



Rapport 2018/03 | For Statnett og Enova



Bidrag til en strategi for alternativer til nett

Haakon Vennemo, Christian Grorud og John Magne Skjelvik

Dokumentdetaljer

Tittel	Bidrag til en strategi for alternativer til nettBidrag til en strategi for alternativer til nett
Rapportnummer	2018/03
ISBN	978-82-8126-356-7
Forfattere	Haakon Vennemo, Christian Grorud og John Magne Skjelvik
Prosjektleder	Haakon Vennemo
Kvalitetssikrer	Ingeborg Rasmussen
Oppdragsgiver	Statnett og Enova
Dato for ferdigstilling	29. januar 2018
Tilgjengelighet	Offentlig
Nøkkelord	Kraft, energi, samfunnsøkonomisk analyse, virkemiddelevaluering, strategi

Om Vista Analyse

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk forskning, utredning, evaluering og rådgivning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder er klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innenfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

Forord

Vista Analyse, med assistanse fra Asplan Viak har i 2016-2018 gjennomført FoU-prosjektet *Alternativer til nett* for Statnett og Enova. En tidligere rapport drøftet tiltaksmuligheter og virkemidler for å fremme alternativer til nettinvestering i Oslo og Akershus. Den foreliggende rapporten har et generelt perspektiv og gir et bidrag til en strategi for å inkludere alternativer til nett på like fot med nettutbygging i nettselskapenes og energimyndighetenes planlegging.

Ola Hagen Øyan i Statnett og Thomas Berg i Enova har vært oppdragsgivernes hovedkontakter i prosjektet. Arbeidet følges av en styringsgruppe ledet av Ola Hagen Øyan og med Thomas Berg, Jan Bråten, Gunnel Fottland, Carl-Petter Haugland, Rolf Korneliussen og Øyvind Leistad som medlemmer. I Vista Analyse har Anne Maren Erlandsen og Oscar Haavardsholm bidratt i tillegg til rapportforfatterne, og Ingeborg Rasmussen har vært prosjektets kvalitetssikrer. En referansegruppe bestående av professorene Kjetil Uhlen, Tor Anders Nygaard og Steinar Strøm har gitt verdifulle innspill underveis. I Asplan Viak har særlig Lars Bugge og Fritjof Salvesen gitt viktige bidrag. Tentative konklusjoner fra prosjektet har vært lagt fram på to arbeidsseminarer med aktører i kraftbransjen. Vi takker alle som har bidratt!

29. januar 2018

Haakon Vennemo

Prosjektleder

Vista Analyse AS

Innhold

Sammendrag og konklusjoner	5
1 Innledning	13
1.1 Omfang og avgrensning	13
1.2 Aktiviteter i FoU-prosjektet Alternativer til nett	13
2 Alternativer til nett fortjener en god analyse	15
2.1 Alternativer til nett bør analyseres på likefot med nettinvestering	15
2.2 Vi anbefaler å formulere standardkonsepter for alternativer til nett	16
2.3 Levedyktige konsepter krever samarbeid i energisektoren	17
2.4 Standardkonseptene kan følges av standardinformasjon	18
2.5 Samfunnsøkonomisk analyse av konseptene	23
2.6 Neste steg og videre arbeid	25
3 Gode virkemidler støtter opp om gode tiltak	27
3.1 Mulige barrierer for alternativer til nett	28
3.2 Effektabonnement vil sannsynligvis bli innført	29
3.3 Forbrukerne kan bli mer prissensitive over tid	30
3.4 Aggregatortjenester kommer kanskje av seg selv, og vil bli viktige i knapphetssituasjoner	31
3.5 Størrelsen på minimumsbudet bør reduseres	33
3.6 IKT åpner nye muligheter for å styre forbruket	33
3.7 Kortere avregningsperiode bør innføres	34
3.8 Enovas virkemidler kan benyttes i større grad	34
3.9 Anleggsbidrag i masket nett bør vurderes innført	35
3.10 Nettselskapenes insentiver til å vurdere alternativer til nettutbygging bør vurderes	35
3.11 Må ha avtaler i bunn for å sikre tilpasning ved anstrengt nettkapasitet	36
Referanser	38
Figurer	
Figur S.1 En nettoforbrukskurve.....	5
Bokser	
Tekstramme 2.1: Hvor stort er effektforbruket den kaldeste dagen?	19
Tekstramme 2.2: Indirekte nytte og kostnader av konsepter for alternativer til nett	20
Tekstramme 2.3: Priselastisiteter for effekt	22

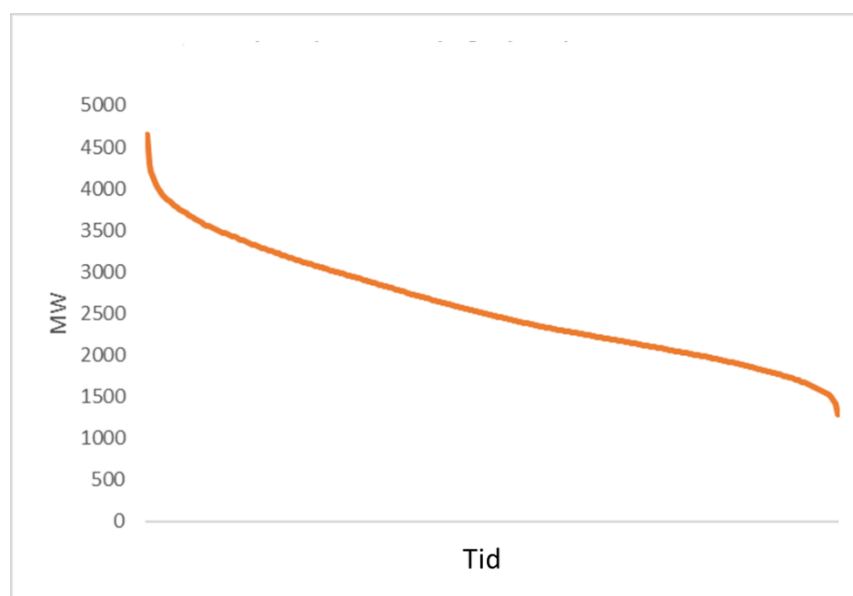
Sammendrag og konklusjoner

Beregninger tyder på at det i mange sammenhenger kan være billigere for samfunnet å utvikle alternativer til nett enn å bygge ut strømmettet. For å gi alternativer til nett en reell sjanse i planprosessen, må en analysere dem på like fot med videre nettutbygging. Vi beskriver en metode for å gjøre dette og peker på behov for å videreutvikle metode og data. Når alternativer til nett vel er identifisert, er neste steg å formulere virkemidler som realiserer dem. Vi vurderer at det i øyeblikket mangler et virkemiddel rettet mot de aller kaldeste dagene med størst effektknapphet, og beskriver egenskaper ved et egnet virkemiddel. Gjennom å skissere en metode for å analysere alternativer til nett og et virkemiddel for perioder med størst knapphet, ønsker vi å gi bidrag til en strategi for alternativer til nett

Bidrag til en strategi for alternativer til nett

Forbrukskurven i et område angir etterspørselen som funksjon av tid, ordnet fra høyest til lavest etterspørsel, se Figur S.1. Netto forbrukskurven angir på samme måte etterspørsel minus lokal produksjon som funksjon av årets timer. Alternativer til nett handler om å bearbeide den dimensjonerende netto maksimalletterspørselen etter kraft – toppen av nettoforbrukskurven – slik at behovet for nettinvestering utsettes eller fjernes. Ettersom elektrisitet i stor grad benyttes for oppvarmingsformål i Norge, er effektbehovet høyest ved lave utetemperaturer de fleste steder i landet. I milde vintre vil det mange steder ikke være bruk for mer enn 90 prosent av den sikre nettkapasiteten, resten er forbeholdt vintre med virkelig harde kuldeperioder og det kan gå mange år mellom hver gang den er i bruk. I enkelte områder kan imidlertid problemet være å nyttiggjøre seg innestengt kraft. Eksisterende virkemidler i markedet, sammen med ny teknologi, kan løse problemene et stykke på vei, men det er også behov for nye tiltak og virkemidler. Ved avslutningen av forskningsprosjektet Alternativer til nett synes det klart at det er behov for en strategi for alternativer til nettinvestering.

Figur S.1 En nettoforbrukskurve



Kilde: Vista Analyse og Statnett. Note: forbrukskurve kalles også varighetskurve.

En strategi for alternativer til nettinvestering har mange elementer. Et av elementene vil være å analysere alternativene på likefot med tradisjonell nettinvestering, for gjennom dette å få et bedre bilde av hvilke tiltak som lønner seg for samfunnet. Et annet element er å utvikle virkemidler som kan utløse alternativer til nett i markedet. I rapporten gir vi et bidrag til disse elementene.

Tiltalene er omlegging, effektivisering, flytting av topplastforbruket, kutt i topplastforbruket

Det er altså toppen av nettoforbrukskurven som dimensjonerer behovet for nett (med mindre problemet er innestengt produksjon), og det er denne toppen man må angripe hvis man vil redusere behovet for nett. Det kan være nyttig å skille mellom tiltak som retter seg mot mer eller mindre hele forbrukskurven, tiltak som retter seg mot den øverste delen av kurven, og tiltak som retter seg kun mot toppen av kurven (som også kalles topplastforbruket).

Maksimal effekt i nettet er i de fleste forsyningsområder dominert av varmebehovet i bygningsmassen. Energieffektivisering som reduserer varmebehovet i bygningsmassen, reduserer også det maksimale effektbehovet til varmemål i de kaldeste periodene. Forutsatt at elektrisitet benyttes til topplastdekning i varmeinstallasjoner, vil energieffektivisering rettet mot varmebehovet i bygningsmassen derfor redusere maksimal effekt i nettet. Samtidig flyttes (nesten) hele nettoforbrukskurven nedover.

Andre tiltak innenfor energieffektivisering, energiomlegging/varmeforsyning og økt lokal produksjon elektrisitet av kan på ulike måter bidra til å flytte nettoforbrukskurven nedover, men her finner vi også tiltak som ikke (eller bare delvis) avlastar nettet. Effektivisering av belysningsanlegg i bygninger vil for eksempel redusere effektbehovet til belysningsformål, men vil samtidig øke effektbehovet i varmeinstallasjonene i topplastsituasjoner - fordi det blir mindre varmetilførsel ("spillvarme") fra belysningsanleggene. Nettovirkningen på nettets maksimallast kan bli vesentlig mindre enn innspart effekt til belysningsformål. Samspillet mellom elektrisitet og andre energibærere til dekning av topplastbehov, særlig for oppvarmingsformål, er avgjørende for virkningen på nettet i topplastsituasjoner, ikke tiltakenes karakter alene.

I tillegg til å angripe hele forbrukskurven kan man bruke tiltak som flytter eller kutter forbrukstoppen, eller bidrar med produksjon i den kaldeste tiden. Tiltak som flytter eller kutter nettoforbrukstoppen omfatter regulære tiltak som flytter forbruket for eksempel fra dag til natt, og lokal produksjon fra natt til dag. Disse tiltakene retter seg mot den øverste delen av forbrukskurven. I tillegg finnes det ekstraordinære tiltak man kan rette mot den kaldeste tiden. De retter seg kun mot toppen av kurven. Ekstraordinære tiltak kan være et eget tiltak for ekstremsituasjoner, eller en ekstra omdreining av et regulært tiltak. Elbil-lading er et eksempel hvor en ekstra omdreining av et regulært tiltak er aktuelt. I utgangspunktet, uten tiltak, lades kanskje 50 prosent av elbilene om natten. Et regulært tiltak kan være at 70 prosent av elbilene lades om natten. Det vil senke forbrukstoppen hvert døgn, inkludert den kaldeste tiden. Den kaldeste tiden ønsker man imidlertid at en enda større andel lader om natten, for eksempel 95 prosent. Forskjellen mellom 70 og 95 prosent er et ekstraordinært tiltak som tas i bruk den kaldeste tiden.

I enkelte områder er det ikke etterspørselen som er problemet, men tilbudet fra uregulert kraftproduksjon. Tilbudsoverskudd oppstår om våren og sommeren når det blåser, solen skinner og vannet går høyt gjennom elvekraftverkene – samtidig som forbruket er lavt. Aktuelle tiltak i en slik situasjon

er å produsere for lager (for eksempel hydrogenlager, eller i samspill med vannkraft med reguleringssevne) eller utvikle fleksibelt forbruk som kan bytte mellom egenprodusert og innkjøpt kraft.

Alternativer til nett krever gode utredninger

Statnetts oppgave er å bidra til å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd, og investeringsbeslutninger skal følge av samfunnsøkonomiske snarere enn bedriftsøkonomiske hensyn. For å finne fram til de beste nettinvesteringene, analyserer man gjerne i flere trinn. Et av de første trinnene er såkalt konseptvalgutredning, der overordnede konsepter for fremtidig nettutbygging blir analysert. Det er naturlig å tenke alternativer til nett inn i konseptvalgutredninger og tilsvarende utredninger på plannivå, for eksempel kraftsystemutredninger.

Enovas oppgave er å fremme styrket forsyningsikkerhet gjennom fleksibel og effektiv effekt- og energibruk. Enova skal videre arbeide for innovasjon for lavutslippssamfunnet og direkte for reduserte klimagassutslipp. Når Enova gjør støttevedtak og utformer støtteordninger bør alternativer til nett vurderes på samme vilkår som øvrige tiltak.

Slik konseptvalgutredninger til nå er blitt gjennomført i Statnett, tar de utgangspunkt i en forbruksprognose for det området man er interessert i. Fratrukket forutsetninger om lokal produksjon gir prognosen en fremskrivning av netto forbruk. Tradisjonelt beskriver forbruksprognosen utviklingen for elektrisk energi og effekt, assosiert med henholdsvis gjennomsnittet og toppen av forbrukskurven over tid.

Utredninger av nettinvesteringer tar ofte forbruksprognosen for gitt og vurderer hvilke nettinvesteringer som møter etterspørselen best. Man kunne ideelt sett ønske seg mer kunnskap om etterspørselsutviklingen før man setter i gang, men nettinvesteringer har lang ledetid og det er begrensede muligheter for å vente på mer informasjon selv om man skulle ønske det. Det legges ofte inn en sikkerhetsmargin i form av N-1 krav som skal ta høyde for bortfall av kapasitet, men som i praksis også kan brukes som buffer dersom etterspørselen stiger mer enn prognosen tilsier.

Når en skal vurdere alternativer til nett på samme abstraksjonsnivå, vil det være naturlig å pakke enkelttiltak inn i konseptalternativer. For eksempel kan en tenke seg et *effektiviserings- og omleggingskonsept*, et *konsept for krafttilgang*, et *lagringskonsept i etterspørselen*, et *konsept for ekstraordinære tiltak på ekstra kalde dager*, osv. Det kan være overlapp mellom konseptalternativene, som bør løses fra sak til sak. Fellestrekket ved konseptene knyttet til alternativer til nett er at de angriper det maksimale krafteffektforbruket. Noen vil i tillegg angripe hele forbrukskurven, andre vil angripe den øverste delen av kurven.

Det vil være aktuelt å kombinere konsepter, for eksempel konsepter med lang ledetid (typisk effektivisering og omlegging) og konsepter med kortere ledetid (typisk konsept for ekstra kalde dager). Konseptene med kortere ledetid gir en mulighet til å «vente å se» med å beslutte de langsiktige løsningene, som kan gi verdi i enkelte tilfeller.

Etter vår vurdering er det en risiko for at konsepter for alternativer til nett skrives ut av analysen fordi det er vanlig, og fordi vanens makt retter oppmerksomheten mot nettkonsepter. For å bryte dette mønsteret kan myndighetene i en periode kreve at minst ett konsept for alternativer til nett skal inngå i alternativanalysen, slik at minst ett slikt konsept blir grundig analysert på linje med nettløsningene.

Enkelte analytiske problemer er særegne for alternativer til nett

Det er enkelte analytiske problemer ved tiltak for alternativer til nett som en i mindre grad finner for nett-tiltak.

1. Noen av tiltakene har usikkert potensial, typisk de som dreier seg om å flytte elforbruk og produksjon, og de som dreier seg om å redusere forbruket på kritiske tidspunkter. Mange av disse blir gjennomført desentralt i husholdningene eller kontorbygg og man vet ikke i forkant hvilke muligheter hver enkelt har. Andre tiltak har relativt sikkert potensial, for eksempel energieffektivisering og omlegging til fjernvarme. Likevel kan de ukjente og usikre sidene ved en del av tiltakene dominere i bevisstheten.
2. Enkelte av tiltakene er nært knyttet til virkemidler og teknologi som ikke er ferdig utviklet per i dag. Dessuten må de implementeres desentralt gjennom virkemidlene. Det fører til et ekstra lag med usikkerhet sammenliknet med tiltak som kan dikteres sentralt.
3. Tiltak for alternativer til nett involverer et stort antall aktører – fra enkelthusholdninger til bygningsforvaltere til fjernvarmeselskaper – og noen av tiltakene ligger utenfor Statnetts myndighetsområde. I noen grad kan Statnett utvikle virkemidler for å insentivstyre andre aktører og påvirke tiltak utenfor sitt myndighetsområde. Men Statnett vil også måtte samarbeide med for eksempel Enova og NVE for å utnytte virkemidler og realisere tiltak på deres område.

Vi fortsetter med eksemplet elbil-lading for å illustrere hvordan disse problemene kan møtes og løses. For å vurdere effekt av tiltaket må man først kjenne eller ha en begrunnet forventning om elbilbeholdningen i perioden man ser på, bilenes ladekapasitet og lademønster i referanse- eller nullalternativet. Nullalternativet er for praktiske formål identisk med forbruksprognosen. Dette krever dataarbeid og kanskje spesialstudier. Dernest må man kjenne hvordan lademønsteret kan endres (punkt 1).

Elbil-lading er et tiltak som henger nært sammen med virkemidlene som utløser tiltaket (punkt 2), og prisforskjell over døgnet vil være det viktigste underliggende virkemidlet. Prisforskjellen kan tenkes å ha et normalmønster, samtidig som den kan være ekstra sterk den kaldeste tiden når det er om å gjøre å motvirke lading. For å kjenne det fremtidige prismønsteret er man avhengig av spesialstudier og samarbeid med myndighetene og tariff- og regler. *Responsen* på prismønsteret må også anslås. Det finnes en liten akademisk litteratur på priselastisiteten for effektprising, men fremover vil teknologien gjøre det enklere å lade når det er billig. Teknologien vil hjelpe elbileiere som normalt ikke tar bryet med å se på prisen når de lader, og prisresponsen vil øke. Dersom det likevel er mange bilister som ikke reagerer på pris, forventer vi at det åpner seg et marked for spesialiserte mellommenn som vi kaller aggregatorer. Dersom det er marked for det, vil aggregatorer tilby å styre elforbruket til lite prisbevisste kunder på nærmere vilkår mot at kundene får en lavere strømregning. Både teknologisk endring og konsekvensen av at det vokser frem et marked for aggregatortjenester bør vurderes for å få en god forståelse av responsen. Likevel kan det ofte for praktiske formål være interessant å forholde seg til priselastisiteten for effektpriser, siden priselastisiteten er en størrelse vi har erfaring med fra mange markeder. Det er for eksempel dristig å anta så sterk respons at priselastisiteten vokser over alle grenser sammenliknet med det vi er vant til å se (punkt 2).

Enova besitter en rekke virkemidler og beregner jevnlig energipotensialet til virkemidlene og tiltakene de utløser. Dette er nyttig informasjon for en konseptvalgutredning som inkluderer alternativer til nett på likefot. Fremover blir det viktig også å beregne effektpotensialet, i samarbeid med Statnett.

Tiltaket forskyvning av elbil-lading involverer en lang rekke små aktører og en lang rekke selvstendige beslutninger, og dette er litt av grunnen til at omfanget bestemmes av virkemidlene (punkt 3). Viktige virkemidler for å forskyve elbil-lading, for eksempel effektprising, utformes av andre enn Statnett og krever samarbeid. For å stole på at tiltaket er gjennomførbart bør Statnett samarbeide med de relevante myndighetene (punkt 3). Dette poenget er kanskje enda tydeligere for andre tiltak: Tiltak for å mobilisere reserveaggregater som forsyningsreserve krever tillatelse fra relevante myndigheter og aktører, tiltak for å redusere frisklufttilførsel når det er som kaldest kan kreve tillatelse fra for eksempel Arbeidstilsynet og enighet med fagforeninger.

En god analyse som gir bakgrunn for å satse på alternative tiltak til nettutbygging, må behandle og kvittere ut flest mulig av disse forholdene. En kan ikke utelukke at en fremtidig konseptvalgutredning fra Statnett anbefaler et konsept som andre har myndighet over. Statnett vil da i realiteten anbefale at andre gjør noe for å løse problemet. En kan spørre om dette er i tråd med energilovforskriften, som definerer systemansvarlig (Statnett) sine plikter. Etter vår vurdering er det i tråd med energilovforskriften, men det blir en ny måte å tenke på. Stilt overfor en slik anbefaling blir OEDs rolle som overordnet energimyndighet viktigere enn før. OED som overordnet energimyndighet bør vurdere å utvikle nye arenaer for samarbeid om å utvikle alternativer til nett.

Virkemidler må utvikles videre i takt med teknologiske muligheter og politiske prioriteringer

I Norge i dag har vi et bredt sett med virkemidler rettet mot energietterspørselen. Vi har Enovas virkemidler, vi har standarder for alt fra bygninger til støvsugere, og vi har prisområder for kraft som gir sluttbrukerne informasjon om regionalt differensiert knapphet. Myndighetene har så langt valgt å ikke tillate anleggsbidrag i masket nett, noe som også er en form for virkemiddeldosering. Effektprising er på vei inn. Den organisatoriske og institusjonelle løsningen for kraft- og energibransjen er en form for virkemiddel i utvidet forstand. Arbeidsdelingen mellom nettselskap og produksjonsselskap, reglene for inntektsregulering, og organiseringen av spot- og regulèrkraftmarkedet er andre virkemidler.

Etter vår vurdering er dagens virkemidler sammen med kommende effektprising i stand til å implementere mange av tiltakene i kategorien alternativer til nett. Noen forbedringer kan gjerne gjøres. For eksempel kan en vurdere å opprette flere prisområder der det er praktisk og fornuftig, slik at en får utnyttet spotmarkedet bedre. En bør alvorlig overveie å åpne for anleggsbidrag i masket nett, siden nye punktkilder i etterspørsel og tilbud kan bidra sterkt til at nettet må forsterkes. Et alternativ til anleggsbidrag er å løse på tilknytningsplikten på etterspørselssiden, dvs. innføre en unntaksbestemmelse av samme type som vi har på tilbudssiden. Ved å løse på tilknytningsplikten vil en oppnå noe av det samme som ved anleggsbidrag, men ved hjelp av administrativt dekret istedenfor markedet. Et markedssignal som lar aktørene trekke slutningene selv, er etter vår vurdering å foretrekke.

Selv om samlingen av virkemidler er stor og god, og med mindre modifikasjoner kan bli enda bedre, så mangler det etter vår vurdering et virkemiddel som retter seg mot effektforbruket den aller kaldeste tiden. Det er uheldig, siden det er forbruket den aller kaldeste tiden, den som inntreffer hvert tiende år eller liknende, som bestemmer behovet for nettkapasitet. Et virkemiddel rettet mot den aller kaldeste tiden vil kunne angripe den absolutte toppen av forbrukskurven og gi virkning i situasjoner der normale virkemidler ikke strekker til. Det vil kunne gi en sikkerhet i forhold til den generelle utviklingen av effektetterspørselen. Ved å ha en styrbar buffer kan nettselskapet utsette bygging og

likevel takle en eventuell større vekst i effektterspørselen enn man så for seg. Tilsvarende gir det en trygghet hvis markedsresponsen på knapphetspriser eller effekttariffer blir svakere/utvikler seg langsommere enn man trodde.

Et virkemiddel rettet mot effektforbruket den kaldeste tiden må bestå av en avtale mellom Statnett og en eller flere motparter som påtar seg å levere effektreduksjon. I regionale nett kan liknende avtaler opprettes med regionalt nettselskap. Vi nevner noen problemstillinger som reiser seg i den anledning:

- Valg av hvem det inngås avtale med. Valget av hvem det inngås avtale med kan skje i et auksjonsmarked, eller bilaterale avtaler med eller uten anbudskonkurranse. Hva en velger, vil komme an på hvor mange som melder seg på tilbudssiden. Med mange tilbydere kan et auksjonsmarked å foretrekke. Med få tilbydere kan bilaterale avtaler være å foretrekke.
- Attributter ved produktet. Avtalene må inneholde bestemmelser om varighet på effektreduksjon, hyppighet av effektreduksjon, omfang av effektreduksjon (antall MW), geografisk område for effektreduksjon og eventuelle andre forhold av betydning.
- Fast betaling eller betaling når virkemidlet brukes. Én ytterlighet er å betale aktørene en fast årlig sum for å stille effektreduksjon tilgjengelig når det er behov. En annen ytterlighet er å avtale å betale aktørene hver gang det er behov for effektreduksjon. Forskjellen mellom de to handler om hvem som tar risikoen. Mellomløsninger som deler risikoen, er også mulig.
- Effektreduksjon versus effekt-tak. Enten kan man tenke seg at avtale inngås om effektreduksjon i forhold til et normalnivå, eller man kan tenke seg at avtale inngås om å tak på etterspurt effekt. Hvis avtalen gjelder tak på etterspurt effekt, slipper man «baselineproblematikk», dvs. problemet med å bestemme hva en reduksjon regnes i forhold til. På den annen side vil det være enklere å sammenlikne tilbud på reduksjon i effekt, og en vil kunne sette en pris på MW effektreduksjon i et marked.
- Tiltak for å sikre troverdig baseline. Dersom markedet formuleres i effektreduksjon og det er et problem å sette baseline kan en for eksempel bruke regresjonskurver for sammenheng mellom effektforbruk og temperatur i normalsituasjonen som grunnlag for å konstruere en syntetisk, men troverdig baseline.
- Sammenheng med eksisterende markedsplasser. I regulèrkraftmarkedet handles det med såkalt fleksibelt forbruk over korte tidsrom, som i praksis er det samme som effektreduksjon. Det er institusjonelle barrierer for handel. I dag skal markedet korrigere ubalanser i spotmarkedet og sikre strømforsyning. Det skisserte virkemidlet vil bidra til å sikre strømforsyningen, og det vil korrigere en ubalanse i spotmarkedet som skyldes at det er ekstra kaldt.

Vi peker altså på at det mangler et virkemiddel for den aller kaldeste tiden, og vi anbefaler at det utredes et slikt virkemiddel.

Neste steg og videre arbeid

Vi oppsummerer våre anbefalinger i følgende kulepunkter:

- Utarbeide standardkonsepter for alternativer til nettutbygging
- Vurdere å kreve at enhver konseptvalgutredning skal fullanalysere minst ett alternativ til nettutbygging

- Utarbeide standardinformasjon om standardkonseptene, nærmere bestemt deres avgrensning, potensial, kostnader og berørte aktører. Statnett bør samarbeide med Enova og andre aktører om dette.
- Ta i analysen behørig hensyn til at konsepter med kort ledetid har en informasjonsfordel som gir dem en tilleggsverdi, sammenliknet med konsepter med lang ledetid
- Avklare om konseptvalgutredninger i Statnett skal ha et helhetlig perspektiv der konsepter som Statnett ikke har myndighet over, skal analyseres og eventuelt anbefales på linje med andre konsepter. Hvis avklaringen resulterer i at utredningene skal ha et helhetlig perspektiv, avtal så hvordan og av hvem konklusjoner skal følges opp og Statnetts behov for å holdes orientert i oppfølgingsprosessen.
- Utvikle et virkemiddel for effektforbruket den kaldeste tiden.
- Modifisere og videreutvikle eksisterende virkemidler som er nyttige for alternativer nett. Statnett kan ikke gjøre det alene og er avhengig av et samarbeid med Enova og andre aktører.

For å sikre tilstrekkelig oppmerksomhet rundt oppgavene som venter, kan en vurdere å opprette en egen organisatorisk enhet eller «task force» i Statnett som kun arbeider med alternativer til nett.

For å hente inn informasjon om konseptenes avgrensning, potensial og kostnader på en effektiv og formålsbestemt måte vil vi anbefale å utvikle en eller to optimeringsmodeller for alternativer til nett. Det kan for eksempel være én for situasjonen med etterspørselsoverskudd og én for situasjonen med tilbudsoverskudd. En modell fungerer generelt godt til å samle og dele informasjon, den er en informasjonsbank. Med en optimeringsrutine på toppen som tar mål av seg til å finne kostnadseffektive kombinasjoner av konsepter i og utenfor nett, får informasjonsinnhenting et klart formål. Det blir også klarere hvilken informasjon som er kritisk for konklusjoner og hva det haster mest å finne ut av. På sikt kan optimeringsmodellen(e) integreres med modellen bak forbruksprognosen.

1 Innledning

1.1 Omfang og avgrensning

Prosjektet Alternativer til nett ble igangsatt i desember 2016 og avsluttes ved utgangen av januar 2018. I prosjektet er det definert to gjennomgående arbeidspakker:

- *Behov og mulige tiltak*
 - *Utvikle metoder for kartlegging og analyse av fremtidige behov og mulige tiltak for å unngå nettinvesteringer. Generell kartlegging og basert på case. Mulige tiltak inkluderer for eksempel smart styring, lokal kraftproduksjon, energieffektivisering, batterier, markedsløsninger. Eksisterende og nye teknologier / løsninger kartlegges*
- *Virkemidler og Regulering*
 - *Beskrivelse / drøfting: Mangler / utfordringer ved dagens regulering / tilgjengelige virkemidler*
 - *Syntese og anbefalinger: Hvilke virkemidler og regulering er best egnet / nødvendig for å sikre at alternative løsninger til nettoutbygging kan tas i bruk?*

Under utarbeidelsen av styringsdokument for prosjektet i slutten av 2016 ble det i samråd med styringsgruppen bestemt å svare ut punktet om *kartlegging av tiltak basert på case* ved å gjennomføre en detaljert empirisk studie av muligheter for alternativer til nett i Oslo og Akershus. Studien er dokumentert i Vista Analyse (2017a). I Oslo og Akershus er problemstillingen etterspørselsoverskudd i topplast. I andre områder kan problemstillingen være tilbudsoverskudd under maksimal produksjon.

Den foreliggende oppsummerende rapporten bygger derfor på en detaljert studie av en situasjon med etterspørselsoverskudd i topplast, og tiltak og virkemidler for alternativer til nett rettet mot det. Vi har imidlertid trukket inn annen erfaring og litteratur og søkt å generalisere resonnementene så langt som råd. I kapittel 2 svarer rapporten svarer ut punktet i arbeidsbeskrivelsen om å *utvikle metoder for kartlegging og analyse av fremtidige behov og mulige tiltak for å unngå nettinvesteringer*. I kapittel 3 svarer vi ut punktet i arbeidsbeskrivelsen om *mangler og utfordringer ved dagens tilgjengelige virkemidler, og spørsmålet om hvilke virkemidler som er nødvendig for å sikre at alternative løsninger til nettoutbygging tas i bruk*.

1.2 Aktiviteter i FoU-prosjektet Alternativer til nett

I prosjektet er det som nevnt skrevet en rapport om alternativer til nett i Oslo og Akershus, Vista Analyse (2017a). Rapporten går nærmere inn på syv tiltak som kan være aktuelle alternativer til nettinvestering, og beregner potensial og kostnader for tiltakene. Dataene for å evaluere flere av tiltakene er i mange tilfeller dårlige, og vi utvikler en hel del egne data og beregninger i studien. I tillegg identifiserer vi behov for videre arbeid med tiltakene. Studien diskuterer også virkemidler for å realisere tiltak, og mulige roller og oppgaver for de involverte institusjonene.

I tilknytning til studien utviklet Statnett en første generasjons optimeringsmodell for tiltak i og utenfor nett. Modellen legger opp til å se tiltak i sammenheng både når det gjelder omfang og innfasing.

I fremtiden kan modellen utvides med bedre data og bedre modellering av samspillet mellom tiltak med kort og tiltak med lang ledetid.

Opplegget for prosjektet ble diskutert på et seminar med styringsgruppe og referansegruppe i desember 2016. I mai 2017 ble det holdt et internt midtveisseminar over to dager for referansegruppa, styringsgruppa og andre inviterte fra oppdragsgiverne, der prosjektgruppa la fram foreløpige resultater fra Vista Analyse (2017a). Optimeringsmodellen ble også presentert, og referansegruppas medlemmer foredro om sine spesialtema.

I november 2017 ble det holdt et eksternt formidlingsseminar over en dag der prosjektgruppa la fram funn fra Vista Analyse (2017a). Foruten prosjektgruppa og oppdragsgiverne samlet seminaret representanter fra energimyndighetene, nettselskaper og selskaper som arbeider for å redusere energikostnadene for sine kunder.

2 Alternativer til nett fortjener en god analyse

I dette kapitlet gjennomgås hovedtrekk i en metode som kan bidra til at alternativer til nett behandles på linje med konsepter for videre nettutbygging. Vi peker også på videre metodeutviklingsbehov. I henhold til oppdragsbeskrivelsen skal vi:

«Utvikle metoder for kartlegging og analyse av fremtidige behov og mulige tiltak for å unngå nettinvesteringer.»

2.1 Alternativer til nett bør analyseres på likefot med nettinvestering

Statnett følger forholdet mellom etterspørsel og nettkapasitet i kraftmarkedet løpende. I områder der det noen år frem i tid kan oppstå knapphet på kapasitet, kan det settes i gang såkalte konseptvalgutredninger og liknende utredninger. Det grunnleggende i konseptvalgutredninger er å utrede behov, og dersom behovet er stort nok følger man opp med å vurdere ulike tiltak eller konsepter som kan møte behovet. De mest lovende konseptene utredes grundig i form av en samfunnsøkonomisk analyse (også kalt alternativanalyse). Behov kan være etterspørselsdrevet, altså at etterspørselen stiger, eller av mer normativ eller politisk karakter, for eksempel ved krav om større forsyningsikkerhet. Behov kan også være tilbudssidedrevet, dvs at tilbudet av kraft stiger.

I områder med etterspørselsoverskudd handler alternativer til nett i praksis om tiltak som kan dempe eller fjerne etterspørselsveksten. Nærmere bestemt er poenget å dempe eller fjerne veksten i den maksimale etterspørselen etter effekt, ettersom det er denne effekten som er dimensjonerende for kapasitetsbehovet – og dermed også for nettinvesteringene. Ettersom elektrisitet i stor grad benyttes for oppvarmingsformål i Norge, er effektbehovet høyest ved lave utetemperaturer de fleste steder i landet. I Oslo og Akershus, for eksempel, er etterspørselen den ene prosenten av tida da det er som kaldest, ti prosent høyere enn alle andre tider (Vista Analyse, 2017a). Det betyr at ti prosent av nettkapasiteten er i beredskap for én prosent av tida. I milde vintre vil det aldri være bruk for hele nettkapasiteten, den er forbeholdt vintre med virkelig harde kuldeperioder og det kan gå mange år mellom hver gang den er i bruk¹.

Konseptvalgutredningene har et framoverskuende perspektiv slik at Statnett kan løse problemene før de blir akutte. I dette perspektivet er det nødvendig å fremskrive etterspørselen gjennom år og tiår. For å fremskrive den maksimale etterspørselen i et år kan man for eksempel fremskrive gjennomsnittlig etterspørsel, og gjøre forutsetninger om hvordan den maksimale etterspørselen eventuelt endrer seg i forhold til gjennomsnittet. Tiltak for alternativer til nett vil adressere både veksten i gjennomsnittsetterspørselen og forholdet mellom gjennomsnittsetterspørsel og maksimale etterspørsel.

I områder med tilbudsoverskudd er problemet å få ut kraften i de periodene produksjonen er som høyest. Tiltak for alternativer til nett handler i dette tilfellet om å finne fram til verdiskapende

¹ Ti års returtid benyttes ofte, dvs at maksimale etterspørselen er definert som etterspørselen den kaldeste perioden i løpet av ti år.

forbruks- og lagringsmuligheter med kapasitet til å møte høy produksjon med tilsvarende høy etterspørsel.

Tiltak for alternativer til nett er etter vår erfaring inkludert blant de mulighetene Statnett normalt ser på i konseptvalgutredninger, men de skrives som regel ut av analysen og tas ikke med blant tiltakene som vurderes inngående. I én enkelt utredning kan det være et riktig og naturlig valg. Men når en legger mange utredninger ved siden av hverandre og ser at det skjer til stadighet, etterlates et inntrykk av at alternativer til nett ikke behandles på likefot med nettinvestering.

Det kan være flere grunner til at alternativer til nett ikke behandles på likefot med nettinvestering. En mulighet er at analytikere mangler en god metode å følge. Andre muligheter kan være at datagrunnet er svakere for alternativer til nett, og at Statnett ikke har virkemidler eller kontroll med tiltakene selv. Vanetenkning, kompetanse og erfaring kan også spille inn.

2.2 Vi anbefaler å formulere standardkonsepter for alternativer til nett

I konseptvalgutredninger er gjerne nettinvesteringstiltak forholdsvis stilisert beskrevet i form av konsepter. Vi vil anbefale å samle enkelttiltak (evt. tiltakskategorier) for alternativer til nett i konsepter på om lag samme abstraksjonsnivå.

Konseptene kan samle tiltak som er noenlunde likeverdige med hensyn til teknologi, kostnad, ledetid (tiden det tar fra investeringsbeslutning til drift) og relasjon til virkemidler og institusjoner. Når problemet ligger på etterspørselssiden er en aktuell mulighet å starte med å sortere tiltak som retter seg mot veksten i gjennomsnittsetterspørselen kontra tiltak som retter seg mot maksimalletterspørselen gitt gjennomsnittsetterspørsel.

Tiltak som retter seg mot veksten i gjennomsnittsetterspørselen er blant annet effektiviseringstiltak og tiltak for energiomlegging fra elektrisitet til andre energibærere, f.eks. fjernvarme. Effektiviseringstiltak og tiltak for energiomlegging omtales oftest for sin virkning på årlig energibehov, men mange tiltak som adresserer bygningsoppvarming gir også redusert effektbehov i de kaldeste periodene, da nettbelastningen er størst. Det gjelder riktignok ikke alle tiltak: Energieffektivisering i kjøleanlegg for bygningsklimatisering påvirker vanligvis ikke effektbehovet i de kaldeste periodene. Et annet eksempel er effektivisering av innendørs belysning. På tross av disse unntakene kan et *effektiviserings- og omleggingskonsept* være en del av den generelle verktøykassen av tiltak for alternativer til nett. I en konkret situasjon må man selvsagt vurdere om effektiviserings- og omleggingskonseptet har relevans der og da.

Et annet tiltak som begrenser veksten i netto overføringsbehov, er lokal produksjon. Et *konsept for krafttilgang* kan bestå av lokale produksjonsmuligheter med og uten reguleringsevne, for eksempel uregulert vannkraft, og vindkraft. I de kaldeste periodene vil effektbidraget fra uregulert kraftproduksjon ofte være svært beskjedent. Dette kan i prinsippet kompenseres med energilagring.

I internasjonal litteratur er det mye oppmerksomhet knyttet til fleksibilitet i form av lastflytting i husholdningene og annet alminnelig forbruk, jf. f.eks. Vista Analyse (2017b). Her kan en tenke seg et samlekonsept, eller ulike enkeltkonsepter knyttet til de mest lovende teknologiene, som ser ut til å være lastflytting (fra dag til natt) knyttet til *romoppvarming*, *tappevann-oppvarming* og *elbil-lading*, jf. f.eks. Vista Analyse (2017a,b). Konseptene kan standardiseres ytterligere. For eksempel er det i tilfellet elbil-lading et spørsmål om nyttetransport skal inkluderes og i hvilken form (foreløpig er det

ytterst få el-kjøretøyer i nyttetransport, men de tekniske og politiske ambisjonene er høye), og hvorvidt toveis kraftutveksling med kjøretøyenes batterier skal inkluderes. Etter vår vurdering er det mest fornuftig å ikke standardisere slike forhold, men la dem bli gjenstand for en konkret vurdering i hver enkelt utredning.

Vi vil også anbefale ett eller flere *ekstraordinære konsept for spesielt kalde tider*. Dette eller disse konseptene kan samle tiltak som kun utløses i ekstraordinære situasjoner, og tiltak som innebærer en ekstra omdreining av ordinære tiltak. Eksempel på et tiltak som kun utløses i ekstraordinære situasjoner kan være å mobilisere reserveaggregater, som det finnes mange av i byer og tettsteder. Eksempel på et tiltak som innebærer en ekstra omdreining på et ordinært tiltak kan være at for eksempel 95 prosent av elbilene utenom perioden med høyest belastning, mot 70 prosent i et elbil-ladingskonsept (og for eksempel 50 prosent uten tiltak iverhode).

Der problemet er tilbudsoverskudd, må angrepsmåten og konseptene bli annerledes. Kraftproduksjon uten reguleringsevne vil ikke levere til alle tider, og det blir om å gjøre å finne fleksibel etterspørsel som kan følge tilbudets bevegelser. *Fleksibelt forbruk* kan være ett konsept. En annen mulighet er å benytte lokal energilagring, f eks i form av vannmagasiner, varmelager eller batterier. *Lager* kan med andre ord være et annet konsept. Av og til kan fleksibelt forbruk og lager gå over i hverandre, for eksempel hvis det er snakk om å produsere for eksempel hydrogen i perioder med kraftoverskudd, som så lagres i en periode. Det kan være en smakssak om hydrogen betraktes som fleksibel etterspørsel, eller som lagringsmedium.

Som nevnt kan det skje at konsepter for alternativer til nett skrives ut av analysen fordi det er vanlig, og fordi vanens makt retter oppmerksomheten mot nettkonsepter. For å bryte dette mønsteret kan det være at myndighetene i en periode skal kreve at minst ett konsept for alternativer til nett skal inngå i alternativanalysen slik at de blir grundig analysert, på linje med nettløsningene.

2.3 Levedyktige konsepter krever samarbeid i energisektoren

En innvending mot å inkludere flere av standardkonseptene for alternativer til nett, er at Statnett ikke har myndighet over dem. Ta standardkonseptet vi kaller effektivisering og omstilling som eksempel. Det kan innebærer at eksisterende og/eller nye bygg isoleres bedre enn forutsatt i referansebanen/nullalternativet, og at andre energibærere dekker en større andel av (det maksimale) effektbehovet. Dette er en utvikling Statnett har liten direkte innflytelse på. Statnett kan gjerne ønske seg konseptet, men andre må ta beslutningene.

Ettersom flere av konseptene ligger utenfor Statnetts myndighetsområde, reises et prinsipielt problem i konseptvalgutredning som inkluderer alternativer til nett: Skal Statnetts utredning skrives med et helhetsperspektiv for øyet? I Energilovforskriften §6-1 sjette ledd sies det: «Systemansvarlig skal bidra til at overføringsnettet bygges ut på en samfunnsmessig rasjonell måte».² Dette pålegget er så vidt vi kan se ikke til hinder for at Statnett skal anvende et helhetsperspektiv. Hvis Statnett anvender et helhetsperspektiv kan alternativer til nett få en likeverdig sjanse, men konklusjonen kan også fort bli at Statnett overlater problemet til andre. Dermed blir departementets rolle som overordnet myndighet desto viktigere. Statnett vil nok ønske å være informert og involvert videre, selv om problemet

² https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959#KAPITTEL_6

skal løses av andre. I offentlighetens øyne er det fort Statnett som sitter med Svarteper hvis samfunnet en dag må rasjonere på strømmen.

Spørsmålet om Statnett skal anvende et helhetsperspektiv eller prioritere nettløsninger, må avklares. I den videre diskusjonen i dette kapitlet legger vi til grunn at konseptvalgutredningen har et helhetsperspektiv og ikke skiller mellom konsepter som Statnett selv har myndighet over, og de som Statnett ikke har myndighet over.

2.4 Standardkonseptene kan følges av standardinformasjon

I arbeidet med en konseptvalgutredning kan det være krevende å finne relevant informasjon om alternativer til nett. Konseptene for alternativer til nett innebærer kanskje en uvant måte å jobbe på med liten erfaringsbase i organisasjonen. Nettutbyggingskonsepter er til sammenlikning kjente og sitter i veggene på en helt annen måte.

For å avhjelpe situasjonen kan et første skritt være å frembringe standardinformasjon om konseptene. Dette kan gjøres på ulike nivåer.

Sjekkliste om tiltakenes omfang og innretning

Laveste nivå kan være å presentere på en oversiktlig måte hvilke varianter av konseptene som finnes, som en sjekkliste når et konsept skal spesifiseres. Vi nevnte eksempelet elbil-lading over, der det må tas stilling til om tiltaket analytisk sett skal omfatte nyttekjøretøy, om det skal omfatte overføring av elektrisitet fra bilbatterier til nett, og andre forhold av interesse. For konseptet romoppvarming (først og fremst lastflytting fra dag til natt vha. varmelagring i bygninger) er det viktig å avklare hvilke bygningskategorier som egner seg for tiltaket, mht. størrelse, tekniske anlegg etc.

Standardinformasjon om tiltakenes potensiale og kostnader

Svaret på spørsmålet om hvilke varianter av et konsept som egner seg i en konkret sammenheng, åpner nye spørsmål å ta stilling til. For eksempel vil svaret på spørsmålet om nyttekjøretøy skal inkluderes, avhenge av forventninger til den teknologiske utviklingen og til hvilke virkemidler som blir tatt i bruk.

Slike spørsmål må en ta stilling til for å kunne uttale seg om tiltakenes potensial. Ideelt sett vil en kunne få hjelp fra forbruksprognosen til å svare på spørsmålene, fordi forbruksprognosen bør gjøre anslag på størrelser av betydning for potensialet. For eksempel vil en god forbruksprognose inneholde en forutsetning om antallet elektriske kjøretøy fremover i tid, deres kapasitet og lademønstre. Vår erfaring er at forbruksprognosen i praksis ikke alltid gir den hjelpen en skulle ønske. Kanskje bør det bli en felles oppgave for miljøet som utarbeider forbruksprognosen og miljøet med ansvar for alternativer til nett å utarbeide potensial for de standardiserte konseptene. I tillegg til et nasjonalt potensial bør det finnes informasjon som gjør det mulig å utarbeide potensialer for spesifikke forsyningssområder som utredes.

Tekstramme 2.1: Hvor stort er effektforbruket den kaldeste dagen?

For å anslå potensialet til konsepter for alternativer til nett er det nyttig å ha et godt grep om hvor høyt effektforbruket er den kaldeste tiden, og hvilke forbrukskomponenter effektforbruket stammer fra. Vår erfaring er at Statnett per i dag ikke har et godt grep om størrelsen på det samlede effektbehovet til stasjonære formål i de kaldeste periodene. Det samme gjelder effektbidraget fra andre energibærere - og atferdsendringer i disse periodene.

Som dimensjoneringskriterium er det bestemt at nett skal ha kapasitet til å dekke elektrisitetsbehovet ved laveste tre døgns middeltemperatur med ti års returtid. Ettersom disse periodene inntreffer sjelden, kan det tilsvarende effektbehovet som oftest ikke observeres. Det er derfor vanlig å ta utgangspunkt i maksimalt effektuttak siste år, og legge til en tilleggseffekt som er tilnærmet proporsjonal med differensen mellom temperaturen i denne perioden og dimensjonerende utetemperatur. Proporsjonalitetsfaktoren er empirisk basert, men dårlig dokumentert. Den varierer fra sted til sted i landet. Proporsjonalitetsfaktoren kan være forventningsmessig riktig for et avgrenset temperaturintervall og i en avgrenset tidsperiode, men den vil åpenbart ikke fange opp alle viktige forhold, f.eks. endret samspill mellom ulike energibærere og – teknologier. En betydelig usikkerhet består her i at det underliggende, temperaturavhengige effektbehovet til oppvarming av bygningsmassen er lite kjent, på tross av at det dominerer den marginale etterspørselen ved fallende utetemperatur de fleste steder i landet. Effektbidragene fra andre energibærere – som vedfyring og oljefyring – ved fallende utetemperatur er også lite kjent, noe som tilfører ytterligere usikkerhet ved beregning av dimensjonerende behov for elektrisk effekt.

Usikkerheten har betydning på flere måter, både for alternativer til nett og for ordinære kapasitetsutvidelser i nettet.

I erkjennelsen av at kraftforbruket i kuldeperioder domineres av varmetapene i bygninger, satte vi i Vista Analyse (2017a) opp vår egen varmebalanse for den samlede bygningsmassen i Oslo og Akershus ved dimensjonerende utetemperatur, og kunne på det grunnlaget danne oss et bedre bilde av de ulike varmetapene i bygningsmassen, og av andre effektbidrag (enn elektrisitet) ved dimensjonerende utetemperatur. Begge deler var viktige forutsetninger for en realistisk drøfting av potensialet for alternativene til nett.

Det er også ønskelig å utarbeide standardisert informasjon om tiltakenes samfunnsøkonomiske nytte og kostnader. Her er det for det første nødvendig å gjøre klart hvilke kostnadskategorier man snakker om. Ofte vil det være kostnader ved tiltaket i seg selv, supplert med indirekte nytte og kostnader i andre samfunnssektorer, og en kostnad hos brukerne.

Kostnaden hos brukerne reflekterer det faktum at ikke alle brukere reagerer på små prisinsentiver. Samfunnsøkonomisk teori tolker manglende respons som uttrykk for at brukerne som ikke reagerer, føler en ulempe ved tiltaket. Manglende respons på priser kan ha mange årsaker. Komfort kan være en årsak, som når innetemperaturen senkes eller økes sammenliknet med optimalt komfortnivå. En annen årsak kan være ulemper knyttet til fysisk å utføre tilpasninger dersom man må installere teknisk utstyr, fysisk skru på brytere eller liknende. Vaner, normer, risikoaversjon og manglende informasjon kan være andre grunner. Samfunnsøkonomisk teori tar ikke stilling til hva som ligger bak opplevd kostnad, men legger til grunn at kostnaden er speilbildet av at ikke alle reagerer på pris. Effektiviseringstiltak og enkelte andre tiltak vil i større eller mindre grad gi innsparinger i energiutgifter i tillegg til kostnader, og de kan redusere kostnader i distribusjonsnettet. Flere av tiltakene kan bidra til økt forsyningssikkerhet. Det er nettokostnaden vi snakker om i setningene over.

Nettokostnaden summert over direkte, indirekte og transaksjon/komfort skal tilordnes tiltakets kostnad i et konsept for alternativer til nett.

Tekstramme 2.2: Indirekte nytte og kostnader av konsepter for alternativer til nett

Konsepter for alternativer til nett vil i større eller mindre grad bidra til kostnad og nytte i andre samsfunnssektorer enn den som blir direkte berørt. Når et konsept for alternativer til nett fører til at sentralnettet ikke bygges ut, vil det ofte heller ikke være nødvendig å bygge ut **underliggende nett**. Dette gir en nyttevirkning av alternativer til nett i underliggende nett. Konsepter for alternativer til nett kan innebære økt **energiforbruk** (romoppvarmingskonsepter med varmelagring/lastflytting har denne egenskapen) eller lavere energiforbruk (reduert lufttilførsel i toppplastperioder har denne egenskapen). Som del av et ekstraordinært konsept for særlig kalde tider kan det være aktuelt å øke bruken av (oljefyrte) reserveaggregater og brenselfyrte kjelanlegg. Disse vil bidra til forurensing, avhengig av brenselstyper, forbrenningsteknologi og rensemetoder, og har en **miljøkostnad**. Alternativer til nett, spesielt konseptet for ekstraordinære tiltak i spesielt kalde tider, bidrar til **forsyningsikkerhet** ved strømbrydd.

For å få fram informasjon om potensial, kostnader og nytte av konseptene bør Statnett søke støtte hos aktører som kan sitte med relevant informasjon. For eksempel disponerer Enova en rekke virkemidler for energieffektivisering, og i den senere tid også virkemidler for effektreduksjon. Institusjonen gjør i den anledning analyser og vurderinger av potensialet til, og bedriftsøkonomisk kostnad av tiltakene som virkemidlene skal utløse. Disse analysene og vurderingene er en god informasjonskilde for Statnett i analyse av konsepter for alternativer til nett.

Andre aktører og interessenter vil også ha nyttig informasjon om konseptenes potensial og kostnad, og vi er kjent med at Statnett har løpende kontakt med viktige aktører og interessenter. Det vil også være interessant å gjennomføre noen forsøksprosjekter og pilotprosjekter, sammen med et datainnsamlingsprogram. Det er viktig å måle situasjonen før slike prosjekter settes i gang, ikke bare etterpå. Endelig finnes det en faglig tidsskriftlitteratur om emnet. En oversikt over tidsskriftlitteraturen er gitt i Vista Analyse (2017b).

Sammenhengen med virkemidler

Flere av tiltakene som inngår i konsepter for alternativer til nett er symbiotisk knyttet til virkemidlene som utløser dem. Ta igjen elbil-lading som eksempel. La et regulært tiltak være å øke andelen lading utenom topplast (for eksempel om natten) fra 50 prosent til 70 prosent. For det første er effektreduksjonen som følger av dette, altså potensialet, kritisk avhengig av hvor mange elektriske kjøretøy det finnes, og dette avhenger av generelle virkemidler på området. For det andre vil målet om å øke fra 50 til 70 avhenge av kraftprisen (energiledd og nett-tariff) i samspill med teknologiske og markedsmessige fremskritt. For å implementere tiltaket, må man se for seg at differansen i kraftprisen mellom topplast og lavlast øker. Så må elbil-eierne reagere på dette, gitt de teknologiske og markedsmessige mulighetene som finnes. Over tid vil kanskje teknologi vokse fram og spesialiserte tjenesteleverandører kan tilby seg å styre ladingen på eierens vegne. Slike fremskritt vil forbedre implementeringen av tiltaket.

Når en skal regne på kostnaden av et slikt tiltak, vil differansen i kraftpris mellom topplast og lavlast være viktig. Videre er den eneste måten vi kjenner til for å beregne kostnader hos brukerne, å

kalkulere tapt konsumentoverskudd i form av arealet under etterpørselskurven. I elbileksemplet kjenner vi per forutsetning kvantumsvirkningen (70 minus 50 prosent, multiplisert med beholdningen), men vi trenger også prisvirkningen, altså størrelsen på prisinsentivet, for å kunne gjennomføre beregningen.

I forbindelse med nye virkemidler og tiltak er det ikke usannsynlig at etterspørselskurven blir mer elastisk over tid fordi vaner og normer endres, eller fordi det kommer til teknologi og spesialiserte leverandører som smører markedet. Det reduserer den målte kostnaden hos brukerne. Prisinsentivet for å oppnå en bestemt kvantumsendring, blir mindre. Når kostnaden ved tiltak beregnes bør man ideelt sett ta hensyn til at etterspørselskurven kan bli mer elastisk over tid, men det er vanskelig å finne data for dette.

Behovet for å kjenne sammenhengen mellom tiltak og virkemiddel når en skal beregne kostnader er også til stede i et tiltak som forsert romoppvarming: Det maksimale effektbehovet for bygninger som har nattsenkning er høyere enn for de som holder jevn temperatur gjennom døgnet. Ved å unngå nattsenkning i de kaldeste periodene, vil maksimalt effektbehov derfor reduseres. Hvis tiltaket "reverseres" helt, og bygningene varmes opp til (en noe) høyere temperatur om natten enn om dagen, vil det maksimale effektbehovet på dagtid reduseres ytterligere. På tilsvarende måte som for elbiler kan man sette mål om at x prosent av byggene skal varme opp (sent på) natten istedenfor om morgen. Noen byggherrer vil reagere raskt på et prisinsentiv, men andre vil av ulike årsaker ikke reagerer før prisinsentivet blir høyt – kanskje har de en god grunn, kanskje er de fanget i vanetenkning eller mangel på kompetanse. For å beregne kostnaden for brukerne trenger vi også i dette eksemplet å vite størrelsen på prisinsentivet. I enkelte sammenhenger kan den såkalte etterspørselastisiteten være til hjelp for å finne størrelsen på prisinsentivet, se Tekstramme 2.3.

Tekstramme 2.3: Priselasiteter for effekt

Økonomiprofesjonen har i lang tid estimert priselasiteten for elektrisk strøm i form av energi. Litteraturen viser at den kortsiktige elastisiteten ligger i området $-0,25$ og den langsiktige minst dobbelt så stor. Enkelte langsiktige estimater ligger over $1,0$ i tallverdi, men de fleste ligger under (Vista Analyse, 2017b). En elastisitet på $-0,25$ innebærer at én prosent økt pris reduserer etterspørselen med en kvart prosent. En elastisitet på $-1,0$ innebærer at én prosent økt pris reduserer etterspørselen med én prosent.

De senere årene er de kommet studier som ser spesielt på betydningen av variable priser og effekten av smarte målere (AMS). I et upublisert arbeid har Ericson (2006) studert betydningen av variable priser, kontinuerlig måling og direkte styring av forbruket av varmtvann (i respons til priser) blant 312 husholdninger over en seks månedersperiode. Han deler gruppa i tre, hvorav en gruppe tilbys hele pakken, en annen tilbys måling og variable spotpriser, og en tredje tilbys måling sammen med standard priskontrakt. Gruppa med måling og variable spotpriser har en høyere priselasitet i tallverdi, $0,26$ enn de andre gruppene. Den lave responsen blant husholdninger som ble tilbudt hele pakken inkludert direkte styring av forbruket, kan skyldes svakheter i algoritmen for direkte styring, og andre tekniske forhold ved eksperimentet.

Caroll m.fl. (2014) rapporterer fra et eksperiment i Irland. En del av utvalget hadde tilgang til smarte målere, den andre ikke. Husholdninger med smarte målere reduserte sin etterspørsel i topplast. Ingen priselasitet ble rapportert siden den uavhengige variabelen er en teknisk endring.

Samme type eksperiment er rapportert i USA av Borenstein m.fl. (2002). Også de finner at husholdninger med smarte målere flytter forbruk fra topplast til lavlast.

En tredje utgave av samme eksperiment er Kipping og Trømborg (2016) på norske data. De finner også at smarte målere har betydning for etterspørselen.

Basert på disse utfallene våger Vista Analyse (2017b) seg på den konklusjon at smarte målere og fleksible priser gjør etterspørselen mer elastisk og flytter den kortsiktige elastisiteten nærmere $1,0$ i tallverdi.

En del tiltak utløses av standarder og krav, ikke av insentiver. I slike tilfeller er det (enda) mer utfordrende å beregne samfunnsøkonomiske kostnader. Dersom det er mulig bør man prøve å regne om standarden til et ekvivalent prisinsentiv, men det er klart at dette ofte blir et usikkert estimat. Dersom man ikke regner inn komfortkostnad av standarder og krav, kan man imidlertid få et villedende kostnadsestimat. Et eksempel utenfor alternativer til nett som illustrerer dette, er parkeringsrestriksjoner. Parkeringsrestriksjoner i form av å fjerne parkeringsplasser koster tilsynelatende ingenting, og de gir utslag på biltrafikk og utslipp. Men dette tar ikke hensyn til komfortkostnaden. I tilfellet parkering er det grunn til å tro at markedsprisen for de gjenværende plassene går opp, og man kan få et anslag på restriksjonenes ekvivalente pris ved å se på økningen i prisnivå for de gjenstående parkeringsplassene. I tiltak for alternativer til nett kan en tilsvarende fremgangsmåte forsøkes der det er mulig.

Når risikoen for å konstruere villedende kostnadsestimater er stor, og det er vanskelig å forbedre estimatet, er det desto større grunn til å utarbeide standardiserte kostnadsanslag.

Sjekkliste over virkemidler og berørte aktører

Statnett har god kontroll over nett-tiltak. Institusjonen må riktignok søke energimyndighetene om tillatelse til å gjennomføre tiltak, og ofte vil tiltak i sentralnettet også involvere regionale nettselskaper og større punktkilder for etterspørselen. Men vårt inntrykk er at aktørbildet som regel er oversiktlig. Aktørene har samarbeidet i lang tid og kjenner hverandre godt. Når tiltaket nærmer seg implementering er det høringsprosesser som Statnett er pålagt å ta hensyn til, men Statnett har likevel god kontroll over implementeringen.

Slik vil det ikke alltid være når det skal fremmes konsepter og tiltak for alternativer til nett. Ett forhold er at andre myndigheter kan ha beslutningsmyndighet, som vi diskuterte i avsnitt 2.3. Mange av tiltakene i konsepter for alternativer til nett er dessuten virkemiddelstyrt istedenfor fysisk styrt. Alternativer til nett handler for disse tiltakenes del om å opprette og dosere et eller flere insentivvirkemidler, og håpe at noe skjer i markedet. Det en håper skjer er dels en direkte respons på insentivet, og dels en indirekte respons i form av teknologisk utvikling og en modning av markedet der mellommenn kommer inn og reduserer transaksjonskostnader for vanetenkende konsumenter. Selv om fysisk styrte konsepter også kan ha en usikker virkning (tenk TEK-krav) så har virkemiddelstyrte konsepter enda et lag med usikkerhet. Det ytterligere laget usikkerhet introduserer en utrygghet om tiltak for alternativer til nett, som forsterkes av at disse tiltakene til dels er uprøvde.

Et enkelt skritt for å redusere usikkerhet og øke trygghet er å sette opp en sjekkliste for hvert konsept over veien mellom konsept og virkemidler. For tiltak av relevans for Oslo og Akershus har vi gitt bidrag til en slik liste i Vista Analyse (2017a). Derneft bør listen kobles til en oversikt over hvilke aktører som har myndighet over de ulike virkemidlene. For eksempel er Enovas virkemidler av stor betydning for mange av konseptene.

Videre bør listen inneholde en oversikt over aktører som kontrollerer den fysiske siden av tiltak og konsepter. For eksempel vil et akutt-tiltak som reduserte luftmengder i yrkesbygg antagelig være avhengig av positiv forståelse fra arbeidstilsynsmyndighetene og kanskje fra fagforeninger. Før dette er tiltaket avhengig av interesse fra eiendomsdrifere.

Det kan også være nyttig med en sjekkliste over øvrige markedsaktører som kan bidra til å legge til rette for tiltakene. Det vil si aktører utenom virkemiddelsfæren og den fysiske kontrollen, for eksempel aktører innen teknologi og markedsutvikling. Avhengig av omstendighetene kan dette være lokale og regionale nettselskaper og kraftprodusenter, leverandører av teknologiske løsninger, innovative byggherrer og eiendomsforvaltere, selskaper av typen «energy service providers» som kan bidra til å bygge et marked for aggregatortjenester, mv.

2.5 Samfunnsøkonomisk analyse av konseptene

Anta at det skal utarbeides en KVV, at standardkonsepter for alternativer til nett er utviklet (som i avsnitt 2.2) og at referanseinformasjon om tiltakenes omfang, potensial, kostnader og aktørbilde foreligger (som i avsnitt 2.4). Med disse betingelsene på plass, hvordan kan konsepter for alternativer til nett analyseres på en hensiktsmessig måte?

Med «analysere» mener vi i denne sammenhengen å vurdere nytte og kostnader av konseptene, rangere dem og se dem i sammenheng. En analyse av usikkerhet og eventuelle opsjoner er inkludert i dette. Virkemidler for å implementere tiltak er prinsipielt sett ikke en del av analysen, men som

understreket over er det ofte nyttig å inkludere den virkemiddelkonstellasjonen man vil bruke, i analysen av tiltakets komfortkostnader.

Vi antar at det er foretatt en innledende siling av mulighetene gjennom en mulighetsstudie. Enkelte konsepter for alternativer til nett kan være silt bort, og enkelte nettkonsepter likeså. Det viktige er ikke å beholde alle konsepter for alternativer til nett, men å vurdere dem på likefot med nettkonsepter.

Vi mener at med de nevnte betingelsene på plass, kan (gjenværende) konsepter for alternativer til nett analyseres på prinsipielt samme måte som nettkonsepter. Det må imidlertid tas hensyn til at enkelte konsepter for alternativer til nett har kortere ledetid enn nett-tiltak, og at noen kan ha større usikkerhet.

Tenk først på konsepter med lang ledetid. Når det utløsende behovet for tiltak er effektetterspørsel vil dette i praksis si effektiviserings- og omleggingskonsept, og konsept for krafttilgang. Disse konseptene er «rett-frem» alternativer til nettutbygging. Det viktigste som skiller dem, etter vår oppfatning, er større usikkerhet om potensial og kostnader, og krav til samarbeid med aktører man ikke har samarbeidet så mye med før.

Analytisk sett vil effektpotensialet i disse konseptene ligge i å redusere netto etterspørselsvekst den kaldeste tiden. Konseptene kan om ønskelig analyseres i form av virkningen på gjennomsnittlig kraftetterspørsel og virkningen på forholdet mellom etterspørselen den kaldeste tiden og gjennomsnittsetterspørselen.

Konsepter med lang ledetid er nødt til å forholde seg til forventet etterspørsel langt frem i tid. Dette er selvsagt en usikker størrelse. Uansett hvilket konsept som velges, må Statnett legge inn en sikkerhetsmargin i sine beslutninger. Det er naturlig at sikkerhetsmarginen er større, desto større usikkerheten om potensialet i konseptene er.

Siden konsepter med lang ledetid må bestemmes en god stund før de settes i drift, er det en risiko for at konseptene når det kommer til stykket er unødvendige eller i hvert fall settes i gang for tidlig.

Konsepter for alternativer til nett utenom effektivisering, omlegging og lokal produksjon har relativt kort ledetid, som gjør at beslutninger om dem kan treffes nærmere tidspunktet for drift. Det gir disse konseptene en fordel sammenliknet med konsepter med lang ledetid. Dette gjelder selv om beslutningen om å binde seg til konsepter med kort ledetid, som er det samme som å oppgi alternativ med lang ledetid, må tas tidligere. For å begrunne dette, kan vi se på et enkelt eksempel:

Anta at forventet netto nytte av et konsept med lang ledetid er A regnet fra i dag, og forventet nytte av et konsept med kort ledetid er E regnet fra i dag, og $A > E$. Ved beslutning i dag er altså konseptet med lang ledetid bedre. Anta at det er to mulige utfall for etterspørselen, høy og lav. Se nå på konseptet med forventet nytte A . I praksis kan vi havne i tilstanden høy etterspørsel. Da realiseres nytten \bar{A} med sannsynlighet $(1-p)$. Eller så havner vi i tilstanden lav etterspørsel. Da realiseres tapet \bar{a} med sannsynlighet p fordi vi har investert forgjeves. Med andre ord

$$A = (1-p) \bar{A} - p\bar{a}.$$

Når det gjelder konsept E har vi tilsvarende

$$E = (1-p) \bar{E} - p\bar{e}$$

A er altså større enn E og hvis vi skal velge begge konseptene i dag, bør vi velge konseptet med lang ledetid. Vi behøver imidlertid ikke velge konseptet med kort ledetid i dag. Anta at dette konseptet kan besluttes så tett opp til driftstidspunktet at vi på beslutningstidspunktet vet om etterspørselen blir høy eller lav. Blir den lav, lar vi være å igangsette konseptet.

Siden vi kan la være å igangsette konseptet, unngår vi risikoen for tap. Det kutter den negative delen av sannsynlighetsfordelingen. Sett fra i dag, når vi ikke vet om etterspørselen blir høy eller lav, har dermed prosjektet med kort ledetid som vi ikke binder oss til før oppunder driftstidspunktet forventet nytte

$$(1-p) \bar{E} = E + p\bar{e}$$

Selv om $A > E$ kan det hende at $A < E + p\bar{e}$. Det kommer an på om $A - E > p\bar{e}$. Typisk hvis $A \approx E$ så vil $A < E + p\bar{e}$. Dersom de to konseptene er like gode beslutninger i dag, vil konseptet med kort ledetid være bedre når vi tar hensyn til at det gir mulighet til å vente å se.

Den situasjonen vi her har beskrevet dekker også muligheten for at man lar være å gjennomføre et konsept med lang ledetid pga. lav forventet etterspørsel, hvorpå det så viser seg at etterspørselen blir høyere enn forventet. Da kan man korrigere ved hjelp av et konsept med kort ledetid. Dersom det korte konseptet ikke var tilgjengelig, ville man kanskje satt i gang konseptet med lang ledetid for å være på den sikre siden.

Over kommenterte vi at konseptalternativer til nett med lang ledetid, som energiomlegging og effektivisering, kan ha høyere usikkerhet for gitt forventning enn nettkonsepter. Det er klart at dersom man introduserer et tredje konsept bestående av halvparten energiomlegging/effektivisering og halvparten lastflytting med kort ledetid som man venter med å bestemme, så vil det tredje konseptet ha lavere varians for gitt forventning enn energiomlegging/effektivisering alene. På den annen side vil et fjerde konsept bestående av halvparten nettutbygging og halvparten lastflytting gi enda lavere varians for gitt forventning, og et konsept bestående av bare lastflytting med kort ledetid vil gi aller lavest varians for gitt forventning. Dersom konseptet med kort ledetid er virkemiddelstyrt, vil det ha usikkerhet ved seg selv på kort sikt. Dette kan modifisere resonnementet, men partielt sett består det.

Den konkrete situasjonen vil avgjøre hvilke tekniske og fysiske muligheter som finnes for å lage sammensatte konsepter. Innenfor rammen av de tekniske og fysiske mulighetene kan konsepter med ulik forventning og varians settes sammen på den måten som alt i alt er best. Dersom man forsøker seg på en slik øvelse, er vår hypotese at man ledes i retning av en portefølje satt sammen på samme måte som en markedsportefølje uten sikre objekter i Capital Asset Pricing Model (CAPM). En slik portefølje maksimerer forventet avkastning for hver verdi av porteføljens varians, men uten en entydig beste sammensetning av porteføljen (entydig beste forventning og varians).

2.6 Neste steg og videre arbeid

Vi oppsummerer våre anbefalinger i dette kapitlet i følgende kulepunkter:

- Utarbeide standardkonsepter for alternativer til nettutbygging
- Vurdér å kreve at enhver konseptvalgutredning skal fullanalysere minst ett alternativ til nettutbygging

- Utarbeide standardinformasjon om standardkonseptene, nærmere bestemt deres avgrensning, potensial, kostnader og berørte aktører
- Ta i analysen behørig hensyn til at konsepter med kort ledetid har en informasjonsfordel som gir dem en tilleggsverdi, sammenliknet med konsepter med lang ledetid
- Avklare om konseptvalgutredninger i Statnett skal ha et helhetlig perspektiv der konsepter som Statnett ikke har myndighet over, ikke minst konsepter for alternativer til nett, skal analyseres og eventuelt anbefales på linje med andre konsepter. Hvis avklaringen resulterer i at utredningene skal ha et helhetlig perspektiv, avtal så hvordan og av hvem konklusjoner skal følges opp og Statnetts behov for å holdes orientert i oppfølgingsprosessen.
- Flere av konseptene er intimt knyttet til virkemidler. OED må ta ledelsen i en strategi for å utvikle virkemidler for alternativer til nett, inkludert et virkemiddel for effektforbruk den kaldeste tiden. Mer om dette i neste kapittel.

For å sikre tilstrekkelig oppmerksomhet rundt oppgavene som ligger i kulepunktene, kan en vurdere å opprette en egen organisatorisk enhet eller «task force» i Statnett som kun arbeider med alternativer til nett. Dens oppgave vil blant annet være å utarbeide den informasjonen som foreslås i det tredje kulepunktet. En egen organisatorisk enhet eller task force kan gi en større oppmerksomhet om, og dedikasjon til konsepter og tiltak for alternativer til nett. Dersom Statnett synes det er en idé verdt å vurdere videre, må den selvsagt utredes og ses i sammenheng med øvrige organisatoriske mål.

For å hente inn informasjon på en effektiv og formålsbestemt måte vil vi anbefale å utvikle en eller to optimeringsmodeller for alternativer til nett. Det kan for eksempel være en for situasjonen med etterspørselsoverskudd og en for situasjonen med tilbudsoverskudd. En modell fungerer generelt godt til å samle og dele informasjon, den er en informasjonsbank. Med en optimeringsrutine på toppen som tar mål av seg til å finne kostnadseffektive kombinasjoner av konsepter i og utenfor nett, får informasjonsinnhenting et klart formål. Det blir også klarer hvilken informasjon som er kritisk for konklusjoner, hva det haster mest å finne ut av, osv. På sikt kan optimeringsmodellen for etterspørsel kobles til modellen bak forbruksprognosen. Modellen for tilbud kan hektes på for å beregne netto forbrukskurver over tid.

For å samle informasjon om effekt av kostnader ved konsepter for alternativer til nett, kan flere grep benyttes. Noe informasjon finnes hos aktører i energisektoren, men er ikke samlet. Noe finnes i tidsskriftlitteraturen. Det vil også være interessant å gjennomføre noen forsøksprosjekter og pilotprosjekter, sammen med et datainnsamlingsprogram. Det er viktig å måle situasjonen før slike prosjekter settes i gang, ikke bare etterpå.

3 Gode virkemidler støtter opp om gode tiltak

I dette kapitlet gjennomgås hvilke barrierer som finnes for å realisere alternative tiltak til nettinvesteringer og hvilke virkemidler som kan være nødvendige for å få redusert eller fjernet de barrierene som det ikke allerede er igangsatt tiltak for å få fjernet. Som vi skal se nedenfor ligger det noen tiltak og virkemidler i referansebanen som gjør at barrierene for å få realisert flere av tiltakene vil være redusert. En viktig del av virkemiddelvurderingen blir derfor å analysere hva som eventuelt må gjøres, i tillegg til de endringene som ligger i referansebanen, for at tiltakene skal kunne realiseres. I henhold til oppdragsbeskrivelsen skal vi:

«Beskrive og drøfte mangler og utfordringer ved dagens regulering og tilgjengelige virkemidler. Begrunne og anbefale hvilke virkemidler og regulering som er best egnet for å sikre at alternative løsninger til nettutbygging kan tas i bruk».

De aktuelle virkemidlene kan deles inn i to hovedgrupper (jfr. Vista Analyse (2017a)):

- *Økonomiske virkemidler:* Dette er virkemidler (ofte kalt indirekte virkemidler) som tar sikte på å påvirke aktørenes tilpasning gjennom de prisene aktørene står overfor. Dette omfatter en lang rekke virkemidler som avgifter, tilskudd, direkte prisregulering, prising av effekt osv. Prisområder, kapasitetsprising (på ulike måter, det finnes mange varianter av dette), anleggsbidrag og kompensasjon (f.eks. for utkoblingsfleksibilitet) er eksempler. Riktig prising vil gi aktørene incentiver til å tilpasse seg optimalt.
- *Administrative virkemidler:* Disse kalles ofte også direkte virkemidler ettersom de tar sikte på å påvirke aktørenes adferd direkte gjennom ulike reguleringer. Kategorien inkluderer organisatoriske tiltak og informasjonstiltak. Det kan dreie seg om å ha lov hjemmel for å pålegge ulike aktører å gjennomføre tiltak, direkte styring av forbruket gjennom (avtalte) utkoblinger av ulike typer forbruk, pålegg og informasjon om samarbeid, organisering, tekniske standarder, institusjonelle virkemidler osv.

Også kombinasjoner av økonomiske og administrative virkemidler er aktuelle. For å realisere alternativer til nettutbygging er vi i første rekke interessert i virkemidler som kan styre effektterspørselen og i noen grad også virkemidler for å påvirke effekttilgangen. Dette kan på kort sikt kreve investeringer i produksjonskapasitet, forbruksreducerende tiltak, styringssystemer o.l., noe som kan kreve egne virkemidler å få realisert. Når investeringene er på plass må det sikres en tilstrekkelig løpende styring av kraftforbruk, nett og kraftproduksjon slik at systemet til enhver tid tilpasser seg optimalt og at en til enhver tid får balansert produksjon og forbruk i de aktuelle områdene.

Organiseringen må også sikre nødvendige investeringer på lang sikt for å ivareta behovet for oppgraderinger og fornyelser av de ulike delene av systemet. Dette kan kreve nye måter å organisere systemer og markeder på, og utfordre aktører og eierskap i ulike deler av systemet.

Dette kan tilsi at det er hensiktsmessig på den ene siden å skille mellom virkemidler som gir incentiver til (langsiktige) investeringer i alternativer til nett, og virkemidler som bidrar til å styre effektforbruk og effekttilgang på kort sikt slik at en til enhver tid sikrer balanse mellom produksjon og forbruk. Virkemidlene for langsiktige investeringer kan i større grad være økonomiske, mens virkemidlene for

kortsiktig styring av produksjons- og overføringsystemet kan være en kombinasjon av økonomiske og ulike typer systemreguleringer o.l. for å sikre momentane tilpasninger og løsninger.

Håndteringen av de ekstraordinære situasjonene er spesielt viktig for at tiltakene vi her vurderer kan bli reelle alternativer til nettutbygging. Slv om det ligger ansatser i dagens sett av virkemidler og kommende endringer i disse, så mangler det i øyeblikket et virkemiddel for de ekstraordinære situasjonene. Hvordan en kan utvikle et godt virkemiddel for den ekstraordinære situasjonen med utgangspunkt, har vært et hovedfokus for dette forskningsprosjektet. Nettselskapene må ha 100 prosent sikkerhet for at en på kort sikt kan balansere markedet ved at tilstrekkelige mengder forbruk faktisk kan fases ut, og/eller at reserver på tilgangssida kan fases inn slik at en hele tida holder seg innenfor nettets kapasitet. Hvis en ikke kan oppnå tilstrekkelig styring på dette, vil nettutbygging fortsatt forbli det dominerende tiltaket.

Den «ideelle» løsningen en ønsker å komme fram til er:

- Tariffer som priser «normale» svingninger i effektforbruket sammen med nye tekniske løsninger for styring av forbruket, supplert med andre virkemidler
- Flexibilitetstjenester (aggregatortjenester) som vokser fram i markedet og «smører» det
- Spesialavtaler (f.eks. med en aggregator) for de aller kaldeste periodene som opptrer sjelden

I resten av kapitlet gjennomgås mulige barrierer for å komme fram til denne løsningen, hvilke endringer som sannsynligvis kommer i referansebanen som kan gjøre at en kommer nærmere løsningen, samt hvilke grep som etter vår vurdering må tas for å komme helt i mål med dette.

Konklusjonen er at dagens og kommende virkemidler utgjør en bred palett av virkemidler. Med mindre modifikasjoner vil disse kunne understøtte alternativer til nett i de fleste normale situasjoner. Det gjenstår imidlertid å håndtere ekstraordinære situasjoner, de som inntreffer med års mellomrom og som skaper ekstraordinært høyt forbruk. I siste del av kapitlet skisserer vi et virkemiddel for de ekstraordinære situasjonene og drøfter ulike innretninger av et slikt virkemiddel.

3.1 Mulige barrierer for alternativer til nett

Det finnes i dag en del virkemidler og markeder som en kan ta utgangspunkt i når alternativer til nettutbygging skal vurderes. Det kan ligge en rekke barrierer hos enkeltaktører og i systemet som sådan for å få gjennomført alternativer til nettutbygging (jfr. Vista Analyse (2017b):

- *Mangel på (tilpasning til) prissignaler:* De fleste forbrukere står i dag ikke overfor priser som varierer over døgnet (sanntidspriser), og prissignalene kan derfor hverken reflektere underliggende knapphet på kapasitet i nettet eller i elproduksjonen. Men om kundene hadde stått overfor effektprising, ville de antakelig ikke respondert særlig på denne, bl.a. fordi prissignalene kanskje ikke ville nådd fram til dem (pga. manglende smarte strømmålere)-og det ville vært krevende å tilpasse seg løpende prisendringer (pga. manglende styringssystemer o.l.), mer om dette nedenfor. Som nevnt i Vista Analyse (2017b) har imidlertid store forbrukere hatt smarte målere i mange år uten at dette har økt prissensitiviteten på etterspørselsida.
- *Bare de største forbrukerne har hittil hatt smarte målere (AMS):* Dette er imidlertid i ferd med å endres, og alle forbrukere skal i løpet av 2019 ha fått installert slike målere. Dette gjør det mulig å måle forbruket løpende i sanntid og sende løpende prissignaler til forbrukerne.

- *Svakt utviklet marked for fleksibilitetstjenester:* Et slikt marked må utvikles med utgangspunkt i dagens regulerkraftmarked, elspotmarkedet og de lokale nettselskapenes avtaler med store brukere om utkobling. Det er hindre for at uavhengige aktører skal kunne påta seg rollen som markedsadministrator for kjøp og salg av effekt (aggregator), bl.a. ved at de enten må være balanseansvarlig eller operere via en aktør som har balanseansvar for å kunne delta i regulerkraftmarkedet. Videre må man i dag by inn minimum 10 MW effekt i markedet for å kunne delta.
- *Tilgang på store data om forbruksmønstre:* Slik tilgang vil være viktig hvis man skal tilby nye produkter skreddersydd for å utnytte forbruksfleksibiliteten. Den kommende databasen Elhub vil være viktig i så måte, gitt at det gis tilgang til data som ikke kommer i konflikt med personvernet.
- *Teknologiske barrierer:* Det finnes en rekke barrierer for å utnytte fleksibiliteten på forbrukssida for å respondere på prisendringer, slik som å slå av/på varmtvannsberedere, endre romoppvarmingen, endre ladetidspunkt for elbiler osv.). Disse barrierene er i stor grad knyttet til manglende automatiske løsninger og IKT.
- *Lang avregningsperiode for bud i regulerkraftmarkedet:* I dag er denne perioden 60 minutter, noe som av mange ansees som for lang for kortvarige effekttopper.
- *Tilknytningsplikt og manglende bruk av anleggsbidrag:* Nettselskapene har i dag plikt til å koble på nye kraftprodusenter til nettet, men kan gjøre unntak fra dette dersom kostnadene er store. Selskapene har ikke anledning til å benytte anleggsbidrag for påkobling av nye forbrukere og produsenter i det maskede nettet (dvs. i nett hvor det ikke er mulig å entydig henføre nytten av nettanlegget i sin helhet til en enkelt kunde eller en klart avgrenset og identifiserbar kunde-gruppe. Anleggsbidrag vil i en del tilfeller kunne bidra til å dempe veksten i produksjon og forbruk i områder med anstrengt nettkapasitet.
- *Barrierer i lovverk og reguleringsregime.* Det er ikke åpenbart at det i lovverk og reguleringsregime ligger barrierer for at nettselskapene skal kunne vurdere alternativer til nett på lik linje med nettutbygging, jf tidligere avsnitt 2.3. Så lenge selskapene ikke avkreves like (forholdsmessig) grundige analyser av disse mulighetene som av ordinære nettiltak - og kan leve godt med inntektsrammene som gir en nesten sikker avkastning ved å investere i nett – er det det likevel ikke opplagt at alternativene til nett blir behandlet som *reelle* alternativer.
- *Koordinering av nytte på ulike nettnivå. Får man fram full nytte av alternative tiltak?* Gjennomføring av alternative tiltak krever en koordinering av beslutningene til mange aktører, som i seg selv er krevende, og ettersom nytten fordeles på mange blir tiltakene krevende å analysere når investeringsbeslutninger skal fattes.

Disse barrierene er i noen grad sammenkoblet. F.eks. er manglende marked for fleksibilitetstjenester nært knyttet til de teknologiske barrierene for å styre forbruket.

Nedenfor vurderes det hvordan en kan overkomme disse barrierene.

3.2 Effektabonnement vil sannsynligvis bli innført

NVE har hatt ute til høring forslag til forskriftsendringer om hvordan nettselskapene i fremtiden kan utforme tariffene for uttak i distribusjonsnettet, se NVE (2015). Høringen skisserer følgende modeller for utformingen av et effektledd i tariffen basert på:

- Kundens målte effektuttak i fastsatte referansetimer

- Kundens valg av sikringsstørrelse
- Kundens abonnerte effekt, med mulighet for overforbruk eller bruk av bryterfunksjon i AMS-måler.

Høsten 2017 signaliserte NVE at man vil foreslå at det fra 2021 innføres en fleksibel effekttariff basert på abonnert effekt. Nettselskapene skal foreslå det abonnementet som gir lavest kostnader for den enkelte kunden, basert på historiske data. Det skal være mulig å betale for uttak av effekt som er høyere enn abonnert effekt. Det gjenstår per januar 2018 ennå å utforme en rekke detaljer i det nye tariffsystemet. Det er bl.a. uklart om eksisterende avtaler om utkoblbart forbruk vil kunne bestå, men vi antar at det uansett vil være mulig å utforme tilsvarende avtaler gjennom markedsløsninger.

En utfordring med et nytt tariffsystem vil være å gjøre det forståelig for kundene, spesielt for husholdningskundene. Disse må få prissignaler som de kan respondere på til rett tid for at systemet skal ha noen virkning på effektterspørselen og kapasiteten i nettet. Et tariffsystem med abonnert effekt vil gi insentiver til å holde effektuttaket under grensen for abonnementet. Det er ikke det samme som at effektuttaket holdes under kapasiteten når nettkapasiteten er knapp. Dette er en svakhet med NVEs forslag i forhold til virkningen på alternativer til nettutbygging. Men i den grad forbruket hos den enkelte kunde samvarierer, kan systemet bidra til å dempe forbruket i de (korte) periodene hvor knappheten i nettet er størst. Som nevnt er detaljene i systemet ennå ikke utformet, og virkningene på nettkapasiteten kan kanskje bli noe bedre hvis f.eks. nett-tariffen er høyere på vinteren og/eller kostnadene ved «overforbruk» er høye. Vi vil konkludere med at et nytt tariffsystem basert på abonnert effekt har en usikker effekt dersom målet er å jevne ut toppene i det samlede effektforbruket og å unngå situasjoner med anstrengt kapasitet i nettet.

En rekke høringsinstanser peker på døgn- og sesongdifferensiert, timebasert effektprising som et bedre alternativ enn et system basert på prising ut fra abonnert effekt (Vista Analyse, 2017a). Forbrukeren vil kunne oppleve dette som tidsdifferensiert energipricing, slik at de kan forholde seg til energi (kWh) i stedet for effekt (kW). Et system med abonnert effekt med høyere pris per kW brukt over effektgrensen vil for øvrig også kunne oppfattes som en energipris når man ligger over abonnert effekt. Dette kan være en fordel ettersom de fleste forbrukere ikke har noe klart forhold til effekt.

Det vil være ønskelig å endre differensieringen ut fra bl.a. knapphet i nettet, noe som det av og til hevdes kan være vanskelig å forholde seg til for forbrukerne. Det normalt at prisene varer over tid; bensinpris, renter, epler, lammekjøtt...Men den veldig høye prisen som måtte til for å tvinge forbruket ned flere prosent på en veldig kald dag, ville ikke uten videre bli forstått av forbrukerne. Dermed vil et slikt tariffsystem antakelig også ha problemer med alene å håndtere knappheter i nettet. Dette viser at det uansett tariffstruktur er begrenset hvor langt en kan komme med et tariffsystem alene i å håndtere knapphetssituasjoner i nettet.

3.3 Forbrukerne kan bli mer prissensitive over tid

Innføringen av AMS og ulike typer automatisk styring ev elforbruket m.v. vil kunne påvirke forbrukernes respons på prisendringer. Ulike studier viser at prisresponsen gjerne er minst på kort sikt, men høyere på lengre sikt bl.a. fordi forbrukerne da har større muligheter for å påvirke forbruket gjennom endret adferd og ulike investeringer i nytt og mer energieffektivt utstyr. Det er få studier som viser hvordan AMS o.l. vil på virke forbrukernes prisrespons, men de som har analysert dette indikerer at den kortsiktige priselastisiteten vil øke i tallverdi fra rundt (-0,2, -0,5) til opp mot -1,0 (se

Tekstramme 2.3 og (Vista Analyse, 2017b). På den annen side viser erfaringene med smarte målere hos store forbrukere i de nordiske landene at disse ikke har blitt mer prissensitive.

3.4 Aggregatortjenester kommer kanskje av seg selv, og vil bli viktige i knapphetssituasjoner

Aggregatortjenester vil kunne bidra til å overvinne utfordringer med tilpasning til løpende sanntidspriser som mindre forbrukere vil kunne ha problemer med å få til på egen hånd (Vista Analyse, 2017a). Aggregatortjenesten skal bidra til å «smøre markedet» både i spot- og regulerkraftmarkedet ut fra prissignalene gjennom å styre forbruket hos de mindre aktørene som selv ikke har insentiver til eller står overfor ulike barrierer for å kunne styre sitt kortsiktige forbruk. Abonnementen kan gis en kompensasjon for å la aggregatoren styre elforbruket (og i en del tilfeller også annen energibruk, der det er hensiktsmessig for å utnytte fleksibilitetspotensialet), og kompensasjonens størrelse vil ventelig tilpasses omfanget av aggregatorens rett til inngrep.

En avtale med en aggregator kan være begrenset til å styre bestemte funksjoner som romoppvarming, oppvarming av tappevann eller elbillading, mens det øvrige forbruket ikke er berørt av avtalen. Ulempen med en slik avtale kan være at forbrukeren ikke har full kontroll på sitt totale elforbruk i perioder med høye priser, ettersom deler av forbruket kontrolleres av aggregatoren. Et annet opplegg kan være å la aggregatoren få alt ansvar og risiko for fleksibiliteten på etterspørselssida på vegne av forbrukeren. Dette vil fjerne stress og barrierer ved å følge elforbruket løpende og tilpasse det til prisendringene, samtidig som kunden ikke merker noen endringer i komfortnivå o.l.. Omfanget av fleksibilitet vil sannsynligvis bli større siden tjenesten reduserer transaksjonskostnadene. Og ikke minst viktig: Ved å kontrollere lastene fysisk vil en eliminere usikkerheten i responsen på prisendringene. Dette er svært viktig dersom denne tjenesten skal benyttes til å håndtere ekstraordinære knappheter i nettet bl.a. i kalde perioder, mer om dette nedenfor.

Aggregatorfunksjonen kan organiseres på ulike måter. Prinsipielt sett kan aggregatorfunksjonen utøves av de lokale nettselskapene, av kraftleverandørene og/eller av en uavhengig tredjepart. En analogi til aggregatorfunksjonen, slik den her beskrives, finner vi i balansemarkedet i dag, der de som har balansekontrakt kan opptre på vegne av andre.

Det er argumenter for og mot å la nettselskapene, eller selskaper utgått fra nettselskapene stå for tjenesten. Forbrukerne har i dag en relasjon til sitt nettselskap, og er vant til at nettselskapet styrer det som har med kapasitet å gjøre (dette faller imidlertid i praksis bort når kraftleverandørene begynner å fakturere kundene på vegne av nettselskapene). Sett fra nettselskapets side vil dette fjerne usikkerhet knyttet til tilpasningen i perioder med knapphet på nettkapasitet, sammenliknet med en situasjon der man må forholde seg til en uavhengig aggregator. Dette vil også gi nettselskapene noe av den samme rollen de er i ferd med å få i forhold til såkalte «plusshus», som produserer strøm og leverer overskuddsproduksjon på nettet. De nye AMS-målerne, som eies og opereres av nettselskapene, vil gi grunnlag for mer avanserte plusskundecontrakter enn før.

Noen er bekymret for konsekvensene for konkurransen hvis nettselskapene beveger seg inn i rollen som leverandør av aggregatortjenester. Det har siden Energiloven ble vedtatt tidlig på 1990-tallet vært et klart skille i markedet mellom naturlige monopoler (nettet) og det konkurranseutsatte markedet for produksjon av kraft, hvor førstnevnte pris (nettleien) er regulert av myndighetene mens sistnevnte (kraftprisen) fastsettes i markedet. Aggregatortjenesten vil være konkurranseutsatt

virksomhet hvor brukerne kan sammenlikne tjenester tilbudt av flere forskjellige selskaper. Hvis nettselskapene får anledning til å gå inn i dette markedet vil de ta på seg oppgaver utenfor sitt naturlige monopol. Utfordringer knyttet til kryss-subsidiering, justering av modellen for inntektsregulering av nettselskaper osv. vil da oppstå. Alt i alt er det altså argumenter både for og imot å tillate nettselskapene å tilby aggregatortjenester. Dette er for øvrig en utfordring som man lenge har stått overfor når nettselskapene har gått ut og tilbyr bredbåndstjenester o.l., og som man har funnet løsninger på gjennom å etablere egne datterselskaper for slike tjenester.

Kraftleverandørene kan være en annen kandidat for å tilby aggregatortjenester. Disse vil i fremtiden ha den direkte kontakten med forbrukerne, også på vegne av nettselskapene når det gjelder bl.a. betaling av nettleie, og det kan slik sett være naturlig at de har rollen. De må da «formidle beskjeder» fra nettselskapene om knapphet i nettet osv., og sørge for at forbruk stenges ned i tråd med avtaler. Det er usikkert om dette vil komme i konflikt med rollen som kraftselger, men en slik konflikt burde etter vårt syn være løsbart.

Aggregatortjenesten kan også utføres av en uavhengig tredjepart, som kan være spesialiserte selskaper med å tilby aggregatorfunksjoner som sin primære forretningsidé eller store forbrukere (bedrifter) som tilbyr dette som en tilleggstjeneste (Vista Analyse, 2017b). Det begynner etter hvert å dukke opp noen slike aktører, bl.a. i det norske markedet. I Thema (2017) presenteres resultatene av evalueringen av en prøveordning hvor det er gjort unntak fra noen av kravene for å delta i RK og RKOM i prisområde NO1 (Østlandet). Det ble gitt unntak fra kravet om at minstevolumet for deltakelse må tilbys i ett sentralnettpunkt, og at deltakerne ikke samtidig kan ha avtale om utkoblbart forbruk. En av deltakerne var et selskap som aggregerte tre mindre industrilaster (elkjeler), og det opplyses i Thema (2017) at prøveordningen har gitt selskapet verdifull læring om aggregatorrollen. Ordningen har bl.a. gitt bedre forståelse for bedriftenes fleksibilitet, og selskapet har høstet betydelig kunnskap ved utprøving av nye løsninger for bedrifter med automatisk utkobling av last. Selskapet mente også at det ikke ville være aktuelt å delta i RK uten RKOM-deltakelse. Det heter videre i Thema (2017) at kravet om at aggregator skal ha balanseansvar for de lastene som meldes inn, oppgis som en begrensning uten at det ble konkret foreslått på fjerne denne. Det pekes også på at det må avklares hvilke krav til dokumentasjon som skal stilles til aggregator. Thema (2017) viser til at det som et minimum bør stilles krav om at aggregator dokumenterer baseline (prognose) og løpende last, inkludert respons ved aktivering. Dette viser etter vår oppfatning at det er noen spørsmål mht. aggregatortrollen som fortsatt må avklares.

Etterspørsel etter, og tilbud av aggregatortjenester må forventes å vokse frem av seg selv ettersom prisforskjeller øker mellom knappe- og ikke-knappe situasjoner, og automatiserte løsninger blir vanlig, men myndighetene har en oppgave i å fjerne barrierer for, og tilrettelegge for slike tjenester. Det nye forslaget til EUs eldirektiv pålegger medlemsstatene å tilrettelegge for aggregatorer på linje med andre aktører³. Energimyndighetene må sikre lik tilgang til AMS for alle som ønsker å påta seg aggregatortrollen, og det må avklares om og hvordan nettselskapene kan organisere denne funksjonen (f.eks. i form av et datterselskap) eller om det kan gjøres noe med inntektsreguleringen for å unngå konflikter i forhold til monopolrollen.

³ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0864R%2801%29>

3.5 Størrelsen på minimumsbudet bør reduseres

Regulérkraftmarkedet vil kunne bli ett av flere markeder for kjøp og salg av fleksibilitet i effektbruken. I dag er som nevnt minimumsbudet 10 MW i regulérkraftmarkedet. Et så stort minstebud hindrer fleksibiliteten i markedet. 10 MW tilsvarer ifølge Vista Analyse (2017a) ca. 7000 husholdningers samtidige effektuttak knyttet til varmtvannsberedere. Grensen virker også som en barriere for små markedsaktører, f.eks. aggregatorer som ikke har hånd om så mye effekt som dette. Thema (2017) peker på at det for noen aktører var andre barrierer som var viktigere enn de det ble gitt unntak fra i den ovennevnte prøveordningen i NO1. Bl.a. var kravet om 10 MW minste budstørrelse en viktig barriere.

Grensen kan ha noe å gjøre med at markedet fremdeles håndteres manuelt per telefon fra Statnetts side, og det er begrenset hvor mange ordrer man klarer å håndtere. Når elektronisk handelssystem kommer på plass er det ikke lenger noen grunn til å ha et så høyt minstebud. Andre nordiske land har lavere størrelse på minimumsbudet, og de nordiske TSO-ene har vurdert å innføre minstebud på 1 MW (Vista Analyse, 2017b).

3.6 IKT åpner nye muligheter for å styre forbruket

Sanntidsprising vil informere forbrukerne og/eller aggregator om knapphet i systemet slik at de eventuelt kan tilpasse seg dette, noe som krever at informasjonen er lett og løpende tilgjengelig. Det utvikles allerede apper o.l. som tillater forbrukerne å følge forbruket sitt i sanntid, og som kan gi varsler ved ulike hendelser – som f.eks. høyt effektuttak. Man kan også forestille seg sammenlikninger av og konkurranser om redusert forbruk i lokalsamfunn o.l., tilrettelagt ved hjelp av apper.

Vi tror imidlertid at det største potensialet ligger i å benytte IKT og automatiske tjenester for å gjøre tilpasningen av etterspørselen automatisk. Dette gjelder både vis-à-vis den enkelte forbruker og vis-à-vis aggregatoren. Den enkelte forbrukeren kan installere utstyr som følger elprisen og nettleien, og kutter (deler av) forbruket når prisene blir høye (f.eks. overstiger grensen for effektabonnementet eller en på forhånd definert pris). Dersom prisene i markedene stimulerer til det, eller EU-reguleringer krever det, kan man vente at mye nytt utstyr kommer med slikt utstyr ferdigmontert, noe som gjør tilpasningen for forbrukeren enklere. Ideelt sett bør forventede tilpasninger eksisterende og forventede virkemidler – for eksempel pga. nytt utstyr – tas med i forbruksprognosen, men om det ikke er med der, overføres det til tiltak. Utstyret kan også benyttes til å tilpasse virkemidlene mer lokalt, f.eks. i form av høyere effekttariffer i enkelte områder med knapphet, for å gi incentiver til lavere effektintensitet lokalt.

Aggregatortjenester krever tilsvarende utstyr og mer. Aggregatoren trenger utstyr som skrur av eller reduserer forbruk som en respons på høye priser i spot og reservemarkedet og som en respons på forbruksmønsteret til andre enheter. Aggregatoren vil forvalte en portefølje av enheter, og må ta dette i betraktning. For eksempel vil det kunne være nødvendig å fase inn forbruk sekvensielt etter en reduksjon for å unngå en rekyl i etterspørselen etter effekt.

En mulig negativ side i forhold til IKT og automatisering er hensynet til privatlivet. For å fungere godt krever mange tjenester store mengder data om individuell adferd. Lovarbeidet bla. i EU legger opp til at sluttbrukeren eier data om seg selv og må samtykke til at dataene offentliggjøres. Det kan likevel være en risiko for at informasjon som skal være privat, blir offentliggjort. F.eks. kan apper som

sammenlikner individuelle forbruksmønstre med forbruksmønstre i nabolaget risikere at informasjon som skal være privat, blir lagt åpent tilgjengelig.

3.7 Kortere avregningsperiode bør innføres

Avregningsperioden i engrosmarkedet er i dag 60 minutter (Vista Analyse, 2017a). Denne relativt lange avregningsperioden er en barriere i forhold til etterspørselsfleksibilitet, særlig for å håndtere effekttopper som varer kortere enn dette. Når prisene designes for å være konstante i 60 minutter er det ikke mulig å få til tilpasninger i kortere perioder enn 60 minutter. Dette påpekes som en svakhet av flere høringsinstanser til NVEs forslag til tariff-forskriftsendring.

60 minutters avregning kan være hensiktsmessig når energiprisene er relativt stabile, men når man beveger seg mot å prise effekt ser vi ingen motforestillinger mot å redusere avregningsperioden, f.eks. til 15 minutter.

3.8 Enovas virkemidler kan benyttes i større grad

Noen av tiltakene vi har sett på i Oslo og Akershus kan være bedriftsøkonomisk lønnsomme, så hvorfor gjennomføres de likevel ikke i større grad av bedriftene? Dette kan etter vår vurdering skyldes ulike former for markedssvikt eller barrierer knyttet til usikkerhet om bl.a.:

- (Virkningene av) ny teknologi
- Kostnadene ved teknologien
- Utviklingen i energiprisene
- Manglende prising/markeder for effekt
- Manglende informasjon og kompetanse
- Manglende oppmerksomhet/prioritering av energi- og effektkostnader

Dette kan tilsi at det offentlige innfører virkemidler for å overkomme barrierene. Slike virkemidler kan bl.a. være å legge til rette for at det etableres prising av effekt slik vi har gjennomgått ovenfor, informasjon og tilskudd til ulike typer investeringer som er nødvendig for at tiltakene blir operative, slik at nettselskapene kan inngå avtaler om fjernstyring av forbruk o.l. i perioder med knapphet på nettkapasitet.

De offentlige virkemidlene bør derfor sees i sammenheng med inngåelse av disse avtalene slik at prosjekteierne får tilstrekkelige incentiver til å gjennomføre de forberedende investeringene. F.eks. må det tilbys en kompensasjon til aktører som inngår avtale om utkobling av forbruk i kritiske perioder. Denne kompensasjonen kan helt eller delvis tenkes å dekke kostnadene ved å installere nødvendig utstyr til at forbruket kan styres. Et offentlig tilskudd kan imidlertid bidra til å framskynde dannelsen av et marked for fleksibilitet ved at de nødvendige investeringene gjennomføres raskere enn de ellers ville gjort, og at prosessen vil gå smidigere (se nedenfor).

Som nevnt har Enova en rekke virkemidler hvor det gis tilskudd til å redusere energibruken og som kan benyttes i denne sammenhengen. Tiltakene som det i dag gis tilskudd til bidrar til å senke nivået på lastkurven, slik at effektetterspørselen reduseres i alle perioder, inkludert i spesielle knapphetsperioder. Det kan være aktuelt å målrette disse tilskuddene f.eks. geografisk og/eller mot spesielle

tiltak (f.eks. noen av dem vi vurderer i denne rapporten) for i større grad å bidra til å redusere effektterspørselen.

For nye bygg og nytt utstyr kan myndighetene innføre nye standarder som krever at det nødvendige utstyret er inkludert. Generelle standarder kan imidlertid være kostbare og i strid med EØS-regelverket, slik det dette må vurderes i hvert enkelt tilfelle.

3.9 Anleggsbidrag i masket nett bør vurderes innført

Nettselskapene kan i dag kreve inn *anleggsbidrag* for å dekke investeringskostnadene ved nye netttilknytninger eller forsterkninger av nettet som én kunde har nytte av (det såkalte radielle nettet). Investeringer i nettanlegg som er definert som maskede nett, det vil si i nett hvor det ikke er mulig å entydig henføre nytten av nettanlegget i sin helhet til en enkelt kunde eller en klart avgrenset og identifiserbar kundegruppe, er det ikke anledning til å kreve anleggsbidrag (nve.no). Kostnader i nettanlegg som store deler av nettselskapets kunder har nytte av og behov for, skal fordeles på alle nettselskapets kunder gjennom økt nettleie, og ikke dekkes av den eller de kundene som utløser forsterkningen.

Et formål med anleggsbidraget er å synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning, slik at aktørene kan foreta riktige vurderinger av om en bør koble seg til eller øke forbruket i det aktuelle området eller lokalisere seg i et annet område med bedre nettkapasitet og dermed lavere investeringsbehov. Disse kostnadene bør synliggjøres for kundene i masket nett slik en gjør i det radielle nettet.

3.10 Nettselskapenes insentiver til å vurdere alternativer til nettutbygging bør vurderes

Nettselskapenes oppgave er å bygge og drive elnettet mest mulig effektivt. Ettersom nettet er et naturlig monopol reguleres nettselskapene slik at de ikke benytter sin monopolsituasjon til å sette urimelig høye overføringstariffer. Gjennom å regulere nettselskapenes inntekter sørger myndighetene for at bransjen får dekket sine historiske kostnader, og selskapene har muligheter for å øke avkastningen dersom man kan utføre sine oppgaver på en billigere og mer effektiv måte. Dersom selskapene ikke kan levere strøm til kundene pga. manglende kapasitet i nettet (noe som hittil oftest skyldes utfall pga. uvær o.l.), må de kompensere kundene for ikke-levert energi (KILE).

Det kan reises spørsmål ved om det ligger noe i dagens regulering som svekker nettselskapenes insentiver til å gjennomføre alternative tiltak til nettinvesteringer. TemaNord (2017) finner at dette har moderat viktighet (moderate importance) i dagens reguleringsregimer i de nordiske landene. Bortsett fra eventuelle utfordringer med en garantert avkastning på nettinvesteringer er vi ikke kjent med at det skulle ligge vesentlige vridninger i dagens regime, bl.a. i forhold til hvordan man behandler ulike kostnader, men dette bør vurderes nærmere.

3.11 Må ha avtaler i bunn for å sikre tilpasning ved anstrengt nettkapasitet

Gjennomgangen ovenfor viser at en vil komme et stykke på vei ved hjelp av prismekanismer og automatisering for desentralisert lastflytting/reduksjon og som kan utgjøre alternativer til nettinvesteringer der etterspørselen er problemet. For å ha 100 prosent sikkerhet for å få til nødvendig forbruksreduksjon og/eller produksjonsøkning i akutte situasjoner med anstrengt nettkapasitet, er det ønskelig å kunne fjernstyre mange små og store laster (evt produksjonsenheter) med minimale transaksjonskostnader. Avtaler som regulerer dette kan inngås mellom nettselskaper og forbrukere/produsenter/prosumenter, evt med aggregatorer som mellomledd.

Hvordan slike avtaler skal inngås og utformes må vurderes nærmere. Utgangspunktet er at de skal gjelde for situasjoner som opptrer sjelden, dvs. i relativt korte perioder enkelte kalde vintre som det kan gå mange år mellom hver gang forekommer. Ut fra historiske erfaringer kan slike perioder være i noen dager, men problemene med nettkapasiteten vil i noen grad kunne variere over døgnet i disse dagene. Det må antas at ikke alle typer forbruk kan være utkoblet like lenge, og det kan derfor være en fordel å ha en «pool» av ulike typer tiltak å trekke på slik at man kan koble ut og inn ulike typer forbruk sekvensielt.

En måte å inngå slike avtaler på kan være at nettselskapene utlyser en anbudskonkurranse hvor man ber om tilbud på effekter som kan kobles ut på gitte vilkår. Alternativt kan man be om tilbud på at samlet last holdes under et angitt nivå i definerte områder eller nett. Førstnevnte tilnærming kan synes enklest å håndtere i en tilbudsprosess, ved at det er enklest å sammenlikne prisen per MW de enkelte tilbyderne skal ha for utkobling. Men sistnevnte tilnærming har fordelen ved at en ikke behøver å vurdere noen referansebane (dvs. hva reduksjonen skal måles i forhold til), og unngår eventuell strategisk tilpasning ved at aktørene øker forbruket i forkant av forventede kuldeperioder for så å få betalt for å redusere det når kulda setter inn. Strategisk tilpasning kan også begrenses ved at aktørene får en fast, årlig kompensasjon for å stille en spesifisert mengde forbruk til rådighet for utkobling (slik man i dag har i avtalene om utkoblbart forbruk hvor brukerne får en reduksjon i nettleien) i stedet for å gi noen kompensasjon når forbruket faktisk kobles ut. Vi antar at eventuelle problemer med strategisk tilpasning vil være lite, gitt bl.a. mulighetene for å utforme avtalene slik at dette kan unngås og de korte periodene med utkobling av forbruk det her vil være snakk om. Disse problemstillingene må imidlertid vurderes nærmere.

Med flere kategorier av vilkår i operasjon vil det være tilbydere til de ulike vilkårene. I utgangspunktet velges så de tilbyderne som krever lavest kompensasjon. Det kan gjerne være opsjoner som kjøpes inn i første omgang. De kan så utøves over tid og etter behov – til kostnader som er forutsigbare. Hvordan anbudsutlysingen skal spesifiseres og tildelingskriteriene utformes må vurderes nærmere. Vi antar imidlertid at det kan være noe å lære av dagens anbudsrutiner i regulerkraftmarkedet, se under.

Tilbyderne, enten de er aggregatorer, produsenter eller forbrukere, må altså kunne levere i henhold til definerte vilkår. Hvorvidt kategoriene av vilkår faktisk bør diversifiseres, f.eks etter risiko, varslings-tid og andre relevante forhold, må vurderes nærmere.

Forbrukerne vil kreve en kompensasjon for å inngå avtaler som griper inn i deres rett til fritt å bruke strøm til gjeldende pris. I tilfeller der forbrukerne ikke handler direkte med Statnett, er denne

kompensasjonen i realiteten en andel av kompensasjonen med tilbyderer i avtalen. Her kan tilskudd fra Enova komme inn og «smøre» prosessen.

En alternativ framgangsmåte kunne være å gå ut med en maksimalpris for hva nettselskapene er villig å betale for en avtale, med utgangspunkt i kostnadene ved å bygge ut nettkapasiteten. Dette vil gjøre det lettere for tilbyderne å vurdere bl.a. hvor stor kompensasjon man kan gi den enkelte forbruker for å overta styringen av deres forbruk. Alternativet representerer en potensiell ulempe for nettselskapene, ved at en ikke får avslørt tilbyderens kostnader for å levere den etterspurte fleksibiliteten, slik at en risikerer å betale for mye. Framgangsmåten kan imidlertid gjøre det lettere å bygge opp et marked fra grunnen.

En anbudsutlysning som de ovennevnte kan synes å fungere best dersom markedet for fleksibilitet i utgangspunktet er noe utviklet, dvs. at aggregatoren allerede har en viss portefølje av kunder som en styrer forbruket til og som en har erfaring med å operere i praksis. Men en kan også tenke seg at utlysningene fra nettselskapene skjer i form av en «utviklingskontrakt», hvor tilbyderne gis anledning til å bygge opp volumet i en avtale over tid, eventuelt i kombinasjon med støtte fra Enova.

Energilovens *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos)* regulerer en rekke tjenester for drift og varslede og uventede avvik. Formålene er ikke helt identiske med det en ønsker å oppnå med *Alternativer til nett*, men i tilknytning til de ulike systemtjenestene finner vi mange av de samme ingrediensene som vi kan forvente å finne i et marked for alternativer til nett. Systemtjenestenes formål gjenspeiles i lovverk og regulatorisk regime, og for at det skal bli mulig å utnytte eksisterende systemer også ved utvikling av et marked for alternativer til nett, vil det derfor være nødvendig med endringer av juridisk og organisatorisk karakter. De største og mest konkrete forskjellene for øvrig består i at:

- Alternativer til nett vil omfatte flere ressurs/tiltakstyper enn de som danner basis for dagens systemtjenester.
- Mange systemtjenester er tilgjengelige for hele det nordiske systemet, uavhengig av hvor de fysiske ressursene befinner seg, mens ressursene/lastene i alternativer til nett må være lokalisert i områder/nett som gjør dem egnet til å avlaste nærmere spesifiserte flaskehalser. For de fleste praktiske formål vil altså konkrete tiltak innenfor alternativer til nett være avgrenset til lokale og regionale markeder (nettområder).

Av Statnetts vilkår for regulerkraftmarkedet⁴ fremgår det under *Kriterier for deltakelse* at deltakere i dette markedet må ha inngått en egen balanseavtale med Statnett eller at de alternativt kan delta indirekte i markedet via en annen balanseansvarlig med tilsvarende avtale. Her kan vi altså allerede se kimen til en aggregatorfunksjon. Vår konklusjon er at den enkleste måten å utvikle markeder for alternativer til nett består i å utvikle dem innenfor eksisterende systemer i reservemarkedene og kraftmarkedet.

⁴ Statnett: Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM), gjeldende fra 07.12.2016

Referanser

Borenstein, S., M. Jaske and Rosenfeld A. (2002): *Dynamic pricing, advanced metering and demand response in electricity markets*, Center for the Study of Energy Markets; University of California Energy Institute.

Caroll, J., S.Lyons and E. Denny (2014): Reducing household electricity demand through smart metering: The role of improved information about energy saving, *Energy Economics* 45

Ericson, T. (2006): *Time-differentiated pricing and direct load control of residential electricity consumption*, Discussion Paper no 461. Statistics Norway.

Kipping A. and E. Trømborg (2016): Modeling and disaggregating hourly electricity consumption in Norwegian dwellings based on smart meter data, *Energy and Buildings*, 118.

NVE (2015): Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet. Høringsdokument, 2015.

TemaNord (2017): Demand side flexibility in the Nordic electricity market. From a Distribution System Operator Perspective. TemaNord report 2017:564.

Thema (2017): RKOM: Evaluering av prøveordning med unntak i NO1. Thema Rapport 2017-18. Thema Consulting Group, Oslo.

Vista Analyse (2017a): Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus. Rapport 2017/30.

Vista Analyse (2017b): Flexible demand for electricity and power: Barriers and opportunities. Report 2017/26.

Merk inndelingsskiftet under er neste partallsside – dette sikrer at rapportens sider kommer riktig – fjernes inndelingsskiftet må du passe på at baksiden er på partallsside manuelt



Vista Analyse AS
Meltzersgate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
www.vista-analyse.no