er antakeligvis større da dette bare er planer som nettselskapet kjenner til.¹¹ I følge NVE sin ressurskartlegging i 2004, viste det seg at fylket var det med størst potensiale i landet med et mulig utbyggingsomfang på 1 200 MW / 5,3 TWh til en utbyggings pris under 3 kr/kWh. Kraftnettet er imidlertid en utfordring. Det er planlagt å bygge ut mer enn 1 TWh i indre Sogn, og 2/3 av ny produksjon er ventet å komme i området fra Fardal til Leivdal, som i dag har svakest sentralnett.¹² Dersom all planlagt ny kraftproduksjon skal bygges ut vil det antakeligvis bli behov for ytterligere forsterking av sentralnettet.¹³ Figuren på neste side viser tre ulike scenarier for utbygging av vannkraft på distribusjonsnettnivå i Sogn og Fjordane.

⁸ Nettkonferansen, 5. desember 2007. Atle Isaksen

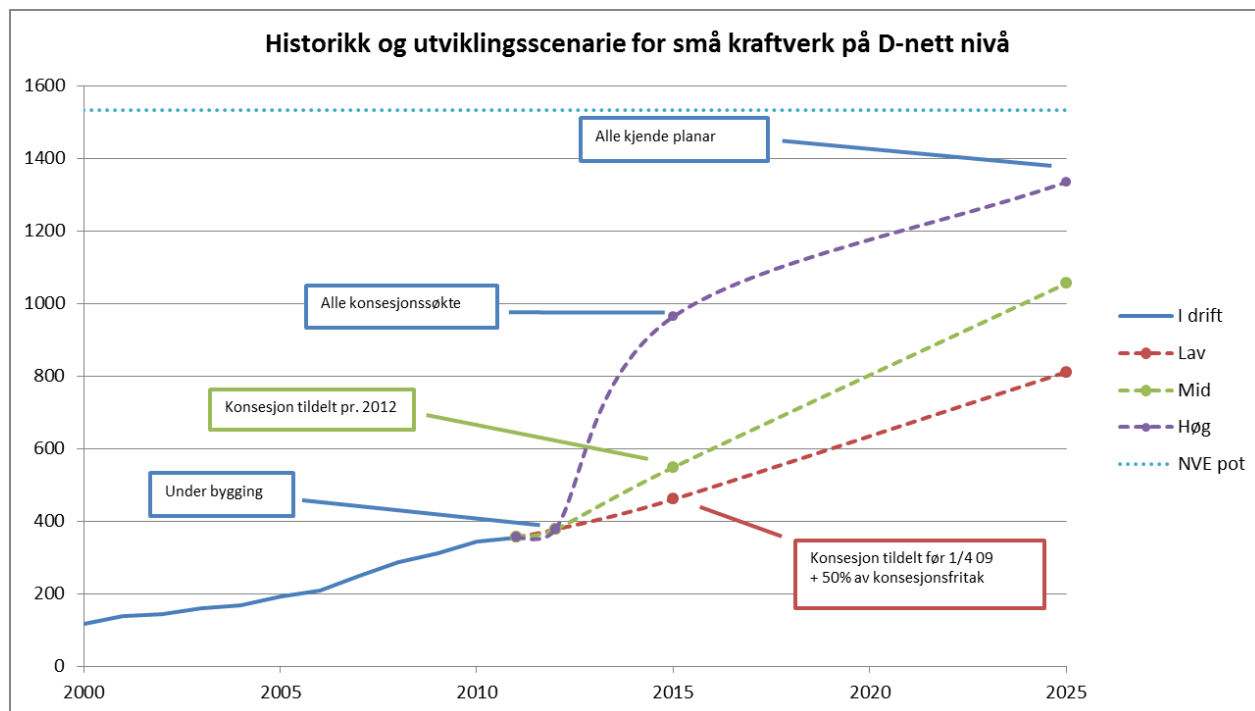
⁹ http://www.nrk.no/sf/leksikon/index.php/Sogn_og_Fjordane_Energi_-_SFE_og_Presentasjon_til_Temadag Presentasjon til Temadag Anleggsbidrag, Oslo, 14.mars 2012 Torgrim Øvrebø, Seniorrådgiver SFE Nett AS

¹⁰ [Ny produksjon i Sogn og Fjordane, planar og nettkapasitet](#)

¹¹ [Straumnettet på Vestlandet mot 2025](#)

¹² [Ny produksjon i Sogn og Fjordane, planar og nettkapasitet](#)

¹³ [Straumnettet på Vestlandet mot 2025](#)



Figur V2.1 Kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2012 Hovedrapport.
Figuren viser tre scenarier for utbygging av vannkraft med tidshorisont 2015 og 2025.
Området kan få flerdoblet produksjon i D-nettet.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no