



Prosessanalyse: Utvikling av strømmettanlegg

Utarbeidet for Olje- og energidepartementet og Strømnettutvalget

Om Oslo Economics

Oslo Economics utreder samfunnsfaglige problemstillinger og gir råd til bedrifter, myndigheter og organisasjoner. Våre analyser kan være et beslutningsgrunnlag for myndighetene, et informasjonsgrunnlag i rettslige prosesser, eller et grunnlag for organisasjoner som ønsker å påvirke sine rammebetingelser. Vi forstår problemstillingene som oppstår i skjæringspunktet mellom marked og politikk.

Oslo Economics er et samfunnsfaglig rådgivningsmiljø med erfarne konsulenter med bakgrunn fra offentlig forvaltning og ulike forsknings- og analysemiljøer. Vi tilbyr innsikt basert på bransjeerfaring, fagkompetanse og et nettverk av samarbeidspartnere.

Om Sweco

Sweco er Europas største rådgiverselskap innen teknikk, miljø og arkitektur med en årlig omsetning på nesten 2 milliarder EUR. Sweco har om lag 17 500 ansatte ingeniører, miljøeksperter og arkitekter i 13 land i Nord-Europa. Sweco Norge har ca. 1700 ansatte fordelt på 28 kontorer fra Mandal i sør til Svalbard i nord. Årlig gjennomfører Sweco Norge ca. 8 000 store og små prosjekter for om lag 3 500 ulike kunder.

Sweco jobber med prosjekter i alle faser, fra konsept- og mulighetsstudier til drift og avvikling, og innenfor alle miljø- og ingeniørfagområder. Dette gir oss omfattende kunnskaper om hele bredden i prosjektene våre, og gjennom hele livsløpet.

Prosessanalyse: Utvikling av strømmettanlegg/OE-rapport 2022_19

© Oslo Economics, 28. februar 2022

Kontaktperson:

Jostein Skaar / Partner

jsk@osloeconomics.no, Tel. +47 959 33 827

Foto/illustrasjon: iStock.com

Innhold

Sammendrag og konklusjoner	5
1. Mandat og metode	10
1.1 Bakgrunn for utredningen	10
1.2 Mandat	11
1.3 Metode	11
1.4 Avgrensninger	11
1.5 Rapportens innhold	12
2. Kartlegging av tidsbruk for ulike typer nettanlegg	13
2.1 Vi har delt nettutviklingsprosessen i fire steg	13
2.2 Ledetid for ulike typer nettanlegg	18
2.3 Eksempler på nettutvikling	20
2.4 Case: Kvandal-Kanstadbotn og Boltåsen stasjon	20
2.5 Kundenes ledetid	23
2.6 Oppsummering ledetider	23
3. Vurdering av årsaker til tidsbruk i nettutbyggingssaker	25
3.1 Årsaker til tidsbruk hos nettselskapene	25
3.2 Årsaker til tidsbruk i NVE	30
3.3 Årsaker til tidsbruk i OED	31
3.4 Generelle rammebetingelser med betydning for ledetid	33
4. Allerede innførte tiltak og tiltak under utvikling	35
4.1 Tiltak som er innført av NVE	35
4.2 Tiltak under utvikling av NVE	35
4.3 Andre aktører har også foreslått tiltak	36
5. Tiltak for å redusere ledetider i nettutviklingen	37
5.1 Økt nettutnyttelse	37
5.2 Tidligere nettutvikling	41
5.3 Styrke økonomiske insentiver	43
5.4 Effektivisere KVVU-prosessen	44
5.5 Retningslinjer for konsesjonssøknader	48
5.6 Større ansvar for utredning av areal og miljø på nettselskap	49
5.7 Redusere krav til utforming av anlegg	50
5.8 Effektivisere høringsprosessen	51
5.9 Redusere antall vedtak og klagemuligheter	52
5.10 Utvide anleggs- og områdekonsesjon	53
5.11 Bedre planlegging mot leverandørmarkedet	54
5.12 Tydeliggjøre eller endre ansvarfordeling hos myndighetene	54

5.13 Mer ressurser til NVE og OED	56
5.14 Bedre styringssystemer	56
5.15 Andre typer tiltak	58
5.16 Oppsummering	59
6. Vurdering av tiltak	61
6.1 Utgangspunkt for vurderingen av mulige tiltak	61
6.2 Virkningen av tiltak	61
6.3 Oppsummering av tiltak som kan gjennomføres raskt	67
6.4 Oppsummering av tiltak som kan ta lengre tid å innføre	69
6.5 Vurdering av samlet tidsbesparelse	71
6.6 Anbefalte tiltak løser mye, men fjerner ikke hele ledetidsproblemet	74
7. Referanser	77
Vedlegg A Caseeksempler	79
Vedlegg B Saksoversikt Kvandal-Kanstadbotn	86

Sammendrag og konklusjoner

Oslo Economics, med samarbeidspartner Sweco, har gjennomført en analyse av nettutviklingsprosessen på oppdrag fra Strømnettutvalget og Olje- og energidepartementet. Analysen viser at ledetiden i de største kraftledningssakene er opptil ni år lenger enn ledetiden til industriutviklingen. For å redusere ledetiden i nettutviklingen, anbefaler vi en rekke tiltak for både myndigheter og nettselskap. I sum mener vi at disse vil redusere ledetiden med to til fire år, uten å ha vesentlige negative virkninger. Å eliminere gapet i ledetid fullstendig, ville etter vår vurdering krevet tiltak med betydelige demokratiske og økonomiske ulemper, og ville kanskje ikke vært praktisk gjennomførbart.

Bakgrunn og mandat

Nettanlegg er ressurskrevende investeringer som finansieres av felleskapet over nettleien. Anleggene medfører ofte betydelige naturinngrep, og kan møte stor lokal motstand – særlig på de høyeste spenningsnivåene. Nettselskapene bruker derfor mye tid på å utvikle riktig prosjekt og på at prosjektet blir gjennomført på en god måte. For å ivareta demokratiske hensyn og sikre en samfunnsøkonomisk nettutvikling, er nettanlegg underlagt en grundig konsesjonsbehandling. Sammen gir dette lang ledetid på nettanlegg. De lange ledetidene harmonerer ofte dårlig med forbruksplaner som ønsker rask nettilknytning. Dette gapet i ledetid kan medføre høye samfunnsøkonomiske kostnader i form av utsettelse eller bortfall av planer om næringsutvikling.

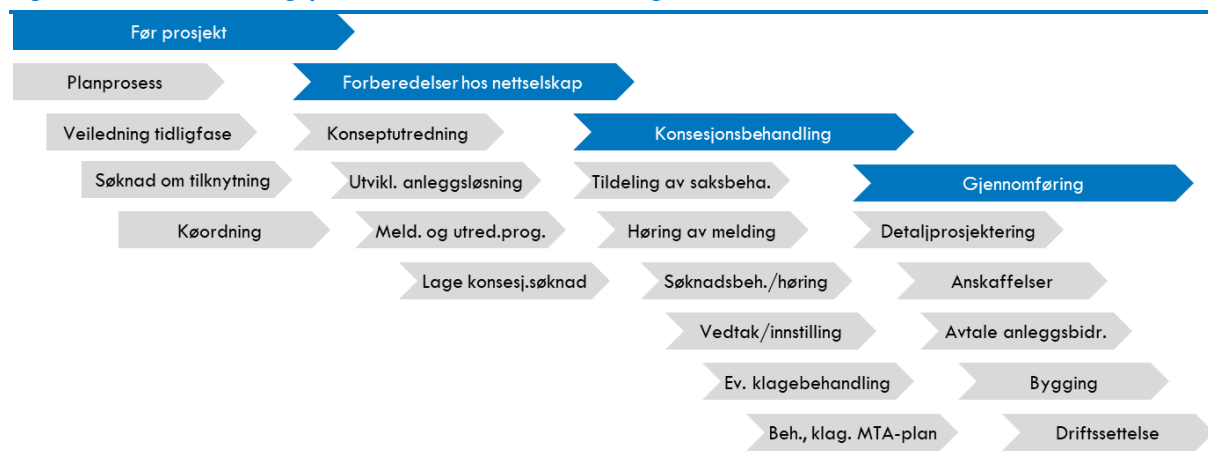
Olje- og energidepartementet (OED) oppnevnte 11. juni 2021 et offentlig utvalg, Strømnettutvalget, som skal vurdere ulike forhold knyttet til nettutvikling og konsesjonsbehandling. Strømnettutvalget skal blant annet foreslå tiltak som kan redusere ledetiden for nettanlegg. På oppdrag for OED/Strømnettutvalget har Oslo Economics og Sweco gjennomført en prosessanalyse. Her kartlegger vi nettutviklingsprosessen og foreslår ulike tiltak som kan gi redusert ledetid, samtidig som tiltakene ivaretar hensynet til demokratisk involvering og hensynet til en samfunnsøkonomisk rasjonell nettutvikling.

Kort om nettutviklingsprosessen

Nettutviklingsprosessen omhandler aktivitetene fra det oppstår et behov for økt nettkapasitet til behovet er dekket – som oftest ved at et anlegg settes i drift. Den første milepælen som har stor betydning for hvor raskt nye forbrukskunder kan tilknyttes nettet, er om det er ledig kapasitet i nettet eller ikke, samt om behovet kan møtes med andre tiltak enn nye nettanlegg. Det går raskere å tilknytte kundene når dette er mulig. Når økt nettkapasitet er nødvendig, er prosessen relativt lik for flere ulike typer tiltak. Konsesjonsbehandlingen er imidlertid differensiert etter tiltakets antatte påvirkning på omgivelsene og er derfor inndelt i ulike saksganger. De største sakene er gjenstand for den mest omfattende konsesjonsbehandlingen.

Figuren under viser en forenklet fremstilling av nettutviklingsprosessen. Foruten den første og siste fasen, foregår flere av aktivitetene helt eller delvis i parallell.

Figur: Faser i nettutviklingsprosessen (forenklet fremstilling)



Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022)

Ledetider for nettanlegg som krever anleggskonsesjon kan være mellom to og tolv år

Vår kartlegging viser at det per februar 2022 er forventet å ta mellom to og tolv år fra det defineres et behov om økt nettkapasitet i regional- eller transmisjonsnettet, til anlegget settes i drift. Tabellen under oppsummerer ledetidene for tre ulike typer nettanlegg som følger ulike saksganger for søknad om anleggskonsesjon: ny stasjon (saksgang A hos NVE), ny lang kraftledning i regionalnettet (saksgang B) og ny lang kraftledning i transmisjonsnettet (saksgang C).

For industrikunder eller annet stort forbruk som ønsker nettilknytning, tar det oftest mellom ett til syv år å planlegge og bygge et prosjekt. Forventet differanse mellom ledetiden for nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet og forbruksaktører kan dermed være opptil ni år. Avhengig av ledetidene til kundene, vil ledetiden for nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet innebære en betydelig risiko. Samtidig er det viktig å påpeke at det er mulig å finne omforente fremdriftsplaner når kundene også har lange ledetider. Nettanlegg omfattet av områdekonsesjoner (ikke vist i tabellen) har som regel ledetider som harmoniserer med kundenes.

Tabell: Ledetider i ulike typer nettutviklingsaker

Type prosjekt	Forberedelser	Konsesjons behandling	Gjennomføring	Samlet tid	Ledetider for forbrukerkunde	Gap per jan/feb 22
Ny stasjon (A)	0,5 – 2 år	1 – 2 år	1 – 2 år	2,5 – 6 år	1 – 7 år	0 – 5 år
Ny lang reg.-ledning (B)	1 – 2 år	2 – 4 år	2 – 4 år	5 – 10 år	3 – 7 år	0 – 7 år
Ny lang trans-ledning (C)	2 – 4 år	2 – 4 år	3 – 4 år	7 – 12 år	3 – 7 år	0 – 9 år

Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022)

Årsakene til tidsbruken er sammensatte og fordelt på ulike aktører gjennom hele prosessen. For det første bidrar ikke kraftsystemutredninger tilstrekkelig til informasjonsdeling, involvering av eksterne og samarbeid i nettselskapenes nettutviklingsprosesser. Det er videre lite tilgjengelig offentlig informasjon til kundene, noe som gir nettselskapene merarbeid knyttet til veiledning av gode tilknytningspunkt. Nettselskapenes arbeidsprosesser er også i stor grad tilpasset en situasjon med færre tilknytningssaker og generelt lavere aktivitet. De har kjøpt både på å svare ut tilknytningssaker, samt oppstart av utredninger og prosjekt. I tillegg har noen nettselskap interne beslutningsprosesser som tar tid, samt at de avventer et tydelig definert og sikkert behov fra kundene før de starter prosjektutviklingen.

Hos NVE er det selve behandlingen av søknader om anleggskonsesjoner som krever mest tid. Involvering av berørte parter påvirker ledetid, særlig hvis nettselskapene har gjort ufullstendig forarbeid og det er behov for tilleggsutredninger og avklaringer der NVE må vente på tilbakemelding fra selskapene. En annen viktig årsak er at det ikke samsvar mellom antall saksbehandlere i NVE og antall saker og krav til innhold i konsesjonsprosessen. NVE har også mangelfulle interne styringssystemer.

OED har en omfattende kvalitetssikring og forankring av konseptvalgutredninger av store kraftledningssaker. Kartleggingen har avdekket at OED har hatt liten kjennskap til sakene og deres innhold når de er mottatt, noe som har medført at OED har brukt relativt lang tid på å sette seg inn i dem. I tillegg tar klagebehandling tid i tilfeller der innkomne klager medfører at OED må behandle sentrale deler av saken på nytt. I likhet med NVE, har også OED mangelfulle interne styringssystemer.

Videre er det noen generelle rammebetingelser som påvirker ledetidene. Nettselskapene påpeker at inntektsrammereguleringen i kombinasjon med utforming og praksis for tilknytningsplikten, bidrar til at de blir reaktive og avventede med egen prosjektutvikling.

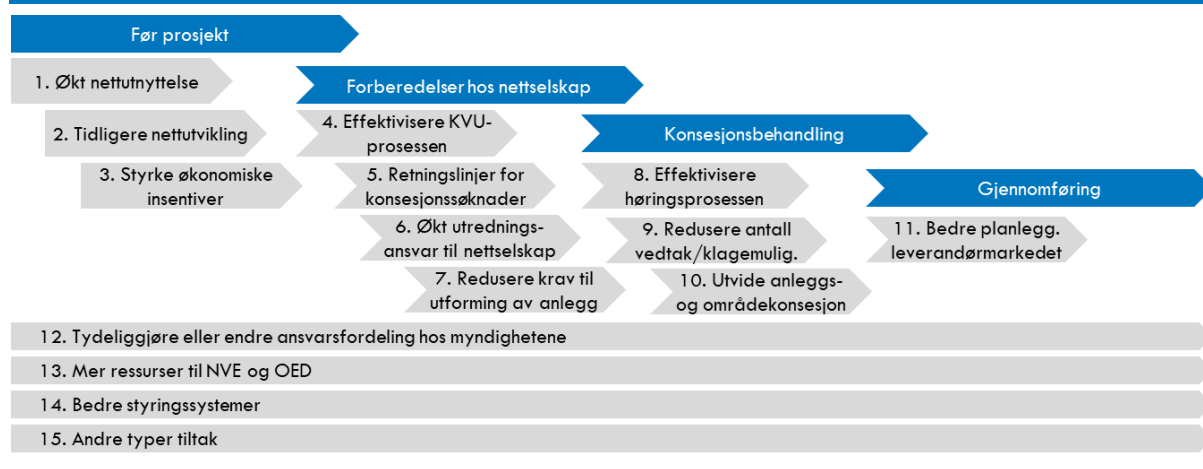
Vi har vurdert en rekke tiltak som kan virke på flere deler av prosessen

Nettutviklingsprosessen er blitt utviklet over mange år, der erfaring fra mange saker har resultert i prosessen slik den er nå. Inntrykket vårt fra intervjuene er også at de fleste mener prosessen er god, men at den kan gjennomføres mer effektivt.

På grunnlag av kartleggingen av ledetider, årsaker og innspill fra ulike aktører, har vi vurdert 39 mulige tiltak for å redusere ledetider fra en kunde har et behov til den kan få tilknytning. Tiltakene er først vurdert på et overordnet nivå, for å skille mellom tiltak som kan forkastes tidlig, og tiltak som bør vurderes nærmere.

De 39 tiltakene vi har vurdert er plassert i 15 overordnede kategorier, illustrert i figuren under. Selv om tiltakene kan ha effekt på flere steder i prosessen, har vi plassert de under fasen de forventes å berøre i størst grad. Noen tiltak er av mer generell karakter, og er plassert nederst.

Figur: Vurderte hovedtiltak for å redusere ledetider i nettutviklingsprosesser



Kilde: Oslo Economics (2022)

14 av tiltakene ha god effekt på ledetider og kan innføres raskt uten vesentlige ulemper

For å prioritere de utvalgte tiltakene etter deres forventede virkning på ledetider, demokratiske prinsipper og andre forhold (fordeler og ulemper), har vi kategorisert tiltakene i to kategorier: (1) Prioriterte tiltak, som kan gjennomføres og ha effekt på ledetider relativt raskt og (2) tiltak som kan være fornuftige, men som kan ta litt mer tid å implementere og/eller bør utredes nærmere. Førstnevnte er oppsummert i tabellen på neste side. De andre er omtalt i siste avsnitt av sammendraget. Anslagene på redusert ledetid sier noe om hvor mye tiltaket isolert sett kan bidra til å redusere ledetid, mens samlet potensial omtales i neste avsnitt.

Vi mener at å styre forbrukslokalisering, prinsipper for kapasitetsfastsettelse og -forvaltning og tilknytning på vilkår kan fjerne ledetidene for nettutvikling, dersom det fører til at det ikke er nødvendig å bygge nett for å knytte til nye kunder. Ulempene ved disse tiltakene er begrenset.

Videre mener vi økte ressurser til NVE og OED, innføre tidsfrister til KVU- og konsesjonsbehandling, å innføre krav til fremdriftsplaner, innføre styringsverktøy og flytte ansvar for ekstern kvalitetssikring fra Statnett til OED kan spare ledetid i myndighetenes saksbehandling. Effekten av tiltakene er vurdert å være fra tre måneder opp mot to år. Vi mener nettselskapene har tilsvarende potensial på å redusere ledetider ved å forenkle prosjektmodellene samt sette ut mer arbeid som oppdrag. Nettselskapene kan også frigjøre en del tid og ressurser dersom de stiller større krav til forpliktelse fra kundene når de søker tilknytning. Vi har anslått denne effekten til å være opp mot tre måneder.

Bedre planprosesser og bedre veiledning til KVU kan spare fra tre til ni måneder gjennom hele nettutviklingsprosessen, fordelt på både nettselskap og myndigheter. Økt bruk av prosjektutvikling under usikkerhet kan redusere ledetidene vesentlig, ved at nettselskapet utvikler prosjektet basert på en forventningsverdi eller noen scenarioer, men avventer bygging til de er sikrere på behovet.

Flere av tiltakene vi anbefaler kan være enklere å gjennomføre med økt digitalisering i nettutviklingsprosessen. NVE har to pågående digitaliseringsprosjekt; digital samhandling og digital KSU. Disse initiativene vil underbygge flere av tiltakene vi anbefaler, som bedre planprosesser og bedre styringssystemer.

Tabell: Prioriterte tiltak som kan gjennomføres og ha effekt på ledetider relativt raskt

Formål/hovedtiltak	Anbefalt tiltak	Effekt på ledetid	Involvering av berørte
Økt nettutnyttelse	Styre forbrukslokalisering	Kan fjerne ledetid	Uendret
	Prinsipper for kapasitetsfastsettelse og -forvaltning	Kan fjerne ledetid	Uendret
	Større forpliktelse fra kundene	0-3 mnd.	Uendret
	Tilknytning på vilkår	Kan fjerne ledetid	Uendret
Tidligere nettutvikling	Bedre planprosesser	3-9 mnd.	Bedre enn i dag
	Prosjektutvikling under usikkerhet	0,5-2 år	Noe dårligere
Effektivisere KVVU-prosessen	Endre ansvar for ekstern kvalitetssikring	3-9 mnd.	Bedre enn i dag
	Tydeliggjøre veileder	3-9 mnd.	Bedre enn i dag
Mer ressurser til NVE og OED	Ressurser til saksbehandling	3-9 mnd.	Uendret
Bedre styringsverktøy hos myndighetene	Interne styringssystemer	0-3 mnd.	Bedre enn i dag
	Tidsfrister	0,5-2 år	Uendret
	Fremdriftsplaner	3-9 mnd.	Bedre enn i dag
Andre formål	Mer utsetting av oppdrag	0,5-2 år	Uendret
	Enklere prosjektmodeller	3-9 mnd.	Uendret

Kilde: Oslo Economics (2022)

Prioriterte tiltak kan sammen redusere ledetid med to til fire år

De prioriterte tiltakene kan alle hver for seg redusere ledetid forskjellige steder i nettutviklingsprosessen. Vi har anslått effekter fra tre måneder til to år for enkelttiltak som beskrevet over. De store effektene kommer imidlertid ved å innføre flere av tiltakene. Med et høyt ambisjonsnivå kan det etter vår vurdering være mulig å spare 2-4 år i samlet ledetid ved å innføre tiltakene relativt raskt. Tiltakene kan dermed redusere det største gapet mellom ledetiden for nettutvikling og forbruksutvikling fra ni til fem år. Dette bidrar også til redusert usikkerhet i ledetider og at det blir enklere for store industrikunder å planlegge sine egne prosjekter.

Tabell: Virkninger av prioriterte tiltak, som kan innføres og gi effekt relativt raskt

Type prosjekt	Samlet ledetid per jan/feb 22	Ledetider for forbrukskunde	Gap per jan/feb 22	Mulig reduksjon av gap som følge av tiltak	Gjenstående gap
Ny stasjon (A)	2,5 – 6 år	1 – 5 år	0 – 5 år	3 år	0 – 2 år
Ny lang reg.-ledning (B)	5 – 10 år	3 – 7 år	0 – 7 år	2 år	0 – 5 år
Ny lang trans.-ledning (C)	7 – 12 år	3 – 7 år	0 – 9 år	4 år	0 – 5 år

Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022)

Redusert ledetid på opptil fire år for store kraftledningsaker som krever KVVU vil bidra vesentlig til å legge til rette for økt strømforbruk tidlig på 2030-tallet og for å redusere gapet til store industriaktørers fremdriftsplaner. Gapet i ledetid mellom industri og nettutbygging kan trolig fjernes helt i enkelte tilfeller. Videre vil raskere fremdrift i Statnetts nettutvikling kunne redusere ledetiden på lavere nettnivå.

Enkeltkunder utløser oftere nye stasjonstiltak i transmisjonsnettet og kraftledninger på 132 kV enn kraftledninger på 420 kV. Ledetider for disse er derfor generelt av større betydning for kunder, og anbefalte tiltak kan fjerne gapet. I hvor stor grad det skjer, avhenger av egenskaper ved både kunder og nettanlegget. Hvis kunden har en relativt lang ledetid og informerer nettselskapet tidlig, bør det være mulig å finne omforente fremdriftsplaner. I tillegg vil tidlig oppstart av prosjektutvikling under usikkerhet redusere ledetider ytterligere i enkelte tilfeller. Sannsynligvis vil dette være mest aktuelt for tiltak som handler om økt transformeringskapasitet i transmisjonsnettet. Hvis tiltak utvikles fram til konsesjonsfasen på bakgrunn av usikre forventninger om forbruksvekst, kan det bety ett halvt til to år i spart ledetid. Hvis kundene har veldig kort ledetid, vil det uansatt være et gap. Det vil i praksis være umulig å fjerne dette gapet med mindre det allerede er ledig kapasitet i utgangspunktet eller tilknytning kan skje på vilkår.

Gevinstene vi har skissert er høye og usikre. Usikkerheten er knyttet både til størrelsen av effekten og om gevinsten reelt reduserer ledetid eller om andre aktiviteter i prosessen uansett vil være avgjørende for ledetidene. Samtidig vurderer vi potensialet til å gjennomføre tiltak med lave kostnader som betydelig og mulig å styre. Myndighetene må derfor sette klare mål og sikre gevinstrealisering. Ambisjonsnivået kan videre delvis styres gjennom mengden nye ansatte i NVE og OED og utviklingen til de pågående digitaliseringsprosjektene. Videre er det viktig at myndighetene fortløpende følger opp hvordan nettselskapene bidrar til måloppnåelsen, og sikrer at ønskede gevinster faktisk blir realisert.

Ytterligere reduksjoner er mulige, men å fjerne gapet ville innebære svært høye kostnader

Ytterligere reduksjoner i ledetid kan være mulig, men vi vurderer at det vil være vanskelig å fjerne alt gap i ledetider uten at det gir store ulemper på andre områder. Nye forbruksplaner kan oppstå på kort varsel med korte ønskede ledetider, og det vil i praksis ikke være mulig å fjerne gapet i enhver sak.

Vi har vurdert ytterligere tiltak som kan ha effekt på ledetid, men som vil kan ta noe mer tid å gjennomføre. Noen av dem bør kanskje utredes noe mer fordi de kan påvirke involvering av berørte parter negativt. Det vil da også være noe større usikkerhet i om tiltakene totalt har noen effekt på samlet ledetid.

Energieffektivisering og insentiver til tilknytning i eksisterende nett kan begge bidra til å redusere behovet for nett, og dermed fjerne ledetid. Energieffektivisering kan imidlertid være dyrt, i hvert fall i hvis det skal frigjøre den mengden kapasitet nettselskapene melder at det er behov for i fremtiden. Insentiver til tilknytning krever også noe arbeid hos RME som kan ta tid. Bedre informasjon og transparens i høringsprosessen, bedre veiledning til konsesjon, mindre behandling av samfunnsøkonomi i konsesjonssøknader og mer ressurser til arbeid med rammebetingelser er alle gode tiltak, men effekten på ledetid er vurdert som liten. Vilkår inkludert i konsesjonssøknadene i stedet for MTA-plan, en tydeligere kabelpolicy, utvidelse av anleggs- og områdekonsesjoner og mer utredning av areal og miljø før melding kan spare en del ledetid, men kan også ha noen andre uønskede effekter.

En siste mulighet for å fjerne gapet i ledetid utover det våre øvrige tiltak kan oppnå, er at nettselskapene bygger ut kapasitet i nettet, primært i transmisjonsnettet, i forkant av kunnskap om kjente planer. På den måten ville det alltid vært ledig kapasitet i nettet til den som måtte ønske det. Myndighetene må da også gi nødvendige tillatelser uten at det nødvendigvis er samfunnsøkonomisk lønnsomt, noe som ville vært i strid med formålet i energiloven. Store deler av kostnadene ville dessuten havnet hos andre aktører enn de som får nytten.

Andre tiltak kunne vært å redusere involveringen av berørte parter, og tvinge gjennom utbygging uansett protester. Redusert involvering kunne for eksempel gjøres ved å fjerne KVU-ordningen, redusere høring, fjerne melding, fjerne MTA-plan etc. Vår vurdering er at effekten på ledetid av slike tiltak er usikker, og at de vil medføre høye kostnader og vanskeliggjøre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av strømmettet, i tillegg til å redusere involveringen av berørte parter.

1. Mandat og metode

1.1 Bakgrunn for utredningen

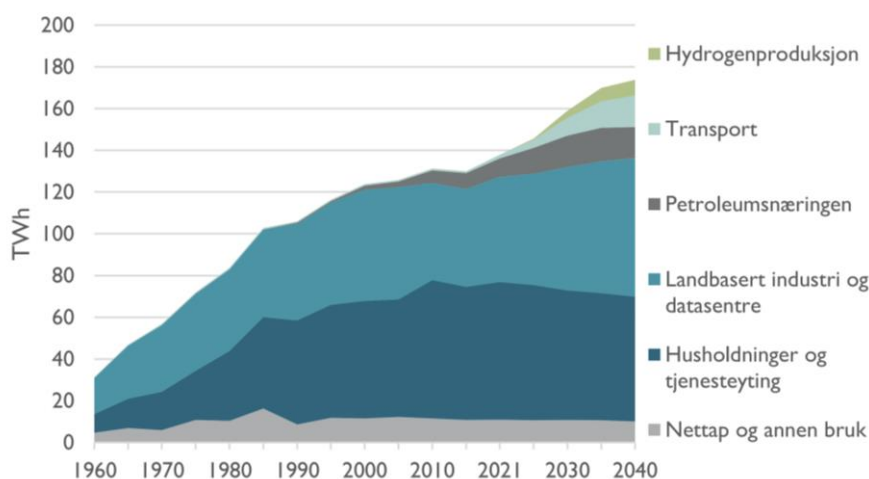
Det grønne skiftet gir forventning om stor forbruksvekst

Norge, sammen med resten av verden, står i dag overfor et skifte for å begrense global oppvarming og nå nasjonale og internasjonale klimamål. Dette reflekteres blant annet gjennom regjeringens klimaplan for 2021–2030 og EUs Green Deal, en strategi fra Europakommisjonen som sikter mot et klimanøytralt EU innen 2050. Omlegging av verdens energisystemer, fra fossil til fornybar energi, og mer bærekraftig industri og næringsliv er sentrale faktorer.

Elektrifisering er et sentralt bidrag i omstillingen til lavutslippssamfunnet, ved at det erstatter fossile brenslers med ren elektrisk energi. Omstillingen vi står overfor gir også muligheter for etablering av ny

bærekraftig industri og næringsvirksomhet, i all hovedsak basert på elektrisitet som en essensiell innsatsfaktor. Andre drivere i samfunnet, som digitalisering og automatisering, gir også økende behov for strøm. NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2021–2040 estimerer en forventet forbruksøkning på 36 TWh fra dagens nivå på 138 TWh til et forbruk på 174 TWh i 2040 (NVE, 2021f). NVE forventer at forbruksveksten i hovedsak blir drevet av planer om elektrifisering av transport, petroleumsvirksomhet og ny industri. NVE har også utarbeidet et høyscenario for forbruksutviklingen, der prognosert forbruk er 200 TWh i 2040. Hvor mye av dette som blir realisert, vil avhenge av blant annet utbyggingen av nett, ny kraftproduksjon og av kraftprisene. Den antatte forbruksveksten de neste 20 årene er dermed dobbelt så høy som den har vært de siste 20 årene, men kan potensielt også bli enda høyere.

Figur 1-1 Prognosert forbruksutvikling



Kilde: NVE (2021f)

Denne utviklingen konkretiseres allerede i dag ved at både Statnett og andre nettselskaper opplever en eksplosiv vekst i antall og volum på tilknytningssaker. I perioden 2010-2018 var årlig forbruksvekst i Norge rundt én prosent, mens Statnett oppgir at det i løpet av de siste par årene er forespurt volum i flere regioner som tilsvarer en årlig vekst på 5-10 prosent (Statnett, 2021b).

I flere deler av Norge er det svært begrenset eller ingen kapasitet til å knytte til mer forbruk. For å realisere forbruksplanene vil det være behov for kapasitetsøkende tiltak i nettet. Samtidig vil ikke alle forbruksplanene realiseres, og stor usikkerhet ved sentrale drivere som fremtidig CO₂-pris, ny næringsutvikling og kostnaden ved fornybare

produksjonskilder som havvind mv. gir enda høyere usikkerhet ved den fremtidige forbruksutviklingen enn hva vi har sett historisk. Dette gjør det mer krevende enn tidligere å avgjøre hvordan og hvilke deler av nettet som bør forsterkes.

Nettanlegg er kostbare investeringer finansiert over nettleien, som kan innebære betydelige, irreversible naturinngrep og som ofte møter stor lokal motstand. For å ivareta demokratiske hensyn og sikre en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av nettet, er det derfor en rekke prosesser som skal gjennomgås og krav som må innfris for at myndighetene gir de nødvendige tillatelsene til å bygge.

En prosessanalyse gir økt forståelse av nettutviklingsprosessen og grunnlag for tiltak

Omfattende nett tiltak krever tillatelser fra myndighetene før de kan bygges. Ledetidene for disse investeringene er derfor lange, og det kan ta mange år fra det oppstår et behov for økt kapasitet til nettselskapet kan igangsette bygging. Ledetidene øker med omfanget av tiltaket og grad av påvirkning på interessentene. I tillegg kan byggeperiodene for nettanlegg være lange.

Ny industri, eller andre forbruksplaner som krever tilknytning i nettet, har på sin side ofte betydelig kortere ledetider. Denne koordineringsutfordringen gir en risiko for at lønnsomme industriprosjekter eller andre forbruksplaner som krever økt kapasitet i nettet ikke blir realisert, eller at den realiseres senere enn ønskelig. For industrietableringer som det er internasjonal konkurranse om, kan lav kapasitet i nettet innebære at disse etableres i andre land, fremfor i Norge.

Med denne bakgrunn er det naturlig å vurdere muligheter for å redusere ledetidene for å øke kapasitet i strømmettet.

1.2 Mandat

Olje- og energidepartementet (OED) oppnevnte 11. juni 2021 er et offentlig utvalg som skal vurdere utviklingen av strømmettet. Strømmettutvalget skal særlig vurdere tre overordnede temaer:

1. Tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle nye nettanlegg fra a til å, herunder blant annet prosjektering, konsesjonsbehandling og byggetid.
2. Prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet om forbruksutviklingen.
3. Mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt.

OED har gitt Oslo Economics tre ulike utredninger som gir innspill til Strømmettutvalget. Relevant informasjon fra de ulike prosjektene er koordinert. Denne utredningen omhandler prosessanalysen for å identifisere tiltak som kan redusere tiden fra et behov om økt nettkapasitet oppstår til et konsesjonsgitt strømmettanlegg er i drift.

Oppsummert har rapporten sett på følgende temaer:

- En kartlegging og prosessanalyse av de ulike leddene i prosessen.
- Identifisere og foreslå tiltak som kan redusere samlet tidsbruk i prosessen.
- Identifisere konsekvensene av de ulike tiltakene.

1.3 Metode

Som kunnskapsgrunnlag for analysen har vi basert oss på tilgjengelige dokumenter og datagrunnlag, og gjennomført intervjuer med relevante aktører.

Utredningen er utarbeidet på bakgrunn av informasjon fra intervjuer med et utvalg personer fra sentrale kunder, nettselskap og myndigheter i energibransjen. I tillegg har vi benyttet oss av eksisterende rapporter, dokumenter og andre skriftlige kilder samt våre egne vurderinger. Oslo Economics har også fått innspill fra oppdragsgiver.

1.3.1 Dokumentstudier

For å kartlegge gjeldende institusjonelle og regulatoriske rammer for nettutredninger har vi gjennomgått relevante lover, forskrifter, rapporter, veiledere og retningslinjer om ulike forhold knyttet til utredning av nettinvesteringer.

For fullstendig oversikt over skriftlige kilder viser vi til referanselisten i kapittel 7.

1.3.2 Intervjuer

Vi har gjennomført intervjuer med følgende aktører:

Tabell 1-1: Liste over virksomheter vi har intervjuet

Agder Energi Nett	Naturvernforbundet
BKK Nett	NVE
Equinor	OED
Hydro	Statkraft
Hålogaland Kraft Nett	Statnett
Lede	Statsforvalt. i Vestland
Mørenett	

I tillegg har vi benyttet informasjon fra intervjuer med andre aktører som er gjennomført i de parallelle prosjektene for Strømmettutvalget.

Opplysningene vi har fått gjennom intervjuene inngår som bakgrunnsinformasjon i utredningen. Alle konklusjoner og vurderinger i analysen er våre egne. Vi vil gjerne takke de intervjuede aktørene for deres bidrag til utredningen.

1.4 Avgrensninger

I denne rapporten ønsker vi blant annet å 1) kartlegge aktiviteter og ledetider for nettanlegg, og 2) vurdere tiltak som kan gi kunder raskere adgang til strømmettet.

De to utfordringene er sammensatte, og selv om de viktigste stegene for å utvikle og gjennomføre

investeringer i nett er relativt like på et overordnet nivå, er hvert enkelt prosjekt såpass stort at det også har unike egenskaper. Vi har søkt å kartlegge de viktigste fellestrekkene knyttet til utvikling og gjennomføring, og samtidig trekke frem de egenskapene som gjør at dette går raskere.

Rapporten fokuserer på tiltak i transmisjons- og regionalnett, da det er her de identifiserte utfordringene er størst, og viktigst å løse. Til en viss grad kan mekanismene og tiltakene som drøftes i utredningen også være aktuelle for distribusjonsnett. Vi omtaler imidlertid i mindre grad utfordringer og tiltak som kun er relevant på distribusjonsnettnivå.

Eventuelle tiltak vil kunne rettes flere steder i arbeidsprosessen fra det oppstår et behov i nettet til anlegget er i drift. De kan også rettes mot ulike kunder, nettselskap og myndigheter og kan innebære blant annet endringer i regelverk, styringssystemer og økonomiske insentivsystemer gjennom inntektsrammereguleringen for nettvirksomhetene. Mulighetsrommet for tiltak er derfor veldig stort.

Rapporten er ment som et kunnskapsgrunnlag for Strømnettutvalgets vurderinger og anbefalinger. Ettersom det er en stor bredde av mulige tiltak, er analysen på et noe overordnet nivå. Vi beskriver ulike tiltak som kan være aktuelle og vurderer fordeler og ulemper. Analysen av hvert tiltak er imidlertid ikke uttømmende og ved eventuell innføring av tiltaket vil det kreves nærmere vurdering av de konkrete virkningene. Hvert tiltak kan også innrettes på ulike måter, og dette vil ha betydning for måloppnåelse og virkninger.

Tiltak som gjelder bruk av prissignaler, er omtalt i en egen rapport som er levert til Strømnettutvalget.¹ Det betyr at enkelte av tiltakene som er identifisert og vurdert i dette prosjektet også belyses i analysen av prissignaler.

I tillegg til denne utredningen, og nevnte rapport om prissignaler, har Oslo Economics og Sweco utarbeidet en egen rapport til Strømnettutvalget der vi vurderer om det er grunnlag for å endre retningslinjene for bruk av kabel (både jord og sjøkabel) på distribusjons-, regional- og transmisjonsnettnivå.² Tiltak som innebærer endrede retningslinjer for bruk av kabel versus luftledning tar derfor utgangspunkt i anbefalingene fra denne rapporten.

1.5 Rapportens innhold

Rapporten er strukturert som følger:

- Kapittel 2 kartlegger de ulike stegene i nettutviklingsprosesser og hvor lang tid hvert steg typisk tar for ulike type prosjekter.
- Kapittel 3 kartlegger årsaker til tidsbruk hos henholdsvis nettselskapene, NVE og OED, i tillegg til generelle rammebetingelser som påvirker ledetid.
- Kapittel 4 kartlegger tiltak som allerede er innført og tiltak som er under utvikling.
- Kapittel 5 beskriver ulike tiltak for å redusere ledetid.
- Kapittel 6 vurderer hvor mye ledetid de ulike tiltakene kan kutte alene og i kombinasjon.

I tillegg er det i vedlegg beskrevet eksempler på ledetider for ulike nettutviklingsprosjekter.

¹ Oslo Economics (2021): Utredning av prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømnettet

² Oslo Economics og Sweco (2021): Kabel som alternativ til luftledning

2. Kartlegging av tidsbruk for ulike typer nettanlegg

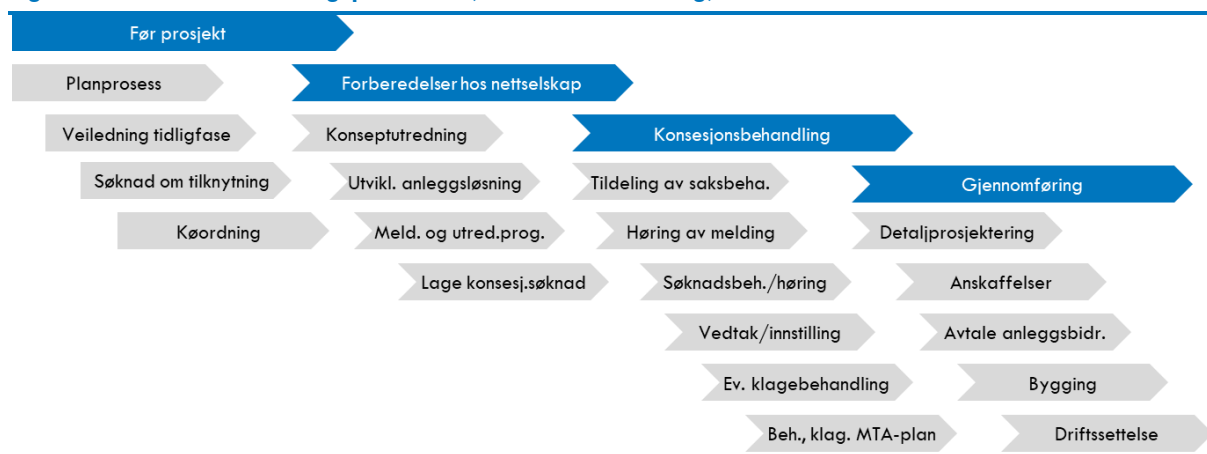
I dette kapittelet kartlegger vi prosessen for nettilknytning, inkludert hvilke aktiviteter som skjer i hver fase og tidsbruken for dette.

Kapittelet er strukturert som følger: Vi beskriver først stegene i nettutviklingsprosessen, før vi redegjør for ledetider for ulike typer av, og eksempler, på nettutvikling. Til slutt sammenligner vi ledetidene i nettutvikling med ledetidene til nettkundenes prosjekter.

2.1 Vi har delt nettutviklingsprosessen i fire steg

Nettutviklingsprosessen omhandler aktivitetene fra det oppstår et behov i nettet til behovet er dekket. I denne prosessanalysen har vi delt nettutviklingsprosessen inn i fire faser med tilhørende

Figur 2-1: Faser i nettutviklingsprosessen (forenklet fremstilling)



Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022)

I de neste avsnittene vil vi beskrive fasene i nettutviklingsprosessen nærmere.

2.1.1 Før prosjekt

Under den første fasen, «Før prosjekt», ligger arbeidet som gjøres fra nettselskapet registrerer vekst i alminnelig forbruk, eller en stor forbruksaktør eller produsent melder behov for nett. Dette inkluderer

- planprosess
- veiledning i tidligfase
- søknad om tilknytning
- køordning

aktiviteter, som vist i figuren under. Samtidig varierer aktivitetene i nettutviklingsprosessen mellom ulike typer saker. Nettutviklingsprosessen for den enkelte sak er blant annet avhengig av sektorspesifikke krav til hvilke saker som skal behandles på hvilke måter, samt andre lover/regler. Det kan også være spesifikke forhold i den enkelte sak som får betydning for aktivitetene, for eksempel om et vedtak påklages.

På grunn av omfanget av, og variasjonen i, nettutviklingsprosessene, vil dermed vår fremstilling av denne nødvendigvis måtte være en forenkling.

Flere av fasene og aktivitetene i nettutviklingsprosessen kan også gjennomføres parallelt. Særlig er det stort overlapp mellom fasene vi har definert som forberedelser hos nettselskap og konsesjonsbehandling, samt til dels gjennomføringsfasen. Dette fremgår til dels av figuren under, men vi beskriver dette mer i detalj underveis i kapitlet.

Planprosess

Nettutviklingen starter med nettselskapenes planarbeid. Forskrift om energikutredninger regulerer ansvaret nettselskapene har for å utarbeide kraftsystemutredninger. Formålet er å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av regional- og transmisjonsnettet gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling.³ I tillegg gir kraftsystemutredningene et bedre grunnlag for behandling av konsesjonssøknadene.

Det finnes én kraftsystemutredning for transmisjonsnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge. Rapportene oppdateres annet hvert år av ansvarlige nettselskap

³ Jf. Forskrift om energikutredninger § 1

utpekt av NVE. Ulike aktører involveres i arbeidet med utredningene og informasjon av allmenn interesse offentliggjøres i en såkalt hovedrapport. Hensikten er å gi samfunnet en felles forståelse for mulige endringer i kraftsystemet.

I kraftsystemutredningene beskriver nettselskapene dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold, samt forventede nettanlegg og investeringer. I tillegg fremstilles effekt- og energibalansen i utredningsområdet, samt produksjon, overføring og energiforbruk. Kraftsystemutredningene beskriver også ulike utviklingsalternativer i behovet for overføringskapasitet, med tilhørende forenklede samfunnsøkonomiske vurderinger av mulige investeringer. Videre vurderer utredningen dagens nivå av forsyningssikkerhet, tilgjengelig nettkapasitet for innmating av ny produksjon, samt forbrukerfleksibilitet og utvikling av andre energibærere enn elektrisitet.

Kraftsystemutredningen er et grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg.

Veiledning tidligfase

Videre nettutvikling kommer ofte av at nettselskapet forventer en økning i forbruket, eller fordi en aktør ønsker å knytte seg til nettet, enten som forbruker eller produsent. Aktøren henvender seg til nettselskapet for å søke tilknytning. Stort forbruk eller produksjon kan i en del tilfeller tilknyttes transmisjonsnettet, der Statnett er eier og ansvarlig for drift og utvikling. Mindre forbruk knyttes til regional- eller distribusjonsnettet til nettselskapet som er netteier i området. Aktøren opplyser om ønsket effektuttak og plassering av sitt anlegg.

I kundeutløste nettutviklingsprosesser har mange kunder behov for veiledning i en tidligfase, før de eventuelt velger å søke tilknytning. Veiledningen i tidligfase foregår ofte ved at nettselskapet gjør grove vurderinger av nettkapasitet og eventuelle nødvendige tiltak for nettutbygging. Dersom det ser ut som det er nødvendig med nettanlegg for å tilknytte kunden, kan nettselskapet også angi et grovt anslag på når tiltakene vil være ferdig og hva de vil koste.

Det varierer fra sak til sak hvor mye tid nettselskapet bruker på veiledning i en tidligfase, og om kunden henvender seg til lokalt nettselskap eller Statnett. Førstnevnte kan i en del tilfeller svare relativt kjapt (så raskt som et par dager) på om det er nok kapasitet i ulike deler av nettet. Videre kan de i de fleste tilfeller utarbeide en evt. tidsplan relativt hurtig for videre oppfølging. Statnett kan ofte bruke lenger tid på å svare aktører. Nettselskap som har behov for informasjon om kapasitet i transmisjonsnettet, har

opplevd at Statnett i flere tilfeller har brukt mellom tre og ni måneder på å svare.

Søknad om tilknytning

Etter innledende veiledning, må kunden fremlegge sine planer for utbygging og oppgi plassering og ønsket effektuttak fra nettet. Aktøren kan be om ytterligere veiledning eller formelt søke tilknytning. Nettselskap må så foreta en grundigere vurdering av om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til aktøren i eksisterende eller planlagt nett, eller om det er behov for å gjennomføre tiltak.

Når nettselskapet har mottatt en forespørsel eller formell søknad der det er oppgitt ønsket effektuttak og plassering, gjør nettselskapet en grundigere utredning av om det er driftsmessig forsvarlig med tilknytning, og eventuelt hvilke nettanlegg som vil være nødvendig for at tilknytningen skal være driftsmessig forsvarlig. Når dette er utredet, anslår nettselskapet videre fremdrift og anleggsbidraget som aktøren må betale for nettilknytningen. Nettselskapene skal vederlagsfritt gi et kostnadsoverslag på eventuelt anleggsbidrag, jf. Kontrollforskriften § 16-2. Om planene til aktøren er usikre eller mangelfulle, kan nettselskapet avvente vurderingen av om det er driftsmessig forsvarlig å knytte aktøren til nettet.

Det varierer hvor lang tid nettselskapene bruker på å vurdere om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. For mindre tilknytninger som kun påvirker transformator kapasitet, kan tidsbruken variere fra noen uker til måneder. Vurderingen blir mer kompleks dersom tilknytningen omfatter større effektuttak i områder med masket nett og mange andre planer. Den vil dermed også ta mer tid.

Køordning

Dersom det er mange som ønsker tilknytning til deler av nettet der det ikke er tilgjengelig kapasitet, vil det oppstå en kø for konseptutredning og tilknytning. I dag er det vanlig at denne køen er basert på «(førstemann-til-mølla)» prinsippet, hvor aktører som først etterspør tilknytning også vil være foran i køen. Dette er ikke nødvendigvis den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme køordningen, da man risikerer at mer modne og lønnsomme prosjekter må vente lenge på tilknytning.

En del nettselskap har hatt et mer bevisst forhold til hvordan de prioriterer ulike typer henvendelser og tilknytningssaker. Noen nettselskaper har stilt tydelige krav til modenhet og dokumentasjon for at aktører skal få reservere nettkapasitet og også krav til fremdrift for å få beholde reservasjonen. Videre stiller flere nettselskap krav om at prosjekteiere betaler utredningskostnader til en konkret nettinvestering for å få kjøplass for tilgang til fremtidig kapasitet.

2.1.2 Forberedelser hos nettselskap

Når en formell søknad om økt uttak fra kunden er kommet, går prosessen over i fasen som vi har kalt forberedelser hos nettselskap. Denne fasen inkluderer

- konseptvalgutredning (systemløsning)
- utvikle anleggsløsning
- melding og forslag til utredningsprogram
- utforme konsesjonssøknad

Flere av aktivitetene i denne fasen overlapper i stor grad med konsesjonsbehandlingen av tiltaket, som i Figur 2-1 er definert som neste fase.

Konseptvalgutredning

Det første nettselskapet må utrede, er hvilken overordnet, rasjonell teknisk og økonomisk systemløsning som kan dekke behovet. Dette gjøres som regel en konseptvalgutredning. Omfanget av konseptvalgutredningen varierer mye fra sak til sak. Det er kun store kraftledningssaker (> 300 kV og 20 km) som er pålagt ekstern kvalitetssikring av konseptvalgutredningen og deretter behandling hos OED. Både Statnett og flere andre nettselskap gjør imidlertid utredninger etter lignende metodikk for å finne riktig konsept i saker der dette ikke er et formelt krav, men utredningene er da skalert ned.

Konseptvalgutredninger for store kraftledningssaker i transmisjonsnettet tar normalt rundt ett år. På slutten av arbeidet går utredningen gjennom ekstern kvalitetssikring, noe som kan ta noen ekstra måneder. Når konseptvalgutredningen er ferdig kvalitetssikret sendes den til OED for behandling. OED kan bruke mellom et halvt og halvannet år på å behandle saken og komme med en prosessledende uttalelse.

De mindre konseptvalgutredningene i transmisjonsnettet kan ta fra noen uker til seks måneder, avhengig av hvor mange konseptuelle alternativer det er. I noen tilfeller der konseptvalget er åpenbart, er det ikke nødvendig med en utredning. Det er da bare nødvendig med en beslutning internt i nettselskapet.

Utvikle anleggsløsning

Hvis utredningen konkluderer med at nettanlegg er riktig konsept, og eventuelle utløsende kunder ønsker videreføring, må tiltakene konkretiseres fra systemløsning til anleggsløsning. Dette arbeidet innebærer å utrede en mer detaljert anleggsløsning innenfor konseptet, for eksempel hvilke traseer en ledning skal gå i, hvilke teknologier som skal brukes, omfang på stasjonen etc. I tillegg krever dette arbeidet ofte en del involvering av berørte interessenter, som andre nettselskap eller

kraftprodusenter med tilgrensende anlegg, kommuner og fylkeskommuner.

Hvis nettselskapets utredning viser at andre konsept er mer rasjonelle enn økt nettkapasitet, vil implementeringen måtte tilpasses det aktuelle tiltaket. Alternativer til nettanlegg som kan muliggjøre tilknytning er for eksempel bruk av vilkår eller fleksibilitetsløsninger.

Melding og forslag til utredningsprogram

Alle kraftledninger med spenningsnivå på 132 kV eller høyere og som er lengre enn 15 kilometer i ny trasé, krever *melding* etter forskrift om konsekvensutredninger. En melding er en tidlig varsling av et planlagt tiltak. I meldingen skal tiltakshaver redegjøre for tiltaket og gi en foreløpig vurdering av mulige virkninger for omgivelsene.

Meldingen skal videre inneholde et forslag til utredningsprogram som beskriver hvilke temær tiltakshaver mener at må utredes nærmere. Meldingen med forslag til utredningsprogram sendes til behandling hos NVE, som blant annet gjennomfører en høringsprosess. Dette beskrives nærmere under delkapittel 2.1.3.

Utforme konsesjonssøknad

Basert på anleggsløsningen og eventuelle innspill fra konsekvensutredningsprogrammet utarbeider nettselskapet en konsesjonssøknad. Her konkretiseres teknisk løsning ytterligere og berørte parter involveres. Arbeidsomfanget knyttet til å utarbeide konsesjonssøknaden varierer mye fra sak til sak. For små saker, som økt transformering i distribusjonsnett/regionalnett, utgjør dette en enkel søknad, inkludert konsekvensutredning, på 20-30 sider, som kan ta en til to måneder å utarbeide. Større saker har ofte mer omfattende konsekvenser og krever derfor grundigere utredninger. Alle konsesjonssøknader skal inneholde en beskrivelse og vurdering av ulike alternativer, men for de større sakene er kompleksiteten i den teknisk-økonomiske sammenligningen større før man kan ta stilling til hvilket alternativ som er mest rasjonelt. Dette gjør at søknaden kan bli mellom 100-200 sider lang og ta alt fra tre måneder til ett år å utarbeide.⁴ Den kan også være vedlagt flere omfattende fagutredninger for viktige tema, som til sammen kan komme opp i over 1 000 sider.

2.1.3 Konsesjonsbehandling

Fasen «konsesjonsbehandling» overlapper betydelig med forrige fase, i form av at deler av arbeidet skjer i parallell, og at deler av aktivitetene går frem og tilbake mellom de to fasene. Konsesjonsprosessen er

⁴ Det finnes eksempler på transmisjonsnettledninger der det har tatt over ett år å utarbeide konsesjonssøknad.

delt inn i tre ulike saksganger, som Litt uavhengig av saksgang, må NVE gjennom de samme stegene. Når melding eller konsesjonssøknad er sendt fra nettselskapet, starter behandlingen i NVE, i fasen vi har kalt konsesjonsbehandling. Aktivitetene i denne fasen omfatter

- tildeling av saksbehandler
- høring av melding og fastsettelse av utredningsprogram
- søknadsbehandling og høring
- vedtak/innstilling
- ev. klagebehandling
- behandling og ev. klagebehandling av MTA-plan

Formålet med, og reguleringen av, konsesjonsprosessen er beskrevet i Oslo Economics rapport 2022-9, som også er utarbeidet for Strømnettutvalget/OED. I dette kapittelet vil vi kort beskrive de ulike saksgangene for konsesjonsbehandlingen, før vi omtaler ledetiden i aktivitetene i punktlisten i forrige avsnitt.

Differensiert konsesjonsprosess

Konsesjonsprosessen er differensiert etter det nye anleggets størrelse og antatte konsekvens for omgivelsene. For kraftledninger som krever anleggskonsesjon, deler myndighetene tiltakene inn i

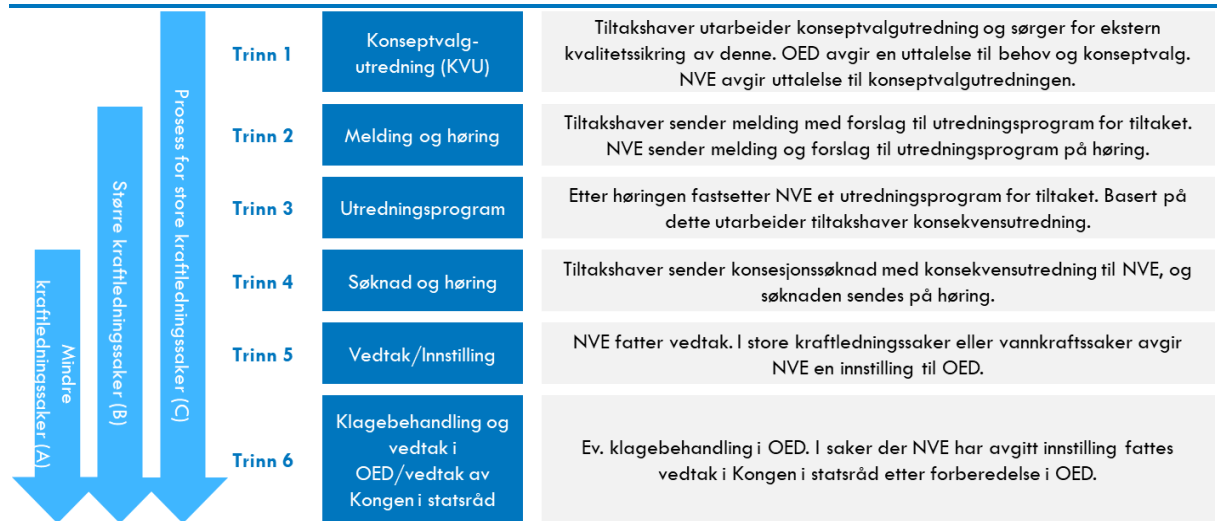
ulike saksganger etter spenningsnivå og antall nye kilometer med ledning

- saksgang A: mindre kraftledningsaker
- saksgang B: større kraftledningsaker
- saksgang C: store kraftledningsaker

Trinnene i konsesjonsprosessen for de ulike saksgangene er vist i figuren under. Prosessen er mest omfattende for store kraftledningsaker (>300 kV og 20 km). I store kraftledningsaker begynner konsesjonsprosessen i Trinn 1, der det som tidligere beskrevet blant annet stilles krav til at tiltakshaver utarbeider konseptvalgutredning og sørger for ekstern kvalitetssikring av denne. For kraftledninger med spenning 132 kV eller høyere og som er lengre enn 15 kilometer (saksgang B), begynner konsesjonsprosessen for NVE med høring av melding og fastsettelse av utredningsprogram (i trinn 2).

Konsesjonsprosessen er minst omfattende for mindre nettutviklingsaker (saksgang A). Dette omfatter tiltak som kraftledninger med lavere spenningsnivå enn 132 kV eller som er kortere enn 15 kilometer, transformatorstasjoner o.l. I disse tilfellene begynner konsesjonsbehandlingen med at nettselskapet inn en konsesjonssøknad med konsekvensutredning til NVE, og søknaden sendes på høring (trinn 4).

Figur 2-2: Oversikt over konsesjonsprosessen i Norge



Kilde: NVE. Prosess for store kraftledningsaker omfatter nye ledninger > 300 kV og 20 km. Større kraftledningsaker omfatter tiltak > 132 kV og 15 km.

NVEs veiledere gir i utgangspunktet svar på hvilke tiltak som er konsesjonspliktige og hvilken saksgang som er aktuell. I noen få tilfeller kan det likevel være behov for at NVE avklarer videre saksgang på et tidlig tidspunkt. NVE kan bruke en til to uker på å vurdere dette, dersom tiltaket er tilstrekkelig opplyst og NVE har tilgjengelige ressurser.

Nettselskapet (konsesjonær), kan også gjøre enkelte tiltak innenfor en eksisterende anleggskonsesjon til

ulike typer anlegg. Dette omtales nærmere i kapittel 4.

I tillegg til anleggskonsesjoner, finnes områdekonsesjoner. Ved områdekonsesjoner har nettselskapet en generell tillatelse til å bygge og drifte distribusjonsnett med spenning inntil 22 kV innenfor et geografisk område. Ved områdekonsesjon behøver ikke nettanlegget å behandles av NVE, men nettselskapet må legge frem tiltaket for berørte

interessenter (grunneiere, kommunen o.l.) og kommunen må vurdere behovet for behandling etter plan- og bygningsloven. Dersom det er vesentlige innvendinger mot tiltaket, må saken fremmes for NVE. I enkelte byer er områdekonsesjonen utvidet til å også gjelde utvidelser i eksisterende transformatorstasjoner og kabelanlegg med spenningsnivå inntil 132 kV.

Tildeling av saksbehandler

På grunn av stor pågang av konsesjonssøknader klarer ikke NVE å starte behandling av alle søknader som kommer inn med en gang. Dette medfører at søknader blir liggende i kø og vente på saksbehandler. Ventetiden på saksbehandler varierer, men ifølge våre intervjuobjekter må man ved årsskiftet 2021/2022 regne med seks måneders ventetid. Før 2021 var det imidlertid oftest ingen ventetid på å få tildelt saksbehandler. Etter fastsatte kriterier kan enkelte saker bli prioritert og får da saksbehandler etter noen få dager.

Høring av melding og fastsettelse av utredningsprogram

Som beskrevet i delkapittel 2.2.2, utarbeider tiltakshaver (nettselskapet) en melding med forslag til et utredningsprogram. Denne sendes inn til NVE som sender den på offentlig høring. NVE foretar elektronisk høring ved å gjøre meldingen, med eventuelle tillegg, tilgjengelig på internett. Det sendes ut et brev til alle aktuelle høringsinstanser om at meldingen er på høring, og det settes en frist for å uttale seg til NVE.

I etterkant av høringen, fastsetter NVE et endelig utredningsprogram. Denne er basert på meldingen, innspill fra høringsrunden og NVEs egne vurderinger. I saker hvor viktige regionale eller nasjonale interesser blir berørt, vil NVE forelegge utredningsprogrammet for Klima- og miljødepartementet. I utredningsprogrammet kan NVE avgjøre hvilke alternativer som skal utredes videre. I den endelige søknaden kan tiltakshaver velge å søke på flere alternativer eller kun ett alternativ. Tiltakshaver er videre ansvarlig for at det utarbeides en konsekvensutredning i samsvar med det fastsatte programmet. Dette gjøres parallelt med utarbeidelse av en konsesjonssøknad etter energiloven.

Søknadsbehandling og høring

NVE leser gjennom søknader og vurderer om de er tilstrekkelig godt dokumentert. De kan be om flere utredninger, eller utbedring av søknadene. NVE bruker fra en uke til en måned på å lese gjennom før den sendes på høring. Høringsfristen er normalt på seks til åtte uker, men kan utvides hvis det for eksempel kolliderer med sommerferien. I mange tilfeller ber kommuner om utsatt høringsfrist for å få saken politisk behandlet.

NVE ber ofte nettselskapene kommentere innkomne høringsuttalelser. Deretter kan NVE be om tilleggsutredninger eller oppfordre til at det blir gjort endringer i eksisterende søknad. Ved store endringer i søknaden, kan høringen gjennomføres på nytt.

Vedtak/innstilling

Når NVE mener tiltaket er tilstrekkelig opplyst, kan de fatte vedtak på søknaden. Normalt er ikke hovedspørsmålet om det skal gi konsesjon eller ikke, men er mer knyttet til avklaring av teknisk løsning/trasè og på hvilke vilkår konsesjon gis. Tiden NVE bruker avhenger av nettanleggets omfang. Normalt fattes vedtak to til seks uker etter høringsfristen gikk ut eller de siste påkrevde endringer eller tilleggsutredninger ble gjennomført, men variasjonen er stor. I enkelte saker under saksgang B, og alltid ved saksgang C, sender NVE innstilling til OED som fatter endelig vedtak.

Eventuell klagebehandling og behandling av OEDs innstilling

De aller fleste av NVEs vedtak blir ikke påklaget til OED. De store sakene blir imidlertid ofte påklaget til OED, og en eventuell klage medfører naturligvis ytterligere saksbehandlingstid. Det er lite sammenfattet statistikk tilgjengelig over saksbehandlingstid i OED. Normalt er dette også tidkrevende prosesser. I de mest komplekse sakene kan dette ta 12-24 måneder.

For store kraftlednings saker behandler OED NVEs innstilling. Normalt sender OED innstillingen på høring hos berørte instanser og gjennomfører befarung. Dette kan bety en ny vurdering av alle sider av saken. OED legger så fram saken for Kongen i statsråd som fatter endelig beslutning.

MTA-plan, høring og ev. klager

Når det endelige konsesjonsvedtaket er fattet, etter eventuell klagebehandling, kan tiltakshaver utarbeide og sende MTA-plan til godkjenning. Nettselskapene kan starte arbeidet med planen før vedtaket er fattet. MTA-planen skal i detalj beskrive alle de fysiske konsekvensene tiltaket har for natur, miljø og areal i byggefasen. Vanlig tidsbruk på å utarbeide MTA-plan er en til to måneder, men ved større saker som fordrer befarung i sommersesongen kan tidsbruken bli betydelig lenger. Planen skal vedtas av NVE og kan påklages til OED.

2.1.4 Gjennomføring

Siste steg i nettutviklingsprosessen, er det det vi har definert som «gjennomføring». Denne fasen inkluderer blant annet følgende aktiviteter

- detaljprosjektering
- gjennomføre anskaffelsene
- avtale anleggsbidrag

- bygge anlegget
- sette anlegget i drift

Detaljprosjektering

Nettselskapene benytter ofte konsulentfirmaer for å få tilgang til nødvendige ressurser og kompetanse i detaljprosjektering. Dette arbeidet går ut på å tegne opp tiltaket til minste detalj, utføre beregninger, dimensjonere komponenter i henhold til beregningene, gjennomføre befaringer for å undersøke stedlige forhold og foreta risikovurderinger.

For mindre tiltak som økt transformator kapasitet i regional- og distribusjonsstasjon tar detaljprosjektering mellom en til to måneder. For større prosjekter, som lange 420 kV luftledninger eller store transmisjonsnettstasjoner, tar det ett til to år. Som tidligere nevnt kan detaljprosjektering gjøres parallelt med konsesjonsbehandlingen, avhengig av omfanget av alternativer, samt nettkunders/nettselskapets risikovilje og tidspress.

Anskaffelser

Når anlegget er ferdig prosjektert, kan nettselskapet gjøre anskaffelser.⁵ Da henvender nettselskapet seg til leverandører, enten totalentreprenører, delentreprenører, tjenesteytere eller utstyrsleverandører. Anskaffelsesprosessen kan ofte ta tre til tolv måneder.

Leveringstid på komponenter varierer kraftig. Mindre komponenter som skillebryter tar rundt to måneder å få levert. Større transformatorer kan ha leveringstid på over ett år.

Avtale om anleggsbidrag

Dersom tiltaket er utløst av enkeltkunder, blir det gjort en beregning av det totale kostnadsgrunnlaget før selve byggingen settes i gang. Dette skal deretter multipliseres med kundens andel for å finne anleggsbidraget. Nettselskap og tiltakshaver inngår avtale om anleggsbidrag før beslutning om byggestart og entreprenørkontrakter inngås.

I enkle saker tar det en til to uker å beregne anleggsbidrag og inngå avtale. Med enkle saker menes det at det er en tiltakshaver som skal dekke hele kostnaden for nettanlegg på ett spenningsnivå. I tyngre saker kan det ta fra en til to måneder. I tyngre saker kan det inngå flere nettkunder og det kan være

behov for nettanlegg på flere spenningsnivåer og som berører flere nettselskap. I enkelte saker kan det oppstå uenigheter om anleggsbidraget der en part kan mene at dens andel er for høy. Det kan bli behov for grundigere gjennomgang av beregningen av anleggsbidraget. Dette kan kreve både god teknisk og økonomisk kompetanse. Dersom tiltakshaver fortsatt mener sin andel er for høy, kan de klage, og/eller prosjektet kan bli stoppet.

I kundeutløste prosjekter kan nettselskapet og kunden bli enige om at kunden kan ta risikoen for tidlig prosjektering og anskaffelsesarbeid, for å gi en raskere fremdrift i prosjektet.

Bygging

Byggetiden for nettanlegg avhenger i stor grad av prosjektet. Mindre utbyggingssaker, som ny transformatorsjakt og utskiftning av en transformator, tar én til to måneder. De fleste utbyggingssaker er relativt små, og tar oftest mellom seks måneder og ett år å gjennomføre. Større prosjekter, som bygging av lange 420 kV-ledninger tar to til fire år.

Driftsettelse

Ved driftsettelse slår netteier anlegget på, slik at det blir strømførende, men avventer med å knytte til kundene. Det foretas test av alle brytere og signaler for å sjekke at anlegget fungerer slik det skal. Normalt tar dette én dag. Ved kompliserte anlegg eller anlegg der det er tatt i bruk ny teknologi, kan testingen av anlegget ta forholdsvis lang tid. I slike tilfeller kan det ta fra en uke til en måned. Dersom det oppdages at utstyr eller signaler ikke fungerer slik de skal, må dette rettes opp før det gjøres et nytt forsøk på driftsettelse. Når anlegget består driftsettelsen, kan kunder koble seg på.

2.2 Ledetid for ulike typer nettanlegg

Prosessbeskrivelsen i de tidligere kapitlene viser at nettutviklingsprosessen fra det oppstår et behov i nettet til anlegget blir satt i drift består av mange steg. I tabellen under oppsummerer vi samlet tidsbruk per hovedfase i nettutviklingsprosessen for ulike typer tiltak.

⁵ Prosjektering kan også (delvis) gjøres som en del av anskaffelsen. Som for prosjektering kan en del av anskaffelsesarbeidet gjøres før konsesjonsvedtak, herunder

utarbeidelse av konkurransegrunnlag, konkurransegjennomføring og inngåelse av kontrakt (med forbehold om konsesjon).

Tabell 2-1: Ledetider i ulike typer nettutbyggingssaker (tid i år)

Type tiltak	Nettnivå	Sak	Før prosjekt	Forberedelser hos nettselskap	Konsesjonsbehandling (inkl. ventetid)	Gjennomføring	Samlet tid forberedelser → drift
Økt trafokap.	Dist/reg	A	0,5 – 5	0,5 – 1	0,75-1,25	0,5 – 1	2 – 3,5
Økt trafokap.	Trans	A	0,5 – 10	0,5 – 1	0,75-1,25	0,5 – 2	2 – 4,5
Ny stasjon	Dist/reg	A	0,5 – 5	0,5 – 2	1 – 2	1 – 2	2,5 – 6
Ny stasjon	Trans	A	0,5 – 10	2	1 – 2	2	5 – 6
Ny kort ledning	Dist/reg	A	1 – 10	1 – 2	1 – 2	1 – 2	3 – 6
Ny kort ledning	Trans	A	1 – 10	2 – 3	1 – 2	1 – 2	4 – 7
Ny lang ledning	Dist/reg	B	2 – 10	1 – 2	2 – 4	2 – 4	5 – 10
Ny lang ledning	Trans	C	2 – 20	2 – 4	2 – 4	3 – 4	7 – 12

Kilde: Statnett, NVE, intervjuer, Oslo Economics, Sweco. Saksgang C: Prosess for store kraftledningssaker omfatter nye ledninger > 300 kV og 20 km. Saksgang B: Større kraftledningssaker omfatter tiltak >132 kV og 15 km.

2.2.1 Før prosjekt

Denne fasen kan vare fra et halvt år til 20 år, avhengig av saken. Hoveddelen av ledetiden i denne fasen er knyttet til at behovet og aktuelle løsninger må modnes tilstrekkelig for at en kunde velger å bruke ressurser på en formell søknad eller et nettselskap vurderer at det vil være hensiktsmessig å gjennomføre tiltak. Fordi tidsspennet i disse vurderingene er så omfattende og varierende, og fordi det kan være uunngåelig at tiltak må modnes, har vi valgt å utelate denne delen av ledetiden i oppsummeringen av *samlet* tidsbruk i nettutviklingssaker (siste kolonne i tabellen over).

2.2.2 Forberedelser hos nettselskap

Arbeidet knyttet til forberedelser hos nettselskap vil typisk ta et halvt til ett år ved mindre stasjonsendringer (for eksempel økt transformator kapasitet), mellom ett til to år ved nye stasjoner i distribusjonsnett/regionalt nett og rundt to år ved nye stasjoner i transmisjonsnett. For nye lengre ledninger i distribusjons-/regionalt nett og transmisjonsnett, kan forberedelsene ta henholdsvis ett til to og to til fire år. Sistnevnte prosess inkluderer Statnetts aktiviteter knyttet til å utarbeide konseptvalgutredningen, kvalitetssikring av denne (tre

til seks måneder) og behandling i OED (seks til atten måneder).

2.2.3 Konsesjonsbehandling

For enkle nettanlegg kunne konsesjonsbehandlingen i prinsippet blitt gjennomført på et kvart til et halvt år. I dag er typisk ventetid på saksbehandler hos NVE et halvt år. Konsesjonsbehandling av selv enkle saker kan derfor ta rundt ett år, med mindre de prioriteres i køen. Konsesjonsbehandling av nye stasjoner, med høring og eventuelt enkle klager kan ta ett til to år. Konsesjonsbehandling av nye, lange ledninger i både distribusjons- og regionalnett kan ta to til fire år. Dette inkluderer nødvendige utredninger, høring, vedtak fra NVE og eventuell klagebehandling.

2.2.4 Gjennomføring

Prosjektering, innkjøp og bygging kan ta fra et halvt år til et år i små saker, og fra tre til fire år i de største sakene. I tilfeller der detaljprosjektering og forberedelser og gjennomføring av anskaffelser er gjort før endelig vedtak, kan betydningen av denne fasen reduseres fra tre til fire år i de største sakene til rundt to år.

2.2.5 Samlet tidsbruk fra forberedelser til driftsettelse

Som vist i tabellen på forrige side varierer samlet ledetid fra endelig forespørsel til driftsettelse per i dag (årsskiftet 2021/2022) fra rundt to år for de enkleste tiltakene som trenger konsesjon (og som må vente seks måneder på saksbehandler) til rundt tolv år for store kraftledningsaker. Det finnes eksempler på saker som tar lenger tid enn dette også.

2.3 Eksempler på nettutvikling

Som en del av oppdraget har vi hentet inn informasjon om ledetider for til sammen 17 nettutviklingsprosesser (se vedlegg). I Tabell 2-2 gjengir vi overordnet informasjon om ledetider i elleve eksempler på tiltak. I vedlegg har vi laget Gantt-diagrammer for disse.

Tabell 2-2: Ledetider i elleve eksempler på nettutviklingsprosjekter

Case	Type prosjekt	Nett-nivå	Før prosj.	Forberedelse hos nettselskap	Konsesjons-behandling	Gjennom-føring	Samlet tid forberedelser → drift
Boltåsen	Ny stasjon	Dist/reg	6 år	0,5 år	2 år	2 år	4,5 år
Ny stasjon på Østlandet*	Ny stasjon	Dist/reg	2 år	1 år	2 år	2 år	5 år
Djupvik-Sandviks.	Ledning	Dist/reg	-	1 år	2 år	1 år	4 år
Sykkylven-Magerholm	Kort kraftledning	Dist/reg	1 år	0,5 år	1 år	0,75 år	2,25 år
Håheim	Nytt bryterfelt	Dist/reg	-	0,5 år	0,5 år	0,5 år	1,5 år
Øye-Austadvika	Kort kraftledning	Dist/reg	40 år	1 år	4 år	4 år	9 år
Austerdal	Ny stasjon	Dist/reg	-	1 år	10 år	1,5 år	12,5 år
K.sand-Kvinesdal*	Lang kraftledning	Dist/reg	20 år	1,5 år	2,5 år	3 år	7 år
Kvandal-Kanstad.	Lang kraftledning	Trans	4 år	2 år	3 år	3 år	8 år
Blåfalli-Gismarvik*	Lang kraftledning	Trans	20 år	5 år	4 år	4 år	13 år
Mauranger	Utvide stasjon	Trans	-	1 år	5,5 år	3 år	9,5 år

Kilde: Oslo Economics & Sweco (2022). *Prosjektet er ikke idriftsatt og noen av tallene vil være prognoser. Se vedlegg for detaljer

For å redegjøre nærmere for hva som tar tid i nettutviklingsaker, og hvilke grep som kan gjøres for å spare ledetid, har vi valgt ut to av prosjektene for en grundigere gjennomgang.

Disse er valgt ut fordi de omfatter både en type tiltak som typisk har relativt kort ledetid (ny stasjon i distribusjonsnett/regionalnett) og en type tiltak som typisk har ganske lang ledetid (ny transmisjonsnettledning). Eksempelet omfatter både linjen Kvandal-Kanstadbotn (Statnett) og Boltåsen transformatorstasjon (Hålogaland Kraft Nett).

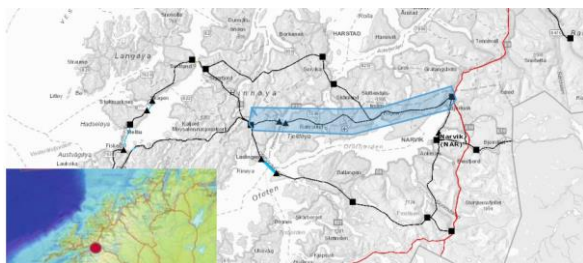
2.4 Case: Kvandal-Kanstadbotn og Boltåsen stasjon

2.4.1 Før prosjekt

Diskusjonen rundt forsyningen av Lofoten, Vesterålen og Hinnøya begynte med planer om petroleumsvirksomhet i havområdene utenfor. Blant annet var det flere aktører i området som ønsket 420 kV for å legge til rette for petroleumsvirksomhet og annen kraftkrevende industri. I 2014 ble det besluttet at «Lofotringen» var en del av transmisjonsnettet, og Statnett overtok eierskapet 1. januar 2015. Statnett gjorde deretter en utredning, som konkluderte med at videreutvikling på 132 kV var beste konsept.

En del av Lofotreringen, 132 kV-ledningen **Kvandal-Kanstadbotn** begynte å nærme seg endt levetid. Særlig var det dårlig tilstand på en del master som gjorde at ledningen var mer utsatt for utfall. Denne strekningen ble derfor første del av videreutviklingen av Lofotreringen.

Figur 2-3: Oversiktskart over Kvandal-Kanstadbotn



Kilde: MTA-plan for Kvandal-Kanstadbotn (Statnett SF, 2020c). Ledningen som skal skiftes ut er innenfor blåmarkert område

Bakgrunnen for **Boltåsen stasjon**, var at Forsvaret ønsket å bygge ut Evenes flyplass. Forsvaret offentliggjorde planene for ny Evenes flyplass i 2012. I tillegg var det forventet økt alminnelig forbruk i området. Stasjonen skulle sikre effektbehovet til Forsvaret og tilrettelegge for fremtidige industrietableringer.

I desember 2017 tok Forsvaret direkte kontakt med Hålogaland Kraft Nett. Nettselskapet gjorde deretter analyser av nettet utfra behovene til Forsvaret. Ettersom Forsvaret på dette tidspunktet ikke hadde et klart definert behov, analyserte Hålogaland Kraft Nett ulike alternative konsept med utgangspunkt i Forsvarets skisserte behov.

2.4.2 Forberedelse hos nettselskap

Da det var besluttet at transmisjonsnettet i Lofoten skulle forbli på 132 kV, begynte Statnett å vurdere hva som var beste måte å forsterke ledningen mellom Kvandal og Kanstadbotn. Det handlet i stor grad om når reinvesteringen burde skje, og om det var behov for en ny ledning eller om det kunne være tilstrekkelig å skifte enkeltmaster. I den forbindelse ble det utført en tilstandsvurdering av kraftledningen, som medførte at Statnett konkluderte med at ny ledning var beste alternativ.

Før Statnett påbegynte arbeidet med konsesjonssøknaden, ble det gjort en avklaring mot NVE om tiltaket var meldingspliktig. NVE bekreftet at dette var nødvendig. Melding og forslag til utredningsprogram ble oversendt NVE juni 2016, om lag et halvt år etter konseptvalget. Meldingen skisserte flere alternative traseer, men i hovedsak planla Statnett å bygge i parallell med eksisterende trase.

NVE sendte meldingen og forslaget til utredningsprogram for Kvandal-Kanstadbotn på høring høsten 2016, med høringsfrist i november. Endelig utredningsprogram ble fastsatt januar 2017. I utredningsprogrammet ba NVE Statnett om å utrede noen av de innmeldte traseene, og forkaste noen traseer som trolig var uaktuelle, blant annet av hensyn til reindrift og friluftsliv. I tillegg ba de Statnett om å utrede en ny trase, som NVE etter høringsinnspill og befaring mente kunne være en visuelt bedre løsning.

Det neste året brukte Statnett på å gjennomføre konsekvensutredningene for Kvandal-Kanstadbotn, samt utarbeide konsesjonssøknaden.

I tillegg får NVE underveis beskjed om at Hålogaland Kraft Nett planlegger en ny Boltåsen og Niingen transformatorstasjon, blant annet for å forsyne Forsvarets base på Evenes. Plasseringen av nye Boltåsen transformatorstasjon avhenger av traseen til den nye ledningen Kvandal-Kanstadbotn. NVE ba derfor Statnett og Hålogaland Kraft Nett om å koordinere seg, for å sikre en best mulig helhetlig løsning for området.

2.4.3 Konsesjonsbehandling

Statnett sendte konsesjonssøknad på Kvandal-Kanstadbotn april 2018. De beskriver da grensesnittet mot Hålogaland Kraft Nett og hvordan plasseringen til Boltåsen avhenger av hvilken trasé de får konsesjon på. Fordi Kvandal-Kanstadbotn og Boltåsen henger såpass tett sammen, velger NVE å avvente behandlingen av Statnetts søknad inntil de mottar konsesjonssøknaden for Boltåsen stasjon fra Hålogaland Kraft Nett. NVE mottar konsesjonssøknaden for Boltåsen stasjon juli 2018.

NVE gjennomførte deretter resten av konsesjonsbehandlingen av de to prosjektene samlet. Høringen av konsesjonssøknaden ble gjennomført høsten 2018, med høringsfrist desember 2018. Deretter får Statnett og Hålogaland Kraft Nett mulighet til å kommentere høringsuttalelsene vinteren 2018/2019.

NVE oppdager imidlertid at de har gjort en saksbehandlingsfeil i forbindelse med høringsprosessen; de har glemt å sende høringsbrev direkte til de lokale reinbeitedistriktene. Det må derfor gjennomføres en egen høring for disse i februar 2019.

I det NVE skal begynne å skrive konsesjonsvedtaket får de beskjed fra Hålogaland Kraft Nett om at de må endre sin konsesjonssøknad fordi de ønsker et gassisolert anlegg i stedet for et luftisolert anlegg. Endringssøknaden gjør at det må kjøres en ny høring, men siden endringene er små, blir denne begrenset. NVE har imidlertid en del tekniske spørsmål til

endringen, og ber Hålogaland Kraft Nett om å gjennomføre noen tilleggsutredninger. Når disse foreligger i desember 2019 kan NVE begynne å skrive på sitt vedtak.

I områder med samiske interesser skal Sametinget konsulteres før vedtaket kan offentliggjøres. Dette krever noe koordinering og avklaring, både for å få gjennomført konsultasjonen og deretter blir enige om

ordlyden i protokollen. Endelig protokoll foreligger tidlig mars 2020. Den 12. mars 2020 sender NVE vedtak om konsesjon både på Kvandal-Kanstadbotn og på Boltåsen og Niingen transformatorstasjoner. I konsesjonen ble det tatt høyde for en midlertidig tilkobling til Statnetts 132 kV linje, dersom den nye linjen ikke var ferdig før idriftsettelse av transformatorstasjonen i november 2021. Vedtaket ble ikke påklaget.

Figur 2-4: Fremdrift Kvandal-Kanstadbotn

Hovedsteg	Steg	14-16	2016				2017				2018				2019				2020				2021				22-23	24
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4		
Før prosjekt	Behovsanalyse og konseptvalg																											
Forb. hos nettselskap	Oppstart planprosess																											
	Melding/Utrekningsprogram																											
	Konsesjonssøknad																											
Konsesjonsbehandling	Konsesjons-/KU-behandling																											
	MTA																											
	Behandling og godkjenning MTA																											
Gjennomføring	Prosjektering og anskaffelser																											
	Bygging																											
Driftsettelse																												

Kilde: Statnett, NVE

2.4.4 Gjennomføring

Hålogaland Kraft Nett jobbet med detaljprosjektering og anskaffelser for Boltåsen stasjon parallelt med konsesjonsbehandlingen. De sender derfor MTA-plan for stasjonen to uker etter konsesjonsvedtaket er fattet. De inngikk også kontrakt med entreprenør mens de ventet på konsesjon, med fleksible datoer for oppstart og gjennomføring.

Statnett påbegynte også anskaffelsesprosessen for Kvandal-Kanstadbotn parallelt med konsesjonsbehandlingen, med prekvalifisering av leverandører. Selve anskaffelsen ble utlyst juni 2020, og kontrakten ble tildelt det italienske selskapet Rebaioli i desember 2020. Statnett sendte da også inn MTA-plan, med planlagt oppstart våren 2021. MTA-planen ble godkjent mai 2021.

Kontraktstildelingen til Statnett ble imidlertid påklaget. Oslo byfogdembete behandlet klagen og ga klager medhold. Statnett var ikke enig i rettens kjennelse, og mente det ikke forelå brudd på anskaffelsesregelverket. Statnett anket derfor til Borgarting lagmannsrett og vant frem i august 2021.

I september 2021 trakk imidlertid Rebaioli seg fra kontrakten, og det norske selskapet Kraftmontasje blir

tilbudt kontrakten. Totalt forsinket rettsavklaringene ledningen med rundt ni måneder.

2.4.5 Idriftsettelse

Boltåsen transformatorstasjonen ble satt i drift i desember 2021.

Statnett varslet om oppstart i byggearbeidene for Kvandal-Kanstadbotn i månedsskiftet januar/februar 2022. Anleggsperioden er anslått til tre år, med planlagt idriftsettelse i løpet av 2024.

2.4.6 Ledetiden synes å bli seks år for Boltåsen og åtte år for Kvandal-Kanstadbotn

Totalt synes Kvandal-Kanstadbotn å få en ledetid på rundt åtte år fra behovet var definert til idriftsettelse. Boltåsen hadde ledetid på seks år.

Mange deler av prosessen for disse to sakene synes å ha vært god med tanke på å sikre fremdrift og involvering. Det faktum at konsesjonsvedtaket ikke ble påklaget kan ifølge NVE ha spart ett år i ledetid. Fraværet av klager kan skyldes gode konsekvensutredninger, godt arbeid og god involvering av interessenter, inkludert samiske interesser. En annen årsak til god fremdrift har vært at både Hålogaland Kraft Nett og Statnett tok risikoen

med å forberede gjennomføringen, gjennom prosjektering og anskaffelsesarbeid, før endelig vedtak ble fattet. Ifølge saksbehandler fra NVE var prosjektet et ganske representativt tilfelle for hvordan de opplever konsesjonsprosessen.

Noe raskere fremdrift kunne vært mulig hvis Statnett og Hålogaland Kraft Nett koordinerte sine planer tidligere. Samtidig ser det ut til at endringssøknaden til Hålogaland Kraft Nett økte ledetiden med rundt seks måneder. I tillegg kunne kanskje Statnett gjort som Hålogaland Kraft Nett og vært klar med MTA-plan når konsesjonsvedtaket forelå. Samtidig kan dette være krevende for ledningstiltak, da det ikke er klart hvilken trase det blir gitt konsesjon til, eller hvilke avbøtende tiltak eller andre vilkår som må løses i en MTA-plan. Hålogaland Kraft Nett på sin side opplevde at det tok lang tid for saksbehandleren i NVE å sette seg inn i MTA-planen, da det er forskjellige avdelinger som behandler konsesjon og MTA-plan. Videre medførte rettsaken rundt Statnetts anskaffelse for Kvandal-Kanstadbotn forsinkelse av tiltaket.

2.5 Kundenes ledetid

Som vi har beskrevet tidligere i kapittelet, kan det ta mellom to og tolv år fra behov defineres til et nettanlegg driftsettes. Konsekvensene av disse ledetidene avhenger i stor grad av ledetidene brukerne av nett, altså kundene, har. Det vil si tiden fra de har identifisert sitt behov/forretningsside, til alt er klart for driftsettelse, foruten strøm.

Det er krevende å finne gode estimater på hvor lang ledetid kundene har. Ofte er mye av den første dialogen med nettselskapene uoffisiell, og kan være unntatt offentligheten av markedsmessige hensyn en god stund ut i prosjektutviklingen. Vi kan imidlertid finne noen antydninger i noen av Statnetts planer og utredninger.

I Statnetts siste nettutviklingsplan fra 2021 viser de at det har vært en stor vekst i tilknytningssaker etter 2018 (Statnett SF, 2021a). Basert på de siste publiserte utredningene som er gjort for å knytte til nytt forbruk, ser det ut til at mye av forbruket ønsker

tilknytning før 2030. Vi tolker dette som at variasjonen i kundenes ledetid varierer fra fire til 12 år. Hovedtyngden ligger trolig mellom fire og åtte år. Når mye av elektrifiseringen kommer rundt 2030, vil det være en fordel om tiltak for å øke kapasiteten i nettet er satt i drift innen da.

Fra intervjuer og andre prosjekter⁶ knyttet til næringsutvikling, har vi også observasjoner på ledetid hos forbrukskunder, fra de offentliggjør sine planer, til de ønsker å starte opp produksjon. Eksempler på ledetid for større kunder er

- Ecofisk Tysvær: 2 år
 - konsesjon til landbasert oppdrett: 2020 (ilaks, 2020)
 - planlagt drift fra og med: 2022 (kyst.no, 2020)
- Freyr Battery Norway: 3 – 5 år
 - annonsert beliggenhet: 2020 (e24, 2020b)
 - ferdig fabrikk fra 2023 til 2025 (NRK, 2021b)
- Morrow Batteries AS: 5 – 7 år
 - kunngjorde lokalisering i Arendal i 2020 (e24, 2020a)⁷
 - ferdig fabrikk i fra 2025 (utvidet fra 2027) (NRK, 2021a)

Sammen med informasjonen fra nettutviklingsplanen og Statnetts utredninger anslår vi derfor at forbrukskunders ledetid er i størrelsesorden ett til fem år for mindre kunder og tre til syv år for større kunder.

2.6 Oppsummering ledetider

I Tabell 2-1 i kapittel 2.2 har vi oppsummert ledetider for åtte ulike typer nettutviklingssaker, fra før prosjekt til driftsettelse. For å forenkle sammenligningen av ledetider i nettutvikling med ledetider hos kundene har vi i tabellen under gjengitt funnene for tre typer saker: Ny stasjon (saksgang A hos NVE), ny lang kraftledning i regionalnettet (saksgang B) og ny lang kraftledning i transmisjonsnettet (saksgang C). Ledetidene omfatter tiden fra og med konseptvalg (da forberedelser hos nettselskapet starter) til idriftsettelse.

⁶ Blant annet prosjektet «Kunnskapsgrunnlag for areal- og kraftkrevende virksomhet i Rogaland».

⁷ Har valgt sted for Gjelstens giga-batterifabrikk – E24

Tabell 2-3: Ledetider i ulike typer nettutviklingssaker

Type prosjekt	Forberedelser	Konsesjons- behandling	Gjennom- føring	Samlet tid	Ledetider for forbrukskunde	Gap per jan/feb 22
Ny stasjon (A)	0,5 – 2	1 – 2 år	1 – 2 år	2,5 – 6 år	1 – 7 år	0 – 5 år
Ny lang reg.- ledning (B)	1 – 2 år	2 – 4 år	2 – 4 år	5 – 10 år	3 – 7 år	0 – 7 år
Ny lang trans- ledning (C)	2 – 4 år	2 – 4 år	3 – 4 år	7 – 12 år	3 – 7 år	0 – 9 år

Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022)

Et problem med ledetidene til nettanlegg (fra to til tolv år per i dag), er at disse ledetidene i mange tilfeller er vesentlig lenger enn ledetidene til forbrukskunder (typisk mellom ett og syv år).

Den største utfordringen ligger naturlig nok i de tilfellene der forbruksutvikling fordrer nye, lange transmisjonsnettledninger.

For kundeutløste saker som krever en ny lang transmisjonsnettledning for å realiseres, kan gapet mellom Statnetts og kundens ledetid være mellom null og ni år.

3. Vurdering av årsaker til tidsbruk i nettutbyggingsaker

I dette kapittelet vil vi vurdere årsaker til tidsbruk i nettutviklingsprosesser. Kapittelet er strukturert som følger: Vi ser først på årsaker til tidsbruk hos nettselskapene, deretter hos NVE og OED, og til slutt ser vi på generelle rammebetingelser som har betydning for ledetid.

Årsakene til ledetid er flest og mest sammensatt for nettselskapene. For det første bidrar ikke kraftsystemutredningene tilstrekkelig til en tidlig og god start på nettutviklingen. Videre er det lite publisert informasjon til aktørene som ønsker tilknytning, noe som gir nettselskapene mye arbeid knyttet til veiledning. I tillegg opplever nettselskapene at det er målkonflikt i tilknytningssakene. Prosessene deres er heller ikke rigget for så mange saker som de opplever nå, og de har kø på både svar på tilknytning, utredning og å starte prosjekt. I tillegg har noen nettselskap tunge beslutningsprosesser, og opplever at de må vente på et tydelig definert og sikkert behov før de utreder prosjektene sine videre.

Ordningen med KVV for store kraftledninger er fortsatt relativt ny i den forstand at det ikke har vært mange saker, og det tar tid å finne riktig detaljeringsnivå. Videre krever utvikling av nettanlegg mye prosjektering og utredning, som alltid vil ta tid, og det er høyere krav til detaljnivå i konsesjonssøknaden for denne typen saker. I tillegg blir det ofte tilleggsutredninger og endringssøknader i konsesjonssakene, som gjør at det er vanskelig å detaljprosjekttere anlegget før det er fattet endelig vedtak.

Hos NVE er det selve behandlingen av søknader om anleggskonsesjoner som krever mest tid. Involvering av berørte parter påvirker ledetid, særlig hvis nettselskapene har gjort ufullstendig forarbeid og de må vente på tilleggsutredninger eller avklaringer. I tillegg er det ikke samsvar mellom antall saksbehandlere i NVE og antall saker og krav til innhold i konsesjonsprosessen. NVE har også mangelfulle interne styringssystemer.

OED har en omfattende kvalitetssikring og forankring av konseptvalgutredninger. Klagebehandling i OED i tar i enkelte tilfeller også en del tid. Det gjelder særlig flere sider av sakene må vurderes på nytt. I likhet med NVE benytter OED i liten grad interne styringssystemer.

I tillegg til årsaker som er knyttet til hva henholdsvis nettselskapene, NVE og OED gjør, er det også noen

generelle rammebetingelser som påvirker ledetid. Blant annet er det en del forhold knyttet til inntektsrammereguleringen og praksis knyttet til tilknytningsplikten som påvirker hvor lang tid det tar før kunder får tilknytning til nettet.

3.1 Årsaker til tidsbruk hos nettselskapene

I kapittel 2.2 så vi at nettselskapene bruker mellom et halvt år og fire år på prosjektutvikling, og om lag like lang tid på å gjennomføre prosjektene sine, avhengig av type prosjekt. De ulike nettselskapene følger i all hovedsak de samme arbeidsprosessene for å fange opp behov, samt for å utrede og gjennomføre eventuelle tiltak. Nettselskapene er regulerte monopoler og gjenstand for en rekke lovpålagte oppgaver med tilhørende krav til innhold. Nettselskapenes kunder har også en rekke rettigheter som er nedfelt i det samme regelverket.

Det er likevel noen forskjeller mellom nettselskapene når det kommer til praktisk gjennomføring. Den økonomiske reguleringen av nettselskapene gir muligheter til å ta ulike valg som påvirker nettselskapenes bedriftsøkonomiske lønnsomhet. Nettselskapene vi har kartlagt har også egne prosjektmodeller som legger til rette for beste praksis innen prosjektstyring og -ledelse.

Vi har identifisert en rekke årsaker hos nettselskapene til tidsbruk i nettutviklingsprosessen som vi vil redegjøre for i de følgende delkapitlene.

3.1.1 Kraftsystemutredninger bidrar ikke tilstrekkelig til en tidlig og god start på nettutviklingen

Forskrift om energikutredninger regulerer ansvaret nettselskapene har for kraftsystemutredninger. Disse utredningene skal vurdere mulig utvikling i behovet for overføringskapasitet, skape forståelse i samfunnet for endringer i kraftsystemet, samt gi et bedre grunnlag for behandling av konsesjonssøknadene.

Formålet med kraftsystemutredningene er viktig. En god gjennomføring gjør det enklere å fange opp fremtidige ønsker om nettilknytning på et tidlig tidspunkt, og gi tidlig forankring hos sentrale aktører, samt kan bidra til å redusere konfliktnivået i senere faser. NVE får også et bedre informasjonsgrunnlag til å behandle søknader om anleggskonsesjon. Alt dette bidrar til raskere gjennomføring av tiltak.

Både nettselskap og kunder påpeker likevel at det i dag tar for lang tid før nettselskapene fanger opp behovet. Forskriften stiller krav om at

kraftsystemutredningen skal oppdateres hvert andre år. Behovene dukker imidlertid opp mye raskere. Enkelte kunder savner også flere og bedre arenaer for å informere om og diskutere sine planer med nettselskapene på et tidligere tidspunkt.

Overgangen mellom et varslet behov og oppstart av nettselskapenes tilknytningsprosess med tilhørende prosjektutvikling, oppleves også som en stor forsinkelse av mange. Kartleggingen avdekker at nettselskapene i flere tilfeller heller ikke har startet sitt eget arbeid selv om behov er meldt inn. Henvendelser er derfor blitt liggende hos nettselskapene uten fremdrift.

Videre peker flere på at behovet og tilhørende endringer i kraftsystemet hos sentrale aktører ikke i tilstrekkelig grad er blitt, og blir, forankret hos de rette aktørene. Dette medvirker ikke til lenger tidsbruk i denne fasen, men øker risikoen for konflikter i konsesjonsfasen. Sånt sett er det trolig at nettselskapene i enkelte tilfeller burde brukt mer tid i denne fasen for å spare tid senere.

Informasjonsflyten mellom nettselskap, og mellom NVE og nettselskap, er i dag basert på PDF-filer. Det finnes ikke gode digitale løsninger, som gjør at den samlede informasjonsdelingen tar unødvendig mye tid.

3.1.2 Lite tilgjengelig informasjon fører til mye arbeid med veiledning

Mange nettselskap bruker mye tid på å veilede tilknytningskunder om, og i så fall hvor, det er ledig kapasitet i nettet. Dette gjøres stort sett skriftlig. Selv om flere nettselskap har en overordnet beskrivelse av tilknytningsprosessen på sine hjemmesider, er det et fåtall som publiserer informasjon som viser hvor mye kapasitet som er ledig ulike steder i deres nett, og om det er planer for å øke den.

Dette krever mye tid og ressurser hos nettselskapene, særlig fordi henvendelsene er mange. I tillegg er det meste av skriftlig kommunikasjon underlagt offentlighetslova, og må dermed være åpen for innsyn. Dette gjør at hver korrespondanse krever noe forankring internt i nettselskapene.

3.1.3 Nettselskapene er ikke rigget for mange saker

Flere forbrukerkunder opplever at det tar lang tid å få svar på om det er driftsmessig forsvarlig å knytte dem til eller ikke.

En av årsakene til at dette tar lang tid hos nettselskapene, er at de ikke har vært rigget for å håndtere antallet kunder, med tilhørende volum, som ønsker tilknytning til nettet. Tilknytningsprosessene til nettselskapene er laget for å håndtere én og én kunde av gangen, som har vært det de historisk sett har måttet forholde seg til. Når mange kunder søker tilknytning på samme tid oppstår det derfor kø.

Dette kan også ha ført til at vurderingene som gjøres av enkeltkunder i liten grad kan gjenbrukes når det kommer en ny henvendelse i samme området kort tid etterpå. Dermed må det gjøres en ny analyse for hver kunde som tar kontakt, noe som er tid- og ressurskrevende. Dette blir særlig et problem når det har vært relativt få som har jobbet med denne typen saker, sammenlignet med f.eks. antall som jobber med prosjektutvikling.

Videre er også utredningsprosessene i stor grad basert på et mindre antall kunder og/eller et avgrenset behov. Fra å utrede relativt enkle økninger i transformator kapasitet må flere og flere nettselskap utrede økt kapasitet i ledningsnettet. Dette er mer teknisk komplisert og tar derfor lenger tid og krever mer ressurser. Sammen med en økt mengde kunder som ønsker utredning for sitt behov, gjør dette at det ikke er nok utredningsressurser hos nettselskapene.

I noen nettselskap tar det også tid fra konseptet er besluttet, til et prosjekt er opprettet. Dette kan skyldes ressursbegrensninger knyttet til for eksempel prosjekteringskompetanse som følge av at selskapet har flere prosjekter under utvikling og gjennomføring samtidig. Dersom det ikke er ledige ressurser til å starte opp prosjektutvikling umiddelbart etter at konseptet er valgt, må de prioritere mellom prosjektene.

Det kan derfor se ut som køen som først var på tilknytningsforespørsler og deretter på konseptutredninger gjenoppstår før prosjektutviklingen. Noen nettselskap setter ut det meste av prosjektering og prosjektutvikling, men må da bruke tid på anskaffelse. De oppgir at prosessen kunne gått noe raskere hvis de kunne gjort arbeidet selv, men med rammeavtaler og opsjoner opplever de likevel at anskaffelsesprosessen er relativt effektiv.

3.1.4 Nettselskapene opplever målkonflikter i tilknytningssaker

Nettselskapene har plikt til å tilknytte kunder uten ugrunnet opphold og om nødvendig investere i nye anlegg, jfr. energiloven § 3-4 og § 3-2 og 3-3 i forskrift om nettregulering og energimarked (NEM).

Før en tilknytning kan tillates må nettselskapene, i henhold til utredningsplikten, vurdere om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til kundene, jf. NEM § 3-2. Det er imidlertid ikke entydig definert hva som menes med en driftsmessig forsvarlig tilknytning. NVE skriver følgende på sine hjemmesider (NVE, 2021c):

«Med driftsmessig forsvarlig menes at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Det betyr at spenningsgrenser gitt av forskrift om leveringskvalitet, må opprettholdes i underliggende og tilgrensende nett. I tillegg skal ikke overføringsgrenser (strømgrenser) for komponenter i tilgrensende og overliggende nett overskrides»

Nettselskapene forteller at praksisen varierer og at de i flere saker må avveie hensynet mellom å gi markedsadgang til nye kunder og akseptere svekket forsynings sikkerhet.

Nettselskapene har insentiver til å tilby samfunnsøkonomisk riktig leveringspålitelighet i inntektsrammereguleringen. Kvalitetsjustert inntektsramme ved ikke-levert energi (KILE-ordningen) inngår i selskapets inntektsramme som en del av selskapets kostnadsgrunnlag og normkostnad på samme måte som andre kostnader. Faktisk KILE i et gitt år kommer til fratrukk i selskapets inntektsramme, slik at selskapets tillatte inntekt reduseres som følge av avbrudd (NVE, 2021b). Å tilknytte nye kunder når avbruddkostnadene er forventet å øke, uten at dette fanges opp i effektivitetsanalysene vil, alt annet likt, ha en negativ bedriftsøkonomisk effekt for selskapet.

Nettselskapene står dermed i en målkonflikt mellom å tilknytte nye kunder i eksisterende nett eller å opprettholde høy leveringspålitelighet til eksisterende kunder. Selv med gode analyseverktøy blir både analysen og beslutningen om driftsmessig forsvarlig tilknytning ofte komplisert og tidkrevende for nettselskapene.

3.1.5 Ordningen med KVV for store kraftledninger er fortsatt relativt ny

Konseptvalgutredningene (KVVene) som tar lengst tid å gjennomføre er de som er underlagt ekstern kvalitetssikring, i henhold til energiloven § 2-1 og forskrift om ekstern kvalitetssikring § 2. Hensikten med kvalitetssikringen av KVVene er å sikre politisk forankring av behovet, styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget, synliggjøre behov og valg av hovedalternativ, samt å sikre at den faglige kvaliteten på de underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god.

OED utarbeidet en veileder til i 2013 for å utdype kravene til innhold i konseptvalgutredningene for store kraftledninger og spesifisere kravene til innhold i den eksterne kvalitetssikringen. I tillegg til de økonomiske

vurderingene krever konseptvalgutredningene mange tekniske analyser, for å finne ut hvordan forskjellige konsept vil virke i et komplekst kraftsystem. Dette tar i seg selv mye tid. I tillegg er det en del valg og komplekse beslutninger som må forankres både internt i Statnett og med berørte interessenter.

I tillegg skal utredningen kvalitetssikres eksternt. Det tar også noe tid, men noe av hensikten er at det skal spare tid, både til behandling hos myndighetene, men også til forankring av berørte interessenter. Den eksterne kvalitetssikringen skjer imidlertid i stor grad i parallell med utredningen, og bidrar også til å løfte kvaliteten på KVVene.

Siden 2013 har Statnett gjennomført flere konseptvalgutredninger for ledninger over 300 kV og 20 km. Kun fire av disse har vært til ekstern kvalitetssikring og behandling hos OED. Derfor er det begrenset erfaring med å gjennomføre disse KVVene, samt kvalitetssikring og myndighetsbehandling. Veilederen til OED er ganske overordnet, og Statnett har selv måttet finne riktig detaljeringsnivå som svarer til hensikten med ordningen. Sammen med intern forankring av metode tar derfor selve utredningen hos Statnett tid.

3.1.6 Utredninger utløst av kunder innebærer en informasjonsplikt

Tiltak som utløses av én eller et fåtall kunder skal finansieres med anleggsbidrag, jf. Kontrollforskriften § 16. Dermed kan det følge en stor informasjonsplikt i forbindelse med konseptvalgutredninger på alle nettnivå. Når kunden skal betale utredningskostnader og anleggsbidrag, krever det en del detaljert informasjon om hva som skal bygges og hva det vil koste.

3.1.7 Å utvikle et nettanlegg krever mye prosjektering og utredning

For å bygge et nytt nettanlegg, f.eks. en ny kraftledning eller en ny stasjon, er det mye som må avklares. Dette krever prosjektering, utredning, samt dialog med både lokale og nasjonale berørte interessenter.

For det første må nettselskapene finne ut mer konkret hva de skal bygge. Dersom det skal bygges en ny ledning innebærer dette ofte å vurdere flere traseer. I noen tilfeller må nettselskapene også vurdere om kabel kan være en bedre løsning, selv om Nettmeldingen gir noen føringer (Olje- og energidepartementet, 2012). Denne prosjekteringen er krevende, og vil ta tid, selv om flere nettselskap opplyser at de har standarder de går etter og ikke prosjekterer fra start hver gang.

I denne fasen blir det også tatt en del valg som berører andre aktører. Derfor bruker nettselskapene

tid på dialog og diskusjoner med f.eks. andre nettselskap eller kraftprodusenter med tilgrensende anlegg. Dette kan ta mye tid, fordi ulike løsninger kan utløse investeringer hos andre selskap, som ofte må gjennom deres respektive beslutningsprosesser.

Videre må nettselskapene utrede påvirkningen på areal- og miljø for alternativet de søker konsesjon på. Omfanget av dette varierer, men er særlig omfattende for kraftledninger som krever omfattende konsekvensutredning.

I tillegg til at dette i seg selv tar mye tid, er også mye av arbeidet sesongavhengig. Noen trasévurderinger krever at det er bart. I tillegg er det viktig at utredninger av natur og miljø blir gjort på riktig tid på året med hensyn til hva man ønsker å undersøke. Skal man f.eks. utrede et hekkeområde for fugl må dette gjøres tidlig på våren, når fuglene faktisk hekker. Videre vil ulike blomster og vekster være tilgjengelig på ulike tider på året. Det er dermed lite som skal til for at et prosjekt blir forsinket med ett år, dersom det er lenge til den naturtypen man må utrede er tilgjengelig.

3.1.8 Det er høye krav til utforming av anlegg

Prosjektering og utførelse skal utarbeides i henhold til en rekke lover og forskrifter, f.eks. forskrift om elektriske forsyningsanlegg og kraftberedskapsforskriften. En del nettselskap stiller også krav om at deres anlegg skal prosjekteres i henhold til visse normer og interne tekniske standarder. Noen ganger er løsninger i normer og standarder unødvendig detaljerte og overdimensjonerte, og medfører lang prosjekteringstid og utbyggingstid. I tillegg stilles det strenge krav til innhold i hvert enkelt dokument i konsesjonssøknaden.

Det er altså en komplisert og omfattende prosjektering som skal legges til grunn i nettutviklingsprosjekter. Det tar tid å sette seg inn i kravene, utarbeide de ulike dokumentene og behandle de. Det er også flere involverte parter, som NVE og eventuelt OED, tiltakshaver, nettselskap og rådgivende firmaer. Delegering av oppgavene og liggetid mens man venter på at de andre instansene skal starte å arbeide med saken, utgjør en del av den totale ledetiden.

3.1.9 Interne beslutningsprosesser tar mye tid

De fleste nettselskap har egne prosjektmodeller med beslutningspunkt som prosjektene må gjennom i utvikling av løsning. Det ser ut til at de store nettselskapene har flere beslutningspunkt enn de små, og noen har vesentlig flere enn f.eks. statens prosjektmodell legger opp til. Til hvert av beslutningspunktene må det utarbeides underlag, både for å forankre beslutningen i organisasjonen,

men også for at ledelsen i nettselskapene skal kunne ta en informert beslutning.

I noen av nettselskapene tar utarbeidelse av dette underlaget en del tid. Noe av det kan gjenbrukes i melding og konsesjonssøknad, mens annet er kun er til internt bruk. Når det blir mange dokumenter og krav til mange beslutningspunkt, tar dette en del tid. I store nettselskap kan også selve beslutningsprosessen ta mye tid, da beslutningen må forankres i mange fagmiljøer.

3.1.10 Nettselskapene venter på sikkert behov før de tar beslutninger

Noen nettselskap forteller at de venter med å videreutvikle prosjekt etter konseptvalg, til de er relativt sikre på behovet for nett. I tillegg ser vi at det har gått omtrent ett år fra OEDs prosessledende uttalelse på Statnetts KVUer, til Statnett sender melding. Det kan tyde på at Statnett ikke begynner å utvikle prosjektet mens de venter på OED, men venter til de er sikre på at myndighetene anerkjenner behovet og konseptet.

Videre opplever nettselskapene at det er relativt høye krav til at behovet er sikkert før de starter konsesjonsprosessen. Eksempelvis skrev OED i sin prosessledende uttalelse til KVU Haugalandet at Statnett måtte ha forpliktende avtaler med aktørene som ber om tilknytning før de kunne søke konsesjon på ny ledning (Olje- og energidepartementet, 2016). Dermed kan tiden fra konseptet er besluttet til konsesjonen blir sendt være lenger enn tiden som er strengt nødvendig for å utvikle prosjektet, fordi nettselskapene må avvente avtaler o.l. med kunder.

3.1.11 Det blir ofte tilleggssøknader/-utredninger i konsesjonsprosessen

Noe som kan ta mye tid, er de tilfellene det blir nødvendig med tilleggssutredninger eller -søknader. NVE oppgir at grunnene til at dette blir nødvendig varierer. Noen ganger kan det være innspill om traséjusteringer eller nye traseer som ikke er utredet, eller det kan være spørsmål som myndighetene mener ikke er godt nok belyst i søknaden.

Nettselskapene opplever at det kan være noe uforutsigbart når myndighetene ber om dette, og ressurser som har kunnskap om det aktuelle prosjektet kan ha bli satt til andre oppgaver eller prosjekt. Dermed kan det ta noe tid å få tilgang på ressurser som kan utarbeide nye utredninger og søknader.

I tillegg tar besvarelsen av disse spørsmålene mye tid i seg selv, da de kan kreve både teknisk og økonomisk analyse, samt prosjektering. Eksempelvis kan det være behov for nye grunn- eller miljøundersøkelser, som igjen kan være sesongbasert. Hvis utredningene fører

til store endringer i tiltaket det er søkt om, må det i noen tilfeller gjennomføres en ny høringsrunde.

Nettselskapene opplever at det er relativt små endringer som skal til før det er krav om tilleggssøknad. De stiller spørsmål ved om kravene til detaljer i konsesjonssøknader er for stor, slik at små endringer de mener har begrenset virkning for omgivelsene likevel må behandles på nytt.

3.1.12 MTA-plan kan innebære noe dobbeltarbeid, men gir mulighet til å utsette detaljprosjektering

Før byggestart skal nettselskapene levere en miljø-, transport- og arealplan til miljøtilsynet i NVE for godkjenning. MTA-planen er viktig for den endelige prosjekteringen og berørte interesser, men nettselskapene opplever den noen ganger som forsinkende. De forteller at det oppleves som dobbeltarbeid, og at høringen av MTA-planen oppleves som en mulig arena for omkamp av forhold som allerede er vurdert som en del av konsesjonen. Samtidig er det noen som fremhever at det kan være effektivt å utsette beslutninger om anleggsarbeid til etter at løsningen er valgt i konsesjonsbehandlingen.

3.1.13 Nettselskapene venter med detaljprosjektering og anskaffelser

Om detaljprosjektering blir gjort før eller etter nettselskapet har fått konsesjon varierer. Særlig kan det avhenge av hvor forskjellige alternativer konsesjonsprosessen skal avklare, og om det er kunder som kan ta risikoen for feil/unødvendig prosjektering og anskaffelsesarbeid. Nettselskapene opplever det som en risiko å detaljprosjektare «feil» alternativ, eventuelt må de bruke mye tid og ressurser på å prosjektere flere alternativ for å helgardere seg. Dette vil særlig være krevende hvis det for eksempel er uavklart om det skal bygges en luftledning eller jordkabel.

Detaljprosjekteringen gjøres ofte som en del av underlaget til entreprenører som skal gjennomføre bygging av tiltaket. De fleste nettselskap er underlagt lov om offentlige anskaffelser, og det er derfor krav til gjennomføring av konkurranse og evaluering av tilbydere.

For noen typer materialer og komponenter er det leveringstid, for eksempel på stål til master og transformatorer. I tillegg er det ikke alltid kapasitet i leverandørmarkedet umiddelbart, slik at det kan ta noe tid fra kontrakten er signert til byggingen kan begynne. På generelt grunnlag opplever ikke nettselskapene kapasitet i leverandørmarkedet som noe problem i dag, men ser at prisene er i ferd med å øke. Dette kan tyde på at leverandørene stort sett har fulle ordrebøker. Med satsingen på ny grønn energi og behovet for kapasitet i nettet som følger dette, kan imidlertid dette bli et problem på sikt. Hvis alle

prosjekt som ligger i utrednings-, prosjekt- og konsesjonssøknadskø i dag skal bygges innenfor samme 10-20 årsperiode, kan det bli kamp om leverandørene.

3.1.14 Begrenset rom for effektivisering av selve byggingen av nett

Å bygge nett er i noen tilfeller sesongarbeid. Noe arbeid kan gjøres om vinteren, men arbeid som krever graving og endring av terreng kan kreve at det er bart. Selv om entreprenørene har ledig kapasitet, kan det derfor være noe ventetid før byggingen kan starte.

I denne fasen er det stor variasjon i hvor involvert nettselskapene er. De aller fleste setter ut selve byggingen, men som byggherre har de et selvstendig og overordnet ansvar for at hensynet til sikkerhet, helse og arbeidsmiljø på bygge- eller anleggsplassen blir ivaretatt. Dette er nærmere beskrevet i Byggherreforskriften. Noen nettselskap har egne ressurser som koordinerer og leder byggearbeidet, mens andre leier inn denne kompetansen.

Generelt styres tidsbruken i denne fasen av hvor raskt entreprenøren kan gjennomføre bygging. Dette vil avhenge av hvor mange ressurser entreprenøren setter til arbeidet, som igjen påvirker prisen på arbeidet. I en del tilfeller vil det likevel være begrenset hvor mye raskere arbeidet kan gjennomføres, selv om bemanningen øker.

3.1.15 Statnett forlenger ledetidene til øvrige nettselskap

Årsakene vi har beskrevet i dette delkapittelet gjelder generelt for flere nettselskap. Statnett er systemansvarlig nettselskap og utgjør i mange tilfeller en rammebetingelse for andre nettselskap. Mange nettselskap påpeker at det er transmisjonsnettet som begrenser tilknytning i deres eget nett. Derfor må mange saker om for eksempel vurdering av driftsmessig forsvarlig tilknytning (saker over 1 MW), tilknytning på vilkår, videre utredninger og eventuelle tiltak sendes til Statnett for beslutning.

Statnetts praksis for tilknytningsprosesser, bruk av avtaler, etc. ser også ut til å utvikle seg til uformelle bransjestandarder i noen tilfeller.

Samtidig ser vi av kartleggingen i kapittel 2 at ledetidene øker med spenningsnivå, og at det er Statnett som har lengst ledetider. I tillegg forteller både Statnett og andre nettselskap at de største begrensningene ligger i transmisjonsnettet. Dermed blir Statnetts ledetider og praksis for driftsmessig forsvarlighet, bruk av vilkår, etc. førende for når nytt forbruk kan få tilknytning.

Statnett har ansvar for å håndtere alle begrensninger som oppstår i driften, både i regional- og transmisjonsnett. Dette bidrar til at de fleste tilknytningssaker må innom Statnett, for å vurdere om det er driftsmessig forsvarlig å knytte dem til. Flere nettselskap og kunder opplever at det tar svært lang tid å få svar, som beskrevet i kapittel 3.1.1. I noen tilfeller må også Statnett ta stilling til hvordan ledig kapasitet skal fordeles mellom to underliggende netteiere.

Videre er Statnett både netteier og systemansvarlig. Dette gjør at enkelte interne beslutningsprosesser oppleves krevende fra utsiden, og det er flere hensyn å ta enn hos andre nettselskap. Dermed tar også beslutninger lengre tid.

3.2 Årsaker til tidsbruk i NVE

NVEs direkte involvering i konsesjonssaker starter når de mottar melding eller konsesjonssøknad. Prosessen varierer basert på hvor omfattende nettutviklingsprosjektet er. Som beskrevet tidligere, tar behandlingen hos NVE normalt to til fire år for lengre kraftledninger, og et halvt til to år for stasjonsanlegg.

Alle kraftledninger eller andre elektriske anlegg kan kun bygges, eies og drives i medhold av en konsesjon etter energiloven. Formålet i energiloven er både å sikre at utbygging og drift skjer på en samfunnsmessig rasjonell måte og at det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

Vi har identifisert en rekke forhold hos NVE som påvirker saksbehandlingstidene. Vi redegjør for dette i de følgende delkapitlene.

3.2.1 Søknader om anleggskonsesjoner krever mest behandling

I Norge opereres det med både område- og anleggskonsesjoner. Søknader om anleggskonsesjoner er i stor grad førende for NVEs arbeid og tidsbruk. NVE mottar og behandler meldinger og søknader om anleggskonsesjon, samt sørger for at sakene er tilstrekkelig opplyste. NVE har videre myndighet til å fatte vedtak om anleggskonsesjon. Unntaket er nye store kraftledninger lenger enn 20 kilometer med spenningsnivå fra og med 300 kV og oppover, hvor vedtak fattes av Kongen i statsråd. I disse sakene lager NVE en innstilling til OED. Før byggestart skal miljøtilsynet i NVE godkjenne MTA-planen.

For tiltak som omfattes av områdekonsesjoner, er ansvaret for planleggingen, involvering av berørte interesser, gjennomføringen og drift av anleggene overført til nettselskapet selv. Det er et vilkår i områdekonsesjonen at dersom det er vesentlige innvendinger mot tiltaket, skal saken legges fram for NVE.

3.2.2 Involvering av berørte parter påvirker ledetid

Anleggskonsesjon er en tillatelse til å bygge og drive et spesifikt anlegg, og kan kun gis etter energiloven når det anses å være samfunnsmessig rasjonelt. Behandlingen skal videre ivareta hensynet til medvirkning, og det gjennomføres blant annet offentlige høringer og møter med berørte interesser.

Konsesjonsprosessen er differensiert etter det nye anleggets størrelse og antatte konsekvens for omgivelsene. For kraftledninger deler myndighetene tiltakene inn i ulike saks ganger etter spenningsnivå og antall nye kilometer med ledning. Transformatorer, stasjoner, koblingsanlegg eller lignende, følger den enkleste saks gangen, mens prosessen for nye store kraftledninger er mer omfattende. Ledninger i transmisjonsnett har den aller mest omfattende prosessen.

Involvering av berørte er en svært viktig del av konsesjonsprosessen og påvirker saksbehandlingstiden i stor grad. Saksbehandlingstiden er dermed korrelert med tiltakets antatt påvirkning på omgivelsene. For de største sakene finner en første høring i regi av NVE sted etter at melding om tiltaket er mottatt. For tiltak som følger saks gang B starter prosessen her. Neste høringsrunde er i forbindelse med konsesjonssøknad med vedlagt konsekvensutredning, som sendes på høring til aktuelle høringsinstanser. I tillegg arrangerer NVE møter med lokale myndigheter og åpne folkemøter. Samtidig orienterer tiltakshaver berørte grunneiere og rettighetshavere. Kartleggingen har avdekket at høringsprosessen oppleves som nyttige både for nettselskap og for berørte. Selv om det tar tid å gjennomføre høringsene, reduserer de konfliktnivået som igjen sparer tid i senere faser av prosjektutviklingen.

3.2.3 Behandling etter energiloven gir trolig raskere fremdrift

Tiltak som trenger anleggskonsesjon omfattes ikke av plan- og bygningsloven. Tidligere ble areal spørsmål knyttet til energianlegg behandlet etter både plan- og bygningsloven og etter konsesjonssystemet, men det viste seg vanskelig å koordinere dette godt (NVE, 2021 e). Behandlingen etter energiloven ivaretar langt på vei de samme kravene til saksbehandling som behandling etter plan- og bygningsloven. Dette gjelder særlig for de tiltakene som krever melding etter KU-bestemmelsene.

Informantene opplyste om at saksbehandling etter energiloven gjør at saksbehandling sannsynligvis går raskere enn om den hadde blitt behandlet etter plan- og bygningsloven.

3.2.4 Ufullstendig forarbeid og venting på nettselskapene

Det er en klar sammenheng mellom gode forarbeider og en raskest mulig saksbehandlingstid i NVE. NVE opplever likevel at forarbeid og konsesjonssøknader ikke alltid er fullstendig, og at dette ofte bidrar til at prosessene tar lenger tid enn nødvendig.

Årsakene er flere, men mangelfullt veiledningsmaterieell fra NVE, kompetanse hos nettselskap og utreder samt valg nettselskapene selv tar med tanke på grundighet, er forhold som går igjen.

Effektiv konsesjonsbehandling forutsetter at søknadene holder god kvalitet. Mangelfulle søknader medfører økt behandlingstid ved at tilleggsutredninger og utbedringer må gjøres. For eksempel kan det under høringen av konsesjonssøknaden komme frem at et temaområde ikke er vurdert i konsekvensutredningen og som i ettertid må utredes. I en konsesjonssøknad kan det hende at det ikke er utredet flere alternativer for utbygging og NVE pålegger at dette må gjøres. Søknader kan også mangle grunnleggende deler som beskrivelse av anlegget, teknisk-økonomisk vurdering eller inneholde utydelige kart.

Oftre kommer nettselskapene med endringer i både behov og løsning, raskt etter søknader er sendt. Resultatet er uansett at NVE ofte må be om tilleggsopplysninger og -utredninger før saken kan tas til behandling. Eksempler på tema som går igjen, er manglende koordinering med andre nettselskap og utilstrekkelige utredninger av virkningene av anleggene.

Videre er det stor variasjon i hvilken grad tiltakene er forankret lokalt. Noen selskap opplyser at de har gode erfaringer med å forankre mye tidlig for å redusere risiko for tidskrevende klagesaker senere. Her vil som omtalt også kraftsystemutredningene kunne spille en viktig rolle.

NVE opplever at kvaliteten på MTA-planene varierer. Mangelfulle MTA-planer er også oppgitt til å være en årsak til at behandlinger tar ekstra tid og at risiko for klager øker.

NVE opplyser også at de opplever å vente en god del på nettselskapene. Dette gjelder både når NVE ber selskapet løfte kvaliteten før saken kan tas til behandling, men også underveis når NVE behandler selve saken. NVE arbeider med andre saker i denne perioden, men ventingen øker saksbehandlingstiden i den aktuelle saken.

Når en sak først får saksbehandler, arbeider NVE aktivt med den og er rask med å utføre oppgavene sine og spille ballen videre til de andre instansene.

3.2.5 Ressursene i NVE samsvarer ikke med antall saker og krav til innhold i konsesjonsprosessen

Tidsbruk hos NVE er i stor grad styrt av antall og innhold i saker som krever anleggskonsesjon. Kun for noen få år siden tok også NVE sakene til behandling etter noen uker. I NVEs årsrapport fra 2020 framkommer det at mange nye konsesjonssøknader er mottatt. Det økte volumet gjorde at NVE ikke fikk startet behandlingen på flere saker. Ved utgangen av 2020 hadde ca. 30 søknader ikke fått tildelt en saksbehandler. I mai 2021 sa NVE at det var om lag 300 søknader om nettkonsesjon til behandling og 40 søknader som ikke er påbegynt. I statsbudsjettet ble NVE tildelt 10 millioner kroner ekstra for å håndtere saker om nettanlegg.

Generelt oppleves mangel på ressurser hos NVE som et forsinkende element. Både NVE selv og nettselskap påpeker at saker blir liggende en stund hos NVE før behandlingen starter. I enkelte tilfeller er det rapportert om at saker er blitt liggende seks til ni måneder før en saksbehandler er tildelt. Antall måneder med ventetid varierer riktignok fra sak til sak, men generelt er ressursituasjonen slik at det tar lang tid før NVE starter behandlingen av innkomne saker.

3.2.6 Mangelfulle styringsverktøy og -systemer

Kartleggingen har også avdekket NVE i liten grad har systemer og verktøy for oppfølging av arbeidet med konsesjonssakene.

Det er generelt lite tilgjengelig informasjon om tidsbruk (arbeidstimer) og samlet saksbehandlingstid på enkeltsaker. NVE opplyser også om manglende verktøy for oppfølging av det interne arbeidet med konsesjonssakene. Det gjør det vanskeligere å ha en samlet oversikt over hvilke saker som pågår, status og fremdrift i de enkelte sakene. Utover (lovregulerte) frister for høringsprosessene, finner vi ikke at NVE verken internt eller eksternt oppgir frister for sin egen fremdrift.

NVE har historisk prioritert sakene etter når de ble mottatt. I mai 2021 tydeliggjorde NVE hvordan de ville prioritere sakene. Hovedprinsippet er fortsatt at sakene behandles fortløpende i den rekkefølgen de kommer inn. Men søknader som gjelder forsyningssikkerhet, beredskapssituasjoner eller endringer i anlegg under bygging prioriteres opp (NVE, 2021d). Hensynet til rask markedsadgang eller det enkelte tiltakets gevinstrealisering og prioriterte resultatmål er ikke nevnt eksplisitt som ett av kriteriene.

3.3 Årsaker til tidsbruk i OED

OED er involvert i prosessene gjennom behandling av lovpålagte konseptvalgutredninger, vedtak i de

sakene NVE innstiller og klagebehandling av de vedtakene NVE fatter.

3.3.1 Omfattende kvalitetssikring og forankring av konseptvalgutredning

Hittil har OED brukt om lag et halvt til halv annet år fra de mottar en KVVU til den prosessveiledende uttalelsen foreligger. Fremdriften hos OED påvirker tiltakets tidsbruk i stor grad. Saksbehandlingstiden i denne fasen oppfattes på generelt grunnlag å være for lang, og Statnett har ikke anledning til å sende melding på tiltaket før den prosessveiledende uttalelsen foreligger. På en annen side vil en god forankring og et godt beslutningsunderlag, legge et godt grunnlag for redusert tidsbruk i senere faser.

Basert på de sakene som har vært til behandling så langt, har OED etablert en arbeidsprosess som ivaretar hensynet til forankring mellom berørte departement, samtidig som beslutningsunderlaget skal være tilstrekkelig godt. Arbeidet følger i stor grad stegene i Figur 3-1.

Figur 3-1: OEDs steg i en konseptvalgutredning



Kilde: Oslo Economics

Så langt har kun fire KVVUer vært til behandling i OED. Noen nettanlegg har kommet inn under unntaksbestemmelsen, fordi melding var sendt på det tidspunktet forskriften trådte i kraft. I gjennomsnitt har det dermed vært under én KVVU av denne typen i året.

KVVUene er komplekse, både teknisk og økonomisk, og dokumentene er omfattende. Faglig oppleves det som mye å sette seg inn i for saksbehandlerne i OED. Kartleggingen har avdekket at OED har liten kjennskap til saken og dens innhold når den mottas. Det gjør at OED bruker relativt lang tid på å sette seg inn i saken før berørte departement får saken forelagt.

Kartleggingen avdekker at ekstern kvalitetssikring generelt oppleves som nyttig. Den bidrar til at Statnett

i større grad oppfyller god utredningsteknikk, samt at OED får en mer uavhengig vurdering å støtte seg på. Samtidig fremhever Statnett at de opplever at dagens KVVU-ordning tar mye tid. Ekstern kvalitetssikring tar ifølge Statnett ofte tre til seks måneder, og behandlingen i OED tar tolv til atten måneder. Videre påpeker Statnett at NVE virker å opptre som en slags ekstra kvalitetssikrer, og at OEDs prosessveiledende uttalelse kan ha liten verdi, ettersom den kan være lite tydelig og forpliktende. Statnett stiller spørsmål om hvor mye tid som spares i konsesjonsprosessen, hvor behov- og lønnsomhet blir vurdert på nytt (Statnett, 2022).

OED utarbeidet en veileder for konseptvalgutredning og kvalitetssikring av store kraftledningsaker da ordningen ble innført. Veilederen er ikke oppdatert med tanke på de erfaringene som er vunnet siden den gang, og er heller ikke tilpasset nye behov og ønsker OED har til innhold i utredningene og den eksterne kvalitetssikringen. Det kan bidra til at konseptvalgutredningene og kvalitetssikringen ikke alltid dekker det OED ønsker. Dette kan resultere i at OED har tilleggs spørsmål som det tar tid å få besvart.

3.3.2 Klagebehandlingen i OED kan ta tid når sentrale deler av saken må revurderes

OED behandler klager som oversendes fra NVE samt at Kongen i statsråd fatter vedtak i de sakene hvor NVE kun gir innstilling.

Når det gjelder klager oppleves det at de ofte tar tid, men samtidig fremstår det som om at OED prøver å begynne behandling av saker med en gang de ankommer departementet. Videre differensierer OED klagesakene etter kompleksitet. OED opplever stor variasjon i saker, alt fra saker preget av formalitet med noen ukers behandlingstid til saker som krever revurdering av stor deler av beslutningsunderlaget.

Kartleggingen avdekker at saker kan ta lenger tid avhengig av hvem som klager. Et eksempel er hvis kommuner påklager vedtak. Disse sakene kan bli ekstra tidkrevende, men samtidig er det mange grunner til å behandle disse sakene grundig.

3.3.3 Mangelfulle styringsverktøy og -systemer

Kartleggingen har også avdekket at OED, på samme måte som NVE, i liten grad har systemer og verktøy for oppfølging av sitt arbeid.

Det er generelt lite tilgjengelig informasjon om tidsbruk (arbeidstimer) og samlet saksbehandlingstid på enkeltsaker. Vi erfarer at det også i OED mangler verktøy for oppfølging av det interne arbeidet med KVVUene. OED benytter ikke interne eller eksterne frister.

OED har videre en stor portefølje av saker. Som i mange andre departement er arbeidsdagen uforutsigbar. Saksbehandlere opplever stadige nødvendige omprioriteringer i retning av saker som har kortere frister. OED har få årsverk til å dekke alle saker på nett med tilhørende problemstillinger. Saksbehandlerne er i stor grad spesialiserte, og med permisjoner og naturlige avganger gir dette ytterligere utslag på saksbehandlingstiden. Det gir videre grunnlag for dobbeltarbeid fordi nye saksbehandlere må starte på nytt.

Det blir også påpekt at ressurser til behandling av saker i NVE og OED må sees i sammenheng for å unngå at køen med saker bare flyttes fra NVE til OED.

3.4 Generelle rammebetingelser med betydning for ledetid

I tillegg til årsaker som er knyttet til hva henholdsvis nettselskapene, NVE og OED gjør, er det også noen generelle rammebetingelser som påvirker ledetid. Dette inkluderer lover og regler, og i dette delkapittelet ser vi nærmere på inntektsrammereguleringen og tilknytningsplikten.

3.4.1 Inntektsrammeregulering trekker i retning av økte ledetider

En viktig rammebetingelse med betydning for ledetid er inntektsrammereguleringen. Nettselskapene er naturlige monopoler og hvert år fastsetter Reguleringsmyndigheten (RME) en tillatt inntekt for hvert nettselskap. Formålet med reguleringen er å bidra til effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Siden selskapenes tillatte inntekter til en viss grad er frikoblet selskapets eget kostnadsnivå, gir dette nettselskapene muligheter til å tilpasse virksomheten på en slik måte at den bedriftsøkonomiske lønnsomheten øker. Summen av den direkte og økonomiske reguleringen skal bidra til at nettet utvikles etter samfunnsøkonomiske prinsipper.

Det er krevende å få insentiver til både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk adferd til å trekke i samme retning til enhver tid. Det vil i praksis derfor kunne oppstå situasjoner hvor dette ikke sammenfaller.

Nettselskapene har unngått unødvendige kostnader ved tidlig planlegging av tiltak

Nettselskapene opplever at inntektsrammereguleringen gir sterke insentiver til kostnadseffektiv drift. Unødvendige kostnader gir nettselskapene en negativ bedriftsøkonomisk effekt, og nettselskapene gjør som regel det de kan for å unngå dette.

Kombinasjonen av tilknytningsplikt og den økonomiske reguleringen gjør at de fleste nettselskap velger en reaktiv tilnærming i tilknytningssaker. Over tid har dette gitt en balansert avveining mellom å legge til rette for nye kunder og å unngå unødvendige kostnader. Regelverket for anleggsbidrag har også bidratt positivt med tanke på nettselskapenes finansiering, samtidig som det gir en bedre fordeling av kostnadene mellom nye og eksisterende kunder. Nettselskapene har med rette redusert sin bedriftsøkonomiske risiko gjennom å avvente konkrete avtaler og forpliktelser fra kundene før prosjektutvikling er satt i gang.

Uten denne tilnærmingen ville nettselskapene ha pådratt seg høyere kostnader. Kostnadene ville også oppstått uten at oppgavevariablene i effektivitetsanalysene hadde blitt påvirket. På kort sikt ville derfor nettselskapenes lønnsomhet blitt redusert, og kostnader overveltet til eksisterende kunder.

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv vil det i en situasjon med stor usikkerhet og lange ledetider, imidlertid kunne være lønnsomt å starte planlegging tidligere for å redusere ledetider selv om dette innebærer noen økte kostnader. Nettselskapene påpeker at de opplever at inntektsrammereguleringen ikke gir dem økonomisk insentiv til å starte planlegging der behov og løsninger er usikre.

Nye kunder gir økte avbruddskostnader

Som regel vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gi tilknytning til nye kunder i eksisterende nett innenfor det som er driftsmessig forsvarlig. Kunder vil få raskere tilknytning uten at det investeres i nye nettanlegg.

Innenfor rammene av hva som er driftsmessig forsvarlig å knytte til av nytt forbruk, vil nettselskapene stå i valg situasjoner om det skal 1) tillate tilknytning uten tiltak 2) tillate tilknytning med permanente vilkår 3) ikke tillate tilknytning nå og heller tilknytte kunden etter et nytt anlegg er på plass (forutsatt kunden betaler relevante tariffer).

De to første valgene kan oppleves av nettselskapene å gi høyere risiko for økte avbruddskostnader uten å gi en tilsvarende økning i tiltatt inntekt. Samfunnsøkonomisk sett vil det som regel være bedre (forutsatt at det er innenfor teknisk forsvarlige rammer) å utnytte det nettet som er der framfor å bygge nytt og utsette tilknytningen.

Avbruddskostnadene avhenger av både driftssituasjonen (feilsannsynlighet, redundans, etc.), når feilen eventuelt skulle inntreffe og egenskaper ved den nye kunden. Særlig på høyere nettnivå hvor kundene er større, kan avbruddskostnadene ved en langvarig feil være høye relativt til selskapets tillatte

inntekt. Den bedriftsøkonomiske nettoeffekten vil igjen avhenge av hvordan kostnadene som følger av nye kunder fanges opp i kostnadsnormen over tid.

Antall nettkunder er en oppgavevariabel ved beregning av kostnadsnormen i distribusjonsnett, men ikke på høyere spenningsnivå. På høyere spenningsnivå er det mer utfordrende å finne gode eksogene variabler og kostnadsnormen er i større grad knyttet opp selskapenes faktiske nettanlegg. Uten tilstrekkelig kunnskap om hvordan tilknytninger av denne typen slår på tillatt inntekt over tid, oppleves dette som en betydelig økonomisk risiko for nettselskapene.

Innføringen av tilknytning på vilkår gjør at nettselskapene kan avtale seg bort fra avbruddkostnader for kundene som aksepterer vilkårene. Det bidrar til at nettselskapenes bedriftsøkonomiske risiko, ved tilknytning av mer forbruk enn det som vurderes å være driftsmessig forsvarlig på ordinære vilkår, blir helt eller delvis borte, men det stimulerer ikke til tilknytning heller.

3.4.2 Uklare retningslinjer og praksis for tilknytningsplikten

RME forvalter og utvikler mange sentrale rammebetingelser for nettvirksomhetene. Den mest

sentrale i denne sammenheng er problemstillingene rundt tilknytningsplikten.

Mange nettselskap påpeker at tilknytningsplikten har vært tilpasset en situasjon der det er et fåtall nye kunder og nettselskapet har en følgeplikt. Antall henvendelser har økt betydelig de siste årene og situasjonen nå er ny. Dette krever at mange nye prinsipielle spørsmål rundt innhold i regelverk nå reises. I tillegg er det innført endringer i regelverket for anleggsbidrag i transmisjonsnett og innført mulighet for tilknytning på vilkår. Endringer i regelverk krever ofte noen avklaringer og presiseringer etter de blir innført.

Nettselskapene har måttet revidere hele sin tilknytningsprosess og eventuelle betydninger for praksis rundt betaling for utredningskostnader og anleggsbidrag. Dette har vært komplekst og tidkrevende for nettselskapene og har stilt krav til ny kompetanse. Mange har sett til Statnetts måte å løse det på. Fortsatt er det lite forvaltningspraksis på de nye problemstillingene som kapasitetsfastsettelse, kapasitetsforvaltning, bruk av vilkår, anleggsbidrag og utredningskostnader. Nettselskapene påpeker at fravær av retningslinjer og en mer standardisert praksis fra RME, har bidratt til mye ekstra tidsbruk i de første fasene av tilknytning av nye kunder.

4. Allerede innførte tiltak og tiltak under utvikling

Det er allerede innført flere tiltak av NVE, samt at de har noen digitaliseringsprosjekter under utvikling. I tillegg er det mange tiltak som er foreslått av andre aktører som er utredet i separate rapporter, og som ikke diskuteres nærmere her. I dette kapittelet redegjør vi kort for tiltakene NVE har innført og har under utvikling.

4.1 Tiltak som er innført av NVE

NVE innførte i desember 2021 flere tiltak med formål om å effektivisere behandlingen av nettkonsesjoner (NVE, 2021g). Flere av endringene gjelder mindre saker. I tillegg til dette, har NVE fått økt bevilgning over statsbudsjettet for å behandle konsesjoner.

NVE åpnet blant annet opp for mer fleksibilitet når det gjelder endring av komponenter og bygningstiltak i eksisterende transformatorstasjoner. Grunnen til at dette tiltaket er innført, er at endringer her i liten grad påvirker andre. De som eier stasjonen kan nå øke transformatorytelsen og endre antall bryterfelt, med forutsetning om at spenningsnivået ikke heves, at det gjøres innenfor dagens transformatorceller og at det ikke gjøres arealmessige endringer på stasjonen. Nybygg og endringer av eksisterende bygg opp til 50 m², vil også kunne gjennomføres.

Noen tiltak som tidligere har blitt vurdert i konsesjonsprosessen, er flyttet til fasen etter konsesjonsvedtak. Dette påvirker blant annet midlertidige anleggsveier, rigg- og anleggsplasser og ekspropriasjonstillatelse i forbindelse med disse. Dette skal nå omsøkes samtidig som MTA-planen, ikke sammen med konsesjonssøknaden, slik som tidligere. Med denne endringen forventer NVE mindre behov for endringssøknader i detaljplanleggingsfasen, og færre ekspropriasjonssøknader.

Endringene gir større fleksibilitet til entreprenør og utbygger, ved å gi tillatelser til kjørespor innenfor en 100 meter bred korridor, der de står fritt til å finne løsningen som er best egnet. Hvis det skal gjøres endringer utover korridoren på 100 meter, vil det fortsatt være krav om å søke.

NVE ønsker også å gi insentiver til godt forarbeid fra søker og krever nå i saker med få berørte grunneiere at søkerne legger ved dokumentasjon på at de har forsøkt å inngå minnelige avtaler med grunneierne. Formålet med dette, er å redusere antall ekspropriasjonssøknader, og å effektivisere NVEs

saksbehandling. For å gi søker best forutsetning til å gjøre godt forarbeid, jobber NVE kontinuerlig med å oppdatere deres veiledere. Fremover vil de også henvise til veileder for rådgivning, slik at NVEs ressurser blir brukt effektivt.

4.2 Tiltak under utvikling av NVE

NVE inkludert RME har to pågående digitaliseringsprosjekter som er relevant for nettutvikling, digital KSU og digital samhandling.

Kraftsystemutredninger (KSU) er rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge, både når det gjelder produksjon, forbruk og nett. Dette er pålagte utredninger som gjennomføres av nettselskapene annethvert år, som beskriver nødvendige endringer i nettet for å møte fremtidens etterspørsel etter nettkapasitet. Hovedproblemet er at informasjonen er utdatert (oppdateres annen hvert år), ikke konsistent (ikke standardisert), lite etterprøvbart og gjenbrukbar (lite transparent), usikker (konfidensintervall er i liten grad kvantifisert) og utilgjengelig (lagret i Excel og PDF). Kvalitetsproblemene begrenser bruksnyttan av informasjonen.

NVE har et pågående prosjekt, digital KSU, som adresserer disse problemene. De utvikler i første omgang en digital porteføljeoversikt som tilgjengeliggjør informasjon om de ulike nettutviklingsprosjektene som pågår hos nettselskapene. Dette vil øke kvaliteten, og dermed verdien av informasjonen som deles gjennom KSUene.

Videre vil prosjektet jobbe med flere endringer i ordningen og forskrift om energiutredninger, blant annet redusert informasjonsomfang til minimumsinformasjonen nettselskapene trenger å dele for å koordinere sin nettutvikling, tydeliggjøring av ansvarsfordeling og innføring av felles metodikk for utarbeidelse av effektprognoser. Dette er antatt å føre til tidsbesparelser hos nettselskap, både fordi informasjonsomfanget minker, og fordi tydeligheten rundt prosessen øker. Videre åpner det for at informasjon fra utredningsprosessen lettere kan nyttiggjøres i andre prosesser, eksempelvis konsesjonsprosessen. Den digitale løsningen vil ivareta innlevering og oppdatering av data for utredningsansvarlig, samt bidra til synliggjøring og tilgjengeliggjøring av informasjon om prognoser, utredninger og tiltak for nettselskaper, NVE og andre interessenter.

I tillegg har NVE, med RME som prosjekteier, et pågående prosjekt om digital samhandling.

Bakgrunnen for prosjektet, er at det er i dag er vanskelig å forstå og forutse kapasitet og utnyttelse av nettet. Dette er blant annet på grunn av at nettselskapene har manglende informasjon og innsyn i andre deler av nettet enn deres eget, og at informasjonen ikke er standardisert. Kjerneprosessene til et nettselskap handler i hovedsak om fordeling og håndtering av kapasitet over tid. Dette gjør at kraftflytanalyser er svært viktige, siden dette svarer ut hvilken kapasitet man har. Slike analyser er derimot krevende, da det krever god data om både produksjon og forbruk i ulike deler av nettet. Prosjektet om digital samhandling skal bidra til en bedre forståelse rundt kapasiteten i det norske kraftsystemet, ved å innføre en standardisert måte å modellere nettet på regional- og transmisjonsnettnivå, og ha en felles scenariobasert tilnærming for kraftflytanalyse med utgangspunkt i samme definerte scenarioer. De områdebaserte nettmodellene kan på sikt knyttes opp mot en nasjonal nettmodell, som igjen kan knyttes opp mot en europeisk nettmodell.

Tanken bak disse digitaliseringsprosjektene, er at de på sikt vil kunne gi gevinster ved å sikre god informasjonsflyt og støtte gjennom prosessen. Dette kan gjøre saksbehandlingen enklere og raskere, spesielt for de enklere sakene. Innsending av søknader kan med tilpassede innsendingsløsninger standardiseres, som vil gjøre det enklere for søker å

tilfredsstille informasjonskrav til søknaden. Det kan også legges til rette for selvbetjeningsløsninger for konsesjonær, og en digital veileder.

Utviklingen av slike verktøy er ressurskrevende og vil måtte gjøres trinnvis. Digitalisering vil være nyttig for NVEs egne prosesser og legge til rette for bedre prosesser hos nettselskapene. Det gir også større mulighet for digital samhandling på tvers av aktører i sektoren, som vil gi helt nye muligheter for samhandling mellom aktører fra planlegging, gjennom konsesjonsbehandling og inn i driftsfasen.

4.3 Andre aktører har også foreslått tiltak

I tillegg til NVE, er det flere andre som arbeider med innspill til Strømnettutvalget om tiltak for reduserte ledetider. Energi Norge, Norsk Industri, Statnett, og flere andre nettselskap er eksempler på andre aktører som har forslag om tiltak. Vi har omtalt andre tiltak i kapittel 5 der det er relevant.

Det er også viktig å bemerke at alle nettselskaper allerede i en stund har arbeidet med å utvikle oppdaterte retningslinjer for sin egen tilknytningsprosess og er i ferd med å omstille seg til de nye utfordringene. Effektene av dette arbeidet er ikke fullt ut realisert ennå.

5. Tiltak for å redusere ledetider i nettutviklingen

På grunnlag av kartleggingen av ledetider, analysen av årsaker til dagens tidsbruk og innspill fra ulike aktører, har vi vurdert mulige tiltak for å redusere ledetider i nettutviklingen.

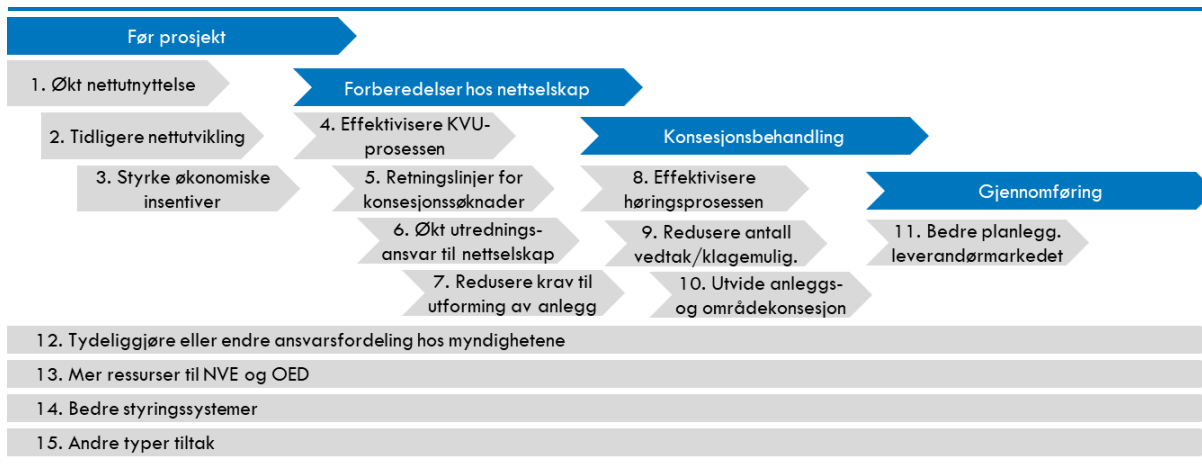
I dette kapittelet beskriver vi tiltakene vi har vurdert som kan redusere ledetid eller på andre måter forbedre nettutviklingsprosessen.

På grunnlag av kartleggingen av ledetider, årsaker og innspill fra ulike aktører, har vi vurdert 39 mulige

tiltak for å redusere ledetider fra en kunde har et behov til den kan få tilknytning. Tiltakene er først vurdert på et overordnet nivå, for å skille mellom tiltak som kan forkastes tidlig, og tiltak som bør vurderes nærmere.

De 39 tiltakene vi har vurdert er plassert i 15 overordnede kategorier, illustrert i figuren under. Selv om tiltakene kan ha effekt på flere steder i prosessen, har vi plassert de under fasen de forventes å berøre i størst grad. Noen tiltak er av mer generell karakter, og er plassert nederst.

Figur 5-1: Vurderte hovedtiltak for å redusere ledetider i nettutviklingsprosesser



Kilde: Oslo Economics (2022)

I det videre beskriver vi alle tiltakene vi har vurdert i mer detalj og vurderer deres effekt på ledetider og andre forhold, samt forutsetninger for gjennomføring.

5.1 Økt nettutnyttelse

Det mest effektive tiltaket med tanke på å gi kunder rask tilknytning, er å utnytte eksisterende nett så godt som overhodet mulig. Kundene vil da kunne få markedsadgang på det tidspunktet de selv ønsker, i tillegg til at kostnader og andre negative eksternaliteter i mindre grad blir overført på andre i samfunnet.

Både prissignaler, insentivregulering og direkte reguleringer er sammen med nettselskapenes egne vurderinger avgjørende for hvordan nettet utnyttes. Statnett som systemansvarlig nettselskap har en særlig viktig rolle her. Effektiv nettutnyttelse har over tid vært viktig i Norge, og flere tiltak er allerede på plass. I Oslo Economics' utredning om prissignaler for Strømnettutvalget (2022) ble det likevel anbefalt noen ytterligere virkemidler. De er:

- Kapasitetsreservasjonsavgift hos kunder som ikke er tilknyttet enda. En slik avgift er anbefalt i rapporten å være utformet som en løpende betaling som avhenger av kundens reserverte effekt, samt kapasitetsforhold og kostnader i det aktuelle området.
- Avgift for aktører som har reservert rettigheter til fremtidig nettkapasitet (køplass).
- I tillegg til prissignaler bør det også oppstilles objektive kriterier som må oppfylles for å få reservere kapasitet og for å få beholde en slik reservasjon.
- Avgift for abonnert effekt.

Generelt er nettet høyt utnyttet mange steder i Norge, og det er det mange kunder som har fått nei til tilknytning inntil det gjennomføres tiltak. Ytterligere økt nettutnyttelse vil, alt annet likt, som regel slå ut i ulemper for den operative driften av kraftsystemet. Driftsituasjoner kan endre seg raskere, bli mer uoversiktlig og konsekvenser av feil vil kunne øke. Vi drøfter oss likevel gjennom noen tiltak for økt systemutnyttelse med mulig betydning for ledetider for tilknytning.

5.1.1 Energieffektivisering og alternativer til nett

Beskrivelse av tiltak

Kundens behov for energi kan dekkes på flere måter. Økt kapasitet i overføringsnettet kan ofte være en kostnadseffektiv løsning. I noen situasjoner kan det derimot være bedre med tiltak som påvirker etterspørsel eller produksjon etter strøm på en måte som reduserer belastningen på nettet. Dette kan frigjøre kapasitet som kan tildeles andre kunder.

Belastningen på nettet varierer gjennom døgnet og året. Ofte er nettet fullt bare noen timer i året i visse driftssituasjoner. Det kan for eksempel være når temperaturene er lave, eller at det er lite kraftproduksjon i området. En kunde har likevel (uten tilknytning på vilkår) rett til full markedsadgang for hele volumet, og vil normalt få svar om at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte dem til hvis det ikke er kapasitet hele året. I disse tilfellene kan det være raskere å rette tiltakene mot endringer i etterspørsel eller produksjon. I praksis er mulighetene knyttet til fleksibilitetsløsninger, mer kraftproduksjon eller generell energieffektivisering.

Effektiv bruk av strøm (både energi og effekt, men særlig effekt i denne sammenheng), kan frigjøre mer plass i eksisterende nett. NVE (2021f) peker på at energieffektivisering av bygg alene kan redusere dagens kraftbehov med nesten ti prosent. Dette kan også bidra til at det blir mindre behov for å bygge nett. Vista Analyse gjorde også en studie for Statnett og Enova i 2016, som konkluderte med at det i mange sammenhenger kan være billigere for samfunnet å utvikle alternativer til nett enn å bygge ut strømmettet (Vista Analyse AS og Asplan Viak, 2018). For å gi alternativer til nett en reell sjanse, må en utrede dem på like vilkår med nettoutbygging.

Enova har som formål å forvalte midlene fra Klima- og energifondet i henhold til deres vedtekter. Det innebærer blant annet å bidra til teknologutvikling og innovasjon innen energieffektivisering, ved å gi tilskudd til energieffektiviserende tiltak hos bedrifter og privatpersoner. På samme måte har flere nettselskap hatt flere FoU-prosjekter med mål om å redusere strømforbruket i de timene der nettet er høyest belastet, for eksempel ved å teste fleksibilitetsordninger. En større koordinering av energieffektiviserende tiltak vil kunne stimulere til både mer målrettede tiltak og en mer effektiv ressursbruk.

Disse tiltakene vil kunne ha effekt på ledetider på to måter. Enten ved at det frigjøres ledig kapasitet i nettet på generelt grunnlag, eller ved at man benytter markedsbaserte eller «bilaterale» fleksibilitetsløsninger til å frigjøre kapasitet som muliggjør en tilknytning av en ny kunde på det tidspunktet kunden trenger.

Det første vil kunne ha en effekt på lengre sikt i flere områder, og krever kanskje at Enova sammen med nettselskapene koordinerer tiltakene seg imellom. Det kan bety at Enova aktivt kan bidra til å løse nettbegrensninger i et aktuelt område. Hvis tiltakene kan stimulere til at kunder kan gis tilknytning uten å bygge mer nett, fjerner man ledetiden.

Energieffektivisering er heller ikke kostnadsfritt, selv om enkelte tiltak kan ha lave kostnader. I noen tilfeller kan det også resultere i at nettanlegg kun blir utsatt i stedet for å bygges med en gang. Total kostnad for energieffektivisering og derfor bygge nett senere, kan i noen tilfeller bli høyere enn å bygge nett med en gang. Videre er beslutningssituasjonen for alternativer til nett mer kompleks og uoversiktlig. Den involverer ofte flere aktører og det er lite forvaltningspraksis på området.

Alternativer til nett har også noen egenskaper med seg i form av at potensialet er usikkert, og det er vanskelig å vite i forkant hvordan den faktiske driftssituasjonen vil bli akkurat i de timene nettet er høyest belastet. Av informasjonsårsaker kan det også være vanskelig for aktørene med fleksibilitet å tilpasse seg i forkant av den aktuelle driftstimen. Selv om potensialet i for eksempel omlegging til fjernvarme etc. er sikkert, vil effekten kunne være lav på de problemstillingene vi adresserer her. Denne typen tiltak er vanskelig for nettselskapene å ta hensyn til i kapasitetsvurderingen og planfasen uten at det er noen «forpliktelser» fra kundene eller velfungerende markedsløsninger.

Den andre måten er at man i større grad bruker markedsbaserte virkemidler og eventuelt bilaterale kontrakter for å skaffe til veie fleksibilitet hos eksisterende kunder. Disse kan være både midlertidige og permanente. Dette kan gi større grad av sikkerhet om at kapasiteten er ledig i de timene nettet er forventet å være fullt, slik at det muliggjør tilknytning av en ny kunde. Intensjonen er at verdien av en ny kunde overstiger kostnadene ved å tilgjengeliggjøre fleksibiliteten. Dette kan være aktuelt i enkelte saker når driftssituasjonen er relativt oversiktlig og aktørene er store nok til at tilstrekkelig fleksibilitet er tilgjengelig.

De tekniske løsningene for å ta ut det fulle potensialet, er imidlertid ikke utviklet ennå. Flexibilitetsløsninger i stor skala vil trolig kreve bedre systemer for informasjonsflyt mellom aktørene, inkludert Statnett. NVEs prosjekt for digital samhandling kan være en fremtidig bidragsyter her. Tiltaket vil videre isolert sett kunne trekke volumer ut av system- og balansemarkedene, noe som i så fall er en ulempe. Bruken må derfor sees i sammenheng med utviklingen av disse markedene.

Konklusjon

Samlet vurderer vi at fleksibilitetsløsninger og energieffektivisering er gode tiltak for å holde ledetidene nede, ved å øke tilgjengelig nettkapasitet. Effekten er likevel størst på lengre sikt, og det er vanskelig for nettselskapene å anvende frigjort kapasitet fra eksisterende kunder til å gi tilknytning til nye kunder uten en form for sikkerhet. I enkelte saker kan bruk av målrettede avtaler legge til rette for raskere tilknytning. Tiltaket vil ha liten eller ingen effekt på involvering av berørte, men krever investeringer i systemer for informasjonsutveksling, og realisering av de fulle gevinstene vil kunne ta tid. Selv om tiltaket vil ta noe tid å gjennomføre, mener vi virkningene av det bør vurderes nærmere. Vi tar det derfor videre for nærmere vurdering i kapittel 6.

5.1.2 Styring av forbrukslokalisering

Beskrivelse av tiltak

Flere nettselskap bruker mye tid på veiledning av kunder i en tidlig fase, blant annet på hvor det er kapasitet, hvor lange ledetidene er og hvor mye det vil koste å knytte seg til. Etter dette søker ofte kundene om tilknytning i et spesifikt punkt, før nettselskapene vurderer om det er driftsmessig forsvarlig å knytte dem til. Hvis det ikke er kapasitet, er nettselskapene pliktig å utrede, og om nødvendig investere i, tiltak som gjør det driftsmessig forsvarlig å knytte dem til.

Nettselskapene har imidlertid ikke tilknytningsplikt i et spesifikt punkt, og har med dagens regelverk mulighet til å anviser kunder til andre punkter i nettet hvis det er mer samfunnsmessig rasjonelt enn å bygge nett. I praksis blir ikke denne muligheten benyttet veldig ofte.⁸ Alternativ anvisning til et annet punkt enn det nærmeste betyr også at kunden i større grad må bygge sitt eget nett til det nye punktet. Videre kan nettselskapene med utgangspunkt i planene i kraftsystemutredningene formidle hvor det er planer som gjør at ledetidene er kortere. Hvis en kunde fortsatt ønsker tilknytning til et sted uten kapasitet eller en plan, kan nettselskapene argumentere for at dette er grunnet opphold og kundene blir ikke prioritert.

En mer aktiv planrolle som beskrevet over kan bidra til at eksisterende nett blir utnyttet mest mulig effektivt, og reduserer dermed behovet for å bygge nytt nett. Dette vil kreve at informasjon om hvor det er kapasitet i nettet blir tilgjengelig, samt hvilke ledetider som gjelder ulike steder. På kort sikt kan dette også gjøre kunder i stand til å gjøre innledende vurderinger av dette selv. Hvis kundene ender opp med å bygge og

eie en del nett selv, kan det imidlertid bli mer nett enn nødvendig.

En annen mulighet er at sentrale myndigheter i større grad etablerer politiske mål om næringsutvikling og plassering som forenkler koordineringen mellom aktørene. Dette kan skje etter anbefaling fra en offentlig utredning, ekspertutvalg e.l.

Dagens regelverk om anleggsbidrag har som hensikt å gi kunder et lokaliseringssignal, ved at det er billigere tilknytning (ikke anleggsbidrag) der det er kapasitet i eksisterende nett, enn hvis de utløser nytt nett. Kunder som ikke er stedbundne burde i utgangspunktet respondere på dette på samme måte som en aktiv planrolle hos nettselskapene legger opp til. Anleggsbidraget dekker imidlertid maksimalt 50 prosent av anleggskostnaden. Det er ikke alltid dette veier opp for andre ulemper ved andre lokasjoner, særlig hvis det innebærer at kunden selv må bygge mer nytt nett, selv om det fra samfunnets side kan være en bedre løsning. Det er med andre ord ikke alltid samsvar mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, selv med prissignal.

Det er også usikkert hvor mange av de kommende elektrifiseringsprosjektene som ikke er stedbundne. For at deler av tiltaket skal ha stor effekt, må en relativt stor andel av kundene være indifferente til hvor deres planer lokaliseres. En mer aktiv planrolle vil likevel kunne ha en effekt i saker der kunder ikke er stedbundne, samt at de kan bygge nett selv til tilknytningspunktet. I tillegg vil det gi grunnlag for prioritering av de kundene som aktivt ønsker tilknytning på lokasjoner som er gunstige for kraftsystemet.

Konklusjon

Mer aktiv styring av forbrukslokalisering kan bidra til at eksisterende nett blir utnyttet mest mulig effektivt, og reduserer dermed behovet for å bygge nytt nett. Det krever imidlertid at industrien ikke er stedbunden. Vi vil vurdere tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.1.3 Prinsipper for kapasitetsfastsettelse og -forvaltning

Beskrivelse av tiltak

I intervjuer med regionale nettselskap er det flere som påpeker at forståelsen av hva som er driftsmessig forsvarlig (DF) varierer mye mellom nettselskap. Særlig oppleves Statnett å ha en konservativ tilnærming, som bl.a. vektlegger brudd på egen driftspolicy. Flere industrikunder opplever også DF-vurderingene som lite transparente og vanskelig å

⁸ Krafla/NOA ba om tilknytning på Kollsnes, men ble henvist til Samnanger av Statnett, da de ville kunne få tilknytning på kortere tid der.

etterprøve, da beslutningsgrunnlaget og analysene ikke alltid legges frem for de berørte.

Nettselskapene opplever det også som krevende å allokere ledig/fremtidig kapasitet, og mange holder seg til «førstemann-til-mølla» prinsippet. Energi Norge har imidlertid fått utarbeidet en bransjenorm for tilknytning, som flere nettselskap vil bruke som veiledning.

Tiltaket innebærer at myndigheter definerer driftsmessig forsvarlighet, hvordan nettselskapene skal fordele kapasitet mellom kunder til hvert tidspunkt, samt klargjøre begrep som «uten ugrunnet opphold». I tillegg bør RME se på ansvarsdeling mellom berørte nettselskap i tilknytningsaker.

RME har startet et prosjekt på digital samhandling som handler om å forbedre måtene man vurderer kapasitet på i regional- og transmisjonsnettet, blant annet ved å standardisere måten regionalnettseiere og Statnett modellerer nettet sitt på. Denne typen tiltak vil kunne bidra til å tydeliggjøre hvilke prinsipper nettselskapene skal bruke for å vurdere kapasitet, selv om det fortsatt vil være nettselskapene som må gjøre selve vurderingen av hvor mye forbruk som er driftsmessig forsvarlig.

Denne typen tiltak vil føre til at det i noen tilfeller ikke er ledetid på nettanlegg hvis det gir seg utslag i økt tilgjengelig kapasitet. Det er ellers også et godt tiltak for å sikre likebehandling og transparens. Dette kan spare mye tid hos nettselskapene i form av at de slipper å utvikle sin egen praksis. Det vil heller ikke ha særlig konsekvenser for involvering av berørte.

Mange av prinsippene nettselskapene følger er ikke forskriftsfestet. Endringer i praksis og presiseringer kan likevel kreve endringer i forskrift om nettregulering og energimarkedet. I tillegg vil høyere utnyttelse av nettet, alt annet likt, gi økte avbruddskostnader og potensielt større utfordringer i operativ drift. Avveiningen mellom økt utnyttelse av eksisterende nett og avbruddskostnader blir omtalt i kapittel 3.1.4.

Konklusjon

Tiltaket kan føre til at det i noen tilfeller ikke er ledetid på nettanlegg hvis det gir seg utslag i økt tilgjengelig kapasitet. Det kan også få effekt ganske raskt. Vi vil derfor vurdere det nærmere i kapittel 6.

5.1.4 Krav om større forpliktelse fra tilknytningskunder

Beskrivelse av tiltak

I dag blir det i varierende grad stilt krav til kundene som ønsker nettilknytning. Tilknytningsplikten legger føringer for at nettselskap har en sterk følgeplikt uten å oppstille vilkårene for dette. Flere nettselskap

vurderer muligheten for å kreve større grad av forpliktelser fra (de større) kundene før de utreder kapasitet eller tiltak. I tillegg til bruk av prissignaler (betaling for å sende henvendelse), kan krav til modenhet, garantier og konkrete milepælsplaner kunne bidra til å skille de mer seriøse kundene fra de mindre seriøse. Både nettselskap og myndigheter bør utvikle prinsipper, praksis og ev. tydeliggjøre regelverket for tariffing (kontrollforskriften), om nødvendig. Dette er også en måte å konkretisere begrepet «grunnet» opphold.

Dette kan redusere mengden med henvendelser nettselskapene får, og dermed kunne frigjøre ressurser til å vurdere de mer modne og realistiske planene. Dette kan igjen føre til at det tar kortere tid før kunden får svar på sin søknad om tilknytning og eventuell utredning settes i gang. Det vil heller ikke ha noe negativ effekt for involvering av berørte.

Ulempen kan være at nettselskapene får kjennskap til planene for sent, fordi det er krav til at planene er av en viss modenhet før de henvender seg. Gapet i ledetider kan dermed øke som følge av dette. I kombinasjon med gode planprosesser burde imidlertid dette problemet være begrenset.

Konklusjon

Krav om større forpliktelse fra kundene kan redusere antall henvendelser nettselskapene får, og dermed fjerne noe av tilknytningskøen. Vi vil derfor vurdere tidseffekten av dette tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.1.5 Tilknytning på vilkår

Beskrivelse av tiltak

Regelverket tillater at nye kunder kan knyttes til nettet på vilkår. Disse vil typisk innebære at kundene må redusere sin last eller kobles helt ut ved visse feilsituasjoner og/eller ved anstrengt drift. Kundene vil ikke bli kompensert for kostnadene utkoblingen vil medføre.

Endringen gir nettselskapene et nytt virkemiddel som legger til rette for bedre nettoutnyttelse og raskere tilknytning. Fra før har det vært praktisert tilknytning av kunder med midlertidige vilkår i den perioden det ikke var tilstrekkelig nettkapasitet. Det er nå presisert at det er tillatt med permanente vilkår som et alternativ til å investere i nett. Avtalen skal imidlertid være frivillig for både nettselskap og kunde, og ingen av partene kan ensidig kreve tilknytning med permanente vilkår. Det er fortsatt kun systemansvarlig som etter forskrift om systemansvarlig kan gi pålegg om systemvern i regional- og transmisjonsnett. For å ivareta hensynet til driften må også innholdet i slike avtaler på forhånd avklares med systemansvarlig.

Regelverket er nytt og praksis er fortsatt under utvikling, men det påpekes fra aktørene som har søkt

om tilknytning at det tar lang tid å få dette avklart fra nettselskapene, både om de kan få tilknytning på vilkår og hva vilkårene vil bli. Foreløpig virker det som det legges opp til en relativt konservativ bruk av vilkår, og i stor grad midlertidige vilkår i påvente av nettutbygging. I kombinasjon med at nettselskapene har stor grad av frihet når de vurderer om det er ledig kapasitet eller ikke, har nettselskapene i praksis all makt.

Vi ser derfor flere fordeler med en presisering fra myndighetene på hvordan regelverket skal forvaltes i praksis. Herunder er aktuelle spørsmål hvilke rettigheter tilknytningskunder faktisk skal ha i disse tilfellene, hvordan ledig kapasitet skal vurderes, hvem som kan vedta bruk av automatiske vern, hvordan eventuelle tvister mellom nettselskap og kunde skal løses, etc. Så lenge alt er basert på frivillighet, vil fravær av forvaltningspraksis kunne bremse bruk av denne muligheten som et reelt alternativ til nett. Dette anses som et viktig virkemiddel for å gi raskere tilknytning.

Bruk av permanente vilkår er best egnet når kundens avbruddskostnader er relativt lave, sannsynligheten for avbrudd er svært lav eller investeringskostnadene er høye. Mer bruk av tilknytning på vilkår kan gjøre nettselskapene mer villig til å ta risiko i driften, da de ikke straffes økonomisk. Det er imidlertid viktig at tilknytning på vilkår kommer inn som et alternativ til nett tidlig i prosessen, før nettutvikling kommer for langt. For eksempel bør det være en del av en omforent og standard prosessbeskrivelse for tilknytning til nettet.

Tilknytning på vilkår krever en del koordinering, både mellom nettselskap, men også mellom nettselskap og kunder. I tillegg kan det kreve noe utvikling av systemene, for eksempel automatisering av frakopling av forbruk. Det siste er særlig viktig for at den økte utnyttelsen er nettet ikke gir eksisterende kunder vesentlig dårligere leveringspålitelighet.

Konklusjon

Presisering av tilknytning på vilkår kan føre til at flere kunder får tilknytning i eksisterende nett. I noen tilfeller kan dermed ledetiden for nettutbygging elimineres. Tiltaket kan også gjennomføres relativt raskt. Vi vil derfor vurdere dette tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.2 Tidligere nettutvikling

Alle som er omfattet av forskrift om energitredninger må utarbeide en kraftsystemutredning annethvert år. Her presenteres deres forventinger til utviklingen i kraftsystemet og planer for å dekke dette behovet i et 20-årsperspektiv. Likevel er det en del som peker på at nettselskapene har vært for sene med å fange

opp behovet og forventingen om elektrifisering, og at de derfor er på etterskudd. Tilknytningsplikten innebærer at nettselskapene i utgangspunktet velger å vente på beslutninger hos kundene før de går videre med egen planlegging eller prosjektutvikling. En slik tilnærming vil fortsatt være viktig for å sikre at nettutbyggingen er samfunnsmessig rasjonell i mange saker hvor enkeltkunder er utløsende, men ikke i alle.

I noen tilfeller er behovet mer usikkert og nettselskapene kan ha mer informasjon om fremtidig forbruk enn kundene har hver for seg. Da bør nettselskapet starte sine prosesser på et tidligere tidspunkt. Under presenterer vi noen tiltak kan gjøre at nettselskapene kan redusere ledetider, samtidig som risiko for unødvendige kostnader og inngrep i naturen begrenses.

5.2.1 Bedre planprosesser – fange behov tidlig Beskrivelse av tiltak

Planprosessene er i dag lagt opp slik at kraftsystemutredningene blir publisert annethvert år. Mange nettselskap oppgir at dette gjør at de fort blir utdatert og at det gir lite insentiver til en kontinuerlig planprosess. Videre er det også industrikunder som opplever at det ikke finnes noe forum hvor de kan melde inn sine planer, før de begynner å bli veldig konkrete. Formatet og metoden nettselskapene bruker for å samle inn og presentere data på er også noe ulikt, slik at det er vanskelig å få oversikt over helheten. Kunder oppgir også at de opplever at nettselskapene bruker lang tid på å respondere på behov som er meldt inn. Mangel på digitale verktøy gjør også informasjonsflyten mellom nettselskap, NVE og kunder vesentlig tyngre.

En mer dynamisk planprosess, der behov og tiltak blir oppdatert etter hvert som ny informasjon er tilgjengelig, vil ha flere fordeler. For det første vil myndighetene få mer oppdatert informasjon om utviklingen og planer i de forskjellige regionene. NVE vil for eksempel da være mer forberedt på de meldingene og konsesjonssøknadene som kommer inn, samt lettere kunne planlegge egen ressursbruk etter behovet for saksbehandlere. Samtidig må involverte akseptere at planer og tilhørende tekniske løsninger er mer usikre.

Videre beskriver vi i kapittel 3.1.3 hvordan nettselskapene i stor grad har prosesser som er tilpasset vurdering av en kunde av gangen. Utviklingen av planprosessene bør derfor innebære at kapasitetsvurdering blir gjort for større områder og for større volum, enn for enkeltkunder. Dette vil kunne ta ned mye av arbeidsmengden hos nettselskapene i tilknytningsprosessen.

Det er viktig at kvaliteten på planprosessene også er gode. For at de skal kunne forenkle konsesjons-

prosessen, må det ligge analyser til grunn som beskriver behovet, hvilke mulige tiltak som ligger til grunn og hvorfor det forslåtte tiltaket er valgt.

NVE har allerede startet opp et prosjekt på digital KSU. Digital KSU innebærer å innføre en mer dynamisk planprosess, der forbruksprognoser oppdateres mer løpende enn til en gitt frist. I tillegg innebærer det å i større grad standardisere nettselskapenes metoder for utarbeidelse av forbruksprognoser og utredningsprosesser.

Konklusjon

Nytten av tidligere og bedre informasjon som deles raskere er høy. Det er også få ulemper med dette tiltaket, utover at det trolig vil ta noe tid å få gjennomført og dermed ha effekt. Vi mener likevel det er et tiltak som bør prioriteres, for å sikre at nettutviklingsprosessen som helhet kan forbedres også for tiltak som ligger noe frem i tid. Vi vil derfor vurdere effekten av bedre planprosesser nærmere i kapittel 6.

5.2.2 Starte prosjektutvikling under usikkerhet før behovet er konkret

Beskrivelse av tiltak

Flere nettselskap opplever at behovet som utløser tiltak i deres nett, må være relativt sikkert før de kan begynne prosjektutvikling og søke konsesjon. Når deres prosjektutvikling og tillatelser tar lengre tid enn elektrifiseringsprosjektene, må kundene som ønsker tilknytning vente.

Et mulig tiltak er derfor at nettselskapene i større grad benytter seg av tilgjengelige beslutningsteknikker fra planlegging og beslutninger under usikkerhet. Dette innebærer at de kan utvikle nettanleggsprosjekt basert på en forventningsverdi eller noen scenarioer, men avvente selve byggingen til de er mer sikre på hvordan utviklingen blir. Dermed er tiltaket helt, eller delvis, ferdig utviklet før forbruket ber om tilknytning.

Dette er særlig aktuelt i de tilfellene der det er flere kunder som sammen utgjør et behov for nettanlegg. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv bør nettselskapene forstå usikkerheten i forbruksutviklingen godt. I en tradisjonell investeringsanalyse håndteres usikkerhet gjennom bruk av forventningsverdier, utfallsrom og eventuelt scenarioer. Videre utredes tekniske løsninger som ivaretar hele, eller deler, av behovet, hvorav fleksibilitet i tekniske løsninger er attraktivt. For å få en vellykket prosjektgjennomføring, er det viktig å utrede hvilke kriterier som må være oppfylt for at prosjektet skal videreføres og med hvilken teknisk løsning. Her handler mye om å beskrive sentrale milepæler i prosjektgjennomføringen og hvordan usikkerhet kan styres og håndteres i senere faser.

Klassiske verdsettelsestekniker for lønnsomhet har en svakhet når usikkerheten er stor. Nåverdimetoden fanger ikke alltid opp verdien av usikkerhet. Dette er en verdi som kan komme i tillegg til klassisk nåverdi. For å bøte på dette, er det alltid viktig å vurdere realopsjonsteori. Den samlede lønnsomheten er summen av tradisjonell nåverdi og eventuelle realopsjoner. Når usikkerheten i forbruksutvikling er stor og ledetider er lange, vil verdien av å starte planlegging kunne være positiv for samfunnet, selv om forventet lønnsomhet av selve tiltaket ikke er positiv på vurderingstidspunktet. Ofte blir ikke realopsjoner, og verdien av disse, tilstrekkelig vurdert av nettselskapene i analysene.

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv vil det i en situasjon med stor usikkerhet og lange ledetider, kunne være lønnsomt å starte planlegging tidligere for å redusere ledetider, selv om dette innebærer noen økte kostnader. Dette kan bidra til å redusere gapet i ledetid mellom nettselskap og kunder. NVE påpeker også at en konsesjon allerede er en opsjon – en mulighet til å bygge – men at nettselskapene ikke bør benytte seg av denne hvis behovet faller bort.

Ulempen med dette tiltaket er at det kan skape mye utrednings- og myndighetsarbeid på tynnere grunnlag. I tillegg er det en risiko for at tiltak som er utviklet ikke lenger er riktig tiltak hvis behovet endrer seg. Dermed vil noe av gevinsten ved å ha startet tidlig være borte. Denne risikoen kan reduseres ved at nettselskapene har kompetanse til å gjøre gode utredninger og usikkerhetsanalyser, slik at de vet hva som er riktig tiltak ved ulike scenarioer eller bygger inn fleksibilitet i tiltakene.

Hensynet til berørte parter i konsesjonsbehandlingen vil også bli utfordrende. Hvis nettinvesteringen utvikles så langt at man starter konsesjonsprosessen, vil usikkerhet om endelig beslutning, teknisk løsning, etc. være stor i lang tid. I noen tilfeller kan økt bruk av vilkår i konsesjoner støtte opp om dette. NVE kan for eksempel be om dokumentasjon på at vilkåret er oppfylt før nettselskapet får lov til å bygge.

Tiltaket er sannsynligvis mest aktuelt med tanke på transformeringskapasitet, særlig i transmisjonsnettet hvor ledetidene er lengst. Her er ofte tiltaket i mindre grad påvirket av de eksakte mengdene med nytt forbruk, siden kapasitetsøkningene uansett skjer i store sprang. Både prosjektutviklings- og investeringskostnadene er lavere, samtidig som påvirkningen på berørte er mindre.

Tiltaket vil kunne fungere enda bedre i kombinasjon med andre foreslåtte tiltak som gjør at kunder i større grad selv styrer, og blir styrt, til punkter i nettet hvor det enten er ledig kapasitet eller foreligger planer om økt kapasitet. Hvis kundene ikke gjør det, kan det

kanskje anses som et grunnet opphold i nettselskapenes følgeplikt.

Konklusjon

Å starte prosjektutvikling under usikkerhet er et tiltak som sannsynligvis kan ta ned ledetider en god del. Vi går derfor videre med dette tiltaket og vurderer hvor stor effekt det kan ha i kapittel 6.

5.2.3 Bygge i forkant av usikre forbruksplaner

Beskrivelse av tiltaket

En enda mer radikal endring i nettutviklingsprosessen er at nettselskapene både utvikler og bygger nett på et tidspunkt hvor behovet er svært usikkert. Et eksempel kan være at det bygges nett uten at det foreligger noen kjente konkrete planer om nytt forbruk. På sikt kan dette føre til at nettet er på plass når eventuelt kundene ønsker tilknytning.

Kostnadene ved dette kan bli store, og konsekvensene for dagens nettkunder vil være uheldige. Det er både risiko for at det investeres i nett, og gjøres naturinngrep, som det ikke er behov for. Dette vil være i strid med formålet i energiloven og konsesjonsbehandlingen. Det er også en risiko for at tiltakene som blir gjennomført ikke er de rette for å møte den faktiske utviklingen.

For å redusere noe av ulempene kan bygging i forkant kombineres med andre tiltak som i større grad styrer ambisjonsnivå og lokalisering. Hvis det kun blir gitt tilknytning der det er bygget nett, og ikke bygges ytterligere nett for å knytte til de kundene som ønsker å lokalisere seg en annet sted, vil kanskje de totale inngrepene i naturen reduseres. Det er usikkert hvor stor andel av den planlagte elektrifiseringen som er stedbunden, og dermed kan noe verdiskaping gå tapt hvis de ikke blir realisert. Dette vil i større grad overlate ansvar for ledetider til kundene selv, og trolig innebære endringer i tilknytningspliktens innhold.

Konklusjon

Samlet sett mener vi de samfunnsøkonomiske kostnadene og risikoen ved dette tiltaket er så høyt at det ikke bør innføres for å redusere ledetiden til nettanleggsprosjekter. Kostnadene vil også i stor grad bli dekket av eksisterende kunder i nettet. Vi vil derfor ikke vurdere tiltaket der nettselskapene utvikler og bygger nett på et tidspunkt der behovet er svært usikkert nærmere i denne rapporten.

5.3 Styrke økonomiske insentiver

Den økonomiske reguleringen skal sammen med direktereguleringer bidra til en samfunnsøkonomisk effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Innenfor rammene av de direkte reguleringene, er de

økonomiske insentivene med å påvirke nettselskapenes adferd.

I enkelte tilfeller kan man se mulige konflikter mellom den bedrifts- og samfunnsøkonomiske verdien av en handling. Flere nettselskap opplever at de økonomiske insentivene ikke stimulerer til å redusere ledetider. Se kapittel 3.4.1 for en beskrivelse av mulige årsaker.

Beskrivelse av tiltak

Endringer i de økonomiske insentivene vil kunne bidra til å realisere gevinster av øvrige identifiserte tiltak. Særlig gjelder det å gi kunder tilknytning hvis det er teknisk mulig samt tidligere oppstart av nettselskapenes prosjektutvikling.

Problemstillingen er også aktuell for kostnader til kjøp av fleksibilitet. Disse inngår i selskapenes kostnadsgrunnlag til beregning av inntektsrammen på linje med andre kostnader nettselskapene har. I distribusjonsnettet er antall kunder en oppgavevariabel, mens kjøp av fleksibilitet ikke nødvendigvis blir fanget opp i oppgavevariablene på høyere spenningsnivå hvor effekten kan være størst. Bilaterale fleksibilitetsordninger vil trolig kun være aktuelt i et fåtall saker, men i de tilfellene det er aktuelt, vil det trolig være svært kostnadseffektivt. Den økonomiske reguleringen bør legge til rette for at nettselskapene kan velge denne typen løsninger.

Intensjonen er at økt bedriftsøkonomisk lønnsomhet og redusert risiko skal gjøre at nettselskapene har større økonomisk egeninteresse i å gjennomføre tiltak og redusere tiden det tar før en kunde får tilknytning. Utformingen og endringer i den økonomiske reguleringen er komplekst og krever grundige vurderinger før eventuelle justeringer gjøres. En problemstilling som må adresseres, er for eksempel hvordan en skal håndtere insentivene når det er overliggende nett som hindrer tilknytning. Tiltaket innebærer derfor at RME vurderer om de økonomiske insentivene i reguleringen i tilstrekkelig grad kompenserer for de samfunnsøkonomiske fordelene med at kunder gis tilknytning når det mulig, tar noe større risiko ved å planlegge tidlig når det er riktig og i tilstrekkelig grad blir kompensert for kjøp av fleksibilitet som muliggjør økt tilknytning.

EY har foreslått lignende tiltak i en tidligere rapport. De fant at dialogen mellom nettselskaper og kunder følger en lite standardisert prosess, der det er noe tilfeldig hvilken informasjon sluttkunden mottar og når kunden mottar denne informasjonen. EY fant også at det er få nettselskap som har informasjon om tidsbruk for tilknytning tilgjengelig på sine nettsider, som fører til at nettselskapet i mange tilfeller ikke klarer å forventningsstyre sluttkunden vedrørende tidsbruk. EY foreslår blant annet å definere og forankre felles definisjoner på tidsindikatorer i tilknytningsprosessen,

samt informasjon som nettselskapet skal ha tilgjengelig for sluttkunden. Det foreslås også at nettselskapene må registrere og rapportere tidsbruk. Videre foreslås det å vurdere hvorvidt tidsbruk i små og enkle tilknytninger kan reguleres gjennom inntektsrammeregulering (EY, 2021).

Redusert risiko eller høyere lønnsomhet for nettselskapene, vil også ha noen ulemper. Selv om ledetidene kan bli redusert, vil det samlede kostnadsnivået bli høyere. Tiltaket innebærer at kostnader og risiko blir overvæltet på eksisterende kunder.

Vi understreker at det å styrke insentivene som indikert over, ikke bør gå på bekostning av at nettselskapene investerer i økt nettkapasitet når det er rasjonelt på lenger sikt. Selskapene bør ha riktige insentiver til å gjøre begge deler når det er nødvendig. Tidligere tilknytning og senere investeringer er ikke nødvendigvis alternativer til hverandre, men kan i mange tilfeller være komplementære.

Konklusjon

Å gi nettselskap sterkere økonomiske insentiver til å knytte til nye kunder i eksisterende nett, kan i noen tilfeller fjerne ledetid for nettanlegg. På samme måte som tiltaket beskrevet i kapittel 5.2.2 om tidligere prosjektutvikling, er dette tiltak som sannsynligvis kan ta ned ledetider en god del. Vi går derfor videre med dette tiltaket og vurdere hvor stor effekt det kan ha i kapittel 6.

5.4 Effektivisere KVU-prosessen

I dag er det i praksis kun Statnett som er pålagt ekstern kvalitetssikring av konseptvalgutredninger for sine store kraftledninger. Nettselskapene og flere kunder mener at KVU-prosessen for store kraftledninger slik den er i dag, tar for mye tid. De mener Statnett både bruker for lang tid på å komme i gang med utredningen og gjennomføre den. Det påpekes også at myndighetene bruker for lang tid på å behandle den.

Likevel har flere nettselskap begynt å gjennomføre konseptvalgutredninger, selv om det ikke er lovpålagt. De følger i stor grad den samme metodikken og besvarer de samme hovedspørsmålene, men utredningene er skalert ned til et detaljnivå som er hensiktsmessig for de mindre tiltakene. Disse utredningene gjennomføres på alt fra noen uker til noen måneder. Videre er metodikken svært lik den som brukes i andre statlige prosjekter.

Som nevnt i kapittel 3.1.5 er det få konseptvalgutredninger som har vært til ekstern kvalitetssikring og myndighetsbehandling. På de som

er gjennomført har Statnett brukt 1-1,5 år på utredning og kvalitetssikring, mens myndighetene har brukt om lag like lang tid på behandling. Vi har derfor sett på flere tiltak som kan effektivisere KVU-prosessen for store kraftledninger.

5.4.1 Endre grense for hva som er KVU-pliktig Beskrivelse av tiltak

I dag er det som hovedregel kraftledninger over 20 km med spenningsnivå på 300 kV og oppover som har krav til ekstern kvalitetssikring og behandling i OED. Hensikten med denne grensen, er å fange opp tiltak som er store i kostnad og miljøpåvirkning. Samtidig er spenningsoppgradering ikke underlagt KVU-ordningen, selv om det både kan være dyrt og ha store virkninger for areal og miljø. I tillegg ble det laget en overgangsregel ved innføring av KVU-ordningen, slik at den ikke omfattet tiltak som ble meldt før regelverket tredde i kraft. Grensen på 20 km for tiltak med spenning over 300 kV ble satt likt det som var grensen for melding og konsekvensutredningsprogram da ordningen ble innført.

Til sammenligning er grensen for prosjekter som må gjennom ekstern kvalitetssikring i staten på 1 000 millioner kroner (300 millioner kroner for digitaliseringsprosjekt). 20 km 420 kV kraftledninger kan koste om lag 200 millioner kroner. Slik sett er kravet om ekstern kvalitetssikring av kraftledninger satt lavere enn for øvrige offentlige investeringer. For å sikre større likhet, kan man bruke samme type avgrensning for kraftledninger. Dette vil imidlertid føre til at flere tiltak med stor påvirkning på areal og miljø ikke blir omfattet av ordningen. Statlige investeringsprosjekt behandles også etter plan- og bygningsloven etter konseptvalg (KS1). Derfor virker den samme avgrensningen lite hensiktsmessig for kraftledninger.

Et mulig tiltak for å redusere ledetid er å øke grensen for hvor lang en ledning må være før det er krav om ekstern kvalitetssikring. Imidlertid vil en høyere grense trolig ikke ført til noen stor endring i antall saker som blir behandlet hos OED, da alle gjennomførte KVUer for store kraftledninger er godt over 20 km, med unntak av spenningsoppgradering av nettet i og rundt Oslo (Nettplan Stor-Oslo). Det er også en mulighet å sette grensen lik nåværende terskel for sakene som skal meldes og ha høring på utredningsprogram. Dette omfatter kraftledninger med spenning 132 kV eller høyere, som også er lenger enn 15 km. Dette vil føre til en stor økning i KVUer som skal ha ekstern kvalitetssikring og behandling hos OED. Det kan både øke og redusere ledetid, men vil også kreve mer ressurser hos myndighetene til å behandle KVUene.

Det kan finnes andre måter å sette en grense for hvilke tiltak som krever KVU med ekstern

kvalitetssikring. En mulighet er å se hvor mye forbruk eller produksjon tiltaket legger til rette for. Det vil ofte være en sammenheng mellom dette og både investeringskostnader og miljøpåvirkning. Det er imidlertid usikkert om dette vil føre til færre eller flere KVUer som er pålagt ekstern kvalitetssikring. Det er lett å se for seg at en del spenningsoppgraderinger vil bli omfattet av ordningen med en slik avgrensning.

En annen mulighet er å anvende prinsippene i § 2 andre ledd i forskrift om ekstern kvalitetssikring mer aktivt. Disse prinsippene sier både at OED i særlige tilfeller kan bestemme at oppgraderinger skal gjennom ekstern kvalitetssikring, mens de etter søknad også kan gi unntak fra kvalitetssikring dersom det åpenbart er unødvendig. Dette vil i større grad minne om en behovsprøvd ordning framfor en deterministisk ordning.

Effekten på ledetider av færre KVUer med ekstern kvalitetssikring er usikker. Selv om en kan spare saksbehandlingstid i OED på 0,5-1,5 år pluss noe enklere utredning, er det ikke sikkert prosessen som helhet går raskere. Behovet og tiltakene må fortsatt utredes, og dette vil fortsatt ta tid. Bakgrunnen for at ordningen ble innført var nettopp konflikten rundt Statnetts 420kV ledning fra Sima til Samnanger i Hardanger. Konesjonsprosessen tok lang tid fordi behovet ikke var tilstrekkelig forankret og formidlet, og flere alternative konsepter måtte utredes underveis. Ledningen ble meldt i 2005 og endelig konesjonsvedtak ble fattet i 2011. Hensikten med KVU-ordningen er å sikre involvering av berørte parter på et tidligere tidspunkt, slik at konesjonsprosessen kunne fokusere på løsningen, og ikke behov eller konsept. Med denne inngangen kan det for prosessen som helhet være mer effektivt å inkludere flere tiltak i ordningen med KVU for store kraftledninger.

Tilbakemeldingen fra OED til oss er at de har fått de riktige sakene til behandling. Dette tyder på at det ikke er de store effektiviseringsgevinstene å hente på å endre hvilke tiltak er KVU-pliktige. Naturvernforbundet på sin side mener det er flere konesjonssøknader som burde hatt en KVU med ekstern kvalitetssikring. Dette gjelder særlig tiltak som har gått under overgangsregelen, men der behovet har endret seg fra de første meldingene. Dermed kan en presisering av hvilke, og hvor store, endringer i opprinnelig behov og tiltak som skal til for å være unntatt KVU med ekstern kvalitetssikring, være fornuftig. Vi ser imidlertid ikke at dette vil gi noen direkte effekt på ledetider.

Konklusjon

Å endre hvilke saker som er omfattet av dagens KVU-ordning kan både øke og redusere antall saker som blir behandlet av OED. Uansett er vi usikre på i

hvilken retning tiltaket vil trekke ledetid. Dessuten opplever OED at de har fått de riktige sakene til behandling. Vi vil derfor ikke vurdere dette tiltaket nærmere, men forelår en presisering av hvilke unntak som skal gjelde (se kapittel 5.4.5).

5.4.2 Erstatte KVU med områdeplaner

Beskrivelse av tiltaket

Statnett opplever at dagens KVU-ordning tar mye tid, både internt og eksternt. Videre mener de at forankring av behov kan skje i andre prosesser og har god erfaring fra gjennomføring av dialogmøter. Dessuten må de uansett forankre behovet lokalt når de søker konsesjon. De stiller derfor også spørsmål ved hvor mye KVUene bidrar til å spare tid i konsesjonsprosessen.

Statnetts mener en raskere, mer forutsigbar og koordinert kraftsystemplanlegging er å innføre områdeplaner. Tanken er at behovene for økt kapasitet, fornyelse og vedlikehold, samt markeds- og driftstiltak koordineres gjennom helhetlige områdeplaner. Områdeplanen er tenkt som helhetlige planer på tvers av nettnivåer og i godt samarbeid med kunder og de regionale aktørene. For å effektivisere den påfølgende konsesjonsprosessen, skal målnettene som områdeplanene skisserer være omforent med både myndighetene og aktørene. I tillegg vil områdeplanene i stor grad bidra til gjennomføring av riktig prosjekt til rett tid.

For å finne riktig prosjekt må det gjennomføres en utredning. Det er ikke bare behovet som skal forankres, men også det anbefalte konseptet. Som nevnt over er KVU-ordningen basert på beste praksis for å finne riktig prosjekt, blant annet fordi den er svært beslutningsrelevant. Derfor er en konseptvalgutredning trolig mer effektiv enn å gjennomføre analyser som ikke er like beslutningsrelevante.

Det vil uansett kreve en del utredning for å komme frem til målnettene som områdeplanene vil skissere. Uavhengig av metodikk Statnett ønsker å bruke, vil det derfor ikke være mulig å spare hele tiden det har tatt Statnett å gjennomføre KVUer.

Slik vi forstår områdeplanene til Statnett, skal de være omforent med myndighetene og aktører i de respektive områdene. I intervjuer har Statnett gitt uttrykk for at de ønsker å gjøre forankringen selv, og ser ikke behovet for å gjennomføre høring. Vi er enige i at dersom man skal redusere antall høringer, kan høring av KVUer være den som har minst ulemper å fjerne. Samtidig ser det ikke ut til at høringen egentlig tar noe ekstra tid, så lenge NVE uansett skal kommentere KVUen. Høringen er også viktig for å gi et godt og effektivt beslutningsunderlag i OED. Samtidig anbefaler vi i kapittel 5.4.5 at OED skal gi

tydeligere prosessledende uttalelser. Dermed kan høringen potensielt få mye større betydning enn Statnett opplever at den har i dag.

I tillegg har involveringen Statnett har gjennomført selv gjennom dialogmøter i hovedsak vært med kommuner og industriaktører, som i stor grad har stor nytte av tiltak i nettet. De har i liten grad involvert natur- og miljøorganisasjoner. I intervjuet med Naturvernforbundet uttrykte de at de var positive til KVVU-ordningen, og at den la opp til at de ble involvert tidlig. De var kritiske til begrensede høringer og at nettselskapene gjør denne typen forankring selv på generelt grunnlag, da de har opplevd at viktige interessenter da ikke blir involvert. Dersom Statnett skal gjennomføre forankring av behov selv, uten noen åpen høringsrunde, fremstår det derfor som om involvering av berørte parter vil bli vesentlig dårligere.

Tanken om å samle flere typer behov og lage helhetlige planer på tvers av nettnivåer samsvarer i stor grad med hensikten med tiltaket «bedre planprosesser». Selv om KVVU-ordninger i utgangspunktet er for store ledninger, er det ingenting i veien med å bruke metodikken og ordningen til å fremme andre tiltak, og veien mot dem. Det kan gjøres endringer i KVVU-ordningen slik den er i dag som tydeliggjør dette.

Vi ser derfor ikke at områdeplaner er noen god erstatning for KVVU-ordningen, men at det er mulig å bruke ordningen til å oppnå noe av det samme som er ønsket med områdeplaner. Samordninger av planer med regionale selskap er positivt og er et initiativ som allerede er satt i gang av NVE med prosjektet digital KSU. Slik vi ser det er det ingenting i veien for å inkludere tiltak i driften også i denne typen planprodukter.

Konklusjon

Vi anbefaler ikke dette tiltaket slik vi forstår det her, da vi ikke tror det vil ha noen særlig effekt på total ledetid i nettutviklingsprosjekter. Vi vurderer dessuten at KVVU gir et bedre beslutningsunderlag for myndigheter og interessenter og bortfall av ordningen gjør også at involvering av berørte interessenter kan bli dårligere. Intensjonen med områdeplaner kan imidlertid være en del av å forbedre planprosessene, som beskrevet i kapittel 5.2.1. Andre tiltak enn nett, som kan gi kapasitet på kort sikt, er inkludert i tiltak beskrevet i kapittel 5.4.5.

5.4.3 Fjerne ekstern kvalitetssikring

Beskrivelse av tiltak

Et annet tiltak for å effektivisere KVVU-prosessen er å fjerne krav om ekstern kvalitetssikring. Det er i dag Statnetts som har ansvar for at KVVUer blir kvalitetssikret eksternt innenfor rammene av forskriften. Etter kvalitetssikringen behandler OED saken, blant annet etter innspill fra NVE. I tillegg er

flere andre departement involvert i OEDs behandling. Flere mener derfor at KVVUene i realiteten blir kvalitetssikret flere ganger hos myndighetene, noe som både er tid- og ressurskrevende, og at det derfor ikke er behov for noen ekstern kvalitetssikring.

Fordelen med å fjerne kravet om ekstern kvalitetssikring, er at Statnett kan gjennomføre konseptutredningene raskere. På den andre siden tar kvalitetssikringen en svært liten andel av tiden fra utredningen starter til den leveres til OED. Statnett anslår tre til seks måneder, men mye av kvalitetssikringen blir gjort i parallell og medfører derfor ikke nødvendigvis at ledetiden øker tilsvarende.

Årsaken til at ekstern kvalitetssikring ble innført, var å sikre at den faglige kvaliteten på underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god. Ekstern kvalitetssikrer skal sikre at utredningen er i tråd med beste praksis. De er derfor viktig for legitimiteten til konseptvalget.

I tillegg er den eksterne kvalitetssikringen viktig for OEDs behandling av KVVUene. Selv om OED gjør en selvstendig behandling, har de stor hjelp i at en uavhengig utreder har vurdert KVVUen først. En uavhengig gjennomgang gjort av eksterne vil trolig gå raskere enn om OED skulle gjort tilsvarende jobb selv. I tillegg kan kvalitetssikrer oppdage eventuelle feil og mangler som Statnett får mulighet til å rette opp før utredningen sendes til OED og sendes ut på høring. I tillegg til at kvaliteten på utredningen blir bedre, gjør dette at man slipper å sende ut nye versjoner og tillegg på nye høringer.

Konklusjon

Da ekstern kvalitetssikring er viktig for legitimitet og effektiv myndighetsbehandling, ser det ut til at det er lite å hente på å redusere ledetid ved å fjerne denne. Så lenge kravet om at konseptvalgutredningen skal behandles i OED, bør kravet om ekstern kvalitetssikring opprettholdes. Kvalitetssikringen kan faktisk bidra til å spare tid i OED, fordi noe arbeid overlates til andre. Vi vurderer derfor ikke dette tiltaket nærmere. Det kan imidlertid være noe å hente på å endre hvordan myndighetene er involvert i kvalitetssikringen, noe vi omtaler i neste avsnitt.

5.4.4 Flytte ansvar for ekstern kvalitetssikring til OED

Beskrivelse av tiltak

Som nevnt over er det Statnett som har ansvar for den eksterne kvalitetssikringen og for å anskaffe den. Kvalitetssikrer har som regel møter med OED i forkant og underveis for å klargjøre og gjøre avklaringer, men erfaringen er likevel at OED har lite kjennskap til KVVUene når de får dem til behandling. En konseptvalgutredning med ekstern kvalitetssikring er en

kompleks faglig utredning og saksbehandler bruker en del tid på å sette seg inn i saken og problemstillingene.

Et tiltak for å effektivisere KVVU-prosessen er derfor å flytte ansvaret for den eksterne kvalitetssikringen til OED. Tanken er at kvalitetssikringen fortsatt vil skje parallelt med utredningen, og i dialog med Statnett, men at OED anskaffer ekstern kvalitetssikrer og har mer dialog med disse underveis i utredningen.

Dette tiltaket vil sikre at OED er tidligere og mer løpende involvert i utredningen. En del informasjonsutveksling og spørsmål til både ekstern kvalitetssikrer og Statnett kunne dermed blitt avklart underveis i utredningen og ikke etterpå. Selv om det vil kreve noe mer ressurser i OED til anskaffelse, mener vi totaleffekten er at behandlingstiden av KVVUer i OED vil gå vesentlig raskere.

I tillegg tror vi det ville effektivisert myndighetsbehandlingen hvis den eksterne kvalitetssikringen oppleves som mer uavhengig. Flere har stilt spørsmål til den reelle uavhengigheten til kvalitetssikrerne, når Statnett bestemmer mandat og betaler for oppdraget. I kvalitetssikringen av store statlige investeringsprosjekter (KS-ordningen) er det Finansdepartementet som gir oppdraget til kvalitetssikrer, og ikke departementet/etaten som har anbefalt tiltaket. Dette legger til rette for større grad uavhengighet. Det at Statnett er oppdragsgiver for kvalitetssikringen gjør at enkelte faglige problemstillingen kan ende opp med kun å bli diskutert mellom Statnett og kvalitetssikrer, og ikke bli løftet fram til OED og resten av offentligheten.

En slik endring krever et system og/eller et samarbeid med Statnett, slik at OED vet når Statnett skal utrede store kraftledninger. I tillegg krever det endring i ordlyden i Forskrift om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven §2, som sier at det er planlegger som skal sørge for ekstern kvalitetssikring.

Konklusjon

Vi vurderer at totaleffekten av dette tiltaket er at OEDs behandling av KVVUer vil gå raskere, uten at det har noen andre store ulemper. I tillegg kan det øke tilliten til at den eksterne kvalitetssikringen er uavhengig. Vi vil derfor vurdere effekten dette vil ha på ledetid i kapittel 6.

5.4.5 Oppdatere veileder for konseptvalgutredning i tråd med erfaringene så langt

Beskrivelse av tiltak

Veilederen til konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker ble utarbeidet før det var gjennomført noen KVVUer innenfor dette området. Som nevnt i kapittel 3.1.5 har

Statnett til nå gjennomført 3-4 KVVU som er blitt behandlet av OED. Det kan derfor være en fordel å oppdatere veilederen, med de erfaringene som er gjort til nå, slik at det blir tydeligere hva som er viktig, både i utredningen, kvalitetssikringen og myndighetenes behandling.

Eksempelvis kan det tydeliggjøres og konkretiseres hva KVVUen skal svare på og hvilket omfang de bør ha. Selv om ordningen som hovedregel er for ledninger over 20 km på 300 kV spenningsnivå og høyere, kan det være effektivt å se på større områder og flere tiltak enn bare ledninger. I tillegg kan det presiseres hvilke viktige prinsipielle spørsmål som bør diskuteres og hvilket detaljnivå utredningen bør ha.

Videre har Naturvernforbundet gitt tilbakemelding på at de syns alternativer til nett blir mindre vurdert enn slik de oppfatter intensjonen med KVVU-ordningen. Med tanke på ledetiden for å bygge lange kraftledninger, kan utvikling innen batterier, nye energikilder og fleksibilitet som gjør at vi kan utnytte eksisterende nett bli bedre og gjøre at flere kunder kan knyttes til raskere. Naturvernforbundet mener dette også bør gjelde ved reinvesteringer, da man kan rive eller vurdere andre tiltak enn ny kraftledning. En fremheving av denne typen tiltak i KVVUen kan derfor bidra til å både utvide mulige måter å realisere nytt kraftkrevende forbruk, samt gi en mer helhetlig plan for nettutviklingen.

En annen erfaring fra gjennomførte KVVUer, er at det er mer krevende for Statnett å ta en tydelig beslutning om konsept enn forventet. I både KVVU for økt kraftforsyning på Haugalandet og KVVU Bergen ble to konsept tatt videre, fordi det var en del vanskelige avveininger som skilte konseptene. Avveiningene var knyttet til hva som anses som den største virkningen for areal og miljø mellom å bygge kraftledninger i tettbebygde strøk eller gjennom relativt urørt natur. Tydeligere veiledning fra myndighetene på hvem og når man skal ta disse nedvalgene, evt. hvilken ytterligere informasjon som bør utredes for å kunne ta disse, vil gjøre det lettere å gjøre ett konseptvalg, og dermed spare tid til prosjektering og utredning senere i prosjektutviklingen.

I tillegg har ofte kapittelet som skal si noe om føringer for neste fase vært noe mangelfullt. Det har vært lite informasjon om hvordan prosjektet bør gjennomføres, hvordan bygging og utkoblinger påvirker forsynings sikkerheten i området og hva som skal til for en vellykket gjennomføring. Konkrete forbedringer kan være krav om en tydelig milepælsplan for prosjektutvikling og gjennomføring, viktige avklaringer Statnett mener myndighetene må komme med og prioritering mellom tid, kostnad og kvalitet. Videre bør OED på sin side være tydeligere på hvilke nedvalg de selv tar og hvordan de ser for seg arbeidet videre

i sine prosessledende uttalelser. I tillegg kan både Statnett og OED blir flinkere til å synliggjøre hvordan de har eller har tenkt til å ta hensyn til innkomne høringsinnspill. Med et økt fokus på denne delen av KVUen, både fra ekstern kvalitetssikrer, myndigheter og Statnett, kan utredningen i større grad brukes som styringsgrunnlag og forenkle videre prosjektutvikling.

Konklusjon

Totalt vurderer vi at en oppdatering av veilederen vil gi mer effektiv gjennomføring og behandling av konseptvalgutredninger. Det vil også bidra til å spare tid hos Statnett i forkant og etterkant av behandling i OED, samt hos NVE. Det vil imidlertid kreve ressurser for å gjennomføre oppdateringen. Vi vil derfor vurdere tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.5 Retningslinjer for konsesjonssøknader

Flere nettselskap vi har snakket med opplever at forberedelsene til konsesjonssøknad kan være krevende. I tillegg har NVE uttalt at de bruker mye tid på konsesjonssøknader som er ufullstendige og mangelfulle. Vi har derfor sett på noen tiltak som kan tydeligere og forbedre retningslinjene for konsesjonssøknader

5.5.1 Redusere krav til dokumentasjon og beskrivelse av anlegg

Beskrivelse av tiltaket

Det er i dag en rekke krav til hvordan anlegg skal beskrives og dokumentasjon for dette. Det kreves også i noen tilfeller visualisering av hvordan tiltaket vil se ut. Nettselskapene opplever at dette tar en del tid å utarbeide, og krever at prosjektet er modnet langt før konsesjonen sendes. Ved endringer er det dermed fare for at mye av dokumentasjonen må gjøres på nytt. Et foreslått tiltak er derfor at NVE vurderer om det er mulig redusere kravene til dokumentasjon og beskrivelse av anlegg for noen typer søknader.

Dette vil føre til at nettselskapene vil bruke mindre tid å forberede konsesjonssøknaden. Det er imidlertid uklart om det vil spare tid totalt sett. Visualisering og tydelige tegninger kan være nødvendig for at berørte interessenter skal kunne gi innspill i høringsprosessen. Visuelle virkninger er også i mange tilfeller en av de viktigste innvendingene til kraftledninger, og visualisering er derfor viktig for å opplyse saken tilstrekkelig for berørte interessenter og beslutningstaker. I noen tilfeller kan også gode tegninger gjøre at anleggene fremstår som et mindre inngrep enn en skriftlig beskrivelse. Gode beskrivelser er også viktig for at myndighetene skal forstå hva de skal vurdere og gi tillatelse til.

Konklusjon

Totalt sett ser vi ikke at dette er et tiltak som kan redusere ledetiden til nettanlegg i stor grad. Vi vil derfor ikke vurdere det nærmere.

5.5.2 Samle konsesjonssøknader etter behov

Beskrivelse av tiltak

Som nevnt i kapittel 3.2.5 er en av årsakene til lang ledetid for nettanlegg at saksmengden hos NVE er stor, slik at det er ventetid for å få saksbehandler. Et mulig tiltak for å redusere antall saker er derfor tydeligere krav til å samle tiltak som skal dekke samme behov i en søknad. Det kan for eksempel være at stasjoner som tilhører oppgradering eller ny ledning skal omsøkes sammen med ledningen. Med færre, men større saker kan den totale arbeidsmengden hos NVE blir redusert. Det kan også være enklere, og dermed raskere å behandle søknadene når begrunnelsen er tydeligere og beslutningssituasjonen er mer oversiktlig.

Grunnen til at nettselskap ofte deler opp konsesjonssøknadene er imidlertid at det kan være forskjellig konfliktnivå, og saksbehandlingstid mellom forskjellige tiltak. For å kunne optimalisere gjennomføringsfasen er det derfor en fordel å få konsesjon på deler av tiltaket, slik at de kan begynne bygging eller utvidelser av stasjoner. Dette må uansett være på plass før ledningen kan settes i drift og det kan derfor ta ned ledetiden om stasjonene er ferdig før ledningen.

I tillegg er KVU-ordningen tenkt å gi en oversikt over samlede tiltak for å løse et behov. Denne gjelder imidlertid kun for store kraftledningsaker, og tiltak på lavere nettnivå har dermed ikke samme involvering. En mulig variant er derfor å forbedre nettselskapenes planprosesser, samt å involvere myndighetene mer i disse. En tydeligere henvisning til kommunisert behov og andre tiltak som henger sammen med omsøkt tiltak, for eksempel fra KSU eller områdeplaner, kan også gjøre det lettere for NVE å se helheten når de behandler konsesjonssøknader.

Konklusjon

Dette tiltaket kan gjøre det lettere for NVE å se sammenheng mellom tiltak i samme området. Bedre planprosesser kan imidlertid løse dette på en mer effektiv måte. Vi tror derfor ikke tiltaket vil spare ytterligere ledetid i seg selv og vil ikke vurdere det ytterligere.

5.5.3 Tydelig og forutsigbar kabelpolicy

Beskrivelse av tiltak

I konsesjonsbehandlingen av mange kraftledninger vekker ofte vurderingen av luftledning versus kabel stort engasjement. Nettmeldingen fra 2012 sier at nett over 22 kV som hovedregel skal bygges som luftledning, bortsett fra i unntakstilfeller.

Unntakstilfeller blir færre og færre jo høyere spenningsnivå, fordi kostnadsforholdet mot luftledning øker.

Oslo Economics har utredet kabling som alternativ til luftledning i en egen utredning for Strømnettutvalget (2022). For regionalnettet konkluderer den med at det fortsatt kun bør benyttes kabling i byområder, eller der miljøkonsekvensene ved luftledning er store. I tillegg finner de at det bør vurderes kabel i lett terreng i regionalnettet der det ikke er behov for flere kabelsett og/eller der kostnadsforskjellene mellom luftledning og kabel er små. I transmisjonsnettet anbefales det at hovedregelen om luftledning bør videreføres.

For at endring i kabelpolicyen skal redusere ledetid, må det være tydelig og forutsigbart når unntaksbestemmelsene skal tas i bruk. En tydeligere definisjon på hva som menes med miljøkonsekvens og de andre unntakene myndighetene mener kan forsvare kabling, vil gjøre det lettere for nettselskapene å vite om de bør utrede både luftledning og kabel, eller om det er nok å prosjektere en av dem. I tillegg kan konsesjonsbehandlingen ta kortere tid, med mindre diskusjon rundt hvordan nettselskapene burde forstått disse unntakene.

Risikoen ved å ha tydeligere kriterier for når påvirkning på areal og miljø er stor eller ikke, er at tiltaket ikke vurderes godt nok i det spesifikke området det skal bygges. Dette kan føre til at det ikke blir lagt kabel i tilfeller der det er samfunnsøkonomisk lønnsomt og omvendt. I tillegg kan berørte interessenter oppleve at dette er et viktig spørsmål de burde fått være med å gi innspill på i hvert enkelt tilfelle, i stedet for at myndighetene bestemmer når det skal utredes. Samtidig kan det rette oppmerksomhet mot andre relevante diskusjoner og gi økt mulighet til å påvirke endelige løsninger. Dette vil særlig gjelde i situasjoner der det er relativt åpenbart at kun luftledning er aktuelt.

Videre er dette ofte mest relevant i bynære strøk. Her vil det trolig kunne spare betydelig med ledetid, både i prosjektutvikling og konsesjonsfasen. Ulempen er at det kan bli veldig kostbart, og at det trolig kun er aktuelt i et mindre antall tilknytningssaker. Hvis kabling kan fremskynde tilknytning for kunden i stor grad, er det allerede mulig å kun søke om kabling etter dagens kabelpolicy, dersom kunden betaler merkostnaden. Dette fremstår fortsatt som en rasjonell tilnærming.

Konklusjon

Vi tror dette tiltaket kan redusere en del ledetid, selv om det har noen andre ulemper. Vi vil derfor vurdere effekten av det nærmere i kapittel 6.

5.5.4 Bedre og enklere veiledning til konsesjonssøknad

Beskrivelse av tiltaket

I forbindelse med Strømnettutvalget er det gjennomført mange workshops og samtaler mellom myndigheter og nettselskap om hva som kan forbedres i konsesjonsprosessen. Som nevnt over opplever mange nettselskap at det er krevende å forstå hvilke krav som gjelder for ulike tiltak, mens NVE opplever mange søknader som mangelfulle.

Et tiltak er derfor å utvikle veilederen for konsesjonssøknader for nettanlegg. NVE jobber kontinuerlig med å oppdatere og forbedre veilederen til konsesjonssøknader for nettanlegg. Da de selv allerede har foreslått noen forenklinger i konsesjonsbehandlingen (NVE, 2021g), vil trolig veilederen også bli oppdatert. I tillegg tror vi det kan være hensiktsmessig å se på om det er mulig å gjøre ytterligere forbedringer og forenklinger, slik at flere av søknadene NVE får inn har riktig kvalitet. Dermed kan NVE bruke mer tid på saksbehandling og mindre på veiledning.

Konklusjon

Vi tror en ytterligere forbedring og forenkling av veiledningen til konsesjonssøknader kan ha en effekt på ledetider. Vi vil derfor vurdere virkningen av det mer i detalj i kapittel 6.

5.6 Større ansvar for utredning av areal og miljø på nettselskap

Det er krav til å vurdere konsekvensene for areal og miljø i flere av planleggingsaktivitetene nettselskapene gjør. I konseptvalgutredningen er påvirkning på areal og miljø en del av den samfunnsøkonomiske analysen. I meldingen skal nettselskapet gi en foreløpig vurdering av mulige virkninger for omgivelsene og inneholde et forslag til utredningsprogram for hvilke temaer som nettselskapet mener må utredes videre.

Utredningsprogrammet sendes på høring, og basert på denne og egne vurderinger fastsetter NVE et utredningsprogram. Utredningsprogrammet legger grunnlaget for konsekvensutredningen som skal vedlegges en senere konsesjonssøknad. Selv om nettselskapene foreslår hva som skal utredes, og utredningskravene som fastsettes av NVE i store trekk er like for kraftledninger, venter de ofte med å gjennomføre utredningene til programmet er fastsatt. Dermed kan de miste en sesong på å utrede eksempelvis enkelte naturtyper. Vi har derfor sett på tiltal som innebærer at nettselskapene tar større ansvar og risiko for å utrede areal og miljø.

5.6.1 Bedre areal- og miljøutredning før utredningsprogram

Beskrivelse av tiltak

For å unngå at nettprosjektene blir forsinket av å vente på riktig sesong for konsekvensutredningene, kan nettselskapene begynne utredningene før programmet er fastsatt. Siden det er de som kommer med forslag til utredningsprogram, kan de begynne med utredningene de er relativt sikre på at må gjennomføres før utredningsprogrammet er fastsatt. Særlig de som er sesongavhengig. Dette kan også kombineres med et standard konsekvensutredningsprogram for ulike typer tiltak eller ulike steder i landet.

Konsekvensutredningsprogrammet blir imidlertid sendt ut på høring. Dette er viktig blant annet for å få innspill fra fagmyndigheter og aktører med lokal kunnskap om området, slik at relevante tema blir utredet. I tillegg kan det komme frem at noen traseer er uaktuelle og derfor unødvendig å utrede. Det kan også komme forslag om nye traseer som burde utredes.

I tillegg er allerede naturvernforbundet skeptiske til at det er tiltakshaver som er ansvarlig for de tekniske og faglige utredningene som er fastsatt i KU-programmet. Særlig at det er tiltakshaver som selv velger hvem som skal utføre de faglige utredningene. At nettselskapene skal få flere av disse vurderingene utført før berørte interessenter har fått uttale seg om forslag til traseer og utredningsprogram, kan derfor redusere tillitten til denne typen utredninger ytterligere. I så fall vil kanskje senere faser av konsesjonsprosessen ta lengre tid.

Nettselskapene står imidlertid fritt til å gjennomføre utredninger før konsekvensutredningsprogrammet er fastsatt, men da med risiko for at de må gjøres på nytt for traseer de ikke har forutsett eller for flere temaer senere. Vi har ikke inntrykk av at dette gjøres i stor grad i dag, selv om utredningsprogrammene ofte er like for ledningstiltak.

Konklusjon

Vi mener dette tiltaket kan redusere ledetiden ved nettanlegg noe. Vi vil derfor vurdere virkningene av tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.6.2 Endre terskel for melding

Beskrivelse av tiltak

Et annet forslag for å legge mer av ansvaret for konsekvensutredninger på nettselskapene, er å endre terskelen for hvilke saker som skal ha melding og konsekvensutredningsprogram. I dag er det kraftledninger på 132 kV spenningsnivå eller høyere, som også er over 15 km lange. Thema Consulting har, på oppdrag av Energi Norge, foreslått å fjerne

saksgang B for alle nettanlegg. I stedet foreslår de å innføre en forhåndshøring i regi av nettselskapene, hvor relevante aktører gir innspill til planene de har for konsekvensutredninger.

Flere har påpekt at det er ulike krav og grenser for tiltak som må meldes og for tiltak som har krav om KVVU. Begrunnelsen for grensene er imidlertid mer eller mindre de samme – at de er forventet å ha stor påvirkning på areal og miljø. I kapittel 5.4.1 diskuterte vi å endre grensene for hvilke tiltak som har krav til KVVU med ekstern kvalitetssikring, og fant at grensen som er satt har ført til at OED stort sett har fått riktige saker til behandling.

Å øke grensen til samme nivå som KVVU, vil gjøre at få saker får krav om melding og utredningsprogram. Ledninger på 132 kV er ganske inngripende tiltak. Som nevnt tidligere, er det flere miljøer som allerede mener at det er store svakheter ved måten konsekvensutredningene og involveringen i denne tidlige fasen av prosjektutviklingen blir gjort i dag. Det vil også kreve endringer i konsekvensutredningsforskriften.

Konklusjon

Mindre involvering av berørte interessenter ved tiltak som er relativt omfattende vil trolig ikke spare tid i nettutviklingsprosessen totalt sett, da konflikter som i dag kan avklares i meldingsfasen trolig bare dukker opp igjen senere. Det vil trolig være mer tidkrevende for nettselskapene å gjøre denne typen utredninger på nytt når de har kommet lenger i prosjektutviklingen. Å redusere antall saker med krav til melding og høring av konsekvensutredningsprogram fremstår derfor ikke som en effektivisering av prosessen. Vi derfor ikke dette tiltaket nærmere.

5.7 Redusere krav til utforming av anlegg

Beskrivelse av tiltaket

I kapittel 3.1.8 beskrev vi at det er høye krav til utforming av nettanlegg, både fra lover og forskrifter, men også fra standarden nettselskapene setter selv. Vi har sett at andre land både har mindre krav fra lovverket, som kanskje også gjør at nettselskapenes standarder blir enklere. Eksempelvis bygges kontrollanlegg til transmisisjonsnettet mye enklere i Sverige enn i Norge. Enklere anlegg kan spare både tid og penger, særlig dersom de krever mindre areal. Kravene til elektriske anlegg har imidlertid også en kvalitets- og sikkerhetsdimensjon. De er også utarbeidet over tid.

Konklusjon

Vi har ikke tilstrekkelig kjennskap til alle forhold som ligger til grunn for dagens krav, og vil derfor ikke

løfte dette tiltaket frem spesifikt. Vi anbefaler imidlertid myndighetene til å gjøre en vurdering av gjeldende krav, og om det er potensial for forenklinger eller presiseringer som kan forenkle nettselskapenes standarder.

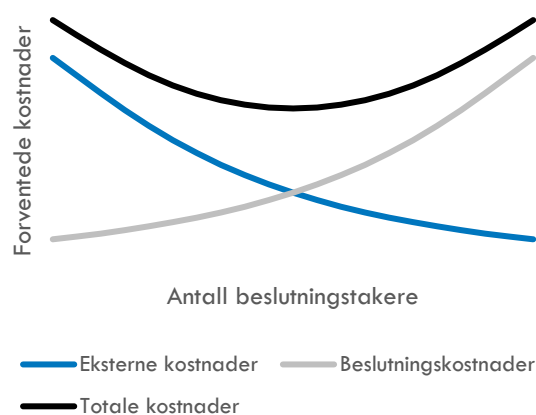
5.8 Effektivisere høringsprosessen

Høringer har som formål å gi innbyggere, organisasjoner og næringsliv muligheten til å si sin mening og kunne føre kontroll med hva forvaltningen gjør og utfører oppgavene sine. Alle offentlige utredninger, forslag til lov og forskrift, samt forslag til tiltak med vesentlige virkninger skal normalt legges ut på høring. Netnanlegg har ofte vesentlige virkninger på andre interesser og legges derfor ut på høring. Disse høringene er åpne for innspill fra alle, da det er en demokratisk rett å ha mulighet til å være med på å utforme offentlig politikk.

For store nettutbygginger gjennomføres det høring i tre deler av prosessen (etter at konseptvalgutredning er hørt i regi av OED). På saker som krever melding gjennomføres det høring på meldingen, deretter på konsesjon og til slutt på MTA-planen. Høringsfristen skal være minst seks uker, og dersom høringsuttalelsene eller andre forhold fører til vesentlige endringer i forslaget, skal det reviderte forslaget ut på ny høring.

Samtidig som det er viktig at alle interesser kan bli hørt når det skal gjennomføres investeringer som påvirker mange, gjør disse høringene at å bygge nett tar tid. Ifølge beslutningskostnadsteori er det et inverst forhold mellom kostnadene for å ta en beslutning og eksterne kostnader ved beslutningen, se Figur 5-2. Det vil si at jo mer omfattende beslutningsprosessen er, for eksempel ved flere beslutningstakere, jo høyere er kostnadene knyttet til å ta en beslutning. Samtidig vil de eksterne kostnadene bli lavere, fordi beslutningen i teorien vil ta hensyn til flere forhold. En beslutningsprosess er samfunnsøkonomisk mest lønnsom når man balanserer beslutningskostnadene med de eksterne kostnadene for å redusere totale kostnader.

Figur 5-2: Kostnader knyttet til beslutninger



Kilde: Oslo Economics

5.8.1 Redusere antall høringer

Beskrivelse av tiltaket

Å redusere antall høringer vil da, ifølge dette rammeverket, redusere beslutningskostnadene og redusere ledetid, men vil ha høyere eksterne kostnader, for eksempel ved at det ikke vil ivareta alle interesser. Om dette vil føre til lavere totale kostnader kommer an på om nytten ved at det tar kortere tid er høyere eller lavere enn den marginale endringen i eksterne kostnader.

I enkelte saker har nettselskaper opplevd at samme forhold kan bli klaget på i flere deler av prosessen i de ulike høringene, og at dette gjør at prosessen tar unødvendig lang tid. Samtidig mener nettselskapene vi har snakket med at høringsprosessene er viktige for involvering av berørte. Høringer bidrar også til bedre kvalitet på utredninger og beslutningsunderlag. Alle vedtak kan påklages, og det er en avveining mellom å involvere i forkant og redusere risiko for klager senere. De fleste nettselskaper vi har snakket med, mener høringer og tillatelser også er viktig for selskapets legitimitet og hvordan det blir oppfattet blant sine kunder.

I dag høres ulike problemstillinger på ulike tidspunkt. Å kun redusere antall høringer, tror vi vil resultere i flere klager og at kvaliteten på viktige utredninger blir redusert. For å få full tidseffekt av færre høringer, kan man også vurdere å redusere antall vedtak med tilhørende klageadgang. Dette er omtalt ytterligere i kapittel 5.9. Endringer i antall høringer er en stor endring med potensielt store ulemper. Det vil også kreve endringer i lover og forskrifter der høringene er hjemlet, for eksempel forskrift om konsekvensutredninger og energiloven.

Konklusjon

Effekten på tid er usikker i form av økt risiko for tilleggsutredninger og klager. Hvis man skal redusere

tidsbruk ved å endre høringsprosesser, er det sannsynligvis bedre å effektivisere arbeidet innenfor de etablerte systemene. Kombinasjon av usikker effekt og tiltakets omfang medfører at vi ikke vurderer det videre.

5.8.2 Bedre informasjon og transparens

Beskrivelse av tiltak

Det kan allikevel finnes tiltak som gjør at høringsprosessene blir gjennomført på en bedre måte enn i dag, samtidig som man beholder den demokratiske retten til å påvirke beslutningen. Noen interesseorganisasjoner har etterspurt større transparens i høringsprosessene. Høringsuttalelser er offentlig tilgjengelig i dag, men i mange tilfeller krever det at en interessent ber om innsyn. Et tiltak kan være å gjøre alle høringsuttalelser tilgjengelige på NVE/OED sine nettsider uten å måtte be om innsyn. Dette er praksisen i Storbritannia, hvor regulatoren Ofgem stiller krav om å publisere alle ikke-konfidensielle svar på høringer, i tillegg til antall konfidensielle svar på høringer og myndighetenes respons (Ofgem, 2022).

Et annet tiltak kan være bedre varslinger av høringer og status på disse. Myndighetene kontakter ofte de større, nasjonale interesseorganisasjonene når det er høring, men ikke nødvendigvis de mindre, lokale organisasjonene. Det er i dag også relativt gamle systemer for varsling av høringer, og det vil være mulig å spare noe tid ved å sende ut varslinger på høring digitalt, for eksempel gjennom Altinn. I dag er det vanlig å sende ut brev til de berørte, samt annonsering i lokale aviser og liknende. I Storbritannia er det mulig å abonnere på varslinger på epost for høringer, slik at man blir varslet når høringen endrer status fra kommende til pågående, lukket og venter på beslutning og til lukket med beslutning (Ofgem, 2022).

Digital varsling kan også, når systemet er innført, gjøre det lettere å sende ut varslinger og kan derfor enklere sende varsling til flere interesseorganisasjoner. Dette, sammen med å gjøre høringsuttalelser lett offentlig tilgjengelig, kan gjøre det lettere å se hvilke innspill andre har kommet med, i tillegg til å se hvordan innspillene blir hensyntatt i innstilling og vedtak. Dette vil gi mer tillitt til prosessene.

Konklusjon

Vi mener dette tiltaket er viktig, selv om det trolig vil ha begrenset påvirkning på ledetiden til netttutbyggingsaker, da selve høringsprosessen er relativt kort sammenlignet med resten av prosessen. Vi vil derfor vurdere virkningene av tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.9 Redusere antall vedtak og klagemuligheter

Flere nettselskap opplever at det er for mange klagemuligheter i konsesjonsprosessen. I tillegg mener noen av selskapene at MTA-planene innebærer mye dobbeltarbeid og at det i praksis er en ny konsesjonssøknad. Vi har derfor sett på om det er mulig å redusere ledetid ved å endre på prosessen for MTA-plan.

5.9.1 Fjerne vedtak på MTA-plan

Beskrivelse av tiltaket

I dag består netttbyggingsprosessen av vedtak fra myndighetene, både på konsesjon og MTA-plan. Når det blir fattet vedtak er det også klagemulighet.

Nettselskapene opplever i noen tilfeller at grunneiere og kommuner bruker MTA-planen som arena for omkamp på konsesjonen som er gitt. Kommuner truer i noen tilfeller med å klage på vedtaket for å få gjennom sine ønsker, for eksempel bygge gang- og sykkelvei. Noen ønsker derfor å fjerne muligheten til å klage på MTA-plan.

Klagemuligheten kan kun fjernes dersom det ikke blir gjort et vedtak i forbindelse med MTA-plan. Det er imidlertid først ved godkjenning av MTA-plan at innholdet i planen blir bindende mellom NVE og nettselskap. Denne godkjenningen er et enkeltvedtak, som kan påklages. NVE har i sin vurdering av tiltak påpekt at dette også innebærer at nettselskapene har klagemulighet dersom MTA-planen ikke blir godkjent.

I en del tilfeller inneholder også MTA-plan en del ny detaljert informasjon som konkretiserer hvordan interessenter blir berørt. For berørte kan det være første gang de får vite hvordan tiltaket helt konkret vil berøre de. Det er derfor viktig at de både har mulighet til å gi innspill og klage på vedtakene.

Videre er noe av hensikten med MTA-plan at nettselskapene kan spare noe av detaljprosjekteringen til de vet hva de får konsesjon på. Dermed unngår man at nettselskapene bruker tid på å prosjektere detaljer på alternativer som blir valgt bort.

Videre påpeker NVE (2021) at det er risiko for at omkamp om konsesjonssakene vil blitt tatt i andre forum, for eksempel media, dersom det ikke er klagemulighet på MTA-planen. Det at det er klageadgang gir også nettselskapene insentiver til å gjøre gode og grundige vurderinger av hvordan nettanleggene påvirker omgivelsene.

Konklusjon

Vi ser ikke at det vil spare vesentlig ledetid å fjerne klagemulighet på MTA-plan. Reduserte muligheter for berørte å få behandlet sine innspill, innebærer også

en vesentlig kostnad. Vi vil derfor ikke gå videre med dette tiltaket.

5.9.2 Vilkår i konsesjon framfor MTA-plan

Beskrivelse av tiltak

Mange nettselskaper opplever også at det er stor overlapp mellom konsesjonsbehandlingen og MTA. I flere saker ser ikke grunneiere og kommuner behov for å involvere seg i behandlingen av MTA, da de har vært involvert i en detaljert konsesjonsprosess og opplever at det ikke er noe nytt i MTA-planen.

Selv om selskapene gir inntrykk for at MTA-plan i noen tilfeller er viktig, ser de det som en fordel om mindre tiltak kan slippe MTA. I stedet for MTA-plan med vedtak, ønsker nettselskapene heller spesifikke/flere vilkår i konsesjonen, kombinert med sluttrapport, da dette kan gjøre at det i mange saker ikke er behov for MTA.

Samtidig forteller myndighetene at MTA-planen er nødvendig, da prosjekteringen i konsesjonssøknaden ofte ikke er detaljert nok for å utrede konsekvenser for miljø og areal. Det kan allikevel tenkes at MTA-plan ikke kreves i alle saker. NVE har allerede uttalt at de i større grad skal vurdere behovet for MTA-plan i mindre saker, og har gitt entreprenør og utbygger noe større fleksibilitet med tanke på plassering av kjørespor (NVE, 2021 g).

Konklusjon

Vi støtter at dette kan redusere ledetid i noen mindre saker, samt frigjøre ressurser både hos nettselskap og myndigheter til å behandle større ting. Vi tar det derfor mer til videre ytterligere vurdering i kapittel 6.

5.10 Utvide anleggs- og områdekonsesjon

Norge er delt inn i geografiske områder, der et nettselskap har mulighet til å bygge og drive lokalt distribusjonsnett opp til og med 22 kV, uten å søke anleggskonsesjon. I noen byer er områdekonsesjonen utvidet til å gjelde kabelanlegg opp til 132 kV. I regional- og transmisjonsnettet krever derimot anleggskonsesjon, da anleggene her har større påvirkning på omgivelsene og kraftsystemet enn anlegg på lavere spenningsnivå.

5.10.1 Utvide områdekonsesjon

Beskrivelse av tiltak

De 11 største nettselskapene kom i 2021 med innspill om at de ønsket områdekonsesjon for alle kabler opp til og med 132 kV (Agder Energi Nett, et al., 2021). Begrunnelsen var at de mener at kabler opp til dette spenningsnivået kun har mindre påvirkning på omgivelsene, og at dette kan bidra til en raskere overgang til 132 kV og raskere tilgang på økt

kapasitet i byer der kabling er vanlig. Et slikt tiltak innebærer i praksis en utvidet bruk av praksisen som allerede er innført i Oslo by og flere andre byområder som Bergen, Sandnes/Stavanger mv.

Dette tiltaket kan redusere ledetiden for denne typen tiltak, ved at nettselskapet raskere kan igangsette bygging. I tillegg kan det redusere antall saker hos NVE, og dermed frigjøre ressurser til å behandle andre konsesjoner.

Tiltaket kan ha ulike ambisjonsnivå. En stor endring kunne vært at områdekonsesjoner omfattet spenningsnivå helt opp til 132 kV. En potensiell utfordring med tiltaket som øker med ambisjonsnivået, er at det kan føre til utfordringer mot plan- og bygningsloven. Nettutbyggingsaker har i dag fritak fra plan- og bygningsloven, da de er regulert av energiloven. Dette bidrar trolig til reduserte ledetider for nettselskapene allerede, spesielt for de sakene som går under deres eksisterende områdekonsesjon. Nettselskapene med områdekonsesjon skal likevel legge saken fram for NVE når det er store innsigelser. Dersom det blir mye klager på tiltak som blir gjennomført under områdekonsesjon, kan det føre til politisk press til å redusere områdekonsesjonen, og fritaket fra plan- og bygningsloven. Det kan også utfordre samspelet med inntektsreguleringen, og kan gi redusert kontroll med at de riktige tiltakene gjennomføres og dermed det samlede kostnadsnivået.

I tillegg påpeker flere nettselskap at det i flere tilfeller gir større legitimitet å ha anleggskonsesjon enn områdekonsesjon. Samtidig er det mulig med forbehold i områdekonsesjonene, slik at tiltak som kan gi konflikter likevel må ha anleggskonsesjon.

Et lavere ambisjonsnivå på tiltaket er trolig mest aktuelt, og særlig i bynære strøk. Dette er imidlertid ikke det området hvor utfordringene med lange ledetider for å gi tilknytning, er størst. Slik sett er den viktigste effekten av tiltaket i denne sammenhengen at den kan frigjøre ressurser hos NVE til å saksbehandle andre konsesjoner.

Konklusjon

Selv om dette tiltaket kan noe for seg, er det trolig mer effektive måter å løse ressursutfordringene hos myndighetene på. Vi vil derfor ikke vurdere dette nærmere.

5.10.2 Utvide anleggskonsesjon

Beskrivelse av tiltaket

Nettselskapene opplever i dag at små endringer i anleggene deres krever ny konsesjon. Dette krever mye ressurser både fra nettselskapet, men også saksbehandlere hos NVE. Et mulig tiltak er derfor å utvide anleggskonsesjonene.

NVE har allerede foreslått enkelte utvidelser, som i praksis innebærer at man innenfor allerede opparbeidet tomt har mulighet til å gjøre de samme endringene som etter plan- og bygningsloven (NVE, 2021g). Thema Consulting har, på oppdrag fra Energi Norge, foreslått ytterligere forenklinger.

På stasjonssiden foreslår de bl.a. å utvide muligheten til å utvide eller sette opp nye bygg fra 50m² til 100m². Dette vil for eksempel gjøre det mulig å bygge nye transformatorsjakter når transformatorkapasiteten i en stasjon skal økes, som en stor del av fremtidige tiltak vil innebære. For å redusere ulempen ved at et slikt tiltak vil innebære redusert involvering av berørte, kan det stilles krav til å innhente forhåndsuttalelser fra naboer, kommune, fylkeskommune og statsforvalter. Hvis disse har vesentlige innvendinger, må tiltaket konsesjonsføres på vanlig måte.

Videre foreslår Energi Norge rammekonsesjon for mindre justeringer av luftledninger, f.eks. skifte av liner til økt tverrsnitt, temperaturoppgradering eller endret dimensjonering av enkeltmaster. Dette er en type tiltak som ofte har lav investeringskostnad og virkning for andre berørte.

Et annet forslag er å gi konsesjon til å bygge ledningen innenfor en korridor, fremfor nøyaktig trase og masteplassering. Dette vil gjøre det enklere for nettselskapene å gjøre endringer underveis og etter konsesjon er godkjent, hvis de oppdager at de må gjøre endringer av tekniske grunner. Flere naturverninteressenter har imidlertid uttalt seg skeptisk til dette, da det kan være store forskjeller for miljø også innenfor en korridor.

Fordelen med utvidet anleggskonsesjon er at, i tillegg til kortere ledetid for saker som blir direkte berørt, kan det føre til færre saker til konsesjonsbehandling generelt og derfor frigjøre ressurser hos NVE. Dette gjør at NVE kan prioritere andre saker og ventetiden på å skaffe saksbehandler kan reduseres. Dersom dette tiltaket skal bli innført, er det viktig å spesifisere konkret hvilke små endringer som vil være akseptable innenfor den utvidede konsesjonen.

Konklusjon

Vår vurdering er at forslagene fra Thema fremstår både som effektive for å redusere saksmengden hos NVE, samtidig som hensynet til berørte interessenter blir ivaretatt. Dette vil imidlertid innebære at dagens anleggskonsesjoner må oppdateres. Å gi konsesjon på korridorer, fremstår som et tiltak som kan åpne for en del konflikter, og dermed ikke spare vesentlig tid i nettutviklingsprosessen. Vi vil derfor vurdere virkningene av utvidet anleggskonsesjon på stasjon ytterligere i kapittel 6.

5.11 Bedre planlegging mot leverandørmarkedet

Beskrivelse av tiltak

Basert på intervjuene vi har gjort har vi ikke inntrykk av at ledetid i gjennomføringsfasen er en stor utfordring. De fleste nettselskapene benytter seg av leverandørmarkedet når større nettanlegg skal bygges. På lavere nettnivå er det en del norske entreprenører, mens Statnett ofte benytter seg av utenlandske leverandører. Et velfungerende marked er derfor viktig for både gjennomføringstid og kostnadsnivå. Generelt påpekes at bygging av nettanlegg tar den tiden det tar, men at det i enkelte tilfeller kan være mulig å gjennomføre det raskere om prosjektet er tidsstyrt.

På sikt, hvis alle planer som foreligger i dag skal bygges ut i samme periode, kan kapasiteten i leverandørmarkedet bli en utfordring. Det kan slå ut i både et høyere kostnadsnivå, samt lenger gjennomføringstider. Noen komponenter har allerede i dag lang leveringstid.

Både bransjen og myndigheter bør være oppmerksom på disse problemstillingene. Blant annet er det noen aktiviteter som må gjøres i riktig årstid, og tidspunktet for myndighetenes vedtak kan påvirke om selskapene rekker å gjennomføre dette eller om kritiske aktiviteter for fremdrift må avvente oppstart til neste sesong. Nettselskapene bør også vurdere å sette i bestilling tidskritiske komponenter når forholdene legger til rette for det.

Konklusjon

Tidseffekten av bedre planlegging mot leverandørmarkedet vil oppstå sent i prosjektutviklingen, og vil kunne innebære økt økonomisk risiko for nettselskap og et uheldig økt press på beslutninger hos myndigheter. Dessuten er de fleste nettselskap åpne om sine planer, både på kort og lang sikt, slik at det kan være mulig for leverandørene å tilpasse seg økt etterspørsel. Vi vil derfor ikke vurdere dette tiltaket videre.

5.12 Tydeliggjøre eller endre ansvarfordeling hos myndighetene

I de forskjellige prosessene der myndighetene er involvert i nettutviklingen, opplever flere nettselskap at det er mye dobbeltarbeid. I tillegg er flere myndighetsorganer både høringspart og en del av den interne forankringen hos myndighetene. Vi har derfor sett på tiltak som i større grad skiller og tydeliggjør de ulike myndighetenes rolle i ulike prosesser.

5.12.1 Redusert tidsbruk på samfunnsøkonomi hos NVE i konsesjonssaker når saken har vært i OED

Beskrivelse av tiltaket

Hensikten med konseptvalg for store kraftledninger var å involvere myndighetene og berørte interessenter i hva behovet er og hvordan dette kan dekkes tidlig i prosjektutviklingsprosessen. Dermed kan konsesjonsprosessen i større grad handle om selve løsningen. Statnett opplever likevel at det er store krav til å utrede behov og samfunnsøkonomisk lønnsomhet i konsesjonssøknaden, noe som tar en del tid i prosjektutviklingen.

Et mulig tiltak for dette, er å redusere kravene til begrunnelse for tiltak i konsesjonssøknadene for store kraftledninger. I KS-ordningen er det laget en veiledning som sier noe om krav til utredning, planlegging og kvalitetssikring av store investeringsprosjekt i staten (Finansdepartementet, 2019). Der kommer det tydelig hvilke krav som stilles til underlag ved KS1, som kan sammenlignes med konseptvalg, og KS2, som kan sammenlignes med konsesjonssøknad. KS1 stiller krav til en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse, mens KS2 skal inneholde en oppfølging av konseptvalg og en oppdatering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

En del av begrunnelsen for tiltak er imidlertid å forklare hvorfor andre løsninger er valgt vekk. En samfunnsøkonomisk analyse sikrer at disse er valgt vekk på en samfunnmessig rasjonell måte. Dette er en prosess nettselskapene uansett må gjennom for å sikre at de tar riktig beslutning. Det er derfor viktig at denne typen avveininger fortsatt blir gjort, men selve begrunnelse for tiltak kan tones ned i konsesjonssaken.

En mulighet er derfor å fokusere mer på relevante forskjeller mellom løsningene, fremfor hvordan de fremstår relativt til nullalternativet. Hvis det er store endringer i kostnader eller nytte siden behandlingen i OED, eller det har gått lang tid siden KVU-behandlingen, må grunnlaget naturligvis oppdateres. Erfaringen til NVE er at dette ofte er tilfellet.

Det er videre usikkert hvor stor effekt et slikt tiltak vil ha. Gitt at behovet ikke har endret seg, burde det i utgangspunktet være mulig å bruke nullalternativet og behovsbeskrivelse fra konseptvalget. Dermed handler oppdateringen av samfunnsøkonomisk analyse til konsesjon først og fremst om å oppdatere virkninger som er ulike mellom løsningene. Avhengig av hva dette er vil det trolig likevel ta en del tid, både for Statnett å utarbeide og for myndighetene å behandle. En god usikkerhetsanalyse bør også i forkant ha vurdert konsekvenser av sannsynlige og viktige endringer. Betydningen av endringene bør derfor kunne utledes derfra.

Dessuten vil dette gjelde for relativt få av sakene til NVE. Alle tiltak som ikke er kraftledninger på 20 km på 300 kV spenningsnivå har ikke hatt noen behandling av behov og samfunnsøkonomisk lønnsomhet før konsesjonssøknad. På den annen side er det disse store kraftledningssakene som har lengst ledetid.

Konklusjon

Et tydeligere skille mellom behandling av konseptvalgutredning og konsesjonssøknad, med veileder til dette slik det er i KS-ordningen, kan derfor bidra til å kutte en del ledetid. Vi vil derfor vurdere effektene av dette tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.12.2 Ansvar for areal og miljø i nettsaker kan flyttes til miljømyndighetene

Beskrivelse av tiltaket

Gjennom hele nettutviklingsprosessen er flere myndighetsorganer involvert i flere omganger. Ved konseptvalg for store kraftledninger er det OED som behandler utredningen og kommer med prosessledende uttalelse, men får innspill fra NVE. I tillegg er miljømyndighetene høringsinstans både ved konseptvalg, og konklusjonen til OED forankres med flere andre departement før den sendes ut. I konsesjonsprosessene er også flere departement og direktorat involvert. Noe av denne forankringen tar imidlertid mye tid, og er lite transparent.

En del naturverninteressenter mener at å flytte ansvaret for areal og miljø i nettsaker til miljømyndighetene vil øke kvaliteten på miljøutredninger og vurderingene av disse. Naturvernforbundet har i forbindelsen med behandling av vindkraft på land spilt inn at de er kritiske til at det er utbyggerne selv som har ansvaret for å gjennomføre konsekvensutredninger, som ofte gjøres gjennom konsulentbestillinger. De opplever at en del naturkartlegginger er mangelfulle.

De ønsker derfor at miljømyndighetene får alt ansvar for konsulentbestilling og oppdragsgiving ovenfor konsulentene som gjennomfører konsekvensutredningene. I tillegg ønsker de at det er minimumskrav knyttet til nok tid i felt, og krav om feltregistreringer til ulike tider på året for å fange opp variasjoner, samt at konsulentene har godt nok kunnskapsnivå, for eksempel gjennom en sertifiseringsordning og at det må gjennomføres uanmeldte etterkontroller jevnlig. Dette vil øke tilliten til at utredningene som blir gjort er uavhengig.

I tillegg mener de også det vil øke tilliten til areal- og miljøvurderingene om miljømyndighetene også har ansvar for høring og fastsettelse av konsekvensutredningsprogrammet. Dette vil ligne på ordningen de har i Sverige, der det er Länsstyrelsen (tilsvarende Statsforvalter) som avgjør omfanget av

miljøutredningene til konsesjonssøknad. Naturvernforbundet oppfatter miljømyndighetenes rolle som uklar i en del saker, og at det ofte er lite transparent hvordan innspillene til f.eks. miljødirektoratet blir hensyntatt i utredningsprogram og konsesjonsbehandling.

Økt tillitt til kvaliteten på utredningene er ofte positivt for å få en god beslutningsprosess. Dersom det fører til færre klager, taler dette for at tiltaket vil redusere ledetid. Samtidig vil det kreve mer koordinering dersom flere myndigheter får ansvar for ulike deler av tillatelsesprosessen. Det kan også bli vanskeligere å komme til en omforent konklusjon, som hensyntar alle aspekter ved nettanlegget. Som nevnt i begynnelsen av dette kapitlet, og i kapittel 3, tar allerede forankring på tvers av departement og direktorat mye tid. I Oslo Economics kartlegging av konsesjonsprosesser i utvalgte land (Oslo Economics, 2022) ser det heller ikke ut til at konsesjonsbehandlingen i Sverige går raskere enn i Norge. Dette underbygger at det ikke nødvendigvis er mye tid på å spare på en større fordeling av ansvar.

Konklusjon

Vi har ikke grunnlag for å si at dette vil spare vesentlig ledetid. Vi vil derfor ikke vurdere dette tiltaket nærmere.

5.13 Mer ressurser til NVE og OED

Noe av årsaken til at saksbehandlingen hos myndighetene tar lang tid, er at det ikke har vært nok ressurser til å behandle sakene. Et tiltak er derfor å øke bevilgningene til OED og NVE.

5.13.1 Mer ressurser til saksbehandling

Beskrivelse av tiltak

Det er særlig saksbehandling av konsesjoner som flere mener tar for lang tid. I tillegg er det nå ventetid på én til ni måneder før søknaden får en saksbehandler og kan vurderes i NVE. Energimyndighetene fikk mer midler i statsbudsjettet for 2022, og NVE har allerede begynt å ansette flere saksbehandlere. Med alle planene for nettanlegg som foreligger, er det trolig behov for enda flere ansatte til for å møte denne økte saksmengden. Det er samtidig viktig å påpeke at å beholde seniorkompetanse også er viktig for å kunne behandle konsesjoner effektivt.

Dersom det er bedre samsvar mellom saksbehandlere og saksmengde burde ledetiden som minimum kunne reduseres med ventetid det er på å få saksbehandler i dag. Samtidig kan det føre til at ventetiden flyttes oppover i systemet til ledelsesnivå eller politisk behandling. Myndighetene bør derfor parallelt se på sine styringssystemer, for å unngå at det blir kø for å

ta beslutninger. Vi skriver mer om dette under kapittel 5.14.2.

Konklusjon

Vi forventer at økte ressurser til NVE og OED, for å rekruttere nye og sørge for betingelser som gjør at erfarne blir værende, vil være et svært effektivt tiltak for å redusere ledetider på kort sikt. Det løser opp i en stor flaskehals i en av de mest kritiske delene av tilknytningsprosessen for nye kunder. Flere ansatte vil kunne, i tillegg til å behandle konkrete saker, bidra til å utvikle mange av de andre identifiserte tiltakene. Effekten vil også kunne tas ut relativt raskt, men vil naturligvis kreve en del tid til opplæring. Kostnadene er også små sammenlignet med andre tiltak. Dersom mengden saker skulle avta, er det mulig å redusere antall ansatte gjennom naturlig avgang. Så risikoen anses å være relativt liten. Vi vil derfor vurdere tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.13.2 Mer ressurser til arbeid med rammebetingelser

Beskrivelse av tiltak

Når nettselskapene skal ta avgjørelser krever det ofte at de tolker lover og regler som myndighetene har vedtatt. Dette kan ta en del tid hos nettselskapene, og i noen tilfeller krever det avklaringer mot myndighetene. I saker som involverer flere, for eksempel ved inngåelse av avtaler om utredningskostnader eller anleggsbidrag hender det at det blir klagesaker som må behandles prinsipielt av myndighetene før nettselskapene kan gå videre.

Flere ressurser til å jobbe med prinsipielle problemstillinger og rammebetingelser hos myndighetene kan effektivisere hele nettutviklingsprosessen for nettselskapene. Dette gjelder både hos OED, RME og NVE. Tydelige rammebetingelser gjør at nettselskapene kan bruke mindre tid på vurderinger, og det blir klarere for både nettselskap og kunder hvordan reglene skal tolkes. I tillegg kan klagesaker behandles raskere. Flere ansatte på denne typen oppgaver vil på samme måte som flere ansatte til saksbehandling ha en positiv effekt uten store kostnader.

Konklusjon

Vi tror dette kan bidra til å redusere ledetid i nettanleggsprosjekter, men er usikker på hvor stor effekten er. Vi vil derfor vurdere det nærmere i kapittel 6.

5.14 Bedre styringssystemer

5.14.1 Interne styringssystemer

Beskrivelse av tiltak

Det finnes i dag liten grad av informasjon om arbeidstid på saksbehandling hos hverken NVE eller

OED. Etter samtaler med NVE og OED fremstår det som at de har lite formelle interne verktøy og systemer for styring av arbeidet med behandling av KVUer og konsesjonssøknader. Det er få eller ingen formelle prosessbeskrivelser og det føres ikke timer. Det mangler også verktøy for oppfølging av saker, status, fremdrift etc. utover dagens arkivsystem. Det er lederne som har ansvar for å drive de ulike prosessene fremover. Det er derfor krevende å finne ut nøyaktig hvor mye tid som brukes til hva i de ulike prosessene.

Bedre styring og styringsinformasjon vil trolig redusere ledetider i både NVE og OED. Et mulig første tiltak kan derfor være at saksbehandlere må føre timer på de ulike aktivitetene de jobber med. Dette kan i seg selv være disiplinerende og gjøre det mer transparent hva myndighetene faktisk bruker tiden sin på, i tillegg til at det vil gi et bedre utgangspunkt for å følge opp, evaluere og styre arbeidet. Det vil blant annet det enklere å vurdere hvor det kan være mulig å korte ned tidsbruken.

Et innspill fra myndighetene er at timeføring i seg selv ikke vil hjelpe i stor grad i dag, da det er for dårlige verktøy. Det er derfor nødvendig med nye verktøy oppfølging av det interne arbeidet ved å holde oversikt over pågående saker, saksbehandlere, status, forventet fremdrift etc. Det ville også vært fordelaktig om verktøyene kunne samhandle med tiltakshaverne.

Dette, sammen med timeføring, kan bidra til at det blir enklere for myndighetene å selv identifisere hvilke deler av prosessen som tar lang tid, som kan bidra til å redusere saksbehandlingstid både på kort og lang sikt. Etter modeller fra DFØ bør også NVE og OED vurdere å innføre mer målrettede systemer for «virksomhetsstyring». Dette vil kunne ha en positiv tilleggseffekt i form av økt transparens og tillitt til myndighetenes arbeidsprosesser, som vil være verdifullt både for myndighetene og nettselskapene.

Tiltaket vil muligens kunne kreve noe mer administrasjon i starten av en søknadsprosess, men det oppleves likevel som nødvendig for å kunne få oversikt over arbeidstid og styring av fremdrift i saken.

Konklusjon

Innføring og forbedring av interne styringsverktøy og god praksis for virksomhetsstyring vil gjøre tillatelsesprosessene mer effektive. Vi vil derfor vurdere dette tiltaket nærmere i kapittel 6.

5.14.2 Innføring av tidsfrister

Beskrivelse av tiltak

Det er i dag ingen eksplisitte tidsfrister for behandling av saker og klager, hverken hos NVE eller OED. Dette gjør at mange nettselskap opplever at prosessen hos

myndighetene er uforutsigbar. Det er sjelden mulig å få svar på når myndighetene planlegger å behandle saken, hvor lang tid ting vil ta, og hvorfor det vil ta tid.

Særlig hos OED kan behandlingen av KVU bli nedprioritert mot andre saker som har korte tidsfrister. Behandlingen av KVU for store kraftledninger hos OED har tatt alt fra 0,5-1,5 år. Basert på intervjuene vi har gjennomført fremkommer det ingen åpenbare grunner til at det tar så lang tid, utover begrenset kapasitet og prioritering av de sakene som haster mest. En tidsfrist på behandling kan gjøre at KVUene blir prioritert høyere og kan bidra til å redusere behandlingstid. Det samme gjelder tidsfrist for behandling av saker og klager hos NVE. Tidsfrister for behandling finnes i andre myndighetsorganer, for eksempel er det i statens KS ordning krav til at konseptvalg tas innen 6 måneder etter ferdig rapport legges frem for regjeringen.

Det finnes flere utfordringer med å sette tidsfrister til behandlingstid. For det første kan det være vanskelig å sette riktig tidsfrist. Noen saker er mer tidskritiske enn andre fra kunden og nettselskapene sin side, og det kan vurderes om slike saker burde ha kortere tidsfrister. I dag blir saker stort sett prioritert etter når de blir sendt inn, og tidsfrister kan bidra til å prioritere saker etter andre kriterier. Dersom tidsfristen skal gi tilstrekkelig insentiv til å prioritere saken burde det også innføres en sanksjon hvis fristen ikke opprettholdes. Å sette riktig tidsfrist og nivå på sanksjon er avgjørende for å få ønsket effekt av tiltaket. Hvis tidsfristen er for kort og sanksjonen er høy kan det bidra til at saker ikke blir godt nok behandlet eller politisk forankret. Det må også tas stilling til hva som vil skje dersom det er behov for tilleggsutredninger.

En annen utfordring er at det allerede er begrenset kapasitet hos både NVE og OED. Prioritering av én sak betyr en nedprioritering av en annen sak. Uten økte saksbehandlingsressurser kan problemet bare overføres fra noen type saker til andre. I tillegg må ressurser til behandling av saker i NVE og OED sees i sammenheng.

Konklusjon

Vi mener tidsfrister kan bidra til at nettanleggssaker for høyrere prioritet, særlig i OED. Vi vil derfor vurdere hvilken effekt det kan ha nærmere i kapittel 6.

5.14.3 Omforent fremdriftsplan

Beskrivelse av tiltak

Flere kunder og nettselskap opplever at mangel på informasjon om hvor lang tid behandlingen er forventet å ta, gjør prosessen uforutsigbar og lite transparent. De vet også lite om hvorfor prosessen tar

tid, eller hvilke steg behandlingen må gjennom. Et tiltak som kan bidra til bedre informasjonsflyt mellom nettselskap og myndighetene, samt nettselskap og kunder, er å lage en omforent fremdriftsplan.

Myndighetene kan enten lage en standard fremdriftsplan for ulike typer saker, eller gjennom samtaler med nettselskapet bli enige om en fremdriftsplan ved oppstart av saker til behandling, slik at begge parter kan planlegge i henhold til hverandres saksgang. Det vil trolig også forplikte noe mer til å holde de fristene som er satt, samt å informere hverandre dersom det blir endringer i planene.

Konklusjon

NVE har innført dette for konsesjonssaker fra 2022, og vi anbefaler at det også innføres i dialog mellom kunder og nettselskap, samt ved behandling av KVUer. Vi tror dette tiltaket vil ha en betydelig effekt på ledetider til en lav kostnad. Vi vil derfor vurdere hvilken virkning det kan ha i kapittel 6.

5.15 Andre typer tiltak

5.15.1 Revurdere grensen for at alle tilknytningssaker over 1 MW må til Statnett

Beskrivelse av tiltak

Statnett har bedt om at alle tilknytningssaker over tilknytningssaker over 1 MW blir sendt til dem for en vurdering av om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Kriteriet er deterministisk og satt veldig lavt. De regionale nettselskapene opplever at dette kan bli en flaskehals som forsinker videre fremdrift.

De ønsker derfor blant annet en utvidet mulighet til selv å ta stilling til ledig kapasitet innenfor tildelt område. Dette vil kunne gi færre saker til Statnett og forenkle saksbehandlingen. Et tiltak kan være at Statnett revurderer grensen på 1 MW eller at RME presiserer hvilke saker som skal Statnett. Det kan for eksempel være saker som fører til flaskehals som må håndteres eller har betydning for overliggende nett. Dette vil kunne ha effekt i form av raskere fremdrift i mindre tilknytningssaker, samtidig som det frigjør kapasitet hos Statnett til å fokusere på større tilknytningssaker.

Konklusjon

Vi vurderer at effekten av dette tiltaket vil være liten, fordi Statnett uansett må ha kontroll på helheten av tilknytningssaker. Vårt inntrykk er at saker på noen få MW veldig sjelden er avgjørende for ledetider og ressursbruk. Vi vurderer derfor ikke dette tiltaket nærmere.

5.15.2 Økt grad av utsetting av oppgaver hos nettselskapene

Beskrivelse av tiltaket

I kapittel 3.1.3 skrev vi om at det er kø hos nettselskapene for å få svar på tilknytning, det er kø for å starte utredning og det er kø før oppstart av prosjekt. Dette skjer fordi de interne prosessene ikke er rigget for å håndtere en stor mengde forespørsler. I tillegg er det mangel på utredningskompetanse og i noen tilfeller prosjekteringsressurser.

En del mindre nettselskap gjør lite av prosjektutviklingen selv, men setter det ut som oppdrag til eksterne. Dette kan også være en mulighet for Statnett og flere av de regionale nettselskapene, hvis det er mangel på ressurser som fører til at det tar tid å starte de ulike fasene. I andre sektorer er det også vanlig å sette ut deler av konseptvalgutredningene.

Fordelen med dette er at prosjektet kan settes i gang raskere, og dermed fjerne unødvendig ventetid. I tillegg kan det frigjøre ressurser i nettselskapene til å jobbe med andre ting.

Ulempene er at det vil ta noe av kontrollen av utforming av nettanleggene fra nettselskapene. I mange tilfeller påvirker driftserfaringen hvordan anleggene blir utformet. I tillegg er noe av informasjonen som er nødvendig for å utvikle et prosjekt kraftsensitivt, og krever særskilte prosedyrer og vurderinger rundt deling av informasjon. Samtidig kan det være mulig å utvikle standarder som gir tydeligere rammer for hvordan utredning, prosjektering og prosjektutvikling skal gjøres. Dette krever imidlertid ressurser til å følge opp kontraktene, og at resultatet er i henhold til de kravene nettselskapene setter. Tilgjengelig kompetanse på høyt spesialisert og komplekse oppgaver hos mulige leverandører, kan også være en utfordring

Konklusjon

Vi mener dette tiltaket kan redusere mye av ventetiden som er omtalt i kapittel 3.1.3. Vi tar det derfor med videre til nærmere vurdering i kapittel 6.

5.15.3 Reduksjon i antall nettselskap

Beskrivelse av tiltak

I 2020 var det 106 nettselskap i Norge fordelt på tre nettnivåer: transmisijsnett, regionalnett (regionalt distribusjonsnett) og distribusjonsnett (lokalnett). Klassifiseringen av anlegg i ulike nettnivå er basert på spenningsnivå og andre funksjonelle kriterier.

NVE opplever at de bruker mye tid på mangelfulle konsesjonssøknader og ser at ikke alle nettselskap har riktig kompetanse for å utrede og utvikle prosjekt. For noen nettselskap vil det ofte gå en del tid mellom hver

gang de skal bygge nye eller reinvestere i anlegg. Dersom flere nettselskap slår seg sammen kan samlet kompetanse blir bedre, noe som vil frigjøre ressurser hos NVE. I tillegg vil en reduksjon i antall netteiere redusere hvor antallet aktører som må koordinere sin nettutvikling med hverandre.

Konklusjon

Kartleggingen vår viser at det ikke nødvendigvis er de små nettselskapene som gjør at det er lang ledetid på nettanlegg. Mange av disse har også områdekonsesjon, og forholder seg derfor til plan- og bygningsloven når de skal bygge nett, og ikke energiloven. Vi ser derfor ikke at tiltak for å redusere antall nettselskap nødvendigvis vil være et effektivt tiltak for å redusere ledetider. Vi vil derfor ikke vurdere det videre.

5.15.4 Enklere prosjektmodeller

Beskrivelse av tiltak

De fleste nettselskap har egne prosjektmodeller med beslutningspunkt prosjektene må gjennom. Gode modeller og bruk er viktig for intern styring og fremdrift. Mange av beslutningsmodellene ligner på statens prosjektmodell, som er i stor grad bygger på beste praksis inne prosjektstyring. Concept (2016) viser til at prosjektmodellene bør ha en tydelig faseinndeling, klare beslutningspunkter ved faseovergangene, og et kvalitetssikret grunnlag for beslutningene.

Som nevnt i kapittel 3.1.9 tar imidlertid interne beslutningsprosesser en del tid. Noen nettselskap, f.eks. Statnett, har mange beslutningspunkter. Disse skal sikre at prosjektene ikke modnes for langt på tynt grunnlag. Samtidig krever hvert beslutningspunkt en del forankring samt utarbeidelse av beslutningsunderlag.

Et mulig tiltak er derfor å forenkle prosjektmodellen til noen av nettselskapene. I intervju med Statnett nevnte de selv jobber med en pilot for forenklet prosjektgjennomføring, med hensikt om å redusere tid til interne prosesser. Vi er enige med Statnett om at dette kan være ett effektivt tiltak for å redusere tid i deres prosjektutvikling. Det er også viktig at nettselskapene benytter seg av den fleksibiliteten prosjektmodeller har med tanke på å skalere krav til beslutningsunderlag til hvert beslutningspunkt.

Ulempen er at det kan være vanskelig å stoppe prosjektene raskt nok, fordi det er naturlig å videreføre til neste beslutningspunkt. Dermed kan det ta opp unødvendige ressurser. Det er imidlertid ingenting i veien for å stanse prosjekt mellom beslutningspunkter, dersom det kommer informasjon som tilsier at det er riktig beslutning. En annen konsekvens av dette tiltaket kan være at styret blir involvert sjeldnere i de store prosjektene. Mye av

gevinstene ved dette tiltaket kan imidlertid også tas ut ved å redusere krav til underlag på hvert beslutningspunkt.

Konklusjon

Vi vurderer at dette tiltaket kan ha en god effekt på ledetider, og vil vurdere det videre i kapittel 6.

5.16 Oppsummering

I dette kapitlet har vi beskrevet tiltakene vi har vurdert som kan redusere ledetid eller på andre måter forbedre nettutviklingsprosessen. Det finnes tiltak spilt inn av aktører utenom disse, men dette er tiltakene som vi har vurdert som mest relevante.

Basert på en grov vurdering av om tiltakene vil påvirke ledetid, samt andre fordeler og ulemper, har vi valgt ut noen tiltak som vi vil vurdere virkningene av i mer detalj i kapittel 6. Oppsummert er dette tiltak som kan spare ledetid ved å

- øke utnyttelsen av eksisterende nett
- stimulere til tidligere nettutvikling
- styrke den økonomiske reguleringen
- effektivisere KVVU-prosessen
- bedre retningslinjene for konsesjonssøknader
- gi mer ansvar for areal og miljø til nettselskapene
- tydeliggjøre ansvarsfordeling hos myndighetene
- effektivisere høringsprosessen
- redusere antall vedtak
- utvide anleggskonsesjon
- øke antall ansatte i NVE og OED
- bedre styringssystemer hos myndighetene

5.16.1 Tiltak vi vil vurdere videre

For å øke utnyttelse av eksisterende nett ønsker vi å se nærmere på virkning på ledetid ved tiltak som stimulerer til energieffektivisering, styring av forbruksutvikling, tydeligere prinsipper for kapasitetsfastsettelse og allokering, større forpliktelse fra kunder i tilknytningsprosessen samt økt bruk av tilknytning på vilkår.

For å stimulere til tidligere nettutvikling ønsker vi å vurdere effekten på ledetid av å forbedre planprosessene, samt satse på økt kompetanse på prosjektutvikling under usikkerhet. Vi mener også at det kan være potensial i å redusere ledetid dersom insentivene til tilknytning i eksisterende nett var bedre. I tillegg kan myndighetene gi sterkere insentiv til at nettselskapene planlegger prosjektene lengre enn kraftsystemutredning, selv om behovet er usikkert.

KVVU-ordningen bør etter vår vurdering bestå, men vi ser potensial i å effektivisere gjennomføringen. Å flytte ansvaret for ekstern kvalitetssikring fra Statnett til OED, mener vi vil effektivisere OEDs behandling av KVVUen vesentlig. I tillegg ser vi en rekke presiseringer

og tydeliggjøringer i veilederen til KVUen som kan både gjøre gjennomføring og behandling av KVUene raskere, samt effektivisere resten av prosjektutviklingen.

Vi ser også at det kan ha en verdi at nettselskapene gjør gode utredninger av areal og miljø før myndigheten blir involvert. Dette kan både gjøre at nettselskapene kan utelukke noen alternativer tidligere, samt gjøre at høringsprosessene og fastsettelse av utredningsprogram fra NVE går raskere. Videre ønsker vi å se nærmere på hvilken effekt det kan ha å ha en tydeligere kabelpolicy, samt gjøre forbedringer i veiledningsmateriellet til konsesjonssøknader. Bedre informasjon og transparens i høringsprosessene kan også spare tid, f.eks. gjennom digitalisering.

I tillegg ser vi at en tydeligere mindre fokus på begrunnelse for tiltak i konsesjonssøknader, der behovet er behandlet tidligere, kan redusere ledetid i prosjektutviklingen og konsesjonsbehandlingen. Dette tiltaket bør imidlertid sees i sammenheng med oppdatering av veileder til KVU. En annen mulig forenkling i konsesjonsprosessen vi vil vurdere videre, er at enkelte saker har vilkår i konsesjonssøknaden, i stedet for at det utarbeides en egen MTA-plan. Vi vil vurdere effekten av å utvide mulighetene for endringer innenfor eksisterende konsesjon utover det NVE allerede har foreslått.

På kort sikt er kanskje det mest effektive tiltaket å bevilge mer midler til ressurser i NVE og OED. Dersom myndighetene har riktig mengde saksbehandlere, med rett kompetanse, kan konsesjonssaker tas til behandling med en gang og deretter behandles med høy kvalitet. I tillegg vil vi se på om det kan være tid å spare på mer ressurser til arbeid med rammebetingelser, som raskere kan avklare tvister og uklarheter mellom nettselskap og kunder. Vi mener også det vi ha god effekt å forbedre styringssystemene til myndighetene. Virksomhetsstyring, tidsfrister, fremdriftsplaner, modellerte prosesser og bedre saksbehandlingsverktøy vil gjøre prosessene mer transparente og effektive.

Avslutningsvis tror vi en endring i hvordan nettselskapene gjennomfører prosjektutviklingen kan spare en del tid. Mer oppdragsutsettelse av prosjekter kan på kort sikt redusere ventetiden på utredninger og prosjektutvikling hos nettselskapene. I tillegg kan det være et potensial i å forenkle prosjektmodellene, eventuelt i større grad bruke den fleksibiliteten som ligger i den type styringsverktøy bedre for eksempel ved tilpasse krav til innhold i beslutningsunderlaget til omfanget av beslutningen.

5.16.2 Tiltak vi ikke anbefaler nå

I tillegg til tiltakene nevnt over, har vi også forkastet noen tiltak. Disse vil ikke bli vurdert videre i rapporten.

Å bygge nettanlegg før behovet er konkretisert mener vi vil innebære for stor risiko for unødvendige eller feilinvesteringer og utbygging av natur. I tillegg mener vi endrede grenser for hvilke tiltak som er KVU-pliktige, å erstatte KVU med områdeplaner eller å fjerne ekstern kvalitetssikring ikke vil bidra til å effektivisere nettutviklingsprosessen, selv om selve arbeidet med KVUene kan gå raskere.

Å redusere krav til dokumentasjon og beskrivelse av anlegg i konsesjonssøknaden vil kunne føre til at sakene ikke blir tilstrekkelig opplyst, og gir berørte interessenter dårligere mulighet til å forstå hvordan de påvirkes av det aktuelle nettanlegget. Å endre grensen for hvilke tiltak som må meldes og ha høring på utredningsprogram, vil også innebære en vesentlig innskrenking i involvering av berørte interessenter. Det samme gjelder en generell reduksjon i antall høringer eller å fjerne vedtak på MTA-plan. I sum er det ikke sikkert noen av disse tiltakene heller ville ført til at nettutviklingsprosessen går raskere.

Vi har også vurdert krav til at nettselskap koordinerer seg og sender samlede konsesjonssøknader for tiltak som skal dekke samme behov. Her mener vi myndighetene bedre kan få dekket behovet for en helhetlig oversikt gjennom bedre planprosesser og KVUer. Endrede krav til hvordan anlegg utformes, mener vi har en type konsekvenser som vi ikke har tilstrekkelig forutsetninger til å vurdere. Vi har derfor ikke gått videre med dette tiltaket.

Til slutt er det noen tiltak vi ikke ser at vil ha noen vesentlig effekt på ledetider og som vi derfor anser som utenfor rammen av denne rapporten å vurdere videre. Dette gjelder å flytte ansvar for areal og miljø i nettsaker til miljømyndighetene, utvide områdekonsesjon, revurdere 1 MW grensen til Statnett, bedre planlegging mot leverandørmarkedet og redusere antall nettselskap.

6. Vurdering av tiltak

I dette kapitlet vurderer vi hvordan de anbefalte tiltakene kan redusere ledetidene til nettanlegg, både alene og i sum, samt om de gjør det mulig å tette gapet til forbruksplanene.

6.1 Utgangspunkt for vurderingen av mulige tiltak

I kapittel 2 så vi at det er en differanse mellom ledetidene i nettutviklingen og de som ønsker tilknytning til nettet. I forrige kapittel beskrev vi en rekke tiltak for å redusere ledetidene. I dette kapitlet vil vi redegjøre for forutsetningene vi legger til grunn for å vurdere virkningene av de ulike tiltakene.

6.1.1 Utgangspunkt: Flere deler av nettutviklingsprosessen fungerer godt

I følge Concept (2016) er det lite litteratur og forskning på prosjektstyring, sammenlignet med prosjektledelse. Det foreligger likevel noen klare råd, som at prosjektmodellene bør ha en tydelig faseinndeling, klare beslutningspunkter ved faseovergangene og et kvalitetssikret grunnlag for beslutningene. Videre bør prosjektstyringen være skalerbar etter hvor omfattende prosjektet er. Nettutviklingsprosessen i Norge ser ut til å være modellert etter en slik beste praksis. I tillegg har den blitt utviklet over mange år, der erfaring fra flere prosesser har resultert i prosessen slik den er nå. Inntrykket vårt fra intervjuene er også at de fleste mener prosessen er god, men at prinsipper for prosjektstyring i nettutviklingsprosessen kan anvendes og følges bedre.

De fleste av tiltakene vi anbefaler handler derfor om å forbedre de ulike fasene i nettutviklingen, og ikke endre selve prosessen.

6.1.2 Kriterier for å vurdere identifiserte tiltak

For å prioritere tiltakene vi har beskrevet i kapittel 5, har vi derfor vurdert hvilken effekt tiltakene har på

- ledetider
- involvering av berørte
- andre forhold (fordeler og ulemper)

Ved vurdere de identifisert tiltakene etter disse kriteriene, har vi kategorisert tiltakene i to kategorier:

- Prioritet 1: Tiltak vi anbefaler, som kan gjennomføres og ha effekt på ledetider relativt raskt.

- Prioritet 2: Tiltak vi mener kan være fornuftige, men som kan ta litt mer tid å iverksette og/eller bør utredes nærmere før eventuell implementering.

6.1.3 Metode for estimering av effekt på ledetider

De vanligste metodene for estimering av tidsbruk tar utgangspunkt i empiriske vurderinger av tidligere medgått tid. Dette blir ofte supplert med andre vurderinger, avhengig av egenskapene ved prosjektet og tilgjengelig tid. Når vi skal si noe om potensial for tidsbesparelse, mangler vi empirisk grunnlag utover dagens tidsbruk, og må bruke andre teknikker. Det er en vanlig feil ved tidsestimering at estimatene er for optimistiske.

Tiltakene vi har foreslått er rettet mot ulike steg i prosessen fra det oppstår behov for økt nettkapasitet til nettanlegget står ferdig. Mange av aktivitetene skjer i parallell og noen av tiltakene løser også samme problem, enten alene eller ved at tiltakene virker best sammen med andre tiltak. Parallelliteten innebærer at ikke hver enkelt aktivitet er førende for ledetiden, slik at ledetidene totalt sett ikke nødvendigvis reduseres om akkurat den ene aktiviteten eller delprosessen gjøres raskere. I så måte er aktiviteter som er på den såkalte kritiske stien sentrale. Hvis en aktivitet som er på den kritiske stien blir forsinket, vil prosjektets ledetid øke tilsvarende.

Anslagene på redusert ledetid er basert på hvor lang tid ulike deler av prosessen tar i dag, samt hva vi mener potensialet er. Usikkerheten i anslagene er relativt stor. Vi har derfor laget tre intervaller for redusert ledetid, som hvert tiltak er vurdert mot:

- 0-3 måneder
- 3-9 måneder
- 0,5-2 år

Dette gjør det mulig å si noe om størrelsesorden på potensialet, uten at det kan oppfattes som nøyaktige estimat. For å få mer nøyaktige anslag, måtte vi hatt mer detaljert informasjon om hvor lang tid hver enkelt aktivitet i nettutviklingsprosessen tar. Denne dataen finnes ikke.

6.2 Virkningen av tiltak

I dette kapitlet vil vi vurdere hvor mye ledetid tiltakene kan spare. Det er viktig å påpeke at effekten på tid er ment å måle hvor mye tiltaket *isolert sett* kan bidra til redusert ledetid.

6.2.1 Energieffektivisering og alternativer til nett

Som beskrevet i forrige kapittel, kan mer kapasitet i eksisterende nett bli frigjort til nytt forbruk ved å øke innsatsen på energieffektivisering. Bruk av markedsbaserte virkemidler og bilaterale avtaler kan også skaffe «ekstra» kapasitet fra eksisterende kunder. Avhengig av hvor mye kapasitet som blir frigjort kan dette tiltaket i noen tilfeller fjerne behovet for nett, og dermed ledetiden før forbruk får tilknytning.

Energieffektivisering og alternativer til nett kan imidlertid vært kostbart. For eksempel anslår Huseierens Landsforbund at 210 000 av Norges 1,4 millioner eneboliger og tomannsboliger må oppgraderes for å nå målene i EUs nye bygningsdirektiv (Huseiernes Landsforbund, 2022). Huseiernes Landsforbund anslår at dette fort kan koste opp mot en halv million per bolig. Energieffektivisering i næringsbygg kan være enda dyrere. Flexibilitet fra eksisterende kunder vil trolig ikke ha særlig høye kostnader, men kan kreve noe utvikling av systemer for å være gjennomførbart.

Selv om kostnadene ved dette tiltaket kan være høye, mener vi det er et viktig virkemiddel. Siden det vil ta noe tid før det kan effekt på ledetid for tilknytning av nytt forbruk, får det prioritet 2, ettersom det kan ta litt mer tid å iverksette og/eller bør utredes nærmere før eventuell implementering.

6.2.2 Styring av forbrukslokalisering

Dersom forbruk i større grad får angitt tilknytningspunkt der det er ledig kapasitet, vil også behovet for å bygge nett bli redusert. Dermed kan ledetiden før forbruk får tilknytning fjernes.

Vi ser få andre ulemper ved dette tiltaket, utover usikkerheten rundt hvor stor andel av kundene som ikke er stedbundne, og dermed hvor stor effekt tiltaket vil ha. Vi anbefaler det likevel som et prioritet 1 tiltak, da gevinsten potensielt er stor og det kan innføres relativt raskt.

6.2.3 Prinsipper for kapasitetsfastsettelse og -forvaltning

På samme måte som tiltakene over, vil en tydeligere definisjon fra myndighetene på hva nettselskapene kan, og ikke kan, inkludere i sin vurdering av hva som er en driftsmessig forsvarlig tilknytning, føre til at det i noen tilfeller ikke er ledetid på nettanlegg. Dette vil være tilfelle hvis det gir seg utslag i økt tilgjengelig kapasitet. Bedre forvaltning av hvem som får ledig kapasitet kan videre bidra til at det er de mest seriøse kundene som får ledig kapasitet først, og at noe av behovet for å bygge nett faller bort.

Videre er det et godt tiltak for å sikre likebehandling og transparens. Dette kan spare mye tid hos

nettselskapene, i form av at de slipper å utvikle sin egen praksis. Dermed kan ressurser brukes på andre faser i nettutviklingen.

Tilknytningen vil heller ikke gi særlig konsekvenser for berørte interessenter. Unntaket er at høyere utnyttelse av eksisterende nett kan øke sannsynlighet og konsekvens ved utfall i nettet. Dermed vil forventede avbruddskostnader øke.

Tiltaket er relativt raskt å gjennomføre, og kan potensielt ha store gevinster. Vi anbefaler det derfor som et prioritet 1 tiltak.

6.2.4 Krav om større forpliktelse fra kundene

Krav om større forpliktelse fra kundene kan redusere antall henvendelser som nettselskapene får, og dermed fjerne noe av tilknytningskøen. Vi har ingen data på hvor lenge kundene må vente før nettselskapene begynner å behandle tilknytningsøknadene deres. Enkelte industrikunder har imidlertid spilt inn at dette kan ta flere måneder. Det er også usikkert hvor mye tilknytningskøene ville blitt redusert ved å kreve større forpliktelse fra kundene. Tiltaket kan imidlertid også frigjøre ressurser hos nettselskapene til å jobbe med andre ting. Vi anslår derfor at potensialet for tidsbesparelse er fra null til tre måneder.

Tiltaket har få andre ulemper. Ved å stille høyere krav før kundene kan søke tilknytning, er det imidlertid en risiko for at de venter for lenge med å informere nettselskapet om planene sine. Det er derfor viktig at tiltaket kombineres med en arena for å melde inn usikre behov, f.eks. gjennom bedre planprosesser.

Å stille krav om større forpliktelse fra kundene før de kan søke tilknytning, bør være ganske ukomplisert å innføre ganske raskt. Selv om effekten på ledetid trolig er begrenset, anbefaler vi det likevel som et prioritet 1 tiltak.

6.2.5 Tilknytning på vilkår

Presisering av tilknytning på vilkår kan føre til at flere kunder får tilknytning i eksisterende nett. I noen tilfeller kan dermed ledetiden på nettutbygging bli fjernet. Ved midlertidige vilkår vil kunden også kunne få tilknytning på ønsket tidspunkt.

Økt utnyttelse av eksisterende nett vil imidlertid øke sannsynlighet og konsekvens ved utfall i nettet. Dermed vil forventede avbruddskostnader øke. Vilkårene innebærer ofte at kunden må dekke kostnadene sine ved dette selv. Vi antar at kundene ikke vil inngå en slik avtale, hvis kostnaden er forventet å bli høyere enn kostnadene forbundet med anleggsbidrag ved å øke kapasiteten i nettet.

Tilknytning på vilkår krever imidlertid en del koordinering, både mellom nettselskap, men også

mellom nettselskap og kunder. I tillegg kan det kreve noe utvikling av systemene, for eksempel automatisering av frakopling av forbruk. Det siste er særlig viktig for at den økte utnyttelsen av nettet ikke vil gi eksisterende kunder vesentlig dårligere leveringspålitelighet.

Tiltaket har stor potensiell gevinst og kan gjennomføres relativt raskt. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 1 tiltak.

6.2.6 Bedre planprosesser

Tiltaket vil ha effekt tidlig i prosessen og primært ha effekt ved at behovene raskere fanges opp, og at nettselskapene starter sine utredninger på et tidligere tidspunkt. Nyttene av tidligere og bedre informasjon som deles raskere er høy. Potensialet er trolig noe lavere for mindre tiltak enn for de større. Kartleggingen avdekket også at potensialet kan være større for Statnett enn for flere av de andre nettselskapene.

Vi har imidlertid lite data som sier noe om hvor mye tid som går til planprosesser, og oppdatering av forbruksprognoser som er utdaterte. Vi erfarer at dette kan forsinke utredninger med flere måneder. I tillegg mener vi tiltaket vil ha en effekt i NVEs konsesjonsbehandling, fordi de har mer informasjon om helheten.

Sjablongmessig anslår vi derfor at tiltaket kan redusere ledetid med rundt tre måneder for mindre tiltak og ni måneder større tiltak (ledninger).

Vi kan ikke se at det er noen ulemper ved dette tiltaket, men det vil kreve en del digital utvikling og koordinering mellom nettselskap. Selv om dette kan ta noe tid å få gjennomført, mener vi tiltaket er såpass viktig at vi anbefaler det som et prioritert 1 tiltak.

6.2.7 Starte prosjektutvikling under usikkerhet før behovet er konkret

Å utvikle prosjekt selv om behovet er usikkert kan ta ned mye ledetid. For det første vil konseptvalg typisk bli gjennomført før kundene er klare til å inngå avtale om koordinert utvikling. Å vite hva som er nødvendig av tiltak for å knytte til et usikkert forbruk gjør nettselskapet bedre i stand til å planlegge, både interne ressurser, men også gjennomføring mot andre tiltak og nettselskap i området. Enkelte prosjekt kan bli forsinket med ett år, fordi det er så mange andre tiltak under gjennomføring i samme område at prosjektet ikke får innvilget nødvendige utkoblinger når de trenger det. I tillegg er det ofte noe «start og stopp» i prosjektutvikling, særlig for store ledningsprosjekter, fordi kundene ikke nødvendigvis er klare til å ta beslutninger på samme tidspunkt som nettselskapene. Vi anslår derfor at utfallsrommet for tidsbesparelse ved å starte tidlig prosjektutvikling vil

være på et halvt til to år. Potensialet avhenger av hvor langt tiltaket modnes.

Den største ulempen ved dette tiltaket er at det er risiko for å bruke ressurser og kostnader på et behov som er veldig usikkert. I mange tilfeller er det helt rasjonelt at prosjektene stoppes midlertidig i påvente av at kundene skal ta sine beslutninger.

I tillegg kan det være krevende å forankre tiltaket, samt få gode innspill fra berørte interessenter hvis behovet er svært usikkert. Det kan f.eks. bli krevende å få avtaler med grunneiere eller få lokal aksept for arealbeslaget uten at behovet er veldig konkretisert. Derfor mener vi tiltaket vil gi dårligere involvering av interessenter.

Nettselskapene kan imidlertid bruke realopsjonstankegang til å veie kostnaden ved prosjektutvikling mot potensiell kostnad ved at nettanlegget blir satt i drift for sent. Siden tiltaket kan ha en såpass stor effekt, anbefaler vi det som et prioritert 1 tiltak.

6.2.8 Styrke økonomiske insentiver

Dette tiltaket innebærer å styrke de økonomiske insentivene, slik at flere kunder kan få tilknytning i eksisterende nett, og nettselskapene kan starte prosjektutviklingen tidligere. Effekten på ledetider er krevende å vurdere. Den avhenger blant annet av hvor sterke insentivene er, eller blir, og hvordan nettselskapene responderer på insentivene. Videre vil også samspillet med de andre reguleringene og tiltakene trekke i samme retning.

Dersom insentivene fører til at flere kunder får tilknytning i eksisterende nett, vil imidlertid effekten på ledetid være den samme som omtalt i kapittel 6.2.5 og kan potensielt fjerne ledetidene for tilknytning. Ulempene vil også i stor grad være de samme, med høyere avbruddskostnader som den mest åpenbare.

Hvis insentivene utløser tidligere prosjektutvikling, vil tiltaket kunne ha stor effekt på ledetid i det sakene det gjelder. Tiltaket er særlig rettet mot tiden nettselskapene i dag bruker på å avvente konkretisering av enkeltkunders behov. Som omtalt i kapittel 6.2.7 mener vi dette kan redusere ledetid på ett halvt til to år.

Å endre økonomiske insentiver er imidlertid noe krevende og innebærer en del arbeid for å konkretisere hvordan insentivene bør innrettes for å fungere. Fordi vi tror det vil ta en del tid før dette vil ha effekt anbefaler vi det som et prioritert 2 tiltak.

6.2.9 Flytte ansvar for eksterne kvalitetssikring av KVU

Dette tiltaket har til hensikt å effektivisere OEDs behandling av KVUer. OED bruker i dag et halvt til

halvannet år på å komme med sin prosessledende uttalelse. De siste sakene er lagt i de øvre intervaller. Basert på intervjuene vi har hatt, har vi inntrykk av at det går mye tid til at OEDs saksbehandlere setter seg inn i saken, i flere omganger. Vi tror behandlingen vil gå raskere dersom OED involveres mer underveis i utredningen. Totalt sett mener vi også ressursbruken i OED vil kunne være uendret. Anslagsvis tror vi dette kan redusere behandlingstiden på mellom tre og ni måneder med utgangspunkt i de siste sakene.

I tillegg til tidsbesparelsen, vil den eksterne kvalitetssikringen oppleves som mer uavhengig hvis den betales av OED i stedet for av Statnett. Derfor mener vi involvering av berørte interessenter vil bli bedre av dette tiltaket.

Dette tiltaket kan gjennomføres relativt raskt og vår vurdering er også at det vil ha god effekt på ledetider. At det trolig vil gi bedre involvering av berørte parter peker også i retning av at dette bør være et prioritert 1 tiltak.

6.2.10 Oppdatere KVVU-veileder

I kapittel 5.4.5 konkluderte vi med at en oppdatering av veilederen til KVVUer vil gi mer effektiv gjennomføring og behandling av konseptvalgutredninger. Statnett har brukt ett til halvannet år på utredning og kvalitetssikring i de KVVU-pliktige sakene som er gjennomført til nå. Ved å oppdatere veilederen og tydeliggjøre hvilke spørsmål konseptvalgutredningen skal besvare, bør selve gjennomføringen gå noe raskere. I tillegg mener vi en mer aktiv bruk av kapittelet som skal omtale forutsetninger for en vellykket prosjektgjennomføring, og at dette kapittelet også inkluderer en tydelig milepælsplan, både kan spare tid i OEDs behandling, og senere i NVEs konsesjonsbehandling. Vi anslår derfor at det bør være mulig å redusere ledetiden med tre til ni måneder som følge av dette tiltaket.

En spissere KVVU som behandler alternativer til nett på en grundigere måte og som har en mer tydelig plan for gjennomføring, mener vi også vil bidra til bedre involvering av berørte parter. Vi tror dette vil kunne bidra til å gjøre det enklere for interessenter å forstå hvordan anbefalt konsept vil påvirke dem, og hvilke innspill de kan komme med i denne fasen av nettutviklingsprosessen for at ulempene skal bli redusert.

Tiltaket vil kreve ressurser på kort sikt, for å oppdatere KVVU-veilederen. Oppdateringen kan enten gjøres ved å bruke ansatte hos myndighetene eller ved å sette det ut til eksterne konsulenter. I det siste tilfellet vil det uansett være behov for oppfølging og implementering fra myndighetenes side.

Vi mener dette er et tiltak som kan gjennomføres raskt, har god effekt på ledetid og som har få ulemper. Vi anbefaler der derfor som et prioritert 1 tiltak.

6.2.11 Tydelig og forutsigbar kabelpolicy

Med en tydelig kabelpolicy skal nettselskapene kunne vite hvilken løsning de skal utrede frem til konsesjon. Hvis nettselskapene ikke behøver å utrede både luftledning og kabel, kan de spare tid flere steder i nettutviklingsprosessen. For det første vil de kunne spare mye tid på å prosjektere løsningene. Basert på kapittel 2, ser det ut til at fasen frem til konsesjon for ledninger tar mellom ett og ett halvt til fem år. I casene som er undersøkt, er det kun prosjektert én løsning. Det virker dermed rimelig at prosjekteringen ville tatt rundt 50 prosent mer tid dersom det skulle blitt utredet en helt annen løsning i tillegg. Vi anslår derfor at en tydelig og forutsigbar kabelpolicy kan redusere ledetid med ett halvt til to år i de sakene det gjelder. Kunder kan allerede i dag betale merkostnadene ved å legge kabel hvis de mener det er et rasjonelt løsningsvalg.

Den største ulempen med dette tiltaket, særlig på høyere spenningsnivå, er at det kan medføre at det ikke blir gjort en god nok vurdering av kabel versus luftledning i de enkelte tilfellene. Det kan både bety at det blir bygget luftledning, selv om det kunne vært samfunnsøkonomisk lønnsomt med kabel, og at det blir brukt mye penger på å legge kabel der luftledning er mest rasjonelt.

I tillegg kan berørte interessenter oppleve at dette er et viktig spørsmål de burde hatt mulighet til å gi innspill på i hvert enkelt tilfelle.

Vi mener derfor det er sterke argumenter for at luftledning og kabel må utredes i noen tilfeller. Vi velger derfor å anbefale dette som et prioritert 2 tiltak.

6.2.12 Bedre informasjon og transparens i høringsprosessen

Å i større grad digitalisere høringsprosessen, slik at utsendelse går mer automatisk, kan spare saksbehandlerne i NVE for noe tid. Det er imidlertid begrenset hvor mye tid som brukes på selve utsendelsen av høringsdokumenter, og dialog med nettselskapet i forbindelse med dette. Vi anslår derfor at potensialet for redusert ledetid ligger mellom null og tre måneder.

Tiltaket kan imidlertid bidra til bedre involvering av berørte interessenter, da det vil være lettere og raskere å varsle flere. I kombinasjon med at dette vil bidra til at status for søknaden og andres høringsinnspill blir mer tilgjengelig, vil dette kunne forbedre involveringen ytterligere. På den annen side kan enkelte grupper som ikke er like gode på digitale

flater, for eksempel eldre, bli ekskludert dersom alt foregår digitalt.

Digitalisering krever også utvikling av IT-systemer. Dermed kan det ta en del tid før tiltaket, og dermed effekten på ledetid blir realisert. Fordi effekten på ledetid også er begrenset, anbefaler vi tiltaket som et prioritert 2 tiltak.

6.2.13 Bedre og enklere veiledning til konsesjonssøknad

Dette tiltaket kan både føre til at det blir enklere for nettselskap å forberede konsesjonssøknadene sine, og gjøre at NVE kan bruke mindre tid på veiledning og mer tid på å saksbehandle søknader med riktig kvalitet. Det er vanskelig å anslå hvor mye tidsbesparelser bedre og enklere veiledning til konsesjonssøknaden vil bidra til. Samtidig er det lett å se for seg at en søknad som må sendes i retur fordi kvaliteten ikke er god nok, forholdsvis raskt kan medføre at prosjektet blir forsinket med noen måneder. Vi anslår derfor at tiltaket kan spare null til tre måneder ledetid.

Det er få ulemper ved å forbedre veilederen til konsesjonssøknader, utover at det i en periode vil kreve ressurser hos NVE.

Dette tiltaket er allerede anbefalt av NVE. Vår vurdering er samtidig at tiltaket vil ha en forholdsvis begrenset effekt på ledetider (0-3 måneder), og vi anbefaler det derfor som et prioritert 2 tiltak.

6.2.14 Bedre areal- og miljøutredninger før melding

Dette tiltaket forutsetter at nettselskapene er gode på å utrede alle aktuelle traseer og å forutse hvilke områder NVE vil fastslå i utredningsprogrammet. Det kan da være mulig å gjennomføre mange av utredningene før utredningsprogrammet er fastsatt, særlig de utredningene som kan være avhengig av årstid. Nettselskapene har fortalt at de ofte blir forsinket ett år, fordi de ikke rekker å utrede innenfor sesong. Når det som del av det endelige utredningsprogrammet i tillegg kommer nye traseer som skal utredes, kan dette gi ytterligere forsinkelser. Dette taler for at utfallsrommet som ledetiden kan reduseres med, er mellom ett halvt og to år.

Ulempen med dette tiltaket, er at det er risiko for at nettselskapene helgarderer seg og utreder mange flere traseer og alternativ enn NVE vil be om i utredningsprogrammet. I Kvandal-Kanstadbotn som er beskrevet i kapittel 2.4 ba NVE Statnett om å legge vekk noen traseer i utredningsprogrammet, fordi de hadde for stor negativ virkning for berørte interessenter.

I tillegg har nettselskapene allerede i dag mulighet til å påbegynne eller gjennomføre areal- og

miljøutredninger før det endelige utredningsprogrammet er fastsatt. Vi anbefaler derfor dette tiltaket som et prioritert 2 tiltak.

6.2.15 Vilkår i konsesjon fremfor MTA-plan

Vilkår i konsesjon fremfor MTA-plan kan redusere ledetid i noen mindre saker, samt frigjøre ressurser både hos nettselskap og myndigheter. Basert på intervjuene vi har hatt med nettselskap og NVE, kan det ta alt fra noen måneder til ett år å utarbeide og behandle MTA-planen. Dersom det isteden ble innført vilkår i konsesjonen, vil imidlertid noe av denne tiden bli flyttet til konsesjonssøknaden i stedet. Vi anslår derfor at utfallsrommet for spart ledetid som følge av dette tiltaket ligger mellom tre og ni måneder.

Ulempen ved dette tiltaket, er at det vil kreve økt detaljeringsnivå i konsesjonssøknaden. Hvis det er usikkert hva NVE vil gi konsesjon på, kan det kreve at det blir gjort mye detaljarbeid på løsninger som aldri realiseres.

I tillegg er det egen høringsrunde på MTA-planen, hvor berørte interessenter har mulighet til å komme med innspill. Hvis denne legges inn i konsesjonssøknaden, kan detaljer som typisk behandles i forbindelse med MTA-planen bli borte i større spørsmål, og dermed gi dårligere involvering.

Selv om tiltaket kan ha relativt stor effekt på ledetid, kan det innebære at berørte interessenter blir dårligere involvert og øke risikoen for klager. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 2 tiltak.

6.2.16 Utvidet anleggskonsesjon

Utvidet anleggskonsesjon for stasjonstiltak kan gi redusert tidsbruk til utarbeidelse av søknad hos nettselskap og redusert saksmengde til behandling hos NVE. Anleggskonsesjoner på stasjon er imidlertid ikke tiltakene med lengst ledetid, og er dermed ikke den viktigste faktoren som påvirker hvor raskt kundene kan få netttilknytning. I noen tilfeller, for eksempel i prosjekter for økt transformator kapasitet, kan imidlertid tiltaket spare mye ledetid. I tillegg kan utvidede anleggskonsesjoner frigjøre ressurser hos nettselskapene og NVE, som igjen kan gjøre det mulig å sette flere ressurser på prosjektene med lengst ledetid. Vi anslår derfor at dette tiltaket kan redusere ledetiden for nettanlegg med et halvt til to år i sakene det gjelder.

Dersom endringer kan gjøres uten at det søkes om konsesjon, vil det heller ikke gjennomføres en formell høring av tiltaket. Dermed vil involvering av berørte interessenter kunne bli dårligere. Dette har sammenheng med at selv om nye anlegg er innenfor eksisterende tomt, kan det være naboer o.l. som opplever endringen som forstyrrende.

I tillegg vil det innebære at nettselskapene kan gjøre relativt store investeringer, uten noen form for «kontroll» av behov og løsning fra myndighetene. Dette kan igjen medføre høyere nettleie, dersom det fører til at nettselskapene investerer mer.

Videre vil det kreve en del arbeid på kort sikt med å oppdatere eksisterende anleggskonsesjoner, noe som vil kreve ressurser hos NVE. Vi tror også dette tiltaket vil ta en del tid å innføre, og dermed vil det også være en stund til nettselskapene merker effekten av tiltaket.

Å utvide anleggskonsesjoner kan bidra til en ganske stor reduksjon i ledetid for nettanlegg. Det vil imidlertid ta noe tid før tiltaket kan ha effekt. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 2 tiltak.

6.2.17 Redusert tidsbruk på samfunnsøkonomi i konsesjonssøknad

Mindre fokus på begrunnelsen for tiltaket i konsesjonssøknaden gjør at nettselskapene kan bruke mindre tid på samfunnsøkonomiske analyser. I tillegg kan det bidra til raskere behandling av konsesjonssøknadene, ettersom det vil medføre at det er et mindre forhold som må etterprøves i konsesjonssøknaden. Det er imidlertid sjelden at det er utredninger av behovet som påvirker ledetiden til nettanlegg i denne fasen. Samtidig finnes det også eksempler på at dette er tilfellet. Eksempelvis måtte Statnett oppdatere sine forbruksprognoser da OED skulle vurdere konsesjonssøknaden på 420 kV ledning fra Lyse til Fagrafjell. Vi tror derfor potensialet for redusert tidsbruk kan ligge mellom null til tre måneder.

Dette tiltaket krever at det foreligger gode planprodukter og/eller KVUer som forklarer behovet godt. Dermed kan det kreve noe mer innsats i en tidlig fase av prosjektutviklingen.

Vi mener involvering av berørte interessenter vil bli om lag uendret. Tiltaket har forbehold om at den samfunnsøkonomiske analysen må oppdateres ved store endringer i kostnad og nytte, slik at samfunnet får informasjon om hvilke økonomiske konsekvenser tiltaket vil få.

Tiltaket vil trolig redusere ledetid en del, men forutsetter at planprosessene forbedres, slik at NVE har god innsikt i behov og begrunnelse for tiltaket før de mottar konsesjonssøknad. Vi anbefaler derfor tiltaket med prioritert 2.

6.2.18 Mer ressurser til saksbehandling

Dersom det er bedre samsvar mellom saksbehandlere og saksmengde, burde ledetiden som minimum kunne reduseres med ventetiden knyttet til å få saksbehandler i dag. Nettselskapene oppgir at det tar alt fra tre til ni måneder å få en saksbehandler. Vi

mener derfor utfallsrommet for hvor mye ledetiden kan reduseres, er like stort.

Tiltaket fordrer at det blir bevilget mer midler over Statsbudsjettet til NVE. Vi har ikke beregnet hvor mye det vil være snakk om, da vi heller ikke vet hvor mange flere ansatte som vil være nødvendig for å fjerne ventetiden på saksbehandler. Dersom ett årsverk i NVE i gjennomsnitt koster mellom 1 og 1,5 millioner kroner (inkludert alle kostnader), vil det imidlertid være en relativt lav kostnad selv for mange nye ansatte, sammenlignet med verdiskapingen som kan gå tapt fordi nettutviklingen går for sakte.

Dette er trolig det tiltaket som raskest kan redusere ledetiden på nettanlegg. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 1 tiltak.

6.2.19 Mer ressurser til arbeid med rammebetingelser

Tydeligere rammebetingelser kan medføre mindre formelle klagesaker mellom nettselskap og kunder, samt mindre medgått tid til tolkning av lovverket. Vi tror dette vil påvirke ledetiden til nettutviklingsprosjekt og utnyttelsen av eksisterende kapasitet. Det er imidlertid begrenset hvor ofte denne typen arbeid har stor betydning for ledetiden. Behovet for avklaringer i hvert enkelt prosjekt vil likevel bli mindre. Vi anslår derfor at potensialet for reduksjon i ledetid er mellom null og tre måneder.

I likhet med tiltaket «mer ressurser til saksbehandling», vil dette tiltaket kreve større bevilgninger over Statsbudsjettet. Hvor mye det er snakk om er usikkert, men kostnaden er antatt å være relativt liten.

Selv om tiltaket har små kostnader, er vår vurdering at tiltaket vil ha begrenset effekt på ledetid. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 2 tiltak.

6.2.20 Interne styringssystemer hos myndighetene

Innføring og forbedring av interne styringsverktøy og god praksis for virksomhetsstyring vil gjøre tillatelsesprosessene mer effektive. Samtidig er det krevende å anslå hvor mye ledetiden vil kunne reduseres. Med tanke på at behandling av KVUer kan ta opp mot ett og ett halvt år, og det er tilfeller hvor konsesjonsbehandling har tatt fire år (inkludert klagebehandling), mener vi at det bør være mulig å spare mellom null til tre måneder på at bedre virksomhetsstyring, bedre oversikt over hva de jobber med og hvor lang tid de bruker på ulike aktiviteter. Hvis dette kombineres med å sette mål til fremdrift og løpende oppfølging av målene, mener vi potensialet bør ligge i øvre del av intervallet.

Vi ser få ulemper ved dette tiltaket. Det vil imidlertid kreve digitalisering og utvikling av verktøy. Det finnes imidlertid enkle standardprogrammer som andre

virksomheter benytter. Det trenger derfor ikke ta så lang tid å få implementert tiltaket. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 1 tiltak.

6.2.21 Innføring av tidsfrister

Ved innføring av tidsfrister for saksbehandling legger vi til grunn at det blir bevilget flere ressurser til saksbehandling, for at det skal være mulig å holde fristene.

Dersom OED får en frist på seks måneder etter høring på å komme med prosessledende uttalelse etter KVU, betyr dette en reduksjon i ledetid på opp mot ti måneder, sammenlignet med at de i dag bruker mellom ett halvt til ett og et halvt år. For konsesjonsbehandling i NVE er det noe mer krevende å anslå hvilken frist som kan være hensiktsmessig. Den bør trolig også variere med type tiltak og bør kunne utvides dersom det er behov for tilleggsutredninger og endringssøknader. Vi mener likevel det kan være et potensial på ytterligere tre til ni måneder, da det krever at denne typen saker blir prioritert. I sum blir dermed utfallsrommet for redusert ledetid mellom ett halvt og to år.

En av ulempene ved å innføre frister, er at myndighetene får sterkere incentiver til å styre sin behandling på tid fremfor kvalitet. Det er dermed en risiko for at involvering av berørte interessenter blir noe dårligere. Samtidig er det vanlig med frister i andre sektorer, f.eks. ved byggesøknader, uten at vi kan se at involveringen der er vesentlig dårligere.

Vi mener dette er et enkelt tiltak som kan ha stor effekt på ledetider. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 1 tiltak.

6.2.22 Omforente fremdriftsplaner

Dette er et tiltak som kan ha mye av de samme effektene som tidsfrister. En fremdriftsplan vil ofte også innebære noen tidspunkt for når man forventer at ulike aktiviteter skal skje, og vil derfor forplikte nettselskap og myndigheter noe. Vi tror imidlertid potensialet er noe mindre, da presset på å prioritere denne typen saker kanskje blir noe mindre enn ved en fastsatt frist. Vi anslår derfor reduksjon i ledetid å være mellom tre og ni måneder.

Tiltaket vil også gjøre det lettere for berørte interessenter å følge status, og forstå hva som skal skje når. Vi mener derfor det bedrer involvering.

Tiltaket er allerede innført av NVE for konsesjonsbehandling, og vi anbefaler at det også innføres i dialog mellom kunder og nettselskap, samt ved behandling av KVUer. Vi mener det bør være et prioritert 1 tiltak.

6.2.23 Økt grad av utsetting av oppdrag hos nettselskapene

Det er i dag tre måneder til ett års ventetid både for oppstart av utredning og prosjekt. Dersom denne ventetiden kan reduseres til null ved å sette ut mer av prosjektutviklingen som oppdrag, anslår vi at dette tiltaket kan redusere dagens ledetider med et halvt til to år.

Som nevnt i kapittel 5.15.2, er noe av informasjonen som kreves for å utvikle et nettanleggsprosjekt kraftsensitivt. Det vil derfor kreve noen særskilte avtaler om behandling av informasjon for at tiltaket skal kunne gjennomføres. I tillegg vil det kreve at nettselskapene blir gode på å utarbeide standarder, slik at det ikke går på bekostning av kvaliteten på anleggene.

Vi mener dette er et tiltak som vil ha stor effekt på ledetider, og som vil kunne gjennomføres raskt. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 1 tiltak.

6.2.24 Enklere prosjektmodeller

Interne beslutningsprosesser hos nettselskapene tar en del tid. I enkelte tilfeller kan arbeid med dokumenter, forankring og beslutningsunderlag ta flere måneder ved hvert beslutningspunkt. Dersom man f.eks. går fra fire til to beslutningspunkt, mener vi det er mulig å redusere tiden til forberedelser hos nettselskapene med tre til ni måneder. Enklere krav til beslutningsunderlag til hvert enkelt beslutningspunkt vil kunne ha lignende effekter.

Ulempen ved færre beslutningspunkter, er at det vil medføre færre faste punkt å forankre status, løsninger og videre plan med ledelsen. Dermed kan det dukke opp spørsmål sent i prosessen, som krever at noe av arbeidet må gjøres på nytt. Det kan også føre til at prosjekter utvikles for lenge før de formelt stoppes, dersom behovet for tiltaket faller bort.

Vi tror imidlertid disse problemene er begrensede, og at de er mulig å løse uten formelle beslutningspunkt. Vi anbefaler det derfor som et prioritert 1 tiltak, da det også kan gjennomføres ganske raskt.

6.3 Oppsummering av tiltak som kan gjennomføres raskt

Tiltakene vi mener bør prioriteres først er oppsummert i Tabell 6-1 (se side 69). Dette er tiltak som har relativt god effekt på ledetid, som kan gjennomføres raskt og som også ivaretar hensynet til berørte interessenter.

Virkningene av tiltakene vil noen ganger henge sammen med hvorvidt øvrige tiltak blir innført samtidig. For eksempel vil anbefalingen om innføring av tidsfrister (styringsverktøy) kun være gjeldende

dersom NVE og OED får mer ressurser til å behandle sakene. Hvis ikke vil det trolig gå vesentlig utover kvaliteten i vedtakene og forankringen av tiltakene.

Tiltakene vi har prioritert først innebærer for det første å øke utnyttelsen av eksisterende nett, gjennom å styre forbrukslokalisering, prinsipper for kapasitetsfastsettelse og -forvaltning, samt tilknytning på vilkår. Dette kan føre til at det ikke er nødvendig å bygge nett for å knytte til nye kunder. Det kan også gjøre at det haster mindre når mer nett er nødvendig, ved at nettselskap frigjør kapasitet.

Vi anbefaler også flere tiltak som kan redusere ledetiden i myndighetenes saksbehandling. Disse tiltakene omfatter å gi økte ressurser til NVE og OED, samt å innføre tidsfrister, krav til fremdriftsplaner og styringsverktøy. Vi anbefaler også å flytte ansvaret for ekstern kvalitetssikring av pålagte konseptvalgutredninger fra Statnett til OED, for å redusere ledetiden i slike saker og for å gi en mer uavhengig kvalitetssikring.

I tillegg anbefaler vi at det stilles større krav til forpliktelse fra kundene før de får søke tilknytning og

at nettselskapene vurderer mulighetene for å sette ut mer av sin prosjektutvikling som eksterne oppdrag. Endringer i prosjektmodellene kan også redusere tidsbruk knyttet til utarbeidelse av interne dokumenter.

Vi forventer at bedre planprosesser og prosjektutvikling under usikkerhet, samt bedre veiledning til KVVU, vil spare tid gjennom hele prosessen. Planlegging og beslutninger under usikkerhet innebærer at nettselskapet utvikler prosjektet basert på en forventningsverdi eller noen scenarioer, men avventer bygging til de er sikrere på behovet. Dermed er tiltaket helt, eller delvis, ferdig utviklet før kunder formelt ber om tilknytning.

Flere av tiltakene vi anbefaler kan få større effekt og gjennomføres enklere med økt fokus på digitalisering i nettutviklingsprosessen. NVE har to pågående digitaliseringsprosjekt; digital samhandling og digital KSU. Disse initiativene vil underbygge flere av tiltakene vi anbefaler, som bedre planprosesser og styringssystemer, samt bedre utnyttelse av eksisterende nett.

Tabell 6-1: Anbefalte tiltak som kan gjennomføres og ha effekt på ledetider relativt raskt

Formål/hovedtiltak	Anbefalt tiltak	Effekt ledetid	Involvering av berørte	Andre virkninger
Økt nettutnyttelse	Styre forbrukslokalisering	Kan fjerne ledetid	Uendret	
	Prinsipper for kapasitetsfastsettelse og -forvaltning	Kan fjerne ledetid	Uendret	Avbruddskostnader
	Større forpliktelse fra kundene	0-3 mnd.	Uendret	
	Tilknytning på vilkår	Kan fjerne ledetid	Uendret	Koordinering Utvikling av systemer Avbruddskostnader
Tidligere nettutvikling	Bedre planprosesser	3-9 mnd.	Bedre enn i dag	IT-utvikling Koordinering
	Prosjektutvikling under usikkerhet	0,5-2 år	Noe dårligere	Økt risiko i prosjektutvikling Økte kostnader
Effektivisere KVVU-prosessen	Endre ansvar for ekstern kvalitetssikring	3-9 mnd.	Bedre enn i dag	
	Tydeliggjøre veileder	3-9 mnd.	Bedre enn i dag	Krever ressurser for gjennomføring
Mer ressurser til NVE og OED	Ressurser til saksbehandling	3-9 mnd.	Uendret	En del årsverk / bedre betingelser hos NVE og OED
Bedre styringsverktøy hos myndighetene	Interne styringssystemer	0-3 mnd.	Bedre enn i dag	IT-utvikling og digitalisering
	Tidsfrister	0,5-2 år	Uendret	Krever mer ressurser hos NVE og OED
	Fremdriftsplaner	3-9 mnd.	Bedre enn i dag	Få
Andre formål	Mer utsetting av oppdrag	0,5-2 år	Uendret	Systemer for behandling av kraftsensitiv info Utarbeidelse av gode standarder og veiledninger
	Enklere prosjektmodeller	3-9 mnd.	Uendret	Svekket styring, vanskeligere å stoppe prosjekter som ikke er rasjonelle

Kilde: Oslo Economics (2022)

6.4 Oppsummering av tiltak som kan ta lengre tid å innføre

Tabell 6-2 oppsummerer tiltak vi også mener kan ha god effekt på ledetid, men som kan ta noe mer tid å gjennomføre. Noen av dem bør også utredes

nærmere, fordi de kan medføre dårligere involvering av berørte parter. Dårligere involvering av berørte parter kan gi en risiko for at en del viktige interessekonflikter blir diskutert i media/offentligheten i stedet for å være en del av tillatelsesprosessen. Det vil da også være noe større usikkerhet ved om tiltakene totalt sett påvirker *samlet* ledetid.

Energieffektivisering og insentiver til tilknytning i eksisterende nett kan begge bidra til å redusere behovet for nett, og dermed fjerne ledetid. Energieffektivisering kan imidlertid være dyrt, i hvert fall hvis det skal frigjøre den mengden kapasitet nettselskapene melder at det er behov for i fremtiden. Insentiver til tilknytning krever også noe regulatorisk arbeid som kan ta tid.

Bedre informasjon og transparens i høringsprosessen, bedre veiledning til konsesjon, mindre behandling av

samfunnsøkonomi i konsesjonssøknader og mer ressurser til arbeid med rammebetingelser er alle gode tiltak, men effekten på ledetid er trolig begrenset.

Vilkår inkludert i konsesjonssøknadene i stedet for MTA-plan, en tydeligere kabelpolicy, utvidelse av anleggs- og områdekonsesjoner og mer utredning av areal og miljø før melding kan spare en del ledetid, men kan også ha noen andre uønskede effekter.

Tabell 6-2: Tiltak som kan være fornuftige, men som tar noe mer tid å gjennomføre

Formål/hovedtiltak	Tiltak	Effekt på tid	Involvering av berørte	Andre virkninger
Økt nettutnyttelse	Energieffektivisering og alternativer til nett	Kan fjerne ledetid	Uendret	Vil kreve investeringer Fleksibilitetsløsninger
	Større forpliktelse fra kundene	0-3 mnd.	Uendret	
Styrke økonomiske insentiver	Styrke økonomiske insentiver	Kan fjerne ledetid	Uendret	Avbruddskostnader
Tydeligere retningslinjer for konsesjon	Tydelig og forutsigbar kabelpolicy	0,5-2 år	Noe dårligere	Kan bli dyrt/gi feilinvesteringer
	Bedre og enklere veiledning	0-3 mnd.	Uendret	Krever ressurser for gjennomføring
Mer ansvar for areal og miljø til nettselskapene	Bedre utredninger før melding	0,5-2 år	Noe dårligere	Risiko for å utrede alternativer som er uaktuelle
Effektivisere høringsprosessen	Bedre informasjon og transparens	0-3 mnd.	Bedre enn i dag	IT-utvikling
Redusere antall vedtak og klagemuligheter	Vilkår i konsesjon framfor MTA-plan	3-9 mnd.	Noe dårligere	Kan kreve mer detaljer i konsesjonssøknaden
Endre område- og anleggskonsesjon	Utvide anleggskonsesjon	0,5-2 år	Noe dårligere	Kan øke kostnadene Krever ressurser til oppdatering av anleggskonsesjoner
Tydeliggjøre ansvarsfordeling mellom myndigheter	Mindre behandling av samfunnsøkonomi i konsesjonssøknad	0-3 mnd.	Uendret	Krever mer innsats i tidlig fase av prosjektutvikling
Mer ressurser til NVE	Ressurser til rammebetingelser	0-3 mnd.	Uendret	Noen årsverk hos RME

Kilde: Oslo Economics (2022)

6.5 Vurdering av samlet tidsbesparelse

6.5.1 Tilnærming til anslag på ledetidsreduksjon

Potensialet for tidsbesparelser som vi drøfter i dette kapittelet tar utgangspunkt i de kartlagte ledetidene fra kapittel 2, årsakene til ledetidene som beskrevet i kapittel 3 og effekten fra enkelttiltak i kapittel 6.2.

Tiltakene vi har foreslått er rettet mot ulike steg i prosessen fra det oppstår et behov for økt nettkapasitet til et nettanlegg står ferdig. Mange av aktivitetene skjer i parallell og noen av tiltakene løser også samme problem, enten alene eller ved at tiltakene virker best i kombinasjon med andre tiltak. Parallelliteten innebærer at hver enkelt aktivitet ikke er førende for ledetiden, slik at ledetidene totalt sett ikke nødvendigvis reduseres dersom den ene aktiviteten eller delprosessen gjøres raskere. I så måte er aktiviteter som er på den såkalte kritiske stien sentrale. Hvis en aktivitet som er på den kritiske stien blir forsinket, vil prosjektets ledetid øke tilsvarende.

I praksis betyr det at de samlede tidsbesparelsene er lavere enn summen av hvert enkelt tiltak. For den samlede vurderingen vil vi derfor forsøke å korrigere for dette. For å redusere risiko for dobbelttelling av gevinster, har vi delt vurderingene i følgende tre kategorier:

- Bedre planprosesser
- Prosjektutvikling
- Tidsbruk i NVE og OED

Fra teori om prosjektstyring har det tradisjonelt vært operert med styring etter tid, kost og kvalitet. Hvis én av disse dimensjonene endres, enten bevisst eller ubevisst, må minst én av de andre dimensjonene endres for at prosjektet skal gjennomføres innenfor den planlagte rammen.

Mer moderne tilnærminger tilsier også at prosjektets usikkerhet og gevinster naturligvis bør være en del av prosjektets styringsprinsipper, for at nettogevinsten blir så stor som mulig. Dette er et viktig grunnleggende styringsprinsipp, som fortsatt også bør gjelde i saker for nettilknytning.

Dette har flere implikasjoner. For det første bør ikke alle prosesser og nettinvesteringer være tidsstyrt. Det vil gi større verdier for samfunnet å ha mer fleksibilitet i styringen. Det vil også være slik at hvert behov og tiltak har unike egenskaper som krever individuelle løsninger for å gi størst verdi.

Vi har valgt å kategorisere vurderingen av samlet potensial for tidsbesparelse etter tre typer nettanlegg. Den første er de største kraftledningene som er

omfattet av krav om ekstern kvalitetssikring og behandling i OED (saksgang C). Den andre er rettet mot mindre kraftledninger (saksgang B). I tillegg er mange av tiltakene relevant for stasjoner i transmisjonsnett. Vi drøfter den siste kategorien når det er relevant. Det er for disse kategoriene at utfordringene med ledetider er størst.

Bedre planprosesser kan spare om lag tre til 18 måneder

Bedre planprosesser vil ha effekt tidlig i prosessen, og primært ha effekt gjennom at behovene raskere fanges opp og at nettselskapene starter utredningene på et tidligere tidspunkt. Potensialet er trolig noe lavere for mindre tiltak enn for de større. Kartleggingen avdekket også at potensialet kan være større for Statnett enn for flere av de andre nettselskapene.

Her er det i liten grad overlapp med andre aktiviteter i prosessen. Vår vurdering er dermed at spart tid her vil slå direkte ut på samlet ledetid. Vi forventer at dette samlet kan redusere tiden i denne fasen med om lag tre måneder for mindre kraftledninger og ni måneder for ledninger i transmisjonsnett. For stasjoner i transmisjonsnett anslår vi at potensialet ligger mellom de to andre anslagene.

I tillegg vil tidligere oppstart av prosjektutvikling under større grad av usikkerhet i enkelte tilfeller være riktig og vil kunne kutte ledetider ytterligere. Hvis et stasjonsprosjekt i transmisjonsnett utvikles fram til konsesjonsfasen på bakgrunn av usikre forventninger om forbruksvekst, kan det bety et halvt til to år i spart ledetid (se delkapittel 6.2.7). Det kan være noe overlapp med bedre planprosesser, men vi legger til grunn at tidligere oppstart av stasjonsprosjekt under større grad av usikkerhet kan ha en betydelig nettoeffekt. Effekten er avhengig av hvor langt tiltakene modnes, men vi har lagt til grunn at det modnes fram i forkant av en konsesjonssøknad. Vi tror en nettoeffekt på om lag ett år i tillegg det vi har omtalt over, kan være mulig.

Potensialet for redusert saksbehandlingstid i OED på KVUer er om lag tre til ni måneder

Vi har foreslått en rekke tiltak som alene og sammen gjør at OEDs saksbehandling av konseptvalgutredninger kan gå raskere. Hvor stor effekten vil bli, vil bestemmes gjennom lengden på fristen som settes. Samtidig er det viktig å påpeke at OED må settes i stand til å kunne levere på fristen i utgangspunktet. Derfor er alle påpekte tiltak viktige.

OED bruker om lag seks til atten måneder på KVU-behandlingen i dag. Et tiltak som innfører en saksbehandlingsfrist på seks måneder etter høringsfristen, gjør at OED bør ha som mål å bli ferdige i løpet av ni måneder etter mottagelse av

KVU. Spart tid i OED er da om lag seks måneder med et utfallsrom på tre til ni måneder. Her kan også myndighetene selv bestemme ambisjonsnivået gjennom hvilke frister de setter for seg selv. Vi anser seks måneders frist (etter høring) for arbeidet i OED som en realistisk frist, og i henhold til fristene som gjelder i KS-ordningen. I denne fasen er det i liten grad overlapp med andre aktiviteter i tilknytningsprosessen, så spart tid her vil ha stor effekt på den samlede ledetiden i disse sakene.

I tillegg har vi påpekt at effektivisering av KVU-prosessen også kan gi spart tid hos Statnett, både i forkant og i etterkant av KVU, og hos NVE i etterkant. Disse effektene kommer vi tilbake til.

Prosjektutvikling hos nettselskapene kan reduseres med ni til atten måneder

I denne sammenheng omfatter prosjektutvikling nettselskapenes arbeid fra konseptvalgutredning til anlegget står ferdig. Denne delen av prosessen er lang og inneholder mange aktiviteter som skjer i parallell og som samtidig er viktig for forankring og involvering av berørte. Våre vurderinger av samlet potensial for spart tid er derfor særlig usikre.

Tiltak rettet mot OED på KVUer vil også kunne redusere tiden Statnett bruker på sine konseptvalgutredninger (se delkapittel 6.2.10). En oppdatert veileder for KVUer, vil gjøre det enklere for Statnett å tilpasse utredningen og prioritere de problemstillingene som OED ønsker besvart. Samlet besparelse ble vurdert til tre til ni måneder, og vi mener at et estimat i nedre del av intervallet er relatert til Statnetts tidsbruk i denne fasen. På dette tidspunktet er det ingen parallellitet, slik at effekten på fremdrift blir én-til-én.

Våre øvrige aktuelle tiltak i denne kategorien omfatter bedre bruk av prosjektmodeller og mer oppdragsutsettelse. I kapittel 6.2.23 og 6.2.24 ble virkningene av disse tiltakene vurdert hver for seg.

Det er nærliggende å ta utgangspunkt i at effekten av bedre prosjektmodeller, og bruk av disse, danner et gulv for potensialet. Det vil si tre til ni måneder. I tillegg kan økt grad av utsetting av oppdrag redusere oppstartstid som følge av interne ressursbegrensninger i nettselskapene. Det nedre intervallet for spart tid ble vurdert til seks måneder i kapittel 6.2.23.

Vi forventer videre at effekten på ledetid er positivt korrelert med størrelsen på tiltaket og dagens tidsbruk. Det vil si at mulighetene i absolutt tid er større for store kraftledninger enn for mindre ledninger og stasjonstiltak. Noe sjablongmessig legger vi til grunn at det for de største nettanleggene kan være mulig å spare tolv til 24 måneder samlet sett. For mindre nettanlegg, anslår vi et mulighetsrom på

seks til tolv måneder. Midtpunktene er henholdsvis ni og atten måneder.

Redusert tidsbruk i NVE kan være ni til tolv måneder

De foreslåtte tiltakene for OED og nettselskapene påvirker også NVE. Vi tror ikke NVEs tidsbruk på KVUer påvirker samlet ledetid i særlig grad, da dette skjer i parallell med andre oppgaver hos nettselskapene. Det gir også en mulighet til å sette seg tidlig inn i saken. Vi har ikke tillagt det en tilleggsverdi med tanke på redusert ledetid.

Bedre informasjonsflyt fra planprosessene sparer også tid hos NVE i form av enklere informasjonstilgang og forståelse av helheten. Dette er sannsynligvis ikke på kritisk sti, men bidrar til å frigjøre noe tid og ressurser til andre formål.

Effektene i NVE vil primært utløses av flere ansatte, færre saker og bedre kvalitet på underlaget. I vårt estimat på spart tid hos NVE har vi i første omgang lagt vekt på at køen med saker som ikke er påbegynt, fjernes. Vi har ikke inntrykk av at nettselskapene på generelt grunnlag arbeider i parallell i denne fasen. Det utgjør et utfallsrom på tre til ni måneder. Effekten treffer alle type konsesjonssaker.

Sammen med bedre styringsgrunnlag og omforente fremdriftsplaner, vil mer ressurser gi tilleggseffekter i form av økt mulighet til å beholde seniorkompetanse, bedre grunnlag for prioritering av saker, reduserte start-stopp kostnader, mindre sårbarhet med tanke på avganger etc. Dette vil bidra til å redusere inaktiv tid hos både NVE og nettselskapene. Vi tror denne effekten kan utgjøre om lag tre til ni måneder på toppen av å fjerne køen.

Samlet effekt kan være i intervallet seks til 18 måneder. Sannsynligvis vil den være større for store kraftledninger enn for mindre ledninger og stasjoner. Potensialet for de mindre tiltakene, inkludert stasjoner i transmisjonsnettet, vil kunne ligge i et nedre intervall på seks til tolv måneder, med ni som et midtpunkt. Store kraftledninger vil kunne ligge i øvre intervall på seks til 18 måneder, med tolv måneder som et midtpunkt.

Bruk av nærmere fastsatte frister og omforente milepælsplaner er en måte å styre ambisjonsnivået og usikkerheten på. Ambisjonsnivået bør naturligvis være en konsekvens av antall nye ressurser og samlet kompetanse, styringsverktøy, digitalisering etc. Med tilstrekkelig gode rammebetingelser, vil potensialet kunne være i området ni til tolv måneder. Merk at ressurser i OED må henge sammen med behandlingskapasiteten i NVE.

Samlet vurdering av potensiell tidsbesparelse

Med et høyt ambisjonsnivå kan det være mulig å spare 2-4 år i ledetid ved innføring av tiltakene som kan gjennomføres relativt raskt. Tiltak som frigjør kapasitet i nettet vil kunne bidra til å fjerne behovet for nye nettanlegg.

Bedre planprosesser kan spare om lag tre til 18 måneder før prosjektene starter opp. Prosjektutvikling

hos nettselskapene kan reduseres med ni til 18 måneder. Redusert tidsbruk til NVEs behandling av konsesjonssøknader kan være ni til tolv måneder. Vi vurderer at potensialet for redusert saksbehandlingstid i OED på KVUer er om lag seks måneder.

I tabellen under har vi oppsummert vår samlede vurdering av tidsbesparelsen som kan følge av våre anbefalte tiltak.

Tabell 6-3: Tidsbesparelse i måneder som følge av anbefalte tiltak som kan innføres relativt raskt

Type prosjekt	Planprosess	Prosjektutvikling	NVE	OED	Sum måneder
Ny r-nettledning (B)	3	9	9	0	21
Ny transmisjonsnetts stasjon (A)	18	9	9	0	36
Ny lang trans.-ledning (C)	9	18	12	6	45

Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022)

6.5.2 Rimelighetsvurdering av ambisjonsnivå

For å se om anslagene på reduksjon av ledetid er rimelige, har vi sammenlignet dem med resultatene fra kartleggingen i kapittel 2. Vi ser at anslagene kan være noe optimistiske, men mulig å oppnå dersom ting går som planlagt. I tillegg er det trolig mest potensial i de prosjektene som har lengst ledetid.

Rimelighetsvurdering mot generelle ledetider i relevante faser fra kartlegging

Fra kartleggingen i kapittel 2.2 så vi at ledetiden i en planprosess er på et halvt år til ti år. Vi har anslått at det kan være mulig å redusere ledetiden med tre til ni måneder på denne typen tiltak. Det kan kanskje være mye for de minste stasjonsprosjektene som går relativt raskt, men fremstår som rimelig for ledninger.

Videre har vi anslått en reduksjon i prosjektutvikling på ni til 18 måneder. Sammenlignet med resultatene fra kartleggingen innebærer dette en reduksjon i ledetid på minst 40 prosent. Dette virker mye. Vi har også fått data fra Statnett på gjennomsnittlige ledetider. For et stasjonsprosjekt angir de gjennomsnittlig 25-40 måneder på prosjektutvikling frem mot investeringsbeslutning. For ledningsprosjekt angir de 65 måneder. Disse tallene inkluderer ikke arbeid med konseptvalg, som i Statnett gjennomføres før prosjektene starter opp. Mot disse tallene virker en reduksjon på ni til 18 måneder oppnåelig.

Konsesjonsbehandlingen mener vi det kan være mulig å gjennomføre ni til tolv måneder raskere. Dette er 25-50 prosent reduksjon, sammenlignet med funnene i kartleggingen på ett til to år for mindre saker og to til fire år for ledningsanlegg. Det er imidlertid viktig å

presisere at seks måneder av tiden vi mener det er mulig å redusere i konsesjonsbehandlingen, er knyttet til å fjerne ventetiden for å få saksbehandler hos NVE. Ni til tolv måneder kan likevel være optimistisk i enkelte saker, og forutsetter høy kvalitet på underlaget nettselskapene sender inn.

Totalt sett mener vi tiltakene kan redusere ledetid på rundt to år for mindre anlegg, og rundt fire år på store ledninger. Basert på kartleggingen er dette en reduksjon på 20-60 prosent. Den nederste delen av dette intervallet er kanskje mest rimelig, og gir en indikasjon på at det er de prosjektene som har brukt lengst tid som har mest potensial for reduksjon i ledetid.

Rimelighetsvurdering mot Kvandal-Kanstadbotn

I kapittel 2.4 gikk vi gjennom to konkrete nettutviklingsprosjekt, Kvandal-Kanstadbotn og Boltåsen stasjon. Kvandal-Kanstadbotn hadde en ledetid på åtte år, fra prosjektet startet til planlagt idriftsettelse. Med to år kortere ledetid ville prosjektet vært gjennomført på seks år. Dette var også den opprinnelige planen i Statnetts melding fra 2016.

Statnetts prosjektutvikling ser her ut til å ha vært ganske effektiv. Prosjektutviklingsfasen tok omtrent to år, inkludert melding og utredningsprogram. Det virker ikke rimelig at denne skal reduseres ytterligere med ni måneder.

Konsesjonssøknaden hadde behandlingstid på to år, men det var da ingen ventetid på å få saksbehandler. Statnett måtte imidlertid vente tre måneder på konsesjonssøknad fra Hålogaland Kraft Nett. I tillegg utsatte endringssøknaden på Boltåsen stasjon

konsesjonsvedtaket med seks måneder. Basert på dette virker det rimelig at det er mulig å redusere ledetiden på konsesjonsbehandling med ni måneder for denne typen ledningsanlegg.

Vurderingen mot Kvandal-Kanstadbotn viser at anslagene på reduksjon av ledetid i nettutviklingsprosessen kan være rimelige. Som i rimelighetsvurderingen mot den generelle kartleggingen ser vi imidlertid at det krever et prosjekt og myndighetsbehandlingen går på skinner, og at det er høy kvalitet og transparens i alle vurderinger som blir gjort.

6.6 Anbefalte tiltak løser mye, men fjerner ikke hele ledetidsproblemet

I dette kapittelet vil vi sammenligne gevinsten av de høyest prioriterte tiltakene med gapet i ledetiden til nettanlegg og forbrukerkunder som ble presentert i kapittel 2.5. Vi ser at gapet blir redusert, men ikke kan fjernes helt i alle tilfeller. I tillegg diskuterer vi mål og rammer fra myndighetene som kan være nyttige for nettselskapene når de skal prioritere og utvikle prosjekter. Avslutningsvis reflekterer vi rundt hva som skal til for å fjerne gapet i ledetid helt.

6.6.1 Sammenligning av gevinst av anbefalte tiltak og dagens gap i ledetider

For større enkeltkunder som ønsker tilknytning varierer ledetiden fra ett til tolv år. Hovedtyngden ligger trolig mellom tre og syv år for kunder som utløser ledningstiltak. For mindre kunder, og kunder som utløser stasjonstiltak, vil de fleste ligge mellom ett og fem år. Nettselskapene erfarer imidlertid at mange kunder har optimistiske og usikre fremdriftsplaner for sine egne prosjekt.

I Statnetts siste nettutviklingsplanen 2021 framkommer det at økningen i tilknytningssakene i stor grad har

kommet fra 2019 og utover (Statnett SF, 2021a). Basert på de siste publiserte utredningene som er gjort for å knytte til nytt forbruk, ønsker mye av forbruket tilknytning før 2030.

Overføringskapasiteten i strømmettet er i mange tilfeller begrenset, og da vil investeringer i nettet være nødvendig. Kartleggingen viser at ledetidene for nettanlegg som krever anleggskonsesjon oppfattes å være lange og usikre. Det kan ta mellom to og et halvt og tolv år fra et behov er kjent til tiltaket er satt i drift. Ledetiden er økende med tiltakets omfang, og usikkerheten fremstår stor for alle kategorier tiltak. For de lengste ledningene er det ikke uvanlig at det tar over ti år, og for mindre kraftledninger er fem til ti år vanlig.

Videre er det i mange tilfeller Statnetts nett som begrenser kapasiteten, og da er også deres ledetider førende. En ny ledning i transmisjonsnettet hvor planleggingen starter i 2022, vil kunne stå ferdig i 2032-2034 med dagens ledetider. Et nytt stasjonsprosjekt i transmisjonsnett vil tilsvarende kunne gi økt kapasitet mot slutten av 2020-tallet. Det er derfor krevende å møte alle ønskene om økt strømuttak på det tidspunktene kundene selv ønsker det.

For enkeltkunder som utløser for eksempel en ny lang transmisjonsnettledning, kan gapet mellom Statnetts og kundens ledetid være mellom null og ni år. For tiltak som innebærer mindre kraftledninger, kan gapet være null til syv år. Det er verdt å merke seg at for kunder er usikkerheten i om gapet er i det øvre intervallet eller ikke, er selvstendig poeng. Gap som er i nedre del av intervallet er mindre problematisk, da det ofte også er tidsforsinkelser i kundenes planer, samt at det er enklere å justere fremdrift med ett eller to år uten for store ulemper.

Tabell 6-4: Virkninger av anbefalte tiltak, som kan innføres og gi effekt relativt raskt, på ledetider

Type prosjekt	Samlet ledetid per jan/feb 22	Ledetider for forbrukskunde	Gap per jan/feb 22	Mulig reduksjon av gap som følge av tiltak	Gjenstående gap
Ny stasjon (A)	2,5 – 6 år	1 – 7 år	0 – 5 år	3 år	0 – 2 år
Ny lang reg.-ledning (B)	5 – 10 år	3 – 7 år	0 – 7 år	2 år	0 – 5 år
Ny lang trans.-ledning (C)	7 – 12 år	3 – 7 år	0 – 9 år	4 år	0 – 5 år

Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022)

Med et høyt ambisjonsnivå for foreslåtte tiltak kan det være mulig å spare fire år i samlet ledetid for større

kraftledninger (saksgang C) og to år for mindre kraftledninger (saksgang B) og for stasjoner i

transmisjonsnettet. Vi mener også at usikkerheten i ledetider blir redusert gjennom tiltakene.

6.6.2 Tiltakene fjerner mye av gapet i ledetid for store kraftledninger som krever KVV

Redusert ledetid på opptil fire år for store kraftledningssaker vil bidra vesentlig til å legge til rette for økt strømforbruk tidlig på 2030-tallet og for å redusere gapet til store industriaktørers fremdriftsplaner. Raskere fremdrift i Statnetts kraftledninger vil også være bra for underliggende nettvirksomhet.

Gapet i ledetid mellom industri og nettutbygging kan fjernes i enkelte tilfeller. Redusert usikkerhet i ledetider bidrar også til at de blir enklere for store industrikunder å planlegge sine egne prosjekter, informere nettselskapene tidlig nok og inngå omforente fremdriftsplaner gjennom avtaler om konseptvalgutredninger, koordinert prosjektgjennomføring og anleggsbidrag.

Det vil fortsatt ta lenger tid å bygge en ny stor kraftledning enn å realisere et industriprosjekt. Dette er etter vår vurdering naturlig, ettersom flere interessenter berøres av en ny kraftledning som går over flere titalls kilometer, enn av en fabrikk som bygges på et regulert område. I tilfeller der industrikundene har ledetider som er kortere enn fire til fem år, vil gapet fortsatt være betydelig. Det er videre sjeldent at nye enkeltkunder utløser nye investeringer i kraftledninger i transmisjonsnettet.

Det er også viktig å påpeke at for tiltak som allerede pågår, er ikke mulig tidsbesparelser nødvendigvis fire år. Mulig besparelse avhenger av hvor gevinstene blir tatt ut og hvor langt nettanlegget er kommet i nettutviklingsprosessen. Flere av tiltakene retter seg mot de tidlige fasene i prosessen fra et behov blir kjent til tiltaket er ferdig.

6.6.3 Tiltakene kan i mange tilfeller fjerne gapet for mindre kraftledninger og stasjonstiltak

Det er mer vanlig at enkeltkunder utløser nye stasjonstiltak i transmisjonsnettet og kraftledninger på 132 kV. Ledetider og eventuelle gap på disse tiltakene er derfor av større betydning for kunder som ønsker tilknytning. Generelt vil dette også bidra til å kunne legge til rette for vekst i forbruket rundt 2030 og før også.

For en del store enkeltkunder vil gapet i ledetider kunne bli fjernet når disse tiltakene er nødvendig. I hvor stor grad dette vil skje, avhenger av egenskaper ved både kunder og nettanlegget. Hvis kundene har veldig kort ledetid, vil det uansett være et gap. Dette vil i praksis være umulig å fjerne med mindre det allerede er ledig kapasitet i utgangspunktet eller tilknytning kan skje på vilkår. Hvis kunden har en

relativt lang ledetid (eller informerer nettselskapet tidlig) bør det være mulig å finne en omforent fremdriftsplan for begge parter. I situasjoner der det er nødvendig med lange kraftledninger på 132 kV og/eller helt nye store stasjoner i transmisjonsnettet, vil det fortsatt kunne være et gap avhengig av kundens ledetid, men et som er mer håndterbart. Det er i disse situasjonene at behovet for en grundig konsesjonsbehandling også er størst og ledetidene derfor er lengre. Informasjon til kunder, aktiv planrolle og bruk av midlertidige vilkår, vil være viktig.

I tillegg vil tidlig prosjektutvikling under usikkerhet i enkelte tilfeller være riktig å gjøre, og vil kunne kutte ledetider ytterligere for denne typen tiltak. Sannsynligvis vil dette være mest aktuelt for tiltak som handler om økt transformeringkapasitet i transmisjonsnettet. Hvis eventuelle tiltak utvikles fram til konsesjonsfasen på bakgrunn av usikre forventninger om forbruksvekst, kan det bety ett halvt til to år i spart ledetid.

6.6.4 Myndighetene må sette klare mål og sikre gevinstrealisering

Gevinstene vi har skissert er ambisiøse og usikre. Usikkerheten er knyttet både til størrelsen av effekten og om gevinsten reelt sett reduserer ledetid, eller om andre aktiviteter i prosessen uansett vil være avgjørende for ledetidene (på kritisk sti). Samtidig vurderes potensialet til å gjennomføre tiltak med lave kostnader som betydelig og mulig å styre.

For det videre arbeidet med reduksjon av ledetider, vil det trolig være nyttig å sette klare mål for hva samfunnet ønsker å oppnå og når. En langsiktig og strategisk beskrivelse av hva samfunnet ønsker å oppnå gir en tydelig retning for både den som styrer og blir styrt. Målsetninger kan for eksempel være knyttet til hvor mye nytt industriforbruk man ønsker og hvor. Sammenhengen mellom mengden nytt forbruk, ny produksjon, kraftpriser og nettutvikling, er en annen dimensjon som kan påvirke det langsiktige perspektivet. Dette vil kunne ha karakter av å være et klarere samfunns mål i form av å være et uttrykk for den verdiskapingen et tiltak skal føre til. Prosessen fra et behov oppstår til anlegget står ferdig, er også preget av målkonflikter som det tar tid å avveie i hver enkelt sak. Hvordan målkonflikter bør håndteres, kan være en del av et langsiktig mål bilde.

Formålet i energiloven omhandler en samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse og utvikling av nettet. Den sier mer om grad av mål oppnåelse, og i hvilken grad nytten av målene overstiger kostnadene ved å nå dem. Klarere målsetninger og tilhørende ambisjonsnivå vil gjøre det enklere for nettselskapene å prioritere tiltak og å sørge for at utnyttelsen og utviklingen av overføringsnettet er samfunnsøkonomisk rasjonell.

Når målene er fastsatt bør myndighetene innhente informasjon som gjør de i stand til å innrette styringen til det målet som er satt. Dette kan for eksempel OED gjøre gjennom eierstyring av Statnett og styringsdialogen med NVE. Ambisjonsnivået kan videre delvis styres gjennom mengden nye ansatte i NVE og OED, og ved at det fortsatt satses på pågående digitaliseringsprosjekter. Videre er det viktig at myndighetene forløpende følger opp hvordan nettselskapene bidrar til måloppnåelsen, og sikrer at gevinster faktisk blir realisert.

Siden ønskene om tilknytning skjer nå og fremover mot 2030, er det viktig at både målfastsettelse og tiltak iverksettes fort.

6.6.5 Hva skal til å for fjerne alt gap i ledetider? Som det framkommer av

Tabell 6-4, vil våre anbefalte tiltak kunne redusere ledetiden i nettutviklingen med to til fire år. Samtidig vil det kunne gjenstå et gap mellom forbrukskunders ledetid og ledetiden for nett på opptil fem år for forbruk som krever en ny lang regional- eller transmisjonsnettledning.

Ytterligere reduksjoner i ledetid kan være mulig, men vi tror det vil være krevende, og kanskje umulig, å fjerne alt gap i ledetider uten at det gir store ulemper på andre områder. Hvis dette siste gapet skulle måtte tettes, ville det etter vår vurdering kreve tiltak med store demokratiske og samfunnsøkonomiske ulemper. Siden det til enhver tid kan oppstå nye forbruksplaner med korte ledetider, vil det i praksis heller ikke være mulig.

For å redusere ledetider ytterligere, ville det etter vår vurdering vært nødvendig med veldig klare og allment aksepterte langsiktige politiske målsetninger om omfattende nettutbygging. Herunder en avklaring om ønsket omfang av den omfattende og tidskritiske industriutviklingen som inngår i ulike forbruksplaner. På denne måten ville en del av de underliggende målkonfliktene blitt avklart på et tidlig tidspunkt.

Videre kunne nettselskapene ha bygget ut kapasitet i nettet, primært i transmisjonsnettet, i forkant av kunnskap om kjente industriplaner, se 5.2.3. På den måten ville det alltid vært ledig kapasitet i nettet til den som måtte ønske det. Myndighetene må da også gi nødvendige tillatelser uten at det nødvendigvis er samfunnsøkonomisk lønnsomt, noe som ville vært i strid med formålet i energiloven. Store deler av kostnadene ville sannsynligvis havnet hos andre aktører enn de som får nytten.

Andre tiltak kunne vært å redusere involveringen av berørte parter, og tvinge gjennom utbygging uansett protester. Redusert involvering kunne for eksempel gjøres ved å fjerne KVU-ordningen, redusere høring, fjerne melding etc. Vår vurdering er imidlertid at dette innebærer høye kostnader og vanskeliggjør en samfunnsmessig rasjonell utvikling av strømmettet, samtidig som effekten på ledetid er usikker. Et viktig prinsipp for samfunnsøkonomisk lønnsomhet er at alle konsekvenser ved et tiltak er vurdert, og involvering av alle berørte interessenter bidrar til å identifisere disse. Denne typen tiltak, og behovet for dem, bør derfor vurderes nøye før en eventuell innføring.

7. Referanser

Agder Energi Nett, et al., 2021. *Innspill til energimeldingen*, s.l.: s.n.

e24, 2020a. www.e24.no. [Internett]
Available at: <https://e24.no/naeringsliv/i/gWva4a/har-valgt-sted-for-gjelstens-giga-batterifabrikk>
[Funnet 10 2 2022].

e24, 2020b. www.e24.no. [Internett]
Available at: <https://e24.no/olje-og-energi/i/rAVvbe/freyr-vil-bygge-batterifabrikk-til-40-milliarder-i-mo-i-rana>
[Funnet 10 2 2022].

EY, 2021. *Kartlegging og anbefalt regulering av nettselskapenes tidsbruk ved tilknytning av nye kunder*. [Internett]
Available at: https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2021/rme_eksternrapport2021_04.pdf
[Funnet 24 Februar 2022].

Finansdepartementet, 2019. *Rundskriv R-108/19 Statens prosjektmodell - Krav til uttrending, planlegging og kvalitetssikring av store investeringsprosjekter i staten*, Oslo: Finansdepartementet.

Huseiernes Landsforbund, 2022. *Høye strømpriser og nye EU-regler: Nå er det på tide med kraftfulle tilskuddsordninger til energieffektivisering*. [Internett]
Available at: <https://www.huseierne.no/nyheter/hoye-strompriser-og-nye-eu-regler-na-er-det-pa-tide-med-kraftfulle-tilskuddsordninger-til-energieffektivisering/>
[Funnet 24 02 2022].

ilaks, 2020. www.ilaks.no. [Internett]
Available at: <https://ilaks.no/konsesjon-pa-plass-ecofisk-vil-bygge-norges-storste-landbaserte-matfiskanlegg-for-laks-i-et-gammelt-steinbrudd/>
[Funnet 10 2 2022].

kyst.no, 2020. www.kyst.no. [Internett]
Available at: <https://www.kyst.no/article/har-faatt-tildelt-norges-stoerste-landbaserte-matfiskstillatelse/>
[Funnet 10 2 2022].

Montel, 2021. www.montelnews.no. [Internett]
Available at: <https://www.montelnews.com/no/news/1243900/%C3%B8stfold-energi-bygger-ut-37-gwh-i-lrdal>
[Funnet 10 2 2022].

NRK, 2021a. www.nrk.no. [Internett]
Available at: <https://www.nrk.no/sorlandet/ny-batterifabrikk-i-arendal--satser-pa-fagarbeidere->

[og-batteriutdanning-1.15730712](https://www.nrk.no/sorlandet/ny-batterifabrikk-i-arendal--satser-pa-fagarbeidere-og-batteriutdanning-1.15730712)
[Funnet 10 2 2022].

NRK, 2021b. www.nrk.no. [Internett]
Available at: <https://www.nrk.no/nordland/freyr-bygger-norges-forste-batterifabrikk-i-mo-i-rana-1.15686997>
[Funnet 10 2 2022].

NVE, 2021a. *Nett*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>
[Funnet 14 Januar 2022].

NVE, 2021b. www.nve.no KILE – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>
[Funnet 17 1 2022].

NVE, 2021c. www.nve.no Tilknytningsplikt. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>
[Funnet 17 1 2021].

NVE, 2021d. www.nve.no. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-konsesjon/slik-vil-nve-prioritere-konsesjonsoknader-for-nettanlegg/>
[Funnet 14 02 2022].

NVE, 2021e. *Etablering av nye energianlegg forholdet til plan og bygningsloven*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/etablering-av-nye-energianlegg-forholdet-til-plan-og-bygningsloven/>
[Funnet 14 02 2022].

NVE, 2021f. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*, Oslo: NVE.

NVE, 2021g. *NVE effektiviserer behandlingen av nettkonsesjoner*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-konsesjon/nve-effektiviserer-behandlingen-av-nettkonsesjoner/>
[Funnet 25 Januar 2022].

NVE, 2021h. www.nve.no - Kraftsytemutredninger. [Internett]
Available at:

<https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/kraftsy-stemutredninger/>
[Funnet 26 1 2022].

Ofgem, 2022. *Ofgem's consultation policy*. [Internett]
Available at:
<https://www.ofgem.gov.uk/publications/ofgems-consultation-policy>
[Funnet 1 Februar 2022].

Olje- og energidepartementet, 2012. *Meld. St. 14 Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*, Oslo: Olje- og energidepartementet.

Olje- og energidepartementet, 2016. *Konseptvalgutredning for forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet*, Oslo: Olje- og energidepartementet.

Oslo Economics, 2022. *Konsesjonsprosesser i utvalgte land*, Oslo: Oslo Economics AS.

RME, 2021 a. *Kostnadsnormen – regionalt distribusjonsnett*. [Internett]
Available at:
<https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/bcbf6030-b0ce-4a0c-9e5c-daaf2522918a/202119109/3425695>
[Funnet 14 Februar 2022].

Statnett SF, 2020a. *Møtereferat Samarbeidsforum TSO/DSO*. Oslo: Statnett SF.

Statnett SF, 2020b. *Konseptvalgutredning for Bergen og omland*, Oslo: Statnett SF.

Statnett SF, 2020c. *Miljø-, transport- og anleggsplan 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn*. [Internett]
Available at:
<https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-nord/kvandal-kanstadbotn/mtaplan.pdf>
[Funnet 24 Februar 2022].

Statnett SF, 2021 a. *Nettutviklingsplan 2021*, Oslo: Statnett SF.

Statnett, 2021b. *Langsiktig nettutviklingsplan 2021*, s.l.: s.n.

Statnett, 2022. *Underlag tli strømmnettutvalget/Oslo Economics*, Oslo: Statnett.

Thema, 2021. *Gevinstrealisering av DSO-rollen*. [Internett]
Available at:
<https://www.energinorge.no/contentassets/69572034f8f147bcadd0ceedc96d76f7/thema-rapport-2021-21-gevinstrealisering-av-dso-rollen-endelig.pdf>
[Funnet 14 Februar 2022].

Vista Analyse AS og Asplan Viak, 2018. *Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus*, Oslo: Vista Analyse AS.

Vista Analyse AS og Asplan Viak, 2018. *Bidrag til en strategi for alternativer til nett*, Oslo: Vista Analyse AS.

Vedlegg A Caseeksempler

Som en del av oppdraget har vi hentet inn informasjon om ledetider for til sammen 17 nettutviklingsprosesser

- Hålogaland Kraft Nett
 - Boltåsen stasjon
- Lede
 - Ny koblingsstasjon Østlandet
- Mørenett
 - Djupvik - Sandvikskaret
 - 22 kV kabel
 - Nørve
 - Håheim
 - Ørsta
- Agder Energi
 - Høgefoss-nettet – ny 132kV-linje + ny stasjon
 - 110/132kV-linje Øye-Austadvika

- Austerdalen trafostasjon
- 110/132kV «Kystlinja» fra K.sand til Kvinesdal
- Statnett
 - Kvandal – Kanstadbotn
 - Lyse - Fagrafjell
 - Blåfalli - Gismarvik
 - Ertsmyra
 - Mauranger
 - Ålfoten

Av disse har vi laget Gantt-diagrammer med ledetid for til sammen elleve. I Tabell 7-1 gjengir vi overordnet informasjon om ledetider i de elleve eksemplene.

Tabell 7-1: Ledetider i elleve eksempler på nettutviklingsprosjekter

Case	Type prosjekt	Nett-nivå	Før prosj.	Forberedelse hos nettselskap	Konsesjons behandling	Gjennomføring	Samlet tid forberedelse er → drift
1. Boltåsen	Ny stasjon	Dist/reg	6 år	0,5 år	2 år	2 år	4,5 år
2. Ny stasjon på Østlandet*	Ny stasjon	Dist/reg	2 år	1 år	2 år	2 år	5 år
3. Djupvik-Sandviks.	Ledning	Dist/reg	-	1 år	2 år	1 år	4 år
4. Sykkylven-Magerholm	Kort kraftledning	Dist/reg	1 år	0,5 år	1 år	0,75 år	2,25 år
5. Håheim	Nytt bryterfelt	Dist/reg	-	0,5 år	0,5 år	0,5 år	1,5 år
6. Øye-Austadvika	Kort kraftledning	Dist/reg	40 år	1 år	4 år	4 år	9 år
7. Austerdal	Ny stasjon	Dist/reg	-	1 år	10 år	1,5 år	12,5 år
8. K.sand-Kvinesdal*	Lang kraftledning	Dist/reg	20 år	1,5 år	2,5 år	3 år	7 år
9. Kvandal-Kanstad.	Lang kraftledning	Trans	4 år	2 år	3 år	3 år	8 år
10. Blåfalli-Gismarvik*	Lang kraftledning	Trans	20 år	5 år	4 år	4 år	13 år
11. Mauranger	Utvide stasjon	Trans	-	1 år	5,5 år	3 år	9,5 år

Kilde: Oslo Economics, Sweco (2022). *Prosjektet er ikke idriftsatt og noen av tallene vil være prognoser. Se følgende avsnitt for detaljer

Av disse nettutviklingsprosjektene er Kvandal-Kanstadbotn beskrevet nærmere i selve rapporten. Boltåsen transformatorstasjon er også noe beskrevet, da den var avhengig av Kvandal-Kanstadbotn prosjektet. I de neste avsnittene vil vi vise Gantt diagram med overordnet informasjon om nettutviklingsprosessene om Boltåsen og de øvrige ni eksemplene.

Case: Boltåsen transformatorstasjon (Hålogaland Kraft Nett)

Bakgrunnen for prosjektet var at Forsvaret ville bygge ut Evenes flyplass og lanserte denne planen i 2012. I tillegg var det forventet økt alminnelig forbruk. Stasjonen skulle sikre effektbehovet for Forsvaret og tilrettelegge for fremtidige industrietableringer. Statnett gjennomførte konseptvalgutredning i 2016 for systemløsning i Evenesområdet, hvor ny kraftlinje fra Kvandal – Kanstadbotn ble utpekt som beste løsning. Forsvaret tok direkte kontakt med Hålogaland Kraft Nett i desember 2017 og de startet en dialog. Hålogaland Kraft Nett gjorde deretter analyser av nettet utfra behovene til Forsvaret. Plasseringen av den nye Boltåsen transformatorstasjon avhenger av traseen til den nye Kvandal-Kanstadbotn. NVE ba derfor Statnett og Hålogaland Kraft Nett om å koordinere seg for å sikre en best mulig helhetlig løsning for området, og valgte å konsesjonsbehandle de to sakene sammen.

Konsesjonssøknaden ble sendt inn til NVE i starten av juli 2018, og NVE besluttet å vente til etter sommerferien å gjennomføre høring. Etter høringen ble det gjort en endring i konsesjonssøknaden, da de gikk fra luftisolert til gassisolert anlegg. Denne endringssøknaden krevde en ny høring. Siden dette var en relativt liten ending, ble det også kun gjennomført en mindre høring kun til kommune, fylkeskommune og direkte berørte.

Under konsesjonsprosessen jobbet Hålogaland parallelt med neste steg i prosessen, som å klargjøre MTA-søknad. Dette gjorde at de fikk sendt inn MTA-søknaden to uker etter innvilget anleggskonsesjon. Mens MTA-planen var til behandling, kom nettselskapet i kontakt med entreprenører for byggearbeidet. De inngikk kontrakt med en entreprenør, hvor de ble enige om ulike scenarioer for når byggearbeidet kunne starte, og kostnaden for hvert scenario. Dette bidro til at byggearbeidet kunne starte byggeprosessen allerede to uker etter godkjent MTA-plan. Hålogaland valgte å ta større risiko i denne prosessen, og valgte å jobbe mer i parallell, da de vurderte Forsvaret som en sikker kunde. De hadde også en avtale med Forsvaret som skulle dekke noe av merkostnadene ved å ta på seg mer risiko.

Transformatorstasjonen ble driftsatt i desember 2021.

Hovedsteg	Steg	2012	2016	2018				2019				2020				2021			
				Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Før prosjekt	Forsvaret lanserer planer om utbygging	■																	
Forb. hos nettselskap	Konseptvalgutredning		■																
	Utar. konsesjonssøknad			■	■														
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling (AIS)				■		■												
	Endringssøknad (GIS)							■	■	■	■	■							
	MTA-plan											■							
Gjennomføring	Prosjektering og anskaffelser								■	■	■	■							
	Bygging av Boltås												■	■	■	■	■	■	■
Idriftsettelse																			■

Kilde: Hålogaland Kraft Nett, NVE

Case: Ny koblingsstasjon på Østlandet (Lede)

Bakgrunnen for prosjektet var behovet for å styrke forsyningssikkerheten i området, samt å legge til rette for etablering av ny industri. I forkant ble det gjort en kraftsystemutredning som konkluderte med at det måtte bygges ut ny koblingsstasjon, da dagens regionalnett (132 kV) ikke hadde mer kapasitet. Lede brukte mellom 6 til 9 måneder på utredningen.

På grunn av kundens behov ble det laget en revidert fremdriftsplan med tiltak for å redusere ledetiden frem til ferdig koblingsstasjon og tilkobling. Dette kunne gjøres mulig takket være at prosjektleder for neste fase ble involvert tidlig i prosessen, data fra reguleringsplan ble gjort tilgjengelig for konsesjonsprosessen, koordinert prosjektutvikling i tidlig fase, tidlige avklaringer fra kunde, forskuttet prosjektering og at kunden stilte med ferdig sprengt og planert tomt. Videre ble tid for konsesjonsbehandling redusert i henhold til skriv fra NVE, selv om erfart behandlingstid kan være lenger.

Figur 7-1: Opprinnelig plan for ny koblingsstasjon

Hovedsteg	Steg	2021		2022				2023				2024				2025				2026			
		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forb. hos nettselskap	Utredning																						
	Utarbeide konsesjonssøknad																						
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling																						
	Forskuttet prosjektering																						
Gjennomføring	Bygging																						
Idriftsettelse																							

Kilde: Lede

Figur 7-2: Revidert plan, med raskere fremdrift

Hovedsteg	Steg	2021		2022				2023				2024				2025				2026			
		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forb. hos nettselskap	Utredning																						
	Utarbeide konsesjonssøknad																						
Konsesjonsbehandling	Tildeling av saksbehandler																						
	Konsesjonsbehandling																						
	Forskuttet prosjektering																						
	Klagebehandling																						
Gjennomføring	Bygging																						
Idriftsettelse																							

Kilde: Lede

Case: Djupvik-Sandvikskaret (Mørenett)

Bakgrunnen for saken var at Mørenett skulle bygge 5,1 km ny 66 (132) kV kraftledning mellom Djupvik og Sandvikskaret i Herøy kommune i Møre og Romsdal for å forsterke kraftforsyningen til ytre sør Sunnmøre. Dette gikk under saksgang A.

Hovedsteg	Steg	2017		2018				2019				2020				2021				2022			
		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forb. hos nettselskap	Utredning																						
	Utarbeide konsesjonssøknad																						
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling																						
	Klagebehandling (OED)																						
	Endringssøknad																						
	Endelig vedtak																						
Gjennomføring	Prosjektering																						
	MTA-plan																						
	Bygging av linja																						
Idriftsettelse																							

Kilde: Mørenett

Case: 22 kV land-/sjøkabel Sykkylven-Magerholm (Mørenett)

Bakgrunnen for prosjektet var at fylkeskommunen ønsket å elektrifisere fergestrekningen og det var behov for tre MW på hver side av fjorden. Det ble derfor søkt om anleggskonsesjon for 22 kV ledning, delvis på land og sjø. Mørenett mener at dersom dette hadde gått under områdekonsesjon ville de spart ca. et halvt år. Saken gikk under saksgang A.

Hovedsteg	Steg	2018				2019				2020			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forb. hos nettselskap	Utredning												
	Utarbeide konsesjonssøknad												
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling												
Gjennomføring	Prosjektering												
	Bygging av linja												
Idriftsettelse													

Kilde: Mørenett

Case: Nytt 66 kV brytefelt i Håheim transformatorstasjon (Mørenett)

Bakgrunnen for saken var at Mørenett skulle bygge et nytt 66 kV brytefelt i Håheim transformatorstasjon. Dette gikk også under saksgang A.

Hovedsteg	Steg	2021				2022			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forb. hos nettselskap	Utredning								
	Utarbeide konsesjonssøknad								
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling								
Gjennomføring	Prosjektering								
	Bygging av feltet								

Kilde: Mørenett

Case: 110/132 kV linje Øye-Austadvika (Agder Energi)

Denne saken omhandlet en ny 132 kV linje mellom Øye og Austadvika, som er totalt 16 km lang. Dette erstatter den eksisterende 66 kV linje Øye-Sira på 20 km, som ble revet.

Saken gikk under saksgang C. Konsesjonsbehandlingen gikk fra september 2009 til desember 2013. Underveis var det mange høringer, møter, orienteringer, folkemøter og høringsuttalelser. Til sammen var det rundt 30 høringsuttalelser. Det ble også utarbeidet tilleggssøknad i 2012 som inkluderte innslyfing til Kvinesdal transformatorstasjon. Denne måtte også gjennom høring, påfølgende høringsuttalelser og orientering til grunneiere. Gjennom hele behandlingstiden ba NVE også flere ganger om spesifiseringer, og kom med tilbakemeldinger, spørsmål og etterspurte mer grunnlag. Det ble også utsatt klagefrist, men det ble ingen klager. Agder Energi fikk avslag på å bygge dobbellinje fra Kvinesdal til Øye.

I februar 2015 fikk Agder Energi tillatelse å hogge skog før MTA-planen var godkjent. Fikk bekreftelse på at det var greit fra grunneierne. Parallelt med prosessen for den nye linja har Agder Energi jobbet med rivingen av en del av 66 kV linja.

Hovedsteg	Steg	80 - tall et	2008				2009				2010-2012	2013				2014				2015				2016-2017				2018				2019
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4					Q1	Q2	Q3	Q4	
Forb. hos nettselskap	Planer om bygging																															
	Utredning																															
	Utarbeide konsesjonssøknad																															
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling																															
	Utsatt klagefrist																															
	Tillatelse til skogrydding																															
	Tilleggskons./endringssøkn.																															
	Søknad om riving av 110/66 kV																															
Gjennomføring	Prosjektering																															
	MTA																															
	Bygging av linja																															
Idriftsettelse																																
Riving	Eksisterende 66 kV linje																															

Kilde: Agder Energi

Case: Austerdalen transformatorstasjon (Agder Energi)

Agder Energi fikk i 2009 konsesjon til å bygge Austerdalen transformatorstasjonen. Bakgrunnen for etablering av stasjonen er at det planlegges flere småkraftverk i området, og dette utløser behovet for bygging av stasjonen. Stasjonen vil i tillegg til å sørge for mottak av kraft, også forbedre forsyningssikkerheten i området ved at prosjektet også omfatter oppgradering av omkringliggende 22 kV nett. Det installeres et miljøvennlig innendørs koblingsanlegg i stasjonen, og anlegget tilknyttes eksisterende 110 kV linje mellom Øye og Skjerka. Dette muliggjør forsyning av kraft til og fra transmisijsnettet både mot sør i Kvinesdal og mot nord i Åseral.⁹

Arbeidet kunne ikke starte før investeringsbeslutning for produksjonsanleggene var gjort. I 2014 var det gitt konsesjon til 12,8 MW ny produksjon og ytterligere 13,6 MW var til behandling i OED. Foreløpig forelå ikke investeringsbeslutning. Dermed søkte Agder Energi om 5 års utsettelse siden den opprinnelige konsesjonen hadde som vilkår at stasjonen skulle være idriftsatt innen utgangen av 2014. Da den nye fristen gikk ut i 2019 var det

⁹ <https://www.aenett.no/virksomhet/om-ae-nett/prosjekter2/>

fortsatt ikke foretatt investeringsbeslutning, og det ble derfor søkt om forlengelse til 2022.¹⁰ Byggingen av stasjonen startet i 2020 og den ble driftsatt høsten 2021.

Hovedsteg	Steg	2008				2009				2014				2019				2020				2021			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forb. hos nettselskap	Utred. Utarb. Konesjonssøk	■	■	■	■																				
Konesjonsbehandling	Konesjonsbehandling					■	■	■	■																
	Søknad om forlenget frist																								
	Ny utred./planendringss økn.																								
	Vedtak anleggskonesjon																								
	Revidert anleggskonesjon																								
Gjennomføring	Prosjektering																								
	Bygging transformatorstasjon																					■	■	■	■
Idriftsettelse																									■

Kilde: Agder Energi

Case: 110/132 kV «Kystlinja» fra Kristiansand til Kvinesdal (Agder Energi)

Saken omhandlet en ny 132 kV ledning på 36 km fra Vallemoen via Lyngdal til Øye, som vil gå parallelt med dagens 110 kV linje som rives når den nye er ferdig. Behovet er å fornye dagens nett på grunn av alder, samt gi økt overføringskapasitet. Det er også behov for å utvide Kvinesdal transformatorstasjon. Det er ikke fastsatt trase og det foreligger flere alternative løsninger inne til behandling. Saken går under saksgang A.

Hovedsteg	Steg	2021				2022				2023				2024				2025				2026				2027			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forberedelse hos nettselskap	Melding	■	■																										
	Behandling av meld./utred.prog.			■	■	■	■																						
	Konsekvensutredning							■	■	■	■																		
	Konesjonssøknad											■	■																
Konesjonsbehandling	Konesjons-/KU-behandling											■	■	■	■														
	Detaljplanlegging og MTA															■	■												
	Behandling og godkjenning av MTA																												
Gjennomføring	Kontrahering																												
	Bygging																									■	■	■	■
Idriftsettelse																													■

Kilde: Agder Energi

Case: Blåfalli-Gismark (Statnett)

Saken omhandler en 85 – 95 km lang 420 kV ledning fra Blåfalli til Gismarvik som skal forsyne Haugalandet. Det er flere trasévalg under utredning. Kraftledningen vil legge til rette for elektrifisering av samfunnet og framtidig vekst da dagens transmisjonsnett ikke har kapasitet.

Det har kommet svært mange høringsuttalelser og det har flere ganger blitt søkt og innvilget utvidet høringsfrist til meldingen. Også til behandlingen av konesjonssøknaden har det kommet inn svært mange høringsuttalelser.

¹⁰ <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200900388/3175067>

Det har kommet flere tilleggssøknader, tilleggsspørsmål, tilleggsutredninger og innvendinger. Etter innkomne høringsinnspill etter tidligere høring, har Statnett kommet med traséendringer på enkelte delstrekninger.

Hovedsteg	Steg	- 15	2017				2018				2019				2020				2021				2022				2023	2024	2025	2026	2027
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	
Forb. hos nettselskap	Konseptvalg utredning																														
	Melding																														
	Utredningsprogram																														
	Utarbeide konsesjonssøknad																														
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling																														
	Detaljplanlegging og MTA																														
	Behand. og godkjenning MTA																														
Gjennomføring	Kontrahering og bygging																														
Idriftsettelse																															

Kilde: Statnett

Case: Mauranger (Statnett)

Utbygging av nye produksjonsanlegg i Mauranger medfører at kapasiteten i transmisjonsnettstasjonen må økes. Det skal byttes ut en gammel trevikingstrafo med to nye trafoer. Det har vært flere endringer underveis i konsesjonsbehandlingen, og konsesjonsprosessen og detaljprosjekteringen har stoppet flere ganger. Dette har gjort at det har oppstått flere forsinkelser.

Hovedsteg	Steg	2011	2012				2013				2014				2016				2017				2018				2019				2020	2021
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4		
Forb. hos nettselskap	Utredning																															
	Utarbeide konsesjonssøknad																															
Konsesjonsbehandling	Konsesjonsbehandling																															
	Endringer, tilleggssøkn., MTA																															
	Ny/oppdatert konsesjon																															
	Beha. og godkjenning MTA																															
Gjennomføring	Kontrahering og bygging																															
Idriftsettelse																																

Kilde: Statnett

Vedlegg B Saksoversikt Kvandal-Kanstadbotn

Nr.	Dok.dato	Tittel
1	20.01.2016	Varsel om oppstart av planprosess og avklaring av omfang - Reinvestering eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
2	04.02.2016	NVEs vurdering av konsekvensutredning
3	09.06.2016	Oversendelse av melding med forslag til utredningsprogram for reinvestering av 132 kV ledningen mellom Kvandal og Kanstadbotn
4	19.09.2016	Ny 132 kV kraftledning Kvandal kanstadbotn. Høring av melding offentlige instanser
5	19.09.2016	Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn. Høring av melding alle instanser.
6	19.09.2016	Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn. Høring av melding reinbeitedistriktene
7	26.09.2016	Høring av melding - Orientering til Statnett
8	19.09.2016	Kunngjøring av folkemøter
9	19.09.2016	Kunngjøring av annonsen
10	06.10.2016	Statens vegvesens høringsuttalelse til melding om ny kraftledning Kvandal-Kanstadbotn - Statnett SF
11	10.10.2016	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn - Refnr: EZURIY
12	13.10.2016	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn - Refnr: HVARFO
13	18.10.2016	Statnett SF - Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn - Intern høring
14	19.10.2016	Høringsuttalelse - Utbyggingen Kvandal-Kanstadbotn - Pva Norske Kveners Forbund
15	24.10.2016	Høringsuttalelse - Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn
16	26.10.2016	Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn. Høring av melding.
17	21.10.2016	Videresending - Kan leien fra Bjerkvik Idrettsforening brukes til vedlikehold av skogsveiene?
18	22.10.2016	Innspill vedr linjetraseen over Trollfjellet på Tjeldøya
19	24.10.2016	Høringsuttalelse - Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn
20	28.10.2016	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn - Refnr: MWHJOZ
21	31.10.2016	Ber om utsatt høringsfrist til 07102016 - 132 kV kraftledning Kvandal - Kanstadbotn
22	31.10.2016	Fylkesmannen i Nordland - utsatt høringsfrist
23	31.10.2016	Høringsuttalelse - Melding om ny 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
24	31.10.2016	Høringsuttalelse - Melding om ny 132 kV Kvandal Kanstadbotn

25	06.02.2017	Statnett SF - Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn - Intern høring fra EK
26	01.11.2016	Høringsuttalelse - Ny 132 kV kraftledning Kvandal Kanstadbotn
27	01.11.2016	Høringsuttalelse - Ny 132 kV Kvandal Kanstadbotn
28	03.11.2016	Kopi av høringsuttalelse fra Forsvarsbygg - 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
29	07.11.2016	Kvandal-Kanstadbotn - Uttalelser del I
30	07.11.2016	Høringsuttalelser del II
31	07.11.2016	Høringsuttalelser del III
32	18.11.2016	Oversendelse av merknader til høringsinnspill Fornyingsprosjekt 132 kV ledning Kvandal Kanstadbotn
33	16.02.2017	Utredningsprogram for ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn
34	16.02.2017	Kvandal - Kanstadbotn - Bakgrunn for konsekvensutredningsprogram
35	30.01.2017	Forelegging av utredningsprogram Kvandal-Kanstadbotn
36	10.02.2017	Innspill fra Statnett til foreslått reguleringsplan for Hålogalandsvegen, frist 10.02.2017
37	13.02.2017	Statnett SF - Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn - Intern høring fra TBB
38	13.02.2017	Uttalelse til utredningsprogram - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
39	20.02.2017	Reinvestering av Kvandal-Kanstadbotn - Oversendelse av utredningsprogram
40	07.03.2017	Utredningsprogram 132kV Kvandal-Kanstadbotn
41	08.03.2017	Utredningsprogram 132 kV Kvandal-Kanstadbotn - Bekreftelse på mottatt innspill og oppføring på høringsliste
42	16.03.2017	Avklaringer om utredningsprogrammet for reinvestering av 132 kV ledningen Kvandal-Kanstadbotn
43	28.03.2017	Avklaringer om utredningsprogrammet for reinvestering av 132 kV ledningen Kvandal-Kanstadbotn
44	01.03.2018	Kopi av brev til Statnett SF - Uttalelse fra Avinor - Ny 132 kV ledning Kvandal-Kanstadbotn - Forespørsel om vurdering av nåværende og alternativ trasé nrod for Harstad/Narvik lufthavn Evenes
45	23.04.2018	Konsesjonssøknad for fornying 132 kV ledningen mellom Kvandal og Kanstadbotn
46	29.05.2018	Høringsuttalelse fra Indre Evenes Grunneierlag av 23052018 - 132 kV ledning Kvandal - Kanstadbotn
47	15.08.2018	Kvandal - Kanstadbotn: Oversendelse av tilleggsrapport Safetec ST-13385-1
48	29.06.2018	Kvandal Kanstadbotn - mottatt høringsinnspill fra Statens vegvesen
49	29.06.2018	Risikovurdering
50	01.10.2018	Kopi av brev til Statnett - Ny 132 kV ledning Kvandal-Kanstadbotn
51		Høringsuttalelse - Tilråder fornying av kraftledning fra Kvandal til Kanstadbotn
52	23.10.2018	Fornyelse av 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn, samt nye transformatorstasjoner på Niingen og Boltåsen. Høring av søknader.

53	23.10.2018	Orientering om høring av søknad
54	23.10.2018	Fornyng av 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn, samt nye transformatorstasjoner i Niingen og Boltåsen. Høring av konsesjonssøknader og invitasjon til møte
55	14.10.2018	Mangel på informasjon om 132 kV ledning Kvandal-Kanstadbotn
56	14.10.2018	Høringsuttalelse: 132 kV ledning Kvandal-Kanstadbotn, traseløsninger
57	05.11.2018	Kunngjøring
58	16.10.2018	Høringsuttalelse - 132 KV kraftledning fra Kvandal til Kanstadbotn
59	23.10.2018	Kunngjøring av annonse Lysingsbladet
60	23.10.2018	Kunngjøring av annonse
61	23.10.2018	Kunngjøring av annonse
62	06.11.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn - Refnr: MQUPPH
63	13.11.2018	Høringsuttalelse - Fornyng av 132 kV ledningen mellom Kvandal og Kanstadbotn - ny høringsfrist og folkemøter - Transformatorstasjonene i Niingen og Boltåsen
64	12.11.2018	Høringsuttalelse - Ny KV 132 kV
65	19.11.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132kV Kvandal - Kanstadbotn
66	19.11.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
67	24.11.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn - Refnr: DOPGXZ
68	22.11.2018	Forslag ny linje, ulemper ved bygging ny linje etter gammel trase.
69	27.11.2018	Angående konsesjonssøknaden for 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn
70	28.11.2018	Utsatt høringsfrist - konsesjonssøknaden for 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn
71	03.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132kV Kvandal - Kanstadbotn
72	30.11.2018	Høringsuttalelse - Konsesjonssøknad - Ny 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn og nye transformatorstasjoner i Niingen og Boltåsen
73	04.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn - Refnr: JEPST
74	05.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
75	07.12.2018	Høringsuttalelse - Ny 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn og nye transformatorstasjoner i Niingen og Boltåsen
76	09.12.2018	RE: Mangel på informasjon om 132 kV ledning Kvandal-Kanstadbotn
77	13.10.2018	Høringsuttalelse - 132 kV Kvandal Kanstadbotn
78	08.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn
79	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn

80	06.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn - Pva Tjeldøy reinbeitedistrikt
81	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
82	10.12.2018	Forespørsel om utsatt høringsfrist - 132KV krafline Kvandal - Kanstadbotn
83	04.12.2018	HØRINGSUTTALELSE - FORYNING AV 132 KV LEDNING KVANDAL - KANSTADBOTN
84	10.12.2018	Hørings svar - Konesjonssøknad - Nye Boltås og Niingen transformatorstasjoner
85	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering p - Refnr: MFSKIM
86	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn - Pva grunneier Sidsel Haldorsen
87	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn - Pva grunneiere
88	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn
89	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn
90	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn
91	08.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn
92	10.12.2018	Høringsuttalelse kraftlinje, Kvandal - Kanstadbotn
93	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn - Pva Evenes og Tjeldsund beitelag
94	06.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn
95	10.12.2018	Høringsuttalelse - Reinvestering på 132kV mellom Kvandal og Kanstadbotn - Pva Austre Kanstad Grunneierlag
96	17.12.2018	Uttalelser del 2
97	17.12.2018	Uttalelser del 1
98	17.12.2018	Uttalelser del 3
99	17.12.2018	Uttalelser del 4 (siste)
100	17.12.2018	Høringsuttalelse - Ny 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn og nye transformatorstasjoner i Niingen og Boltåsen - Uttalelse om kulturminner
101	18.12.2018	Høringsuttalelse - Ny transformatorstasjon i Niingen - Uttalelse om kulturminner
102	20.12.2018	Høringsuttalelse - Ny 132kv kraftlinje Kvandal - Kanstasbotn
103	18.12.2018	Høringsuttalelse - Ny 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn og nye transformatorstasjoner i Niingen og Boltåsen
104	07.01.2019	Høringsuttalelse - Reinvestering på eksisterende 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
105	09.01.2019	Uttalelser
106	21.01.2019	Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn. Høring av søknad
107	21.01.2019	Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn og nye trafostasjoner Niingen og Boltåsen. Internhøring

108	08.01.2019	Høringsuttalelse - Ny 132 kV kraftledning Kvandal - Kanstadbotn, samt nye transformatorstasjoner - Narvik - Evenes - Tjeldsund - Lødingen kommuner
109	07.02.2020	Intern høringsuttalelse fra EK - Ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn og nye trafostasjoner Niingen og Boltåsen
110	13.03.2019	Høringsuttalelse til fornyelse av 132 kV kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn og nye transformatorstasjoner på Niingen og Boltåsen
111	15.03.2019	Innspill Kraftledning - Grovfjord reinbeitedistrikt
112	22.03.2019	Tilbakemelding på høringsuttalelser til reinvestering 132 kV ledning Kvandal - Kanstadbotn
113	12.03.2020	132 kV Kvandal-Kanstadbotn. Bakgrunn for vedtak.
114	28.11.2019	Vedr. ny kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn - Sametinget ønsker konsultasjon
115	06.01.2020	Ber om status på tidligere henvendelser vedr. ny kraftledning mellom Kvandal og Kanstadbotn
116		Høringsuttalelse - Kulturminner og befarings av 132 Kv Kvandal - Kanstadbotn
117		Konsekvensutredning full versjon
118	12.03.2020	Anleggskonsesjon Kvandal-Kanstadbotn
119	12.03.2020	Ekspropriasjonstillatelse Kvandal-Kanstadbotn
120	12.03.2020	Orientering om vedtak
121	12.03.2020	Grunneiere/rettinghetshavere
122	12.03.2020	Oversendelse av tillatelser
123	12.03.2020	Bekrefter mottak av orientering om vedtak - pva. Fortidsminneforeningen avd. Finnmark
124	12.03.2020	Protokoll fra konsultasjon om 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn
125	12.03.2020	Kunngjøring av annonse
126	12.03.2020	Pressemelding
127	12.03.2020	Budsjett og annonse til godkjenning - Kunngjøring av annonse
128	19.03.2020	Orientering til grunneiere og rettighetshavere - Reinvestering av 132 ledningen mellom Kvandal og Kanstadbotn
129	27.03.2020	Statlig listeført kulturminne - ID 227229-1 Kraftledning Innset-Kanstadbotn - Vedr. NVEs vedtak om konsesjon for ny 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn
130	06.04.2020	Fylkeskommunens tilbakemelding ifb. orientering om vedtak - Reinvestering av 132 kV kraftledning Kvandal-Kanstadbotn og bygging av Niingen og Boltåsen transformatorstasjoner
131	06.04.2020	Utkast til vilkår for dokumentasjon av ledningen
132	07.05.2020	Samtykkeskjema for dokumentasjonsprosjekter
133	15.05.2020	Kopi - Høringsuttalelse – 132 kV kraftledning Boltåsen–Ramsund - Tjeldsund kommune
134	20.05.2020	Plan for dokumentasjon av kraftledningen mellom Kvandal og Kanstadbotn

135	30.06.2020	Plan for kulturminnefaglig dokumentasjon av kraftledningen Kvandal-Kanstadbotn
136	25.06.2020	Uklarhet i ansvarsforhold mellom Fylkeskommuner og NVE vedr kulturminner og plan og bygningslov
137	09.07.2020	Svar angående plan for kulturminnefaglig dokumentasjon av kraftledningen Kvandal - Kanstadbotn
138	03.08.2020	Tilbakemelding på klarhet i ansvarsforhold mellom fylkeskommunen og NVE vedrørende kulturminner
139	15.12.2020	Søknad om forhåndstiltredelse - 132 kV Kvandal - Kanstadbotn
140	12.01.2021	Forhåndstiltredelse for 132 kV Kvandal-Kanstadbotn
141	12.01.2021	Orientering om forhåndstiltredelse
142	15.01.2021	Kvandal - Kanstadbotn: Orienteringsbrev til grunneiere er sendt ut
143	15.03.2021	Informasjon om planlagt arealbruk ifm legging av sjøfiber mellom Fiskøya og Langneset i Lødingen og Tjeldsund kommuner
144	26.03.2021	Forsinkelse i fornyingsprosjektet med 132 kV ledningen Kvandal- Kanstadbotn

oslo**economics**

www.osloeconomics.no

post@osloeconomics.no
Tel: +47 21 99 28 00
Fax: +47 96 63 00 90

Besøksadresse:
Kronprinsesse Märthas plass 1
0160 Oslo

Postadresse:
Postboks 1562 Vika
0118 Oslo