



Kunde: Nelfo, EFO, Bellona

Prosjekt: Infrastruktur for elektrisk transport: Hvilket ansvar skal nettselskapene ha?

Prosjektnummer: 125000918

Rapport

Prosjekt ID
125000918

Dato
30/06/2021

Kunde
Nelfo, EFO, Bellona

Infrastruktur for elektrisk transport: Hvilket ansvar skal nettselskapene ha?

DISCLAIMER

Denne rapporten er utarbeidet av AFRY Management Consulting ("AFRY") for Nelfo, EFO og Bellona ("mottakeren") i samsvar med avtalen mellom AFRY og mottakeren.

AFRY kan ikke holdes økonomisk eller på annen måte ansvarlig for beslutninger tatt eller handlinger utført på bakgrunn av innholdet i denne rapporten.

AFRY baserer sine analyser på offentlig tilgjengelig data og informasjon, egne data og data eller informasjon som blir gjort tilgjengelige for oss i forbindelse med spesifikke oppdrag. Vi vurderer alltid om kvaliteten på dataene er god nok til at de kan brukes i våre analyser, men kan likevel ikke garantere for kvalitet og sannferdighet i data vi ikke selv eier rettighetene til. Det er derfor usikkerhet er et element i alle analyser. Som en del av metodedokumentasjonen til våre analyser forsøker vi alltid å synliggjøre og drøfte usikkerhetsfaktorene.

Alle rettigheter til denne rapporten er uttømmende regulert i avtalen mellom AFRY og mottakeren.

1 Sammendrag og konklusjoner

Elektrifisering av transport – både på vei og i sjø – er et område hvor Norge ligger i internasjonal front. Incentivene knyttet til elbiler har resultert i verdens i særklasse høyeste markedsandel for ladbare kjøretøy, og vi har også en svært høy andel av eksisterende elektrifiserte fergesamband, landstrømsanslegg for skip og hel- og deelektriske skip.

Mens veksten i elektrifisert transport er høy, er utbyggingen av elektrisk infrastruktur for å møte det nye behovet en betydelig utfordring. Dette gjelder både for hurtigladestasjoner for bil, andre offentlige ladetilbud, og ikke minst for utbygging av infrastruktur i havner. Enova har etablert en rekke ulike støtteprogrammer for å stimulere til økt utbygging. Mens utbygging og drift av selve ladetilbudet er en kommersiell virksomhet, møter alle slike prosjekter et nettselskap for å sikre tilknytning til nettet og tilgang til strøm.

I denne rapporten fokuserer vi på hvilken rolle nettselskapene spiller – og kan eller bør spille – for å bidra til en vellykket realisering av målsettingene om avkarbonisering av transportsektoren. Støttet av informasjon fra intervjuer med aktører blant ladeoperatører, nettselskaper og tilgrensende roller, har vi har fokusert på tre hovedspørsmål:

- A. Hvordan påvirker inntekstrammereguleringen økonomien til nettselskaper med store transportrelaterte behov i sitt område?
- B. Hvordan påvirker andre deler av den økonomiske reguleringen – slik som tariffen og anleggsbidrag – utviklingen av elektrisk infrastruktur for transport?
- C. Hvilke andre, ikke-økonomiske reguleringer og rammevilkår påvirker nettselskapene?

Intervjuene har avdekket en rekke interessante forhold knyttet til hovedspørsmålene over. De viktigste punktene er:

- A. **Inntektsrammereguleringen** kan i mange tilfeller slå uheldig ut for nettselskapet, ved at utbygging av infrastruktur til transport koster mye sammenlignet med økning i tillatt inntekt.
- B. **Annen økonomisk regulering**
 - a. **Anleggsbidrag** er en vesentlig kostnad for utbyggere, men vil i mange tilfeller i dag inngå som en del av grunnlaget for investeringsstøtte fra Enova. Det er imidlertid flere eksempler hvor anleggsbidrag har stanset utbygging av ladeinfrastruktur.
 - b. **Tariffutformingen** løftes frem som en vesentlig hindring for etablering av infrastruktur. Det pekes også på at tariffen der mesteparten av kostnaden hentes inn gjennom effektledet, samsvarer dårlig med den faktiske kostnadsstrukturen i nettselskapene. Denne type skjevhet rammer kunder med lav brukstid, slik som ladeinfrastruktur, spesielt hardt.

C. Andre reguleringer og forhold

- a. Pågangen for etablering av ladeinfrastruktur er høy, i flere tilfeller høyere enn forventet. Nettselskapene kan derfor ha utfordringer med kapasitet og saksbehandlingstid. Samtidig påpeker et nettselskap at mange nye nettkunder har urealistiske forventninger til kompleksiteten, kostnadene og regelverket rundt etablering av nytt uttak.
- b. Det uttrykkes ønske om at nettselskapene i større grad tar hensyn til muligheter for fleksibilitet mellom flere kunder i et større område og alternativer til å bygge nett, og ikke bare fokuserer på den nye kundens egen tilknytning alene.
- c. Det pekes på manglende koordinering mellom ulike planprosesser som griper inn i hverandre, slik som kommunale og fylkeskommunale arealplaner, annen infrastruktur, mv.

Utformingen av reguleringen for nettselskaper er gjort med tanke på balanse mellom flere hensyn. Viktige bærebjelker i reguleringen er kravet til å finne samfunnsmessige rasjonelle løsninger for utvikling og drift av nettet, men også nøytralitet mellom ulike aktører og likebehandling av sammenlignbare kunder og kundegrupper. Fra våre observasjoner finner vi flere områder der det er rom for forbedring med hensyn til disse overordnede kriteriene.

Vårt fokus i denne rapporten er spesielt områder der justeringer vil bidra til å redusere u hensiktsmessige barrierer for elektrifisering av transport, uten å bryte med de overordnede formålene med reguleringen:

- **Inntektsrammemodellen** for lokalt distribusjonsnett bør i større grad fange opp at selskapene har ulike typer kunder. Dagens modell gir nettselskaper med mye investeringer i anlegg som gir få nye kunder en ulempe i effektivitetsmålingen, og dermed redusert avkastning. RME bør vurdere andre oppgavevariabler i sin effektivitetsmodell som også tar hensyn til kundestrukturen. Likeledes gir modellen i dag klare økonomiske fordeler til nettselskapene ved å velge investering i nett fremfor alternative, driftsmessige tiltak (slik som kjøp av fleksibilitet). RME bør utrede og finne løsninger som gir større grad av nøytralitet mellom drifts- og investeringsmessige tiltak i nettselskapene. RME jobber allerede med begge disse temaene, men bør belyse spesielt hvordan ulike løsninger slår ut også for elektrifisering av transport.
- **Nettariffene** må utformes slik at de ikke gir urimelig høye kostnader for elektrifisering av transport. Selve forskriften for utforming av tariffen gir nettselskapene stort handlingsrom for utformingen av de ulike tariffleddene. Der en høy andel av tariffen hentes inn gjennom et effektledd knyttet til kundens eget maksuttak kan dette risikere å belaste kunden med betydelig høyere kostnad enn de reelle kostnadene kunden påfører nettet. Fra 2022 vil kostnadsriktig utforming av tariffene

være et forskriftskrav. Dette bør antageligvis medføre at samlet omfang av effektledd reduseres, og at effektprising i større grad knyttes til systemets og ikke kundens makslast når det bedre gjenspeiler behovet for nettdimensjonering.

- **Ordningen med anleggsbidrag** må evalueres. Selv om ordningen har eksistert i over 20 år, er det ennå ikke foretatt en evaluering av om den bidrar til bedre kostnadsfordeling og gir gode prissignaler, heller ikke om den er administrativt effektiv. Vi finner at kombinasjonen av anleggsbidrag for elektrifisering av transport og dagens tariffmodeller sannsynligvis gir en betydelig høyere kostnad for nye prosjekter for elektrifisering av transport enn det som er en rimelig andel av nettets kostnader.
- **Utkoblbare tariffer:** Elektrifisering av transport må ha tilgang til tilknytnings- og tariffmodeller som reflekterer kundenes faktiske bidrag til fleksibilitet og mulighet for nedregulering i kritiske timer. Det er nylig innført en ordning med tilknytning på vilkår, hvor kunden unngår å betale anleggsbidrag men ikke får annen kompensasjon til fleksibilitet. Det er også et stort fokus på utvikling av ulike markeder for fleksibilitet, hvor nettselskapene kan unngå eller utsette nettinvesteringer ved å kjøpe fleksibilitet. Disse ordningene er svært positive for elektrifisering av transport, men er foreløpig umodne og ikke nødvendigvis tilgjengelige for alle lokasjoner. Vi peker derfor på at den eksisterende ordningen med utkoblbare tariffer bør beholdes og brukes inntil nye fleksibilitetsmekanismer er på plass.
- Utnyttelse av **Fleksibilitet**, også mellom flere kunder: Mange elektrifiseringsprosjekter er lokalisert i områder med flere effektkrevende kunder. Når nettselskapene i dag til en viss grad inngår avtaler om tilknytning på vilkår eller utkoblbare tariffer, er det kun knyttet til kundens eget forbruk. I mange tilfeller kan det være tilgjengelig kapasitet innen et større, men relevant nettområde hvor fleksibilitet – eller lavere effektuttak enn installert kapasitet - hos andre kunder kan levere samme type tjeneste. NVE bør utrede hvordan bedre utnyttelse av områderelatert fleksibilitet kan oppnås, og hvilke roller kundene og nettselskapet bør spille i en slik ordning.

Vi finner at kombinasjonen av ulike forhold hos nettselskapene skaper unødvendige barrierer for elektrifisering av transport på flere områder. En viktig årsak til at det oppstår nye utfordringer, er at elektrifisering av transport ofte er kunder med langt lavere brukstid og annet bruksmønster enn andre kunder i nettet. Det betyr i en del tilfeller at løsninger som tidligere har fungert godt, ikke lenger er hensiktsmessige.

Elektrifisering av transport er en ønsket utvikling med stor betydning for ambisjonen om å avkarbonisere Norge. Det er derfor viktig å finne nye løsninger som ikke legger unødige hindringer i veien for en effektiv utbygging og tilknytning av ny infrastruktur.

Innhold

1	Sammendrag og konklusjoner	2
2	Bakgrunn: elektrifisering av transport og nettselskapenes rolle.....	6
2.1	Potensial for utslippsreduksjoner og næringsutvikling.....	6
2.2	Nettselskapenes roller og rammer	9
3	Barrierer og muligheter	10
3.1	Elektrifisering av transport – stor pågang og begrenset kapasitet	11
3.1.1	Hovedpunkter	11
3.1.2	Observasjoner og diskusjon	11
3.2	Ledetider og prioritering av tilknytninger	12
3.2.1	Hovedpunkter	12
3.2.2	Observasjoner og diskusjon	12
3.3	Den økonomiske reguleringen av nettselskapene: inntektsrammemodellen.....	13
3.3.1	Hovedpunkter:	13
3.3.2	Oversikt	14
3.3.3	Beregning av kostnadsnorm og effektivitet	15
3.3.4	Definisjon av nettselskapenes oppgaver	16
3.3.5	Kalibrering og behandling av ulike kostnadstyper.....	19
3.4	Anleggsbidrag og tariffutforming	21
3.4.1	Hovedpunkter:	21
3.4.2	Oversikt	21
3.4.3	Observasjoner og diskusjon	24
3.5	Alternativer til nettutbygging	27
3.6	Andre emner.....	31
3.6.1	Opplevelse av nettselskapenes rolle og samfunnsoppdrag.....	31
3.6.2	Kompetansebehov	32
3.6.3	Koordinering med andre aktører	32
3.6.4	Finansiering utenom nettleie	32
	Sluttord.....	33

2 Bakgrunn: elektrifisering av transport og nettselskapenes rolle

2.1 Potensial for utslippsreduksjoner og næringsutvikling

Rundt en tredjedel av Norges klimagassutslipp kommer fra transport. Skal Norge nå sine klimamål og forpliktelser overfor EU om utslippsreduksjoner, krever det store omstillinger til lav- og nullutslippsløsninger i sektoren. Mye av kuttene kan gjøres gjennom elektrifisering, både direkte (elektrisk drevne kjøretøy og fartøyer) og indirekte (produksjon av brensler gjennom elektrolyse). Med god tilgang på fornybar energi og et relativt sterkt nett sammenlignet med andre land, har den norske transportsektoren nådd en elektrifiseringsgrad på 11%¹ og er ledende internasjonalt. Likevel gjenstår utfordringer, og et taktskifte må til for å få på plass investeringer innen infrastruktur og nett i tide.

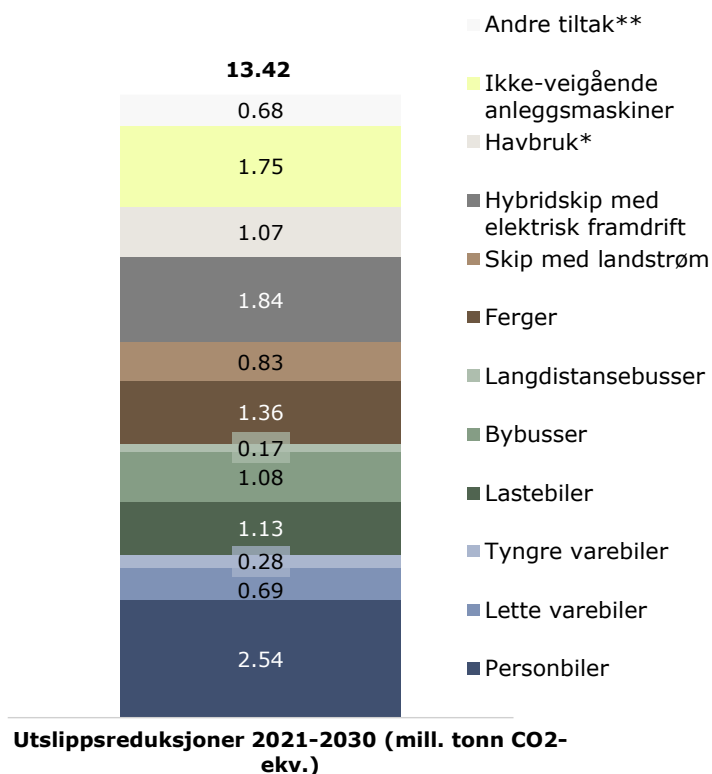
Gjennom Klimakur 2030² har regjeringen engasjert en etatsgruppe koordinert av Miljødirektoratet til å utrede hvilke tiltak, inkludert elektrifisering, som kan bidra til kutt av ikke-kvotepfiktige utslipp med 50 prosent innen 2030 i forhold til nivået i 2005. Utslippskutt med enkeltår som referanse defineres som punktmål, men i Norges klimaavtale med EU skal både mål for utslippskutt i 2030 og nasjonale årlige utslippsbudsjett over tiårsperioden 2021-2030 overholdes. Potensielle kutt i klimagasser er dermed oppgitt som periodevise tall for 2021-2030 i Klimakur. Elektrifisering utgjør 34% av det totale utredede potensialet. Figur 1 viser en mer detaljert inndeling av elektrifiseringspotensialene i Klimakur, der majoriteten av de opplistede tiltakene faller innunder transportsektoren.

Regjeringens Klimaplan³ presenterer politikken for å redusere klimagassutslippene i perioden 2021-2030, i tråd med Norges klimamål og i samarbeid med EU. Regjeringen vurderer at deres virkemidler for transportsektoren vil kutte utslippene med 12 MtCO₂-ekvivalenter over perioden 2021-2030. Av virkemidlene er 5.5 MtCO₂-ekvivalenter relatert til økt omsetningskrav eller innføring av omsetningskrav for henholdsvis biodrivstoff i veitrafikk og for anleggsgdiesel, 3.5 MtCO₂-ekvivalenter knyttet til opptrapping av CO₂-avgift, og 3.0 MtCO₂-ekvivalenter relatert til nullutslippskriterium hos nye bybusser, ferger, hurtigbåter og servicefartøy i havbruksnæringen.

¹ EFO, Bellona: - <https://elbarometer.no/sektorer/transport/>

² Klimakur - <https://www.miljodirektoratet.no/klimakur>

³ Klimaplan for 2021-2030 - <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-13-20202021/id2827405/>



Figur 1. Elektrifiseringstiltak og utslippsreduksjoner. Kilde: Miljødirektoratet Klimakur 2030 (s.343).

*inkluderer plug-in hybrid for skip til havbruk.

**Elektrifisering av moped og motorsykler, fritidsbåter, industri.

Målsetningene om utslippskutt i transportsektoren byr på flere utfordringer:

- Elektrifiseringen vil kreve en del kraft. NVE anslår at tiltakene for elektrifisering i transportsektoren i Klimakur vil øke forbruket med 5.2 TWh⁴, som er omtrent 4% av det nåværende kraftforbruket i Norge. Dette er ikke veldig mye i seg selv, men kommer i tillegg til andre, voksende kraftbehov og må ses i sammenheng med den store uviljen mot å bygge vindkraft på land som har oppstått de siste årene.
- Elektrifisering vil i mange tilfeller skape et stort behov for elektrisk effekt og nye nettilknytninger, som vil kreve store investeringer i kraftnettet.
- Ladeinfrastruktur for veitransport og maritim sektor er fortsatt ikke på plass over hele landet.

⁴ NVE, Elektrifiseringstiltak i Norge: Hva er konsekvensen for kraftsystemet? https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf

Disse begrensingene er ikke uløselige og vil etter hvert håndteres gjennom utbygging av infrastruktur, men tempoet det skal skje i er en utfordring.

Videre har Norge et mål om at klimagassutslippene i 2050 skal reduseres med «i størrelsesorden 90 til 95 prosent» fra 1990.⁵ For å styrke kunnskapsgrunnlaget for den langsiktige klimapolitikken har Regjeringen varslet at de vil igangsette arbeidet med Klimakur 2050.⁶

Samtidig som elektrifisering er et sentralt virkemiddel i klimakampen, kan det også utgjøre en forretningsmulighet for Norge.⁷ Ved å være tidlig ute kan nye teknologier, løsninger, og kompetanse utvikles og testes ut i et marked, og dermed skape et grunnlag for eksport til andre land som etter hvert vil gå gjennom samme omstilling. I en analyse utarbeidet for Energi Norge i 2019, anslår Menon Economics at ved en ambisiøs elektrifisering av norsk økonomi, kan forskning og utvikling (FoU) innen elektrifisering tilsvare 16% av FoU i næringslivet i Norge i 2040 og medføre en akkumulert nettoverdiskapning til 2040 på 210 milliarder kroner (realverdier ref. 2018).⁹ I 2020 publiserte NHO rapporten «Grønne elektriske verdikjeder», som trekker frem elektrifisering av maritim sektor, samt optimalisering av kraftsystem og smart lading på vei, som to av seks spesielt lovende næringskategorier.¹⁰

5. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60>

6. <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qid=77504>

⁷ Se for eksempel https://www.energinorge.no/contentassets/14940b60888e47e98af41fab67129f7d/energi_norge_bar21_master_lowres_oppslag.pdf

⁹ Menon Economics, Fra Elektrifisering til Eksporteventyr - <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2019-29-Fullelektrifisering-av-norsk-%C3%B8konomi.pdf>

¹⁰ NHO, Grønne elektriske verdikjeder - <https://www.nho.no/siteassets/prosjekter-og-samarbeid/gronne-elektriske-verdikjeder.pdf>

2.2 Nettselskapenes roller og rammer

Nettselskapene i Norge er naturlige monopoler i sitt område, og er regulert av flere lover og forskrifter. Detaljene i reguleringen fastsettes av Reguleringsmyndigheten for Energi (RME). Noen av de viktige hovedprinsippene som berører elektrifisering av transportsektoren er:

- **Leveringsplikt og tilknytningsplikt.** Nettselskapene skal i utgangspunktet sørge for tilknytning til nettet og eventuell økning i kapasitet for alle som ønsker det. Kundene kan imidlertid bli avkrevd et anleggsbidrag.
- **Anleggsbidrag.** Fra 2019 skal nettselskapene kreve anleggsbidrag for nye nettkunder som ønsker tilknytning eller som ønsker å øke sin kapasitet.
- **Anledning til utkoblbar tariff (UKT).** Nettselskapene kan tilby kunder en lavere tariff dersom de er villige til å la seg koble ut ved behov. Statnett vil utfase bruk av ordningen for sine behov, men nettselskapene har fortsatt anledning til å bruke det.
- **Anledning til tilknytning på vilkår.** Der en kunde i utgangspunktet skal betale et anleggsbidrag, kan nettselskapet inngå en avtale der kunden unngår dette, men som motytelse er villig til å la seg koble ut eller få redusert forsyning ved behov. Denne ordningen trådte i kraft i 2021.
- **Ikke-diskriminerende tariffer.** Det skal brukes samme tariffmodell for kunder i samme kundegruppe i samme nettselskap.
- **Føringer for design av tariffer.** Nettselskapene har et visst handlingsrom i å utforme sine egne tariffer, men må følge hovedlinjer fastsatt av Olje- og Energidepartementet (OED) og RME.
- **Inntektsramme basert på effektivitet.** Den samlede inntekten nettselskapene kan ta inn fra kundene gjennom nettleie er bestemt gjennom RMEs inntektsrammemodell, som er en sammenlignende analyse av nettselskapene der noen blir målt som mer effektive enn andre. Effektivitetsmålingen er en kompleks øvelse, men essensen er at selskaper med lave kostnader i forhold til 'oppgavevariabler' (hvilke oppgaver de skal løse), vil bli målt som mer effektive og vil kunne ta inn mer inntekt gjennom nettleie i forhold til kostnadene.
- **Konsesjonsbehandling for investeringer i regionalt distribusjonsnett.** For de fleste investeringer i regionalt distribusjonsnett kreves det anleggskonsesjon fra NVE.

3 Barrierer og muligheter

I arbeidet med denne rapporten har vi gjennomført 10 intervjuer med aktører involvert i elektrifisering av transport. Dette inkluderer både nettselskaper og aktører som ønsker å tilknytte nytt elektrisk forbruk eller på andre måter er involvert i denne prosessen. I tillegg har vi sett på høringsuttalelser fra nylige eller foreslåtte endringer i regelverket som omhandler prinsippene for nettselskapene oppsummert i kapittel 2.2, og tilgrensende temaer. Den 11.juni 2021 kom også Energimeldingen,¹¹ som legger føringer for mye av det vi beskriver i rapporten. Sammen med vår eksisterende bransjekunnskap danner dette grunnlaget for et hovedinntrykk av hvordan ulike interessenter ser på de sentrale problemstillingene, og av hva de sentrale dilemmaene er. Disse problemstillingene inkluderer prinsippene oppsummert i kapittel 2.2, men også emner som teknisk sett faller utenfor reguleringen av nettselskapene og likevel påvirker dem. Eksempler på dette er annen offentlig politikk på lokalt og nasjonalt nivå.

Kapitlet er lagt opp som følger:

- Del 3.1 gjennomgår interessentenes opplevelse av den pågående utviklingen med elektrifisering, og oppfatning av nettselskapenes rolle;
- Del 3.2 diskuterer ledetider for utbygging av nettkapasitet;
- Del 3.3 beskriver problemstillinger knyttet til den økonomiske reguleringen av nettselskapene, spesielt inntektsrammemodellen;
- Del 3.4 beskriver problemstillinger knyttet til anleggsbidrag og tariffutforming;
- Del 3.5 diskuterer mulighetene for å redusere eller utsette nettbehovet gjennom fleksibilitetsløsninger: utkoblbar tariff, betinget tilknytning og andre løsninger; og
- Del 3.6 omhandler andre emner.

Gjennom rapporten nevner vi eksplisitt hver gang uttalelser, meninger og opplysninger kommer fra én eller flere av respondentene vi har intervjuet. Der det ikke er eksplisitt nevnt, kommer det fra AFRYs prosjektteam. I flere tilfeller vil imidlertid prosjektteamets meninger eller opplysninger overlape med det én eller flere av respondentene har nevnt.

11. Meld.St.36: Energi til arbeid – langsiktig verdiskapning fra norske energiresurser

3.1 Elektrifisering av transport – stor pågang og begrenset kapasitet

3.1.1 Hovedpunkter

- Intervjuene bekrefter vårt tidligere inntrykk av at pågangen for elektrifisering av transportsektoren er svært stor, og at den totale veksten i effektkrevende forbruk er en utfordring for nettselskapene.
- I intervjuene blir det nevnt at det er vanskelig for nettselskapene å få oversikt over det fremtidige behovet, siden mange tilknytningsprosjekter blant annet innen industri ofte er usikre.

3.1.2 Observasjoner og diskusjon

Interessentene vi har snakket med bekrefter inntrykket av at det er en stor pågang for å tilknytte og tilrettelegge for nytt elforbruk i transportsektoren, men begrenset kapasitet til å håndtere alt. For nettselskapenes del kommer behovet fra transportsektoren i tillegg til andre nye kraftbehov, spesielt fra industrien, som også er store. De nye transportrelaterte behovene inkluderer blant annet:

- Ladestasjoner for veitransport (personbiler, varebiler, busser, etc.);
- Hjemmelading av elbil;
- Landstrømanlegg: behov for strømforsyning for skip i havn, til normal drift, lossing, og til dels lading av batterier;
- Batterilading for ferger;
- Anleggsmaskiner i byggefasen av byggeplasser og av infrastruktur, som tunneller.

Et av nettselskapene vi har snakket med beskriver at det plutselige behovet for elektrisk kraft har kommet overraskende på flere kystkommuner, og at det er krevende å imøtekomme behovet. Et annet nettselskap beskriver at i tillegg til nye kunder, har det i noen områder også begynt å oppstå kapasitetsproblemer i lavspennettet i enkelte boligområder på grunn av elbiler og mer effektkrevende forbruk.

Enkelte av aktørene vi har intervjuet påpeker at det kan virke som nettselskaper og myndigheter ikke har en god nok oversikt over behovet, altså hvor mye nytt forbruk som kommer og hvor. Nettselskaper vi har snakket med i prosjektet opplyser imidlertid at de følger med på dette, blant annet gjennom markedsundersøkelse og i forbindelse med regional kraftsystemutredning (KSU). Samtidig påpeker et av nettselskapene på at det er utfordrende å forutsi behovet siden det plutselig kan dukke opp enkeltprosjekter med veldig store uttak, og fordi en del kunder presenterer planer som kanskje ikke realiseres.

3.2 Ledetider og prioritering av tilknytninger

3.2.1 Hovedpunkter

- Flere av problemene som er identifisert med lange ledetider og køer for tilknytning er tatt opp i Energimeldingen 2021, og det er planlagt utredninger for å se på hva man kan gjøre med det. Dette er i utgangspunktet noe som kan bidra til raskere elektrifisering, selv om det enda er uklart hva utredningene vil resultere i. Flere av forslagene virker imidlertid ukontroversielle, for eksempel forenklet saksbehandling der det ikke er snakk om store naturinngrep.
- Energimeldingen legger opp til å vurdere mulighetene for en større grad av prioritering mellom nye kunder som ønsker tilknytning. Det er delte meninger om dette blant interessentene vi intervjuet.

3.2.2 Observasjoner og diskusjon

Ledetidene for utbygging i regionalt distribusjonsnett og transmisjonsnett kan være lange, henholdsvis 5-7 år og rundt 10 år ifølge selskaper vi har snakket med. Det ble også nevnt at av den totale ledetiden i regionalt distribusjonsnett, utgjør byggetiden kanskje bare to år. Resten går med til planlegging, utredning og saksbehandling (inkludert klager til OED).¹² Den store pågangen av elektrifiseringsbehov har gjort at mengden søknader til NVE har økt med rundt 50% de siste årene.¹³ Lange ledetider hadde ikke nødvendigvis vært et problem dersom nettet var bygget ut i forkant av behovet. Dette er imidlertid ofte ikke tilfelle i dag, og mangelen på nett kan dermed bli en flaskehals (se også del 3.4).

De 11 største nettselskapene i Norge (heretter «Nett11») har i et innspill til Energimeldingen etterspurt flere endringer i dagens praksis. Eksempler er økt kapasitet for saksbehandling hos NVE og OED, forenklete konsesjonsvilkår, mer begrenset klagerett, og at omsetningskonsesjon skal gjelde for kabler opptil 132 kV.¹⁴ I Energimeldingen som kom 11.juni 2021 foreligger det ikke konkrete tiltak for dette, men det er satt sammen et utvalg som er tenkt å utrede blant annet hvordan ledetidene kan reduseres. I konsesjonsbehandlingen for nettanlegg er det mange ulike hensyn å ta, som er gjenkjennelig fra tidligere debatter om «monstermaster» og om vindkraft. Der det er sterke interessekonflikter er det ofte ikke noen fasit. Imidlertid er flere av forslagene fra Nett11 antagelig lite berørt av slike problemstillinger. Ønskene

12. Se også <https://enerwe.no/elektrifisering-kronikk-nettselskap/norge-trenger-en-strategi-for-elektrifiseringen/396586>.

13. [Frykter flaskehals i det grønne skiftet: 300 nettsøknader i kø hos NVE – E24](#)

14. <https://www.energinorge.no/publikasjoner/dokument/2021/innspill-til-energimeldingen-fra-nettselskaper-i-norge/>

om enklere konsesjonsbehandling for oppgradering av eksisterende anlegg og for linjer i eksisterende traseer er eksempler på dette.

Et relatert spørsmål er prioriteringsrekkefølgen for nye prosjekter. Her oppfattet vi noe ulike meninger blant interessentene vi intervjuet. Én mente at prosjekter burde prioriteres basert på potensial for verdiskapning, siden mange verdifulle prosjekter kommer langt bak i køen og dermed kanskje ikke blir realisert. Andre mente at forskjellsbehandling vil være risikabelt. Utvalget som er nedsatt av regjeringen i forbindelse med Energimeldingen vil også se på denne problemstillingen, i tillegg til å vurdere muligheter for avvik fra ordinær tilknytningsplikt.

Fra nettselskap i intervjurunden fikk vi høre at det er et problem at industriprosjekter med usikker fremtid tar opp plass i køen. Dette, som også er tatt opp i Energimeldingen, kan indikere at det burde koste mer for kundene å ta opp plass. I tillegg til å vurdere tilknytningstariff, vil RME/NVE også vurdere en avgift for konsesjonsbehandling.¹⁵ NVE har også nylig begynt en praksis med å gjøre visse prioriteringer i saksbehandlingen for konsesjoner. Dette inkluderer for eksempel å fremskynde saker knyttet til konfigurering av anlegg som er under konstruksjon, og saker som berører forsyningssikkerhet og beredskap. Mangelfulle søknader, eller søknader der det er knapphet på kapasitet i overliggende nett, vil derimot bli nedprioritert.¹⁶

Prioritering av enkelte kunder i en kø kan være kontroversielt. AFRYs syn er at behovet for prioritering imidlertid antageligvis kan dempes av flere av de andre mulige tiltakene som kan gjøres, som å redusere ledetidene. I den grad det skal gjøres en form for prioritering, er det også mulig å tenke seg økonomiske virkemidler som signaliserer prosjektenes faktiske betalingsvilje for rask tilgang til kapasitet, eventuelt i form av mer markedsbaserte løsninger for allokering. En synliggjøring av betalingsviljen gir også mulighet for mer informerte beslutninger om eventuell offentlig støtte.

3.3 Den økonomiske reguleringen av nettselskapene: inntektsrammemodellen

3.3.1 Hovedpunkter:

- Insentiver fra inntektsrammemodellen blir gjerne overstyrt av tilknytningsplikten og antageligvis av et mer langsiktig perspektiv enn hensynet til dagens regulering. Likevel kan en lite treffsikker inntektsrammemodell føre til at selskaper med store behov for

15. Meld.St.36: Energi til arbeid – langsiktig verdiskapning fra norske energiresurser

16. Ibid.

kapasitetsøkning kommer dårlig ut, noe som reduserer deres generelle økonomiske handlingsrom.

- Inntektsrammemodellen bør i større grad enn i dag fange opp at det er ulike kostnader knyttet til ulike typer kunder. Dette betyr at definisjonen av modellens oppgavevariabler i lokalt distribusjonsnett, som selskapenes kostnader måles mot i en sammenlignende analyse, har rom for forbedring. En slik prosess er allerede i gang hos RME.
- Modellen gir ikke balanserte insentiver mellom driftskostnader og investeringskostnader, og fordeler inntektsramme fra «driftstunge» til «kapitaltunge» selskaper. Dette bidrar til å gi nettselskaper i vekstområder, med store investeringsbehov, høyere inntekter. Samtidig svekker dette nettselskapenes insentiv til å bruke driftsutgifter som alternativ til nettinvesteringer. En fremtidig modell bør ideelt sett være nøytral mellom type kostnader, men tidligere erfaringer tilsier at mange nettselskaper er bekymret for at en endring av dagens metode vil føre til for svake insentiver til investeringer. Ifølge Energimeldingen 2021 vurderer RME muligheten for å endre metoden i retning av mer nøytralitet, men ønsker å begrense effekten av dette på investeringsinsentivene.¹⁷ Noe av dette kan kanskje oppnås ved å gjøre modellen generelt mer treffsikker, for eksempel i håndteringen av ulike kundetyper som nevnt i forrige punkt.

3.3.2 Oversikt

Nettselskapene i Norge får sin årlige tillatte inntekt bestemt av Reguleringsmyndigheten for Energi (RME). Tillatt inntekt består i hovedsak av en inntektsramme, som beregnes gjennom separate metoder for lokalt og regionalt distribusjonsnett. Inntektsrammen er definert etter formelen $IR = 0,4K + 0,6K^*$, der K er selskapets kostnadsgrunnlag (egne kostnader) og K^* er selskapets kostnadsnorm.¹⁸ Kostnadsnormen beregnes gjennom en modell med en sammenlignende analyse av nettselskapene for hvert nettnivå (lokalt og regionalt distribusjonsnett). Inntektsrammen er dermed en vektet sum av nettselskapets faktiske kostnader og de kostnadene det «burde» hatt, og en stor vekt på kostnadsnormen (i dag 60%) vil bety sterkere insentiv til å kutte kostnader. Hovedhensikten med å bruke en kostnadsnorm er at selskapene skal få et insentiv til å være effektive.

Vi antar i utgangspunktet at flere faktorer gjør at modellen for inntektsrammeberegning (IR-modellen) har begrenset påvirkning på nettselskapenes handlingsrom og beslutninger. For det første har nettinvesteringer et veldig langsiktig tidsperspektiv, mens det er svært usikkert

17. Ibid.

18. Fra 2023 vil vekten på kostnadsnormen øke til 0,7.

hvordan reguleringen vil utvikle seg de neste ti årene.¹⁹ Det er dermed ikke nødvendigvis klokt av nettselskapene å la seg styre for mye av IR-modellen når de tar langsiktige beslutninger. For det andre vil eventuelle insentiver som kan berøre nye tilknytninger og kapasitetsøkninger overstyres av tilknytningsplikten, og mange investeringer kan dermed ikke unngås. Selskapene har imidlertid et visst handlingsrom under langsiktig planlegging, for eksempel med hensyn til når reinvesteringer gjøres og hvilke konseptvalg som tas.

Det er relevant å vurdere hvordan IR-modellen slår ut for selskap med særlig store behov for elektrifisering av transport i sitt område. Vi oppfatter fra intervjuene at dersom et selskap kommer dårlig ut i IR-modellen, vil de ha mindre kapital til å kunne gjennomføre tiltak generelt. Dermed er utformingen av IR-modellen relevant for elektrifisering av transport, selv om mye av aktiviteten defineres av tilknytningsplikt.²⁰

3.3.3 Beregning av kostnadsnorm og effektivitet

Kostnadsnormen i selskapenes inntektsramme er beregnet gjennom en tretrinnsmetode:

- I **trinn 1** defineres det et 'mønsterselskap' for hvert nettselskap. Dette er en idealisert sammensetning av andre selskaper, som har like mange 'oppgaver' som det målte selskapet og dermed skal være sammenlignbart.²¹ I lokalt distribusjonsnett er oppgavene i dag definert som antall kunder, antall km høyspent nett og antall nettstasjoner. I regionalt distribusjonsnett benyttes fire oppgavevariabler, der hver er vektete sammensetninger av kostnader for ulike typer linjer og transformatorer. Hvert selskaps effektivitet beregnes gjennom metoden Data Envelopment Analysis (DEA), der selskapets oppgaver i forhold til kostnader uttrykkes som en prosentandel av mønsterselskapets. Nettinvesteringer, inkludert investeringer finansiert gjennom anleggsbidrag, utgjør også kostnader i modellen i form av avskrivninger

19. Et relevant poeng her er at i de siste årene har det blitt gjennomført et stort antall fusjoner. Dersom dette fortsetter i samme tempo i det neste tiåret vil dagens modell etter hvert fungere dårligere fordi det blir for få selskaper til den metoden som i dag brukes i den sammenlignende analysen. Problemet vil antageligvis først melde seg i regionalt distribusjonsnett, der det allerede er færre selskaper og mange allerede måles med alternative metoder.

20. Samtidig er det verdt å huske på at hvis et nettselskap får en høyere inntektsramme, alt annet likt, vil deres nettkunder få en høyere regning. Om det anses som rettferdig at nettkunder som bor i områdene med større elektrifiseringsbehov (for eksempel langs kysten) får høyere nettleie er et fordelings spørsmål som prinsipielt kan skilles fra spørsmålet om nettselskapenes økonomiske handlingsrom, siden det kan finnes alternative måter å kompensere kunder så vel som nettselskaper på.

21. For eksempel var mønsterselskapet til Aurland Energiverk AS i lokalt distribusjonsnett i varsel om inntektsramme 2021 definert som 32% av Nord-Salten Kraft Nett AS og 68% av Tensio TN AS.

og kapitalkostnad. Lønnsomheten for nyinvesteringer avhenger dermed av hvor mange oppgaver en ny investering medfører i forhold til investeringskostnadene, og hvordan dette forholdet er sammenlignet med resten av bransjen. Reinvesteringer som ikke fører til nye oppgaver er rene kostnader og dermed i utgangspunktet 'ulønnsomme', men er kostnader som alle selskapene før eller senere må ta. Det vil si at man kan øke sin effektivitet, og dermed avkastning, ved å bruke mindre på reinvesteringer enn mønsterselskapet.

- I **trinn 2** benyttes en statistisk metode for å korrigere effektiviteten som beregnes i trinn 1 for ulike geografiske rammevilkår (is, helning, vind, etc.). Selskap som har vanskeligere rammevilkår enn mønsterselskapet vil få en oppjustering av effektiviteten. Resultatet fra trinn 2 kalles 'DEA-norm' og er produktet av den korrigerede effektiviteten og selskapets kostnadsgrunnlag.
- I **trinn 3** beregnes det en samlet 'kalibreringspott' for bransjen, definert som differansen mellom summen av alle selskapenes kostnadsgrunnlag og summen av DEA-normene. Denne potten fordeles deretter mellom selskapene, proporsjonalt med selskapenes andel av total bokført nettkapital (inkludert kapital finansiert gjennom anleggsbidrag). Ved å fordele hele kalibreringspotten sørges det for at bransjen som helhet får dekket sine kostnader. Dagens løsning med fordeling proporsjonalt med nettkapital gjør at investeringsrelaterte kostnader blir kompensert mer enn driftsrelaterte kostnader, og fordeler dermed mer av nettbransjens totale inntektsramme fra «driftsintensive» selskaper til «kapitalintensive» selskaper med nyere nett (nettkapital synker over tid med avskrivninger og den reelle verdien vil reduseres ved inflasjon). RME foreslo i 2019 å endre kalibreringsmetoden slik at fordelingsnøkkelen isteden skulle bestå av totale kostnader, men valgte å ikke gjennomføre dette etter betydelig motstand fra mange nettselskaper. Dette er beskrevet nærmere i del 3.3.5.

Særlig i Trinn 1 er det betydelige forskjeller mellom modellene for lokalt og regionalt distribusjonsnett. De aller fleste elektrifiseringsprosjektene vil først og fremst være knyttet til lokalt distribusjonsnett (normalt 22 kV og lavere spenningsnivå) , og vi legger hovedvekten på dette nettnivået i diskusjonene under.

3.3.4 Definisjon av nettselskapenes oppgaver

Effekten av type kunder, og alternative oppgavevariabler

Vi ser at i lokalt distribusjonsnett er det elementer i dagens definisjon av nettselskapenes oppgaver som kan være lite fordelaktig for nettselskaper med store transportrelaterte behov. Mens utbygging av ny trafo og nett i lokalt distribusjonsnett til et nytt boligfelt vil gi nettselskapet mange nye kunder og dermed økt tallverdi i oppgavevariabelen «Antall kunder» i DEA, vil tilknytning av transport kun gi én ny kunde. De betyr i praksis at økningen i nettselskapets

inntektsramme vil være høyere for boligfeltet enn for transportkunden, alt annet like. Nettselskapet vil altså få lavere resultat og avkastning ved en investering i ladeinfrastruktur enn ved tilknytning av mange nye kunder, selv om investeringskostnaden er den samme.

Selv om kunden betaler anleggsbidrag, vil de investeringsrelaterte kostnadene (referanseavkastning og avskrivning) fortsatt telle med i nettselskapets effektivitetsmåling. Dette gjør at nettselskaper med enkeltkunder som utløser store investeringer kan bli målt som mindre effektive, og dermed få lavere inntektsramme, enn dem med mer «normale» kunder. Blant annet av hensyn til denne og lignende problemstillinger foregår det nå en prosess hos RME for å finne alternativer til dagens oppgavevariabler. Retningen som så langt er utforsket, blant annet gjennom flere konsulentrapporter de siste årene²², er basert på ulike varianter av følgende konsepter for hvordan nettselskapenes oppgave kan fanges opp:

- **Effektdistanse:** en funksjon av avstanden mellom to noder i nettet (for eksempel mellom en transformator og en nettstasjon, eller mellom en nettstasjon og en kunde), og effekten som overføres
- **Energidistanse:** som effektdistanse, men der det benyttes for eksempel årlig energibruk istedenfor effekt
- **Pålitelighetsvariabel:** en funksjon av avstand, overført energi og KILE-satser. Denne er ment å fange opp at nettselskaper kan ha ulike utfordringer (kostnadsdrivere) ved å sørge for pålitelig levert energi og effekt over lengre avstand. Dette har også en sammenheng med type kunder, der noen etterspør høyere pålitelighet enn andre.

Disse alternativene baserer seg på at det å overføre energi og effekt over avstand, med høy pålitelighet, er sentrale kostnadsdrivere for nettselskapene. I seg selv vil variabler som dette kunne bidra til å bedre fange opp at nettselskapene har ulike typer kunder, med tanke på effektbehov, energibehov, behov for leveringssikkerhet, og avstand. Samtidig er det flere tekniske utfordringer knyttet til metodene. Én av tilnærmingene som har vært aktuelle er å beregne variablene ut fra såkalte kunstige nett, som er algoritmisk genererte modeller av et nett basert på den geografiske plasseringen av transformatorer og kunder. Oppgavevariabler basert på kunstige nett blir mindre avhengige av hvordan det faktiske nettet er bygget, og tar ikke hensyn

22. Thema (2018): *Computing the power distance parameter*. NVE, Oslo.

Thema (2019): *The power distance as an output parameter for grid companies*. NVE, Oslo.

Thema (2021a): *Methods for calculating power and energy distance*. NVE, Oslo.

Thema (2021b): *Variables for measuring the task of supplying reliability in the distribution grid*. NVE, Oslo.

Multiconsult (2021): *Developing Methods for Combining Data that Can Be Used for Calculating Power Distance*. NVE, Oslo.

til historiske forhold eller andre geografiske forhold enn plasseringen av transformatorer og kunder. Dette er ikke nødvendigvis et problem så lenge manglene er omtrent like store for alle selskaper. Det viktige er ikke at oppgavevariablene er fullt ut representative, men at de ikke gir store, systematiske skjevheter mellom selskapene som ikke kan kompenseres for i et annet sted i modellen. Det er imidlertid sannsynlig at geografiske og historiske forhold skiller seg en del mellom nettselskapene. Dette kan skape skjevheter som kan være problematiske, i hvert fall hvis de ikke kan kompenseres for gjennom andre oppgavevariabler og/eller i modellens trinn 2 (justering for naturgitte rammevilkår).

Prosesen med å utforme nye oppgavevariabler er kompleks og fortsatt under utarbeidelse. På grunn av dette, og siden fokuset i denne rapporten er begrenset til konsekvensene for elektrifisering av transport, diskuterer vi ikke alle aspekter her. På generelt grunnlag kan det likevel sies at det er positivt at RME vurderer endringer som på en bedre måte kan fange opp at noen typer kunder er mer kostbare å forsyne, og at forskjellene kan være systematiske mellom nettselskaper. Effektuttak, avstand og krav til leveringspålitelighet er viktige kostnadsdrivere for nettselskap, og måten dette fanges opp i dagens modell for lokalt distribusjonsnett er mangelfull. Vi er foreløpig mer agnostiske til hvordan disse faktorene best skal kombineres til eventuelle nye variabler, siden dette er en kompleks problemstilling som fortsatt utredes.

I regionalt distribusjonsnett er oppgavene mer direkte basert på ulike typer av nettinfrastruktur. Dette gjør at en investering i forkant av et forventet behov potensielt kan gi nye oppgaver uavhengig av hvor mange eller hva slags kunder som senere kobler seg til. De fleste tiltak i regionalt distribusjonsnett må konsesjonsbehandles, som gjør at nettselskapene ikke har mulighet til å bygge ut mer enn det som er vedtatt som samfunnsøkonomisk rasjonelt. Dette innebærer at avkastningen på investeringer i regionalt distribusjonsnett ikke direkte påvirkes av hva slags kunder som knyttes til nettet.

Responstid og kundetilfredshet

En av interessentene vi intervjuet kommenterte at nettselskapene også burde gis insentiver til raskere responstid. Det har også vært uttalt av nettselskap i en annen sammenheng at kundetilfredshet, som kanskje kan ses på som et tilgrensende tema, også burde inn i reguleringsmodellen.²⁵ I dag er ikke denne type måling en del av nettselskapenes oppgavevariabler eller brukt som justering på noen annen måte. Å benytte denne typen variabler har en intuitiv appell, siden det å ha fornøyde kunder er en grunnleggende oppgave for nettselskapene. Å måle dette har imidlertid noen praktiske utfordringer, for eksempel om alle typer kunder burde telle like mye, hvordan man skal vekte

25. Jæren Everk (2019): *Kommentarer til forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og i forvaltningspraksis for inntektsreguleringen.*

tilfredshet for eksisterende kunder i forhold til nye kunder, og om man skal måle tilfredshet på generell basis eller for kun noen av nettselskapets aktiviteter. Vi har ikke vurdert hvordan slike metoder eventuelt skulle defineres og kvantifiseres.

3.3.5 Kalibrering og behandling av ulike kostnadstyper

Trinn 3 i inntektsrammemodellen har også påvirkning på hvordan selskaper med ulike behov og i ulike situasjoner kommer ut økonomisk. Som nevnt i del 3.3.2 fordeles kalibreringspotten proporsjonalt med nettkapital, noe som fordeler mer til selskapene som har et nyere nett og dermed styrker incentivet til å investere. Dette går imidlertid på bekostning av kompensasjonen selskapene får for driftsutgifter. En av konsekvensene av dette er at nettselskaper som velger å bruke visse typer alternativer til nettutbygging kan komme dårligere ut. I IR-modellen vil for eksempel et eventuelt kjøp av fleksibilitet for å unngå eller utsette en nettinvestering bli regnet som en driftskostnad, som man ikke får noe igjen for i kalibreringen.

I 2019 foreslo RME en endring med hensikt om å rette opp denne ubalansen, som gikk ut på at fordelingsnøkkelen for kalibreringspotten skulle endres fra bokført verdi av nettkapital til totale kostnader.²⁶ Dette ville gjort at selskapene får mindre kompensasjon for nye investeringer, men mer kompensasjon for driftskostnader (inkludert for eksempel fleksibilitetskjøp, men også andre). I høringsrunden var de fleste av de større nettselskapene negative til forslaget, og en begrunnelse som gikk igjen var at det ville svekke incentivene til investeringer for mye.²⁷ Dette ble pekt ut som spesielt negativt i lys av de store investeringsbehovene som følger av omfattende elektrifisering og forbruksvekst. Et av nettselskapene vi intervjuet i forbindelse med denne rapporten uttrykte seg (fortsatt) kritisk til RMEs foreslåtte endring. Et annet nettselskap påpekte at det burde gjøres noe med inntektsrammen for å styrke incentivene til å kjøpe fleksibilitet, men vi oppfattet ikke dette som en støtte til RMEs forslag (det samme selskapet var også negativt til RMEs forslag i høringsrunden).

Etter mye motstand ble forslaget til RME trukket inntil videre, og det ble igangsatt en prosess for å utrede konsekvensene av en slik endring. Som en del av dette skrev AFRY en rapport i 2020 som analyserte hvor store skjevhetene i behandlingen av ulike kostnadsklasser er, og beregnet konsekvensene av ulike fordelingsnøkler for kalibreringspotten.²⁸ Rapporten beskriver hvordan investeringer blir fordelaktig behandlet både gjennom

26. Se NVE (2019): Oppsummeringsrapport: *Endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og metode for å fastsette kostnadsnormer*. NVE, Oslo.

27. Ibid.

28. AFRY (2020): *Analyser av om og hvordan modell for fastsettelse av kostnadsnormer kan behandle investeringer og driftstiltak mer nøytralt gjennom endringer i kalibreringen*. NVE, Oslo.

kalibreringsmetoden i modellens trinn 3 og gjennom hvordan inntekter fra investeringer blir unntatt fra modellens normale to års tidsetterslep mellom kostnader og inntekter. Den viste også eksempler på hvordan skjevheten i modellen påvirkes av størrelsen på kalibreringspotten som skal fordeles i trinn 3. En større kalibreringspott betyr mindre nøytralitet, siden et selskap som velger en driftsløsning fremfor en investering vil gå glipp av mer kompensasjon fra dette trinnet.

En av grunnene til at dagens løsning ble innført (2012) var at den var ment å kompensere for en «alderseffekt» for investeringer i modellen. Denne går ut på at selskaper med et eldre nett har en tendens til å bli målt som mer effektive, alt annet likt, siden de målte reelle investeringskostnadene i modellen reduseres år for år gjennom avskrivning og inflasjon. Det gjør at selskaper med eldre nett kan inngå i mønsterselskap og danne kostnadsnorm for andre bare fordi nettet deres er eldre. I analyser som ble gjort i forkant av endringen til dagens løsning ble det vist at dersom nettets alder er det eneste som fører til forskjeller i effektivitet mellom selskapene, vil det eldste selskapet alltid sette normen for de andre og selskapene med nyest nett vil være målt som de minst effektive.²⁹ En kalibrering etter bokført verdi på nettkapitalen vil da gi en proporsjonal kompensasjon for investeringer til selskapene med nyere nett.³⁰ Men bildet kompliseres siden denne forutsetningen ikke nødvendigvis stemmer: reelt er det ikke bare selskapene med gammelt nett som setter norm for de andre, og justeringen i trinn 2 har en ganske diffus sammenheng med nettalder. Dermed er ikke kalibreringspotten nødvendigvis proporsjonal med alderseffekten, men avhenger også av andre elementer i trinn 1 og av statistiske metoder i trinn 2 der det kan være vanskelig å være sikker på kausalitet og bakenforliggende variabler.

Både trinn 1 og 2 er for tiden under utredning og kan bli endret. I tillegg vil en eventuell endring i metoden i trinn 3 føre til en omfordeling av inntektsramme mellom nettselskaper, der driftstunge selskaper ville fått mer og kapitaltunge selskaper ville fått mindre. Det vil også påvirke inntjeningen fra allerede investert kapital. Disse forholdene bidro til at vår rapport fra 2020 var begrenset til å belyse konsekvensene av ulike alternativer for kalibrering isolert sett. Vi anbefalte at RME ville benytte resultatene i en helhetlig vurdering, der den totale effekten av de tre trinnene ses i sammenheng. Denne prosessen pågår.

29. NVE (2010): *Vidareutvikling av modell for fastsettning av kostnadsnormer for regional- og sentralnett – invitasjon til innspel*. NVE, Oslo.

30. Ibid.

3.4 Anleggsbidrag og tariffutforming

3.4.1 Hovedpunkter:

- Nettselskapene har blitt pålagt å ta anleggsbidrag siden 2019, mens ordningen har eksistert i ca 20 år. Ettersom det nå finnes mange års erfaring med ordningen, bør NVE ta initiativ til å evaluere hvor godt ordningen med anleggsbidrag fungerer.
- Dagens metode for effektprising i nettariffen gjenspeiler ikke nødvendigvis faktisk forventet knapphet på nettkapasitet. Det bør unngås at tariffene fører til at kunder gjør store tilpasninger i forbruket sitt eller får høye effektbaserte utgifter på tidspunkter som ikke egentlig bidrar til dimensjoneringsbehov for nettet, eller at kundene ikke har insentiver til å tilpasse seg når samlet effektuttak er høyt. Dette tilsier at i noen sammenhenger bør tariffen basert på time-of-use (ToU) vurderes i større grad.
- Andelen av nettleien som samles inn via effektprising bør i utgangspunktet stå i forhold til den langsiktige kostnaden ved å øke kapasiteten. Siden en stor andel av kostnadene i nettet er faste, bør ikke marginalprising av kapasitetsbehov og energi kunne dekke tilnærmet hele regningen for nettet. Det er dermed behov for en rimelig måte å samle inn de gjenstående, faste kostnadene på, men det er utfordrende å finne ideelle alternativer. Det bør tilstrebes at nettleien for å samle inn faste kostnader settes på en måte slik at den totale nettleien i minst mulig grad avviker fra prinsippet om at tariffene skal reflektere nettets faktiske kostnadsstruktur. Dette bør også ses i sammenheng med at nye kunder også betaler for økt kapasitetsbehov gjennom anleggsbidrag.

3.4.2 Oversikt

Regler for anleggsbidrag og tariffen omhandler begge spørsmålet om hvem som skal betale for kraftnettet – og eventuelt også alternativer til nett slik som fleksibilitet i forbruk og energilagring. Det er dermed nyttig å se dem i sammenheng.

Anleggsbidrag

Hensikten med ordningen med anleggsbidrag er at nettkunder som utløser investeringer skal betale for dette, og at det sendes et prissignal som gir kundene et insentiv til å lokalisere seg på gunstige steder og/eller å tilpasse effektbehovet sitt etter kostnaden. Ordningen er dermed begrunnet delvis med fordelingsmessige hensyn, og delvis med effektivitetshensyn. Under dagens regelverk skal kunder som utløser investeringer betale anleggsbidrag, men dersom andre kunder vil kunne bruke den ekstra kapasiteten som bygges, skal kunden bare betale for sin andel. Dette er aktuelt fordi når man først investerer, er det ofte rasjonelt å bygge mer kapasitet enn bare det kunden trenger. Ifølge «tiårsregelen» vil kunder som tilknyttes i løpet av en tiårsperiode etter den

utløste investeringen også betale sin del av den totale kostnaden. Etter at de ti årene har gått vil det imidlertid være mulighet for nye kunder til å få «kostnadsfritt» tilknytning på samme sted dersom dette ikke utløser en ny investering. Når anlegget etter hvert får behov for en reinvestering, vil nettselskapet selv ta kostnaden. Kunden betaler, via anleggsbidrag, dermed bare for én «syklus» av levetiden til en utløst investering. Ekstrakostnadene ved å drifte den utløste investeringen, inkludert KILE-kostnader og nettap, bæres også av nettselskapet – og dermed av alle nettkundene gjennom ordinære tariffer.

Ordringen med anleggsbidrag har både styrker og svakheter. Den har et pris- og lokaliseringssignal som kan bidra til å unngå unødvendig fordyrende investeringer, men innebærer i praksis også omfordelingseffekter som gjør at kunder ikke blir likt behandlet. Nye kunder som betaler anleggsbidrag betaler en høyere total pris for nettet enn de eksisterende kundene, siden de både betaler anleggsbidrag og full tariff. I tillegg vil kunder som etablerer seg på steder i nettet der det inntil videre er nok kapasitet, eventuelt etter tiårsregelens utløp, ikke betale noe. Det samme gjelder for reinvesteringer i eksisterende nett.

I sitt innspill til Energimeldingen, stiller Nett11³¹ spørsmål om det også burde finnes en tilknytningsavgift som gjelder for nye kunder, selv når det er ledig kapasitet i nettet. Særlig for områder med vekst er dette en forståelig tilnærming siden alle bidrar til det totale behovet på sikt, selv om prosjektet ikke nødvendigvis utløser en ny investering der og da. Man kan dermed dempe tendensen til at noen kunder må ut med store anleggsbidrag, mens andre får tilknytning uten en slik kostnad. I områder der effektuttaket er på vei ned kan dette imidlertid bli et mindre treffsikkert signal. Det kan også svekke lokaliseringssignalet som ligger i dagens ordning med anleggsbidrag. Samtidig kan det argumenteres for at lokaliseringssignalet i dag egentlig er for sterkt, siden det ikke kreves anleggsbidrag i et vekstområde der det foreløpig er ledig kapasitet, men den nye kunden like fullt bidrar til å fremskynde et fremtidig behov for kapasitetsøkning. RME og NVE har blitt bedt av regjeringen om å se på muligheten for en tilknytningstariff.³² Vår oppfatning er at en omlegging i retning av tilknytningsgebyr vil styrke fordelingsvirkningene og redusere de administrative kostandene, men i prinsippet svekke pris- og lokaliseringssignalet. Siden ordningen aldri er blitt evaluert, er det vanskelig å fastslå om anleggsbidrag i praksis har vesentlig betydning som pris- og lokaliseringssignal.

I 2021 ble ordningen med tilknytning på vilkår vedtatt. Under dette regelverket kan kunder unngå kostnader ved anleggsbidrag, dersom de er villige til å la seg

31. Se fotnote 14.

32. Meld.St.36: *Energi til arbeid – langsiktig verdiskapning fra norske energiresurser*

koble ut når nettselskapet har behov for det. Dette vil være en gjensidig avtale mellom nettselskapet og kunden som begge må være enige om. Ordningen mottok bred støtte fra både nettselskapene og interessenter på kundesiden i høringsrunden, og har blitt sett på som en gunstig måte å redusere behovet for å bygge ut nettkapasitet. Vi observerer at tilgangen til ordningen allerede synes å bli begrenset i visse områder med presset nettkapasitet, ved at Statnett har stanset inngåelse av nye avtaler. Dette kan indikere at ordningen får begrenset verdi og nytte for elektrifisering av transport.

Regelen om at nettselskapene skal ta anleggsbidrag ble innført i 2019, mens det har vært anledning til å ta anleggsbidrag siden 2000. Det er dermed mange års erfaring med ordningen med anleggsbidrag, og det er naturlig at NVE nå foretar en evaluering av om ordningen fungerer etter hensikten.

Tariffer

Tariffene som er relevante for transportrelaterte virksomhet inkluderer både tariffene for næringskunder (hurtigladestasjoner for elektriske kjøretøy, landstrøm, ferger, etc.) og husholdningskunder (primært for elbiler). Disse tariffene er strukturert på ulike måter. Næringskunder betaler i dag vanligvis et relativt lavt energiledd (kr/kWh) i forhold til husholdningskunder, og nivået er nærmere den faktiske marginalkostnaden for å transportere energi gjennom nettet (knyttet til nettap). Til gjengjeld betaler næringskunder et høyere effektledd (kr/kW) som vanligvis er basert på kundens høyeste individuelle effektuttak per måned. I mange tilfeller er denne prisen også avhengig av sesong, for eksempel 50 kr/kW/måned om sommeren og 60 kr/kW/måned om vinteren. Nettselskapene har anledning til å tilby kundene en lavere tariff dersom de er villige til å la seg koble ut ved behov, såkalt utkoblbar tariff (UKT). Dette ligner den nye ordningen med tilknytning på vilkår, men er ikke det samme; i førstnevnte tilfelle er anleggsbidragsbeløpet kunden skal betale redusert et redusert anleggsbidrag, mens i UKT er det tariffen som er redusert.

I forbindelse med Energimeldingen fra juni 2021 ble vedtatt følgende forskrift om nettleie som gjeldende fra 2022:

«Det skal utarbeides separate tariffer for høyspent og lavspent uttak. Tariffene for lavspent uttak i distribusjonsnettet skal bestå av et fastledd og et energiledd. Tariffene for næringskunder med årlig forbruk over 100 000 kWh kan i tillegg inneholde et effektledd. Fastleddet skal utformes slik at kunden dekker en rimelig andel av de faste kostnadene i nettet. Fastleddet skal differensieres på grunnlag av kundens etterspørsel etter effekt. Ved bruk av effektledd trenger ikke fastleddet differensieres. Energileddet skal dekke marginale tapkostnader. Energileddet kan i tillegg dekke en andel av nettselskapets øvrige kostnader. Energileddet kan ha et påslag når nettet er høyt belastet. Inntektene fra energileddet kan maksimalt utgjøre 50 prosent av nettselskapets inntekter fra hver kundegruppe. Effektleddet skal

baseres på kundens effektuttak i definerte perioder. En periode kan maksimalt gjelde én måned. Effektleddet skal tidsdifferensieres» (s.2)³³

Forskriften sier videre at «*tariffene skal utformes slik at de reflekterer kostnadsstrukturen i nettet*» (s.1).

Grensen på 100 000 kWh gjør at hurtigladestasjoner med lav brukstid vil unngå et ordinært effektledd. Samtidig sier forskriften at fastleddet for disse kundene skal være effektavhengig. Det er dermed foreløpig usikkert hvordan den nye forskriften vil påvirke denne typen kunder i praksis.

Forskriften gir nettselskapene en god del frihet til å utforme tariffene. Det er spesielt muligheter til å hente inn mye av nettleien via effektavhengige elementer, på flere måter: enten via effektbaserte fastledd, «normalt» effektledd (for kunder med unntak over 100 000 kWh), eller et påslag på energileddet i anstrengte perioder. Etter en lengre prosess fra NVE de siste årene og svar fra mange høringsinstanser har rammene for de fremtidige tariffene nå blitt fastsatt, og det er nå i stor grad opp til nettselskapene hvordan de konkret vil utforme tariffene. Prinsippet om at «*tariffene skal utformes slik at de reflekterer kostnadsstrukturen i nettet*» vil imidlertid antageligvis veie tungt.

3.4.3 Observasjoner og diskusjon

Både tariffutformingen og ordningen med anleggsbidrag har stor betydning for prosessen med elektrifisering av transport. Dette bekreftes av interessenter vi har intervjuet, som oppgir at i mange tilfeller har prosjekter blitt stanset av disse kostnadene. Det er ikke noe prinsipielt galt i at prosjekter stanses dersom kostnadene er for høye, men det forutsetter at de bedriftsøkonomiske kostnadene faktisk gjenspeiler de samfunnsøkonomiske kostnadene, inkludert hensynet til nasjonale målsetninger.

Blant de intervjuede oppfattet vi blandede holdninger til anleggsbidrag som konsept; det var ikke begeistring for å betale det, men vi fanget heller ikke opp noen detaljert kritikk av selve systemet. Én aktør kommenterte at det er et nyttig verktøy for å skille mellom tilknytningsprosjekter; gjennom å tilby en billigere tilknytning der det er ledig kapasitet i nettet, kan investeringsbehovet dempes. Det ble også påpekt at dersom det skal brukes eksterne subsidier for å realisere prosjekter, er det viktig at kostnaden som fanges opp av anleggsbidraget fortsatt bidrar til å uttrykke prosjektenes faktiske kostnad og dermed rangering.

Det var klarere negative meninger om tariffene, med tilhørende forklaringer på hvorfor. Flere av interessentene var misfornøyde med dagens effekttariff, og

33. OED (2021): *Forskrift om endring av forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffene.*

spesielt hvordan dette slår ut for kunder med lav brukstid. Dette kan dreie seg om ladestasjoner i grisgrendte strøk, eller mindre havner med relativt få anløp. Det ble også trukket frem av én aktør at for mye av nettets totale kostnader i dag samles inn gjennom effektleddet. Begrunnelsen overlapper i stor grad med det vi beskriver i del 3.4.3.2.

En vurdering av effektprising i tariffen kan deles i to emner: for det første utformingen, med tanke på hvilken effekt som måles, tidspunkt, etc, og for det andre hvor stor andel av nettleien som skal samles inn gjennom en form for effektprising.

3.4.3.1 Utforming av effektprising

I dag betaler som tidligere nevnt næringskunder gjerne et effektledd i tariffen som er basert på månedlig maksimal individuell effekt, som også kan være differensiert etter tidspunkt. Vi har ikke detaljert innsyn i hvordan individuell målt effekt samsvarer med faktisk belastning i systemet, og det vil antagelig være en del lokal variasjon. Analyser AFRY har gjort for lastprofiler for hurtiglادestasjoner viser imidlertid at lasttoppene ikke samsvarer med systemets topplast – mens systemet typisk har topplast om morgenen og på ukedager om vinteren, har hurtiglading topplast om ettermiddagen, mer i helgene enn i ukedagene, og mer om sommeren enn om vinteren.

Ideelt bør effektbasert prising være basert på forbruk i de tidspunktene hvor effektbruken i nettet faktisk er høyest.³⁴ Da unngår man at kunder reduserer sitt uttak på tidspunkter med god kapasitetsmargin i nettet, eller at de lar være å redusere uttaket i periode med høy belastning. Dette blir viktigere enn tidligere ettersom smarte, automatiske styringssystemer blir mer og mer utbredt. Det bør også unngås at nye kunder lar være å tilslutte seg fordi de må betale en veldig høy tariff for individuelle effekttopper som egentlig har liten innvirkning på nettets behov for dimensjonering. Nettselskapet vil da gå glipp av en ny kunde, og de faste kostnadene må deles på færre kunder. Tariff basert på månedlig makseffekt passer antageligvis greit for næringskunder der individuell maksimal effekt har en tendens til å sammenfalle med generell maksimal effekt i det relevante nettet. For ladestasjoner og landstrømanlegg med lav brukstid og et forbruksmønster som ikke nødvendigvis er korrelert med oppvarmingsbehov, er derimot antageligvis sannsynligheten for et slikt sammenfall mindre. Det er derfor relevant å vurdere hvor treffsikre tariffen basert på månedlig maksimaleffekt er, når kunder med lav brukstid og nye forbruksmønstre er en økende del av kundemassen.

34. Se for eksempel Perez-Arriaga & Knittel (2016): *Utility of the Future*. MIT Energy Initiative: Cambridge, MA.

3.4.3.2 Vekt på effektprising

I dag betaler som nevnt næringskunder, deriblant mange transportrelaterte kunder, en nettariff bestående av et relativt lavt energiledd og et ganske høyt effektledd. Forutsatt et prinsipp om kostnadsreflekterende tariffer bør energileddet dekke marginaltap mens effektleddet teoretisk bør reflektere den langsiktige marginale kostnaden ved å øke kapasitet.³⁵ Under realistiske forutsetninger vil imidlertid disse to elementene ikke være nok til å dekke alle nettets faste kostnader, og det er dermed nødvendig å også samle inn en residual for å dekke dette. Det kan være en utfordring å finne en god måte å gjøre dette på, uten noen perfekte løsninger. Et teoretisk prinsipp som gjerne anvendes for dette er at denne nettleien bør samles inn gjennom tariffer som har minst mulig påvirkning på atferd.³⁶ Dette kan imidlertid ha fordelingseffekter som kan anses som problematiske, for eksempel hvis man bruker et fastledd som ikke er differensiert etter kundetype på noen måte. Dersom man er villig til å akseptere insentiveffekter også for innsamlingen av de faste kostnadene, står valget grovt sett mellom å hente det gjennom energipricing, effektprising, et gradert fastledd, eller en kombinasjon. Alle vil ha virkninger som ikke lenger er knyttet til marginale kostnader. Dersom mye av residualkostnadene samles inn gjennom et energiledd, vil kunder som bruker mye energi betale mer i nettleie enn energibruken deres egentlig påfører nettet av kostnader. Tilsvarende, dersom man samler inn en stor andel gjennom effektledd, vil kundene med høyt effektuttak betale mer enn kostnadene effekt påfører nettet.

I Norge er det grunn til å tro at større næringskunder betaler «for mye» for effekt, ettersom en så stor andel av nettleien for disse kundene er samlet inn gjennom effektleddet. Dette blir spesielt problematisk for lade- og landstrømsanlegg med lav brukstid, hvor de i realiteten selger energi og ikke effekt – konkurranseflaten er mot prisen på diesel og bensin – og bare til en viss grad ladehastighet. I tillegg er det relevant at for nye kunder ligger det allerede en betaling og et prissignal for kostnaden ved kapasitetsøkning i anleggsbidraget. Dette bidrar til at kostnaden for kapasitet kan bli disproporsjonal i forhold til de faktiske kostnadene som er knyttet til dimensjonering av nettet.

Den høye betalingen for effektuttak, både gjennom månedsbasert effektledd og anleggsbidrag, kan være en barriere for transportrelaterte kunder. Spesielt gjelder dette kunder med lav brukstid, som ladestasjoner utenfor tettbygde strøk og landstrømanlegg i havner med få anløp. Det er ikke galt i seg selv at prisen kan være høy, dersom den gjenspeiler de faktiske kostnadene ved å forsyne disse kundene. Ideelt sett burde altså den totale prisen for å være

35. Ibid.

36. Se Ibid.

tilknyttet til og bruke nettet gjenspeile reelle kostnader. Hvis denne prisen er for høy til å oppnå investeringer i tråd med nasjonale mål, kan subsidier eller andre tiltak vurderes. Det første som bør vurderes er imidlertid om prisen faktisk er rimelig kostnadsreflekterende og om de faste kostnadene samles inn på en måte som ikke gir for vridende effekter. Det at en veldig stor andel av nettleien fra større næringskunder (også med lav brukstid) samles inn gjennom effektledd, samtidig med at de også betaler anleggsbidrag for sitt bidrag til kapasitetsbehov, tilsier at den totale betalingen for effekt kan være uforholdsmessig høy i dag.

3.5 Alternativer til nettutbygging

Elektrifiseringen av transportsektoren vil kreve store nettinvesteringer. For å redusere kostnadene ved dette, og for å tilrettelegge for raskere tilknytninger, er det også aktuelt å bruke såkalte alternativer til nettutbygging. Dette handler gjerne om å bruke fleksibilitet i forbruket, spesielt for å unngå de høyeste effekttoppene som dimensjonerer nettet og skaper behov for oppgraderinger. Mulighetene til dette er på noen måter økende, ved at digital teknologi gir større muligheter til automasjon og styring og fordi de styrbare elektriske lastene øker. På den annen side kan elektrifisering i noen tilfeller føre til mindre fleksibilitet, hvis det innebærer at alternativ forsyning, for eksempel oljekjeler, fases ut. Dette har spesielt betydning for mulighetene til langvarig utkobling.

For at fleksibilitet skal kunne gjøre en forskjell i nettinvesteringer på kort sikt er det viktig at den er pålitelig og tilgjengelig på kritiske tidspunkter. Dette kan være en utfordring når problemene er veldig lokale, altså at det er få nettkunder som er plassert bak den mulige flaskehalsen. Det kan også være en utfordring i seg selv at fleksibiliteten ligger hos forbrukskunder, som til forskjell fra kraftprodusenter ser på strøm som en nødvendig innsatsfaktor og ikke som en handelsvare. Det kan gjøre at deres fleksibilitet på lang sikt ikke er like forutsigbar.

I Norge har nettselskapene og Statnett lenge benyttet fleksibilitet gjennom utkoblbare tariffier (UKT) som vil si at en kunde kan få en redusert nett tariff mot at nettselskapet kan koble dem ut ved behov. Avtalene varierer noe, men ofte dreier det seg om en rett til momentan utkobling på ubegrenset tid, og gjerne med et kort eller ingen varsel. Det gis heller ingen kompensasjon for selve utkoblingen; det gis samme rabatt i nettleien uansett om man noen gang blir utkoblet eller ikke. Ordningen kan brukes av både nettselskaper og Statnett, men Statnett har nylig besluttet å fase ut sin bruk med argument om at behovet

for UKT i transmisjonsnettet er lite og at den er lite brukt. Nettselskapene står imidlertid fortsatt fritt til å tilby UKT for å dekke behov i eget nett.³⁷

Som tidligere nevnt er en lignende, men separat ordning *tilknytning på vilkår om utkobling* eller *betinget tilknytning*, som ble innført våren 2021. Denne typen avtale retter seg mot kunder som i utgangspunktet skal betale et anleggsbidrag, men der kunden kan slippe anleggsbidraget dersom den er villig til å la seg koble ut eller få redusert forsyning ved behov. Dette gjøres etter gjensidig avtale mellom nettselskap og kunde.

UKT og betinget tilknytning gir nettselskapene tilgang til pålitelig utkobling på kritiske tidspunkter, og kan dermed fungere som et reelt alternativ til nettförsterkning (og dermed anleggsbidrag). Ordningen med betinget tilknytning ble derfor stort sett ønsket velkommen av både nettselskaper og transportrelaterte aktører da den var på høring i 2020. Som med UKT er denne typen avtaler enklest å inngå for forbrukere som har en alternativ energikilde som kan brukes over lengre tid ved utkobling, for eksempel fjernvarme, skip og enkelte industrikunder.

Blant interessentene vi intervjuet, så de fleste positivt på disse løsningene. Spesielt dem innen maritim sektor (der skipene gjerne har alternativ forsyning), så dette som verdifullt. For ladestasjoner antar vi imidlertid at dette ikke er like gunstig, ettersom det ikke finnes alternativ energiforsyning for rene elbiler og en plutselig utkobling på ubestemt tid vil være problematisk. Flere, både dem involvert i landbasert og maritim transport, uttrykte et ønske om en mer dynamisk laststyring basert på prissignaler eller avtaler om maksimalt uttak. En annen etterlyste at nettselskapene burde være mer proaktive i å finne måter kundene kan koordinere sine effektuttak på lokalt nivå for å holde samlet maksimallast nede, ettersom kundene selv i utgangspunktet har lite insentiv eller kunnskapsgrunnlag til å gjøre dette. Det ble også nevnt at det bør være muligheter til å samlokalisere ladepunkter for lastebiler til havner, og dermed dekke flere behov med samme nettinvestering.

Interessentene på kundesiden etterlyser altså til dels en mer dynamisk prising som gir grunnlag for tilpasning. Vi antar at prisingen for eksempel landstrøm kan begynne å til dels reflektere strukturen for nettariffene, siden landstrømanlegg har insentiv til at kundene deres gjør tilpasninger som gjør at anlegget kan spare nettleie. Spørsmålet er imidlertid, som tidligere nevnt, om dagens modell sender riktig signal.

Ellers faller mye av det flere av interessentene på kundesiden beskriver under det som ofte kalles *markeds løsninger for lokal fleksibilitet* eller *lokale fleksibilitetsmarkeder*. Dette er konsepter som utforskes i dag gjennom både

37. <https://zero.no/wp-content/uploads/2020/12/Elektrifisering-av-skipsfarten-Status-for-bruk-av-landstr%C3%B8m-i-stamnetthavner-ZERO-Gr%C3%B8nt-Skipsfartsprogram.pdf>

teori og pilotstudier, i noen tilfeller også relativt etablerte markeder, i både Norge, Norden og Europa for øvrig. I Norge er det for eksempel flere pilotstudier der nettselskaper tester kjøp av fleksibilitet på markedsvilkår gjennom plattformen NODES.³⁸ I Sverige benyttes også NODES, for eksempel i Stockholm,³⁹ og piloter i Sverige innenfor Coordinet-prosjektet er også i prosess med å utvikle og teste en handelsløsning.⁴⁰ Lignende eksempler med relativt etablerte markeder inkluderer Piclo Flex (Storbritannia)⁴¹ og GOPACS/ETPA (Nederland).⁴² I disse markedene selges og kjøpes lokal fleksibilitet, enten i form av betaling for tilgjengelighet, for aktivering av fleksibiliteten, eller som en kombinasjon. Piclo Flex og NODES benytter for eksempel auksjoner for kontrakter om å kunne stille tilgjengelig fleksibilitet til rådighet over lengre tidsperioder, og søker dermed å oppnå noe av den samme forutsigbarheten og påliteligheten som for eksempel utkoblbare tariffen gir. Konseptuelt trenger det ikke å være en stor forskjell på vilkårene i avtale om utkobling og en bilateral avtale om å garantere tilgjengelighet for utkobling eller lastbegrensing over lang tid. Forskjellen vil heller ligge i måten nettselskapet anskaffer avtalen og betaler for den på.

Markedsbasert fleksibilitetshandel kan også ta form av bilaterale, langsiktige avtaler der nettselskaper leier tjenester fra eiere av energilagring, og der avtalen er grunnlag for at tilbyderer investerer i lagringsteknologien (for eksempel batterier). Dersom avtaleverket er godt kan dette fungere på en lignende måte som om nettselskapet skulle eid batteriet selv, noe de i dag ikke har anledning til. I Finland testes en slik løsning nå av nettselskapene Caruna og Elenia, hovedsakelig for å fungere som reserveforsyning under uvær.⁴³ Det samme prinsippet for langsiktige avtaler om fleksibilitet kan i teorien også anvendes for kunder som vurderer å investere i elektrisk forsyning, i tillegg til eksisterende energiforsyning basert på brenslere. Hvorvidt det dreier seg om investeringer i energilagring eller energisubstitusjon, er hensikten i begge tilfeller å gi en langsiktig forutsigbarhet for både nettselskapet (for tilgjengelig fleksibilitet) og for investoren (for inntektene).

Mer markedsbaserte løsninger har flere fordeler sammenlignet med dagens løsninger, men kan også noen usikkerhetsmomenter. Fordelene består blant annet i at man gjennom konkurranse kan få tilgang til de billigste kildene til fleksibilitet, og at kjøp av fleksibilitet kan rettes mot de kundene der det gir

38. <https://nodesmarket.com/>

39. <https://nodesmarket.com/case/sthlmflex-market-based-tso-dso-coordination-through-regional-flexibility-market/>

40. <https://coordinet-project.eu/pilots/sweden>

41. <https://picloflex.com/>

42. <https://en.gopacs.eu/>

43. Se AFRY (2021): *Market design options for procurement of flexibility*. Nordic Energy Research, Oslo.

størst nytteverdi for pengene. Betinget tilknytning er en nyttig ordning i dag, men har også en i hvert fall teoretisk ulempe i forhold til markedsløsninger ved at man kan gå glipp av de billigste kildene til fleksibilitet. Når en ny kunde vurderer tilknytning, står valget mellom kostnaden ved nettinvesteringen og akkurat den kundens kostnad ved å være fleksibel. Men det er ikke sikkert at den billigste fleksibiliteten som kunne unngått nettinvesteringen ligger hos akkurat den kunden. Samtidig kan det hende at denne problemstillingen ikke alltid er så reell, siden en allerede tilknyttet kunde som kunne tilbudt tilsvarende fleksibilitet allerede ville hatt utkoblbar tariff og dermed ikke hatt noe mer fleksibilitet å tilby. Det kan også hende at det ikke er så stor forskjell på verdien av fleksibilitet for de ulike kundene, og at det å gå glipp av den billigste dermed ikke er et stort nyttetap. Dette har vi ikke vurdert nøyere.

Et av nettselskapene vi intervjuet kommenterte at fleksibilitetshandel er interessant, men mener at det er umodent og at volumet som tilbys fortsatt er for lite. Det ble også nevnt at fleksibilitetshandel er for upålitelig sammenlignet med muligheten for utkobling gjennom betinget tilknytning.

Pålitelighet kommer kanskje an på hvilken type fleksibilitetshandel det er snakk om, ettersom begrepet er ganske vidt. Langsiktige avtaler om utkobling kan også være markedsbaserte og falle inn under begrepet fleksibilitetshandel. Premisset for å kalles markedsbasert er gjerne ikke mer enn at det er en viss konkurranse tilstede. Som Thema Consulting har beskrevet i en tidligere rapport, kunne et naturlig første skritt mot mer markedsbaserte løsninger vært at nettselskapet kjøper inn UKT-lignende avtaler gjennom en auksjon.⁴⁴ Med de nye markedsløsningene som nå testes, finnes også mer avanserte tilnærminger.

På sin side nevner én av nettkundene vi intervjuet at det er uklart hvor mye nettselskapet er villig til å betale for fleksibilitet. Dette er noe AFRY også kjenner igjen fra tidligere erfaring. Det er viktig at nettselskapene synliggjør sin betalingsvilje for at en eventuell markedsbasert fleksibilitetshandel skal komme i gang. Dersom nettselskapene signaliserer at de er villige til å betale, vil tilbyderne antageligvis raskt begynne å dukke opp

Det er imidlertid aspekter ved dagens regulering som gjør at det ikke alltid er gunstig for nettselskaper å kjøpe fleksibilitet gjennom markedsbaserte løsninger. Én dem er at nettselskap antageligvis vil foretrekke å koble ut kunder med utkoblbare tariff eller betinget tilknytning fremfor å kjøpe fleksibilitet på denne måten, ettersom det ikke medfører noen betydelige kostnader for dem: inntektsbortfall fra utkoblbar tariff dekkes av andre nettkunder, og kunder med betinget tilknytning tilbyr utkobling for å slippe anleggsbidrag. Det finnes dermed et dilemma ved å ta mer markedsbaserte løsninger i bruk. Dersom man

44. Thema (2016): *Tilnærming til en lokal markedsløsning for lokal fleksibilitet*. NVE, Oslo.

skulle faset ut for eksempel utkoblbar tariff i dag, ville det antageligvis ikke være markedsløsninger til stede som umiddelbart kunne ta over samme rolle. Det kan dermed argumenteres for at løsningen bør bestå i nåværende form inntil det finnes et alternativ. Samtidig kan det være mer utfordrende å utvikle disse løsningene når de i hvert fall i noen tilfeller konkurrerer med verktøy som i praksis er «gratis» for nettselskapene. Ellers er det som beskrevet i del 3.3.5, også aspekter i inntektsrammemodellen som gjør at nettselskapene kan komme dårligere ut økonomisk dersom de velger å kjøpe fleksibilitet enn å investere: Med dagens ordning kan det være at investeringsincentivene er for sterke i forhold til andre løsninger, og dermed bidrar til at det investeres i nett selv om en fleksibilitetsløsning ville vært samfunnsøkonomisk gunstigere.

Oppsummert kan både nettselskapene selv og aktører som ønsker elektrifisering eller tilknytning, ha nytte av å utforske mulighetene for lokal fleksibilitetshandel eller ulike avtaler om kapasitetsbegrensning. For eksempel pågår det nå åtte pilotprosjekter støttet av Enova, som på ulike måter tester løsninger for lokal fleksibilitet og smartgrid.⁴⁵ Disse og andre prosjekter vil antageligvis bidra med verdifull erfaring for nettselskapene. Fra myndighetenes side bør det jobbes videre med hvordan markedsbasert lokal fleksibilitet passer med dagens regelverk rundt utkoblbare tariffen og insentivene i IR-modellen. Det vil også berøre en eventuell analyse av ordningen med anleggsbidrag, siden fleksibilitet forhåpentligvis kan være et alternativ til nettutbygging. Spørsmålet om hvem som skal betale for nettet gjelder derfor også for hvem som skal betale for alternativene.

3.6 Andre emner

Flere andre emner ble tatt opp i intervjuene. For de fleste av disse har vi ikke gjort en like utfyllende egen vurdering som for det som er beskrevet i del 3.2 til 3.5, men vi oppsummerer hva interessentene har fortalt og kommenterer kortfattet.

3.6.1 Opplevelse av nettselskapenes rolle og samfunnsoppdrag

I intervjuene fikk vi også et inntrykk av hvordan både nettselskapene og interessentene på kundesiden så på nettselskapenes oppgave fra et mer overordnet perspektiv. Nettselskaper opplyser naturlig nok at de er bevisst på sin rolle som regulerte monopoler og er opptatt av å operere innenfor regelverket. Blant aktører på kundesiden var det bare i enkelte tilfeller det ble uttrykt kritikk mot nettselskapene selv, mens det oftere ble stilt spørsmål ved regelverket de opererer under. På spørsmål om kundene opplevde store forskjeller mellom nettselskaper de har vært i kontakt med, svarte noen nei,

45. <https://presse.enova.no/pressreleases/210-millioner-til-framtidens-energisystem-2829629>

mens spesielt én aktør mente at forskjellene til dels kunne være store. Dette handlet spesielt om responstid, noe som han til dels antok skyldes at noen selskaper er travlere enn andre. Samtidig påpekte han at selskapene burde måles på responstid og at det burde stilles krav til dette (se del 3.3.4). Én aktør kommenterte også at nettselskapene virker som de bruker for lite ressurser på å tilrettelegge for nye kunder, og isteden er opptatt med andre prosesser som for eksempel restrukturering.

Én aktør uttrykte skepsis til at nettselskaper og kommersielle aktører innenfor lading er i samme konsern. Dette er gjenkjennelig fra det eldre spørsmålet om nettselskaper og kraftselskaper burde være i samme konsern, og vil antageligvis ha paralleller. Vi antar at dette spørsmålet kan bli mer aktuelt hvis man vurderer muligheten for å prioritere mellom kunder som er i kø for tilknytning, og hvilken rolle nettselskapene eventuelt skal ha i en slik prosess (se del 3.2).

3.6.2 Kompetansebehov

Aktører vi intervjuet hadde litt blandede syn på om ulike typer kompetanse var en barriere for et raskere tempo i elektrifiseringen. Både et nettselskap og en aktør på kundesiden påpekte imidlertid et bemanningsproblem hos nettselskapene, og manglende kapasitet til å gjennomføre saksbehandling og utbygging raskt nok.

3.6.3 Koordinering med andre aktører

Ved siden av nettselskaper og kundene som ønsker tilknytning, er det flere andre parter som har innvirkning på prosessene. Dette inkluderer for eksempel lokale myndigheter (kommune og fylkeskommune). En kommentar som gikk igjen i intervjuene angående deres rolle var at det kan virke som at det burde være en større grad av koordinering i planleggingen av elektrisk og annen infrastruktur. For eksempel kommenterte én at kommunene i noen tilfeller ikke har satt av areal til ladeinfrastruktur for for eksempel elektriske kjøretøy og fritidsbåter i sin arealplanlegging, og at de kommunale etatene virker som de ikke kommuniserer godt nok med hverandre. Én aktør kommenterte at transportplaner og planer for elektrifisering burde gjøres samtidig. Én aktør kommenterte at for flere typer transportinfrastruktur er det gjerne lite handlingsrom for å tilpasse dette etter tilgang på nett, men at noen frihetsgrader finnes i for eksempel hvor hvileplasser og spesielt rasteplasser plasseres.

3.6.4 Finansiering utenom nettleie

Mange av interessentene vi snakket med har selv fått støtte gjennom Enova eller har kunder eller medlemmer som har mottatt slik støtte. Vi oppfattet ikke

vesentlige negative tilbakemeldinger om Enova. En annen aktør kommenterte imidlertid prisingen for landstrøm, og nevnte at det burde vurderes tilsyn med prisingen når anleggene har mottatt offentlig støtte gjennom Enova, i en periode etter tilskuddet.

Et av nettselskapene påpekte at det burde vurderes prinsipielt om regionene som er særlig berørt av elektrifisering burde ta en så stor andel av kostnadene. Dette er et fordelingssspørsmål som berører flere politiske avveininger, og vi går ikke nærmere inn på dette i denne rapporten.⁴⁶

Utenom fordelingssspørsmål kan offentlig støtte i utgangspunktet vurderes der det er klare eksternaliteter som markedet selv ikke klarer å rette opp. Elektrifisering av transport kan i utgangspunktet regnes som et klimatiltak som kan ha behov for subsidier, om ikke annet på grunn av tempoet det må skje i for å være i tråd med nasjonale mål. Et av de viktige spørsmålene er imidlertid om nettleien bør brukes som et aktivt instrument for å nå disse målene, eller om det heller kun bør brukes statlig støtte. NVEs holdning har hovedsakelig vært at nettleien skal være en betaling for selve nettet, og at eventuelle andre insentiver eller kompensasjoner bør behandles utenom nettleien. Vi mener at dette i utgangspunktet er et godt prinsipp. Samtidig bør det jobbes for å sikre at nettleien faktisk gir en rimelig kostnadsallokering, slik at ikke enkelte typer kunder betaler mye mer enn den kostnaden de påfører nettet, og at regningen fordeles noenlunde rettferdig. Det vil bedre synliggjøre de faktiske kostnadene ved ulike typer kunder, og dermed skape et mer informert grunnlag for hvor det er behov for eventuell offentlig støtte.

Sluttord

Vi takker oppdragsgiverne for muligheten til å arbeide med denne rapporten, og til deltakerne som har stilt til intervju.

46. Se fotnote 20.