

Olje- og energidepartementet
v/ Strømnettutvalget
stromnettutvalget@oed.dep.no

Kopi: Norges vassdrags- og energidirektorat og
Reguleringsmyndigheten for energi
nve@nve.no og rme@nve.no

28.01.2022

Lede sitt innspill til Strømnettutvalget

Lede takker for anledningen til å gi innspill til Strømnettutvalget sitt arbeid. Både skriftlig gjennom dette brevet og muntlig på Strømnettutvalget sin digitale «åpen dag» 24. november 2021. Vi håper at sivilingeniør Thea Øverli sin presentasjon «Køvokteren - En saksbehandlers bekjennelser» illustrerte noen av de utfordringene som vi møter i vår hverdag.

Lede er et av Norges største nettselskap, og vi drifter og utvikler både lokalt og regionalt distribusjonsnett. Det lokale distribusjonsnettet forsyner over 200 000 kunder i Vestfold, Viken (Svelvik) og Telemark (Grenlandsområdet og Hjørdal kommune), mens det regionale distribusjonsnettet forsyner flere lokale distribusjonsnett – deriblant vårt eget – og en rekke av Norges største industribedrifter. Vi har et viktig regionalt ansvar gjennom ordningen for kraftsystemutredninger og kraftforsyningen sin beredskapsorganisasjon.

Dette innspillet har følgende struktur:

1. Innledning
2. Hva jobber Lede og bransjen med?
3. Forslag som kan redusere ledetidene ved nettkapasitetsbestillinger
3.1 Eksisterende ordning for tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning bør standardiseres, og enkelte tilknytningsprodukter bør bli obligatoriske
3.2 Det bør innføres et gebyr for bestilling av nettkapasitet, og anleggsbidragsordningen bør begrenses til å dekke detaljprosjektering og anleggsetablering
3.3 Dagens anleggsbidragsordning bør forenkles og forbedres
3.4 NVE bør øke saksbehandlingskapasiteten for nettkonsesjonssaker
3.5 En bør vurdere å etablere en egen kø for de aller enkleste nettkonsesjonssakene
3.6 Det bør etableres en mer opsjonsbasert tilnærming til nettanleggskonsesjoner
3.7 Det bør etableres bredere rammekonsesjoner for nettanlegg

3.8 Det bør være mulig å ha nettanlegg med nominell spenning ≤ 132 kV (merkespenning ≤ 145 kV) som er innenfor større og avgrensede industriområder, under en områdekonsesjon
3.9 Det bør etableres nye ordninger for kapasitetsrettigheter som ikke benyttes av sluttbrukere
3.10 Det bør være en større grad av samordning med hensyn til kø- og reservasjonsprinsipper
3.11 En kan vurdere å starte opp et arbeid som tar for seg prioritering av nettkapasitetsbestillinger
3.12 Innteksreguleringen bør tilrettelegge for at nettselskapene kan være noe mer proaktive overfor nødvendige tiltak i strømmettet
3.13 Innteksreguleringen bør håndtere forsyning av større industri, elektriske ferger, o.l. samt nettanleggene som er nødvendige for å forsyne slike sluttbrukere, på en bedre måte

1. Innledning

Takket være god kapasitet i nettanleggene som er blitt etablert de siste 50 årene i vårt felles strømmett, så har nettselskapene i mange år kunnet håndtert en større forbruksvekst uten å måtte utløse alt for store tiltak og investeringer. Nå er vi imidlertid kommet til det stadiet der mye av den ledige kapasiteten er blitt «spist opp» av økt forbruk.

Strømnettutvalget sitt arbeid er viktig. Stadig flere steder er det begrenset eller ingen ledig kapasitet i det overliggende strømmettet. Dette gjør det tidkrevende å behandle større bestillinger. Mange typer nettanlegg har lang ledetid, og det tar derfor lang tid å forsterke strømmettet. Å etablere alternative tiltak som muliggjør en høyere utnyttelse av eksisterende nettanlegg – f.eks. tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning, kan være unødvendig krevende. Tidsbruken og de beskrevne utfordringene har en samfunnsøkonomisk kostnad og kan føre til at Norge mister muligheter og posisjoner i forbindelse med det grønne skiftet.

Proaktiv nettutbygging, dvs. at en er på «forskudd» med nettkapasitet, er det viktigste virkemiddelet for å holde ledetidene nede. I dag har nettselskapene få incentiver til å være proaktive. Nettselskapene «dresseres» til å være reaktive. Raske og koordinerte prosesser for å håndtere nettkapasitetsbestillinger og etablere nye nettanlegg, samt alternative tiltak som muliggjør en høyere utnyttelse av eksisterende nettanlegg, kan også bidra til å holde ledetidene nede.

Prosessene for å håndtere nettkapasitetsbestillinger og etablere nye nettanlegg inkluderer en rekke aktører: aktuell sluttbruker, eventuelle andre sluttbrukere som samtidig bestiller kapasitet, tilknyttende nettselskap, andre berørte nettselskaper, systemansvarlig, ulike myndighetsaktører, leverandører, grunneiere, eventuelle interesseorganisasjoner, m.m. Det er særlig viktig at det tilknyttende nettselskapet og andre berørte nettselskaper er effektive, samarbeider godt og har sluttbrukeren og samfunnet sitt beste i fokus, dvs. at de leter etter gode muligheter som dekker opp sluttbrukeren og samfunnet sine behov. En sluttbruker ønsker raske og tydelige svar. Flaskehalsen mellom aktører, for treg saksbehandling og for lite fokus på alternative tiltak hos enkelte aktører kan skape utfordringer for både sluttbrukeren og det tilknyttende nettselskapet.

lede

Enkelte barrierer mot en bedre håndtering av større nettkapasitetsbestillinger ligger i regelverket. Andre ligger i avtaleverket mellom ulike netteiere. Noen barrierer er relatert til prosesser, systemstøtte og manglende digitalisering. Lede og bransjen jobber med en rekke forbedringstiltak, og vi håper at Strømnettutvalget kan hjelpe oss med det som krever regulatoriske endringer.

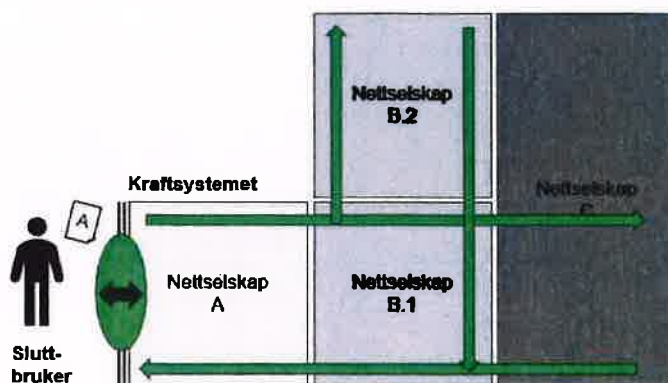
2. Hva jobber Lede og bransjen med?

I april 2021 åpnet Olje- og energidepartementet opp for at nettselskapene kunne inngå avtaler om tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning. Lede jobber med å få på plass gode løsninger for dette, og vi har allerede fått sluttbrukere på ordningen. Høsten 2021 ferdigstilte Energi Norge en bransjenorm for nettilknytning¹. Lede bidro med innspill og deltok i arbeidet sin referansegruppe. Som en videreføring av arbeidet, så ble det etablert et digitaliseringsprosjekt i regi av DIGIN Energi. Også her deltar Lede. Internt jobber vi med forbedringer relatert til køen for tilknytning og økte kapasitetsrettigheter, tilknytnings- og anleggsbidragsavtaler, kundedialog, automatisert håndtering av enkle tilknytningsaker, m.m. Vi har bl.a. etablert egne team for digital kunde og digital nettdrift. Vi har ellers dialog med andre nettselskaper om felles utfordringer. I flere tiår har vi jobbet med områdevis nettvikling i samarbeid med andre nettselskaper.

3. Forslag som kan redusere ledetidene ved nettkapasitetsbestillinger

3.1 Eksisterende ordning for tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning bør standardiseres, og enkelte tilknytningsprodukter bør bli obligatoriske

En sluttbruker tilknyttes og får rettigheter til bruk av kraftsystemet. Kraftsystemet eies og forvaltes av en rekke nettselskaper som er gjensidig avhengig av hverandre. Sluttbrukeren har dialog med det tilknyttende nettselskapet, og sluttbrukeren forventer koordinerte svar og forpliktelser på vegne av hele kraftsystemet. De beskrevne relasjonene er vist i figuren til høyre.



I dag er det frivillig for et nettselskap å tilby tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning. Og nettselskapene jobber med ulike løsninger. Et mangfold av løsninger kan skape utfordringer når en sluttbruker skal tilknyttes kraftsystemet som eies og forvaltes av en rekke nettselskaper. Det blir vanskelig å etablere en felles koordinert løsning ut mot sluttbrukeren.

¹ <https://www.energinorge.no/publikasjoner/rapport/2021/bransjenorm-for-nettilknytning/>

lede

Hvis et nettselskap ikke ønsker å tilby tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning, så kan det oppstå tilfeller der en sluttbruker som ikke ønsker og trenger en reserveforsyning, helt unødvendig vil måtte utløse, betale for samt reservere / binde opp kostbar reservekapasitet.

Vi foreslår at det etableres et minimumssett med standardiserte tilknytningsprodukter som skiller på forsyningssikkerhet som alle nettselskaper må tilby. Nettselskapene bør også kunne tilby tilknytningsprodukter som skiller på nettkapasitet for uttak og innmating. Slike tilknytningsprodukter kan være frivillige.

I tekstboksen under finnes et forslag til standardiserte tilknytningsprodukter for forsyningssikkerhet. Produktene fokuserer på tilknytningsrettigheter. De gir tilknytningsrettigheter som står seg over tid, også ved endringer i strømmettet.

<p>Kundens rettigheter (avkryssning)</p> <p><input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei 1. Kunden har et standard tilknytningsprodukt med nettselskapets normale leveranse og forsyningssikkerhet.</p> <p><input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei 2. Kunden har et alternativt tilknytningsprodukt uten sikker tilgang til reservekapasitet i strømmettet. Dette betyr at kunden ikke er sikret kapasitet ved feil i nettet, planlagt arbeid m.m. Selv om kunden ikke har rettighet til forsyning i slike situasjoner, så vil nettselskapet forsyne kunden så langt det lar seg gjøre ut fra faktisk nettkapasitet.</p> <p><input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei 3. Kunden har et alternativt tilknytningsprodukt uten sikker tilgang til kapasitet ved intakt strømmnett. Dette betyr at kunden ikke er sikret kapasitet ved utfordringer i intakt strømmnett. Selv om kunden ikke har rettighet til forsyning i slike situasjoner, så vil nettselskapet forsyne kunden så langt det lar seg gjøre ut fra faktisk nettkapasitet.</p> <p><input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei 4. Annet: ...<i>"Frem til etablering av nettanlegg YYY, så har kunden rettigheter gitt av (2). Etterpå har kunden rettigheter gitt av (1)."</i>...</p> <p>Anleggsbidrag ved tilknytning dekker (avkryssning):</p> <p><input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei Kundens nært strømmnett.</p> <p><input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei Kapasitet for forsyning ved intakt strømmnett.</p> <p><input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei Standard reservekapasitet i strømmettet.</p> <p>Nettselskapet skal ikke koble ut eller redusere strømforsyningen til kunden med et alternativt tilknytningsprodukt uten at det foreligger et reelt behov. Dette betyr blant annet at:</p> <ul style="list-style-type: none">• Feil i strømmettet som rammer kunden, skal gjenopprettes uten ugrunnet opphold• Påbegynt arbeid i strømmettet som rammer kunden, skal gjennomføres uten ugrunnet opphold.• Tiltak med utkobling eller redusert strømforsyning på grunn av utfordringer i strømmettet som rammer kunden, skal avsluttes uten ugrunnet opphold når dette er driftsmessig forsvarlig.
--

Det er kundefremmende å kunne tilby en sluttbruker valgmuligheter og standardiserte gjenkjennbare tilknytningsprodukter. Ulike produkter utløser forskjellige behov for tiltak i strømmettet. Størrelsen på et anleggsbidrag vil dermed avhenge av produktet som velges. For at sluttbrukeren skal få en god forståelse av tilknytningsproduktene som tilbys, og det som velges, så bør det utarbeides en standard forsyningssikkerhetsrapport. Denne kan sluttbrukeren få sammen med de produktrelaterte tilbudene. REN kan være ansvarlig for standardisering².

Forsyningssikkerhetsrapport



² www.ren.no

lede

ningen. Ellers blir det krevende å få utnyttet ordningen for tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning på en tilstrekkelig god måte.

Som nevnt, så finnes det i dag en ikke-standardisert ordning for tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning. Enkelte nettselskaper har en større aversjon overfor ordningen enn andre. Dette har skapt utfordringer. En sluttbruker og det tilknyttende nettselskapet kan ønske en slik løsning fordi den er god og samfunnsøkonomisk rasjonell, mens et annet nettselskap – i vårt tilfelle transmisjonsnettseier – kan begrense bruken eller sette foten ned fordi det krever en mer aktiv systemdrift som bl.a. øker nettselskapet sin egen KILE-risiko hvis utkoblingsløsningen, o.l. ikke skulle fungere som tiltenkt når behovet oppstår. Risikoaversjon på vegne av eget nettselskap, kan stanse eller forsinke tilknytninger og gi samfunnsøkonomiske tap. Det kan også bremse det grønne skiftet. Det er uheldig hvis verdiskapende virksomheter ikke etableres, flyttes til utlandet eller forsinkes.

Lokale nettselskaper strekker seg ofte langt for å finne gode løsninger for sluttbrukere. Også når det øker egen KILE-risiko. Det er uheldig hvis et mer distansert overliggende nettselskap tillates å utnytte dette. Vi har blitt presentert avtaler der transmisjonsnetteier som har kapasitetsutfordringer i eget strømnnett, kun tillater tilknytning med vilkår om utkobling eller begrenset strømforsyning i eget strømnnett hvis det underliggende nettselskapet bekoster nødvendige løsninger samt påtar seg et generelt erstatningsansvar. Et overliggende nettselskap som er monopolist, forsøker dermed å dytte kostnader, KILE-risiko, o.l. for eget strømnnett over på et mer lokalt nettselskap. Dette er ikke greit. Hvis et overliggende nettselskap ikke har investert tilstrekkelig i nettkapasitet eller har lange ledetider for nettanleggsinvesteringer i eget strømnnett, så må selskapet selv ta kostnadene og risikoen for eventuelle alternative driftstiltak i eget strømnnett. Inntektsrammene til et lokalt nettselskap tillater ikke at det tar på seg andre nettselskaper sine kostnader og risikoer.

3.2 Det bør innføres et gebyr for bestilling av nettkapasitet, og anleggsbidragsordningen bør begrenses til å dekke detaljprosjektering og anleggsetablering

I dag håndteres kostnader relatert til konseptvalg og konsesjonssøknader som følger:

- Hvis et tiltak i regionalt distribusjonsnett eller transmisjonsnett utløses av generelle behov eller sluttbrukere med uttak under 1 MW, så finansieres konseptvalg og konsesjonssøknader av nettselskapet, dvs. over nettleien.
- Hvis et tiltak utløses av sluttbrukere med uttak over 1 MW, så finansieres konseptvalg og konsesjonssøknader gjennom anleggsbidrag.

Tilnærmingen har flere utfordringer. Fordi et nettselskap er avhengig av at en sluttbruker med uttak over 1 MW skal forplikte seg for å muliggjøre anleggsbidrag, så venter nettselskapet gjerne unødvendig lenge på å utløse nødvendige nettanlegg med lang ledetid. Ordningen medfører ingen likebehandling av store og små sluttbrukere. Å reservere nettkapasitet forplikter lite frem til faktiske kostnader begynner å løpe. Å fordele kostnadsbelastningen for konseptvalg og

konsesjonssøknader mellom en levende portefølje av samtidige større bestillinger med uttak over 1 MW, er både tid- og arbeidskrevende³.

Vi foreslår derfor følgende alternative løsning:

- Ved bestilling av en spesifisert nettkapasitet på en bestemt lokasjon, betales et kapasitetsavhengig gebyr (kr/kW). Gebyret bør være uavhengig av lokasjonen og dagens nettkapasitet. Gebyret vil skape en sterkere forpliktelse ved bestilling av nettkapasitet, og det vil bidra til å dekke nettselskapet sine totale kostnader for konseptvalg og konsesjonssøknader.
- Anleggsbidragsordningen bør begrenses til å dekke detaljprosjektering og anleggsetablering, dvs. alle fasene fra og med detaljprosjektering.
- Kostnader for utredninger av leveringskvalitetsspørsmål som går ut over det vanlige, for utredninger som sammenligner flere nettkapasitetsmuligheter og/eller lokasjonsmuligheter, o.l. bør fortsatt dekkes av aktørene som bestiller utredningene, dvs. som regningsarbeid.

Forslaget bør gi økt likebehandling av sluttbrukere, øke forpliktelsen ved bestilling av nettkapasitet og forenkle tilknytningsprosessen. Det vil også føre til at nettselskapene kan begynne arbeidet med å etablere nødvendige nettanlegg på et tidligere tidspunkt.

3.3 Dagens anleggsbidragsordning bør forenkles og forbedres

Et anleggsbidrag kan inkludere kostnader relatert til både nye nettanlegg og eksisterende anleggsbidragsfinansierte nettanlegg som er yngre enn 10 år. Nettanleggene kan være i strømmettet til det tilknyttende nettselskapet og/eller i strømmettene til andre berørte nettselskaper.

Dagens anleggsbidragsordning er enkel på papiret, men den er ikke like enkel å håndtere i praksis. Dette gjelder særlig når den anvendes på strømmettet over nettstasjonsnivå.

Et anleggsbidrag beregnes – og etterberegnes – basert på detaljert dokumentasjon som sporer hver eneste krone som påløper som følge av tiltak i strømmettet. Detaljeringsnivået krever store ressurser. Det er ikke tillatt å benytte erfaringsbaserte / gjennomsnittlige standardsatser. Etter vårt syn overgår kostnaden med den beskrevne millimeterpresisjonen nytten som den gir.

I mellomspent og regionalt distribusjonsnett samt i transmisjonsnett, så er nettselskapene sine kriterier for driftsmessig forsvarlighet gjerne relatert til reservekapasitet. En nettkapasitetsbestilling kan dermed utløse investeringer i reservekapasitet. Hvis det kommer en ny bestilling i det samme området innen 10 år, så er det ikke direkte åpenbart hvilke nettanlegg som er relevante for anleggsbidraget til den nye bestillingen. Det må gjøres tidkrevende vurderinger av kapasitet i normaldrift og ulike reservesituasjoner.

³ Sivilingeniør Thea Øverli belyste dette i sin presentasjon på Strømmettutvalget sin digitale «åpen dag» 24. november 2021.

lede

sjoner. Disse blir mer komplekse etter hvert som strømmettet utvikles. Det er særlig utfordrende å vurdere strømmett som driftes masket, dvs. som har en effektflyt i flere retninger. Effektflyten i slike strømmett varierer og avhenger av produksjonen, forbruket, og endringer i nettanlegg langt fra sluttbrukeren.

Transformatorstasjoner skaper også utfordringer. Det er krevende å beregne anleggsbidrag for transformatorstasjonsutvidelser i regionalt distribusjonsnett og transmisjonsnett. Det er ikke åpenbart hvordan anleggene skal defineres i anleggsbidragsberegningen samt hvilken kapasitet som skal benyttes når en skal fordele anleggskostnaden mellom ulike sluttbrukere.

Det er krevende å kommunisere et komplisert anleggsbidrag overfor en sluttbruker.

Et siste forhold er automatisering. Vi jobber med å automatisere håndteringen av de minste tilknytningene. I dag greier vi kun å automatisere håndteringen av tilknytninger som ikke utløser investeringer over stikkledningsnivå. Det må heller ikke være eksisterende anleggsbidragsfinansierte nettanlegg som er yngre enn 10 år, i overliggende strømmett. Dagens anleggsbidragsordning krever for komplekse vurderinger til å la seg automatisere på en god og enkel måte.

Ofte er ledetiden for tilknytning og kapasitetsøkning viktigere enn anleggsbidragsstørrelse for større sluttbrukere.

Vi foreslår at en starter opp et arbeid som forsøker å forenkle og forbedre anleggsbidragsordningen. Det bør bli enklere å beregne en sluttbruker sitt totale anleggsbidrag for tilknytning eller kapasitetsøkning.

3.4 NVE bør øke saksbehandlingskapasiteten for nettkonsesjonssaker

Det er viktig at konsesjonsprosessen ikke blir en flaskehals. NVE sin saksbehandlingskapasitet for nettkonsesjoner bør økes, og det bør settes et mål om at konsesjonssøknader skal tildeles en saksbehandler innen f.eks. 14 dager. Vi foreslår også at NVE lager en digital samhandlingsløsning – en slags «min side» – der konsesjonssøker / et nettselskap kan logge seg inn og se detaljert status i henhold til gjeldende fremdriftsplan, forventet saksbehandlingstid, m.m., dvs. noe mer enn det som i dag finnes på NVE sin åpne nettside for konsesjonssaker⁴.

3.5 En bør vurdere å etablere en egen kø for de aller enkleste nettkonsesjonssakene

Avhengig av hvor omfattende en ordning med bredere rammekonsesjoner for nettanlegg ender opp med å bli (se forslagene i kapittel 3.7), så kan det være hensiktsmessig med en egen kø for de aller enkleste konsesjonssakene.

⁴ <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/>

3.6 Det bør etableres en mer opsjonsbasert tilnærming til nettanleggskonsesjoner

I dag planlegges og utvikles ofte strømmettet ut fra en nedenfra-og-opp tilnærming. Utgangspunktet er konkrete sluttbrukerbehov, og nettselskapene er ganske reaktive. Dette kan gi uheldige utslag på nettnivå der tiltak har lang ledetid, dvs. særlig i regionalt distribusjonsnett og transmissjonsnett.

Lede har i flere tilfeller samarbeidet med transmissjonsnettseier om større helhetlige planer der vi ser på langsiktige behov og nettstruktur, bl.a. relatert til Grenlands- og Rjukanområdet. Fremover bør nettselskapene i større grad utvikle regionale områdeplaner. Disse kan realiseres i takt med utviklingen. En portefølje av byggetrinn kan igangsettes på ulike tidspunkt over en lenger periode.

I enkelte tilfeller er det lite usikkerhet relatert til behovet for et nettanlegg. Hvis ikke én sluttbruker utløser det, så vil en annen sluttbruker gjøre det innen rimelig tid. I slike tilfeller bør nettselskapet kunne utrede og søke konsesjon for nettanlegget og deretter ha nettkonsesjonen liggende som en opsjon. Det forberedte nettanlegget kan deretter utløses når en konkret sluttbruker forplikter seg. I slike tilfeller bør en fortsatt kunne kreve anleggsbidrag (se forslaget i kapittel 3.2).

Forslaget bør gi reduserte ledetider og store samfunnsøkonomiske gevinster. Det vil fremme det grønne skiftet og redusere risikoen for at verdiskapende virksomheter ikke etableres, flyttes til utlandet eller forsinkes. Det har en lav kostnad i forhold til den mulige gevinsten for samfunnet.

3.7 Det bør etableres bredere rammekonsesjoner for nettanlegg

I et orienteringsbrev datert 6. desember 2021 presenterte NVE en ny konsesjonspraksis for transformator- og koblingsstasjoner. Den gir anleggseier anledning til å gjøre følgende innenfor en rammekonsesjon: (1) øke bygningsmassen med inntil 50 m², (2) endre antall bryterfelter inne og ute (innenfor eksisterende stasjonstomt) og (3) endre antall og ytelse på transformatorer (begrenset av eksisterende transformatorceller). Dette muliggjør at Lede kan bestykke et nytt felt og etablere en ny transformator på stasjonen som vises på bildet på neste side, uten at dette utløser en konsesjonssak. Lede er positive til endringen. Det er fornuftig å ha bredere rammekonsesjoner som gir et større mulighetsrom for endringer som i liten grad påvirker omgivelsene. Vi foreslår imidlertid en liten justering.

Begrensingen på 50 m² for økning av bygningsmassen innenfor stasjonsgjerdet, kan bli for snau. Dette er et avgrenset område. Et nettselskap trenger gjerne mer plass i kontrollhuset fordi det skal etablere flere 11 kV eller 22 kV avgangsfelt, fordi det skal etablere dublerede batterianlegg og sambadsrom (kraftberedskapsforskriften), o.l. Et kontrollhus kan ha en bredde på 7-8 m, og muligheten for forlengelse innenfor 50 m² er derfor begrenset. Vi foreslår en ramme som gir anledning til å øke bygningsmassen innenfor stasjonsgjerdet med minimum 80 m². 100 m² kan være en enda romsligere grense.

lede



Også andre tiltak som i liten grad påvirker omgivelsene, bør kunne gjennomføres innenfor bredere rammekonsesjoner. En endring av tverrsnittet til en ledning, og dermed også overførings- evnen, påvirker omgivelsene i liten grad og bør ikke utløse en konsesjonssak. I hvert fall om ikke traseen endres. En bør kunne fjerne en eldre stål- eller aluminiummastledning med et lavt tverrsnitt og etablere en ny stål- eller aluminiummastledning med et høyere tverrsnitt innenfor samme trasé under eksisterende rammekonsesjon. En bør også kunne fjerne en eldre jord- eller sjøkabel og etablere en ny kabel med et høyere tverrsnitt innenfor samme trasé under eksisterende rammekonsesjon. Ingen av de to forslagene skaper vesentlige visuelle endringer. Konsesjonsendringsfritak kan f.eks. gis med betingelser om at magnetfeltet der det er boliger, o.l. skal være under utrednings- grensen, at det gjøres nødvendige avklaringer med grunneiere og andre berørte parter, m.m.

I dag kan et nettselskap flytte en ledning sine mastepunkter i lengderetningen innenfor en eksis- terende konsesjon. En bør også etablere en mulighet som åpner opp for en begrenset flytting av mastepunkter på tvers av lengderetningen. Slik flytting kan være aktuelt for å sikre at et anlegg er til minst mulig sjenanse og hinder for grunneiere og omgivelser. Konsesjonsendringsfritak kan gjerne gis med en betingelse om at det etableres minnelige avtaler med aktuelle grunneiere og andre berørte parter.

En bør også etablere en mulighet som åpner opp for en begrenset flytting av kabelpartier på tvers av lengderetningen, innenfor en eksisterende konsesjon. Konsesjonsendringsfritak kan gjerne

lede

gis med en betingelse om at det etableres minnelige avtaler med aktuelle grunneiere og andre berørte parter.

3.8 Det bør være mulig å ha nettanlegg med nominell spenning ≤ 132 kV (merkespenning ≤ 145 kV) som er innenfor større og avgrensede industriområder, under en områdekonsesjon

I dag har enkelte nettselskaper i byområder kabelanlegg med nominell spenning ≤ 132 kV (merkespenning ≤ 145 kV) som er tilhørende regionalt distribusjonsnett, under en områdekonsesjon. Vi foreslår at ordningen utvides til å gjelde for kabler og stasjonsanlegg innenfor større og avgrensede industriområder. Slike tettbebygde områder med mye infrastruktur er preget av et begrenset antall profesjonelle aktører. Større og avgrensede industriområder sin påvirkning på omgivelser og tredjepart er ikke definert av kabler eller stasjonsanlegg. Påvirkningen er definert av virksomheten på områdene, industrielle prosesser, industrianlegg, m.m.

3.9 Det bør etableres nye ordninger for kapasitetsrettigheter som ikke benyttes av sluttbrukere

En sluttbruker som bestiller og får tilknytning til kraftsystemet, får en kapasitetsrettighet. Den klassiske forbrukeren bruker kapasitetsrettigheten til å ta ut energi.

Ofte er den faktiske effektutvekslingen lavere enn det som den tildelte kapasitetsrettigheten tillater, dvs. mye av kapasitetsrettigheten er ikke i bruk. Den er «sovende». Dette kan skyldes at sluttbrukeren bestilte en for høy kapasitet for å være på den sikre siden, at sluttbrukeren ønsket å sikre seg kapasitetsrettigheter for mulige senere endringer, at sluttbrukeren sin virksomhet har endret karakter⁵, m.m. Utdelte kapasitetsrettigheter som ikke benyttes av sluttbrukere, bør håndteres på en bedre måte enn i dag. Slike «sovende» rettigheter kan være til hinder for en effektiv og optimal utnyttelse av det etablerte strømmettet. De kan begrense muligheten for nye tilknytninger og tildeling av økt nettkapasitet.

Det kan være fornuftig å etablere et varslingskrav for vesentlig økt bruk av en «sovende» kapasitetsrettighet. Kravet bør etableres innenfor regelverket som Olje- og energidepartementet og Reguleringsmyndigheten for energi forvalter. En sluttbruker som ønsker å øke forbruket vesentlig innenfor en tildelt kapasitetsrettighet, bør pålegges å varsle tilknyttende nettselskap i god tid. Tilknyttende nettselskap kan deretter gi beskjed til andre berørte nettselskaper. Gjennom varslingen blir det mulig å gjennomføre tiltak uten ugrunnet opphold hvis nødvendig nettkapasitet ikke er tilgjengelig umiddelbart. Et varslingskrav kan forhindre at «sovende» kapasitetsrettigheter binder opp nettkapasitet.

En annen mulighet som kan vurderes, er et brukskrav. Et eventuelt krav bør etableres innenfor regelverket som Olje- og energidepartementet og Reguleringsmyndigheten for energi forvalter. Hvis effektutvekslingen med en sluttbruker har vært vesentlig lavere enn den tildelte kapasitets-

⁵ Det finnes mange relevante eksempler: produksjonsprosesser kan endres, deler av en virksomhet kan flyttes, kraftkrevende virksomhet kan legges ned og erstattes av lagervirksomhet, m.m.

lede

rettigheten over en lenger tidsperiode, og det ikke er meldt inn planer om økt effektutveksling, så kan kapasitetsrettigheten reduseres slik at den bedre samsvarer med faktisk effektutveksling. Det bør utredes hvordan en slik løsning kan være og hvordan den eventuelt kan innføres. Hvis kapasitetsrettigheten til en sluttbruker først reduseres uten noen form for kompensasjon og senere økes, så bør sluttbrukeren ikke betale dobbelt anleggsbidrag for samme nettanlegg. En kan også se for seg en variant der en sluttbruker får tilbakebetalt deler av et anleggsbidrag hvis nettselskapet kan videreformidle sluttbrukeren sin ubenyttede kapasitetsrettighet til en ny sluttbruker innenfor tidsperioden som anleggsbidragsordningen favner om. I dag favner anleggsbidragsordningen om 10 år. Den nye kunden sitt anleggsbidrag kan deretter dekke tilbakekjøpet. Den beskrevne tilnærmingen krever nok en vesentlig enklere anleggsbidragsordning enn dagens ordning.

En sluttbruker kan også gis et økonomisk incentiv til å redusere / avbestille kapasitetsrettigheter som ikke benyttes, gjennom nettleien. Nettleiemodeller som inkluderer et tariffledd for installert effekt / kapasitetsrettighet, muliggjør dette. Det er imidlertid usikkert om et slikt incentiv kan bli tilstrekkelig sterkt. Nettleien er nemlig begrenset og andre tariffledd er også nødvendige, f.eks. tariffledd som gir incentiv til en jevn bruk av strømmettet.

3.10 Det bør være en større grad av samordning med hensyn til kø- og reservasjonsprinsipper

Når ledetidene for etablering av nye nettanlegg er lange, er tilgjengelig nettkapasitet en begrenset ressurs. Denne ressursen bør forvaltes på en klok måte.

I dag benytter nettselskapene ulike kø- og reservasjonsprinsipper. Noen nettselskaper tar bare hensyn til tidspunktet for bestilling. Andre tar også hensyn til modenhet og fremdrift. At nettselskapene benytter ulike prinsipper, gjør det utfordrende å håndtere bestillinger på en rettferdig måte ved samordning i en felles overordnet kapasitetskø for regionalt distribusjonsnett eller transmisjonsnett. Dette kan illustreres med to sluttbrukere. Den ene som skal tilknyttes selskap A, innplasseres i en felles overordnet kapasitetskø uten krav til modenhet og fremdrift, mens den andre som skal tilknyttes selskap B, også må imøtegå krav til modenhet og fremdrift. At sluttbrukerne møter ulike prinsipper, skaper uheldige konkurransevridende effekter.

Ulike kø- og reservasjonsprinsipper favoriserer forskjellige aktører:

- En mulighet for tidlig kapasitetsreservasjon der det stilles få krav til modenhet, kan gi forutsigbarhet for nye, store og usikre industriutbygginger samt såkalte tilretteleggere. Men det åpner samtidig opp for at umodne tiltak kan blokkere ledig kapasitet i lang tid, og for at tilretteleggere kan skape et «annenhåndsmarked» for kapasitet som de har reservert. Hvis ledig kapasitet blokkeres av nye, usikre og store industriutbygginger samt tilretteleggere, så kan dette hindre utvikling av mer modne og sikre sluttbrukertilknytninger og -kapasitetsøkninger.
- Noe større krav til modenhet ved kapasitetsreservasjon kan være gunstig for eksisterende industri da dette begrenser blokkering fra nye, store og usikre industriutbygginger samt

lede

tilretteleggere. Lede forsyner mange store industribedrifter som er nødt til å elektrifisere og utvide for å være konkurransedyktige i årene som kommer. Et tap av en eller flere hjørnesteinsbedrifter kan koste regionen og Norge inntekter, viktig verdiskapning og mange arbeidsplasser.

- Uavhengig av hvilke krav som stilles til modenhet, så kan modul-/kontainerbaserte datasenter som f.eks. utvinner kryptovaluta, etableres raskt der det er ledig kapasitet («grid grabbing»). Slike datasenter har typisk et begrenset antall arbeidsplasser. De får en ekstra fordel hvis det stilles høye krav til modenhet ved kapasitetsreservasjon. Fordelen oppstår fordi aktører med mindre modne tiltak som har lenger ledetider, ikke gis mulighet til å komme foran i kapasitetskøen.
- Også mindre sluttbrukere kan etableres relativt raskt der det er ledig kapasitet, og de får en ekstra fordel hvis det stilles høye krav til modenhet ved kapasitetsreservasjon.

Lede stiller i dag noen krav til modenhet for at en aktør kan reservere plass i kapasitetskøen (avklart sluttbruker, fremdriftsplan med milepæler, energi- og effektregnskap, m.m.). I tillegg har Lede krav om faktisk fremdrift for at en reservasjon skal kunne opprettholdes. I kapittel 2 omtalte vi Energi Norge sin nye bransjenorm for nettilknytning. Denne inneholder forslag til kø- og reservasjonsprinsipper. Fremover bør bransjen jobbe mot en større samordning av kø- og reservasjonsprinsipper. Myndighetene bør oppfordre til dette.

3.11 En kan vurdere å starte opp et arbeid som tar for seg prioritering av nettkapasitetsbestillinger

I Lede sitt forsyningsområde er det stor etterspørsel etter både ledig og fremtidig nettkapasitet. Kapasitetskøen er lang. Flere ganger har vi fått spørsmål om hvorfor vi ikke prioriterer nettkapasitetsbestillinger som kan gi høy verdiskapning for lokalsamfunnet og nasjonen, som kan gi mange og fremtidsrettede arbeidsplasser, som kan sikre og forbedre den økonomiske- og miljømessige konkurransekraften til viktige hjørnesteinsbedrifter / industrien som er etablert i regionen, m.m. Vi velger å sende spørsmålet videre til Strømnettutvalget. Bør alle typer sluttbrukere og nettkapasitetsbestillinger likebehandles, eller bør noe prioriteres opp og annet prioriteres ned?

I Norge er det et mangfold av aktører som bestiller nettkapasitet: sluttbrukere innenfor «alminnelig forsyning», små næringsaktører, eksisterende fastlandsindustri, ny fastlandsindustri, installasjoner på sokkelen som allerede har en fungerende lokal energiforsyning, modul-/kontainerbaserte datasenter som utvinner kryptovaluta, m.m. Det er nok en stor variasjon i potensialet som de ulike aktørene har for verdiskapning og sysselsetting. Fastlandsindustri kan ha en lang tidshorisont for drift, mens f.eks. installasjoner på sokkelen og andre sluttbrukere kan ha en mer begrenset tidshorisont for drift. De nettanleggene som etableres, har en lang teknisk levetid.

Forhold som kan vektlegges ved en eventuell prioritering, er ringvirkninger i form av verdiskapning for lokalsamfunnet og nasjonen, sysselsetting, om en eksisterende sluttbruker sin konkurransekraft sikres og forbedres, om en sluttbruker har en lang eller kort tidshorisont, om en

lede

sluttbruker allerede har en fungerende lokal energiforsyning, m.m. Noen forhold er det trolig krevende å gjøre enkle og gode vurderinger for.

3.12 Inntektsreguleringen bør tilrettelegge for at nettselskapene kan være noe mer proaktive overfor nødvendige tiltak i strømmettet

Reguleringsmyndigheten for energi fastsetter en årlig inntektsramme for de ulike nettselskapene⁶. «Denne er satt sammen av kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen:

- *Kostnadsgrunnlaget er basert på selskapets faktiske kostnader. I beregningen av inntektsramme blir denne delen tillagt en vekt på 40 %.*
- *Kostnadsnormen gjenspeiler kostnadene til et virtuelt selskap som utfører de samme oppgavene som det aktuelle nettselskapet, men som kan anses å være gjennomsnittlig effektivt. Kostnadsnormen viser altså hva kostnadene til det aktuelle nettselskapet burde ha vært, gitt at nettselskapet driftet, utviklet og utnyttet sitt strømmett gjennomsnittlig effektivt. I beregningen av inntektsramme blir denne delen tillagt en vekt på 60 %.*»

I dag belønner inntektsreguleringen nettselskaper som er reaktive og for sent ute med tiltak i strømmettet, meget godt. Det er lønnsomt å ha lave kostnader i et selskap sitt regnskap over tid. Og derfor bør en utsette investeringer så lenge som en kan. Incentivene skapes gjennom kostnadsnormen. Styrken på incentivene avhenger av hvor mye kostnadsnormen vektlegges i inntektsrammefastsettelsen.

Det er problematisk og kan ha betydelige samfunnsøkonomiske kostnader hvis nettselskapene er for reaktive og dermed for sent ute med nødvendige tiltak i strømmettet, særlig i tilfeller der ledetidene er lange. Tiltak i det regionale distribusjonsnettet og transmisjonsnettet preges av lange ledetider. Også enkelte større tiltak i det lokale distribusjonsnettet kan ha lange ledetider.

Nettselskapene bør selvsagt ikke investere mer enn nødvendig i strømmettet, men de bør heller ikke investere mindre enn nødvendig eller være for sent ute med nødvendige tiltak i strømmettet. For reaktive nettselskaper kan bremse den pågående elektrifiseringen, det grønne skiftet og føre til at verdiskapende virksomheter ikke etableres, flyttes til utlandet eller forsinkes. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved å være for sent ute med nødvendige tiltak i strømmettet kan være en god del høyere enn kostnadene ved å en sjelden gang investere for tidlig eller for mye. I praksis blir alt strømmett som etableres, før eller siden brukt.

- Fra og med 2023 skal kostnadsgrunnlaget vektet med 30 % (ned med 10 prosentpoeng) og kostnadsnormen vektet med 70 % (opp med 10 prosentpoeng). Den økte vektingen av kostnadsnormen forsterker belønningen ved å være for reaktiv og dermed for sent ute med tiltak i strømmettet.

⁶ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>

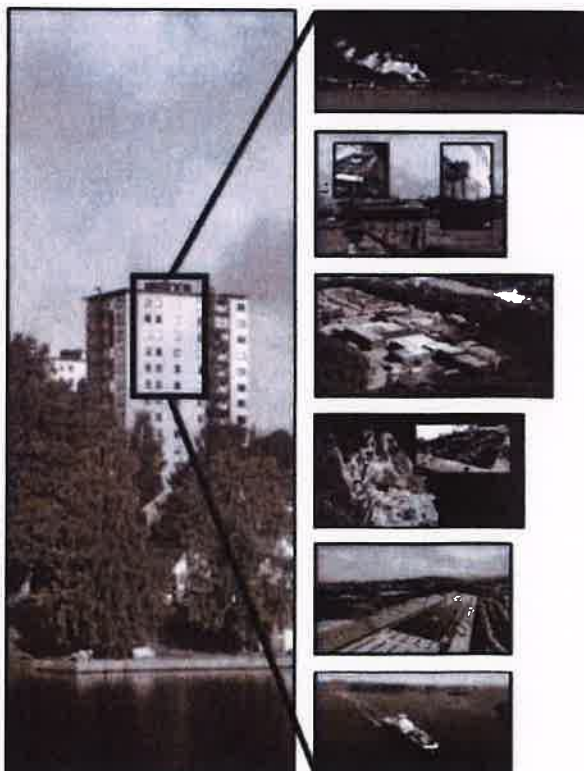
lede

- Kostnadsnormen fastsettes basert på en effektivitetsanalyse som bl.a. tar hensyn til nettselskapene sine forvaltningsoppgaver. Forvaltningsoppgavene måles gjennom forskjellige indikatorer. Flere indikatorer tar for seg nettanlegg. I et pågående FoU-arbeid, ser Reguleringsmyndigheten for energi på nye tilnærminger der en erstatter dagens indikatorer for overføringsanlegg som ledninger og kabler, med indikatorer for transportert effekt. Modellene som utforskes, vil forsterke belønningen ved å være for reaktiv og dermed for sent ute med tiltak i strømmettet. En indikator for nettanlegg gir uttelling med en gang et nettanlegg settes i drift, mens en indikator basert på transportert effekt gir en bruksavhengig uttelling. Og bruken er gjerne lav den første tiden. Ulempen ved å være proaktiv med tiltak i strømmettet vil dermed øke. Et nettselskap vil også få en ulempe hvis et nettanlegg etter noen år brukes mindre, selv om dette er utenfor nettselskapet sin kontroll. Nettinvesteringer er kapitaltunge, og mesteparten av kostnadene påløper uavhengig av bruk.

Lede foreslår at en starter opp et arbeid som vurderer hvordan inntektsreguleringen kan gjøre nettselskapene noe mer proaktive overfor nødvendige tiltak i strømmettet, dvs. en regulering som gir nettselskapene en litt mindre ulempe hvis de er noe mer proaktive. Fremtidens inntektsregulering bør gi balanserte incentiver. Som et umiddelbart tiltak, så bør Reguleringsmyndigheten for energi legge den planlagte økte vektningen av kostnadsnormen fra 60 % til 70 % på is, i hvert fall med hensyn til nettnivå med lange ledetider.

3.13 Inntektsreguleringen bør håndtere forsyning av større industri, elektriske ferger, o.l. samt nettanleggene som er nødvendige for å forsyne slike sluttbrukere, på en bedre måte

Den årlige inntektsrammen som Reguleringsmyndigheten for energi fastsetter, bygger på en kostnadsnorm for regionalt distribusjonsnett og en kostnadsnorm for lokalt distribusjonsnett (se kapittel 3.12). Kostnadsnormen for lokalt distribusjonsnett er bl.a. basert på en indikator for antall abonnenter. Denne tar imidlertid ikke hensyn til at enkelte sluttbrukere er mer kostbare å forsyne enn andre sluttbrukere. I dag teller seks blokkleiligheter like mye som seks eneboliger, seks bondegårder eller seks større næringskunder med store krav til nettstyrke, spenningskvalitet, m.m. På bildet til høyre vises seks blokkleiligheter som altså tilsvarer to fabrikker, et av Norges to



lede

anlegg for å kverne biler, et kjøpesenter som har et stort solcelleanlegg, verdens største hybridferge og verdens største helelektriske ferge. Det er systematiske forskjeller i kundesammensetning mellom nettselskapene. Dette gjelder også for kundemasseutvikling. Storbyområder preges nok i større grad av tilflytting og mange små / enkle kunder. En del grisgrendte områder preges av fraflytting. Mange kystområder har mye kraftintensiv industri og påvirkes av industriutvikling og elektrifisering av maritim transport, dvs. større og krevende sluttbrukere. Forskjellene på tvers av nettselskaper og forsyningsområder er økende. Dette er ikke variasjoner som jevnes ut over lang tid.

Som poengtert i forrige avsnitt, så håndterer innteksreguleringsmodellen større industri, elektriske ferger, m.m. for dårlig. Dette er kostbare sluttbrukere som modellen håndterer på samme måte som rimelige sluttbrukere i små blokkleiligheter. Det er uheldig at det er en ulempe for et nettselskap å forsyne sluttbrukere som er viktig for den pågående elektrifiseringen og det grønne skiftet. At modellen favoriserer mindre og enkle kunder, skaper uhensiktsmessige incentiver.

Elektriske ferger, større industrikunder, o.l. medfører ofte kostbare nettanlegg som dagens innteksregulering ikke hensyntar. Dette forsterker ulempen.

Elektriske ferger krever tilknytning på 11 kV eller lavere på grunn av ladesystemene. Hvis det forsynende strømmettet er på 22 kV, så utløser slike sluttbrukere en stasjon med transformering fra 22 kV til f.eks. 11 kV. Et anlegg med en 10 MVA 22/11 kV krafttransformator kan ha en kostnad på 3-6 millioner kr. Også forsyning av større industribedrifter kan kreve slik kostbar transformering. En del fabrikker har en intern forsyning på 6 kV – tradisjonell «industrispennning», og dette krever nedtransformering fra f.eks. 22 kV eller 11 kV. På neste side vises et bilde av en stasjon med en 22/6 kV transformator som forsyner en industribedrift.

Kostnadsnormmodellen i lokalt distribusjonsnett tar ikke hensyn til større 22/11 kV, 22/6 kV, o.l. krafttransformatorer. Og anlegg med slike kan koste millioner. Modellen tar kun hensyn til antall nettstasjoner med fordelingstransformatorer som har en kostnad på noen hundretusener. Et nettselskap taper derfor mye penger på å forsyne sluttbrukere som utløser større 22/11 kV, 22/6 kV, o.l. krafttransformatorer, noe som skaper uhensiktsmessige incentiver. Stasjonsanlegg med slike krafttransformatorer bør hensyntas i kostnadsnormmodellen.

I de fleste tilfeller er stasjonsanlegget som er nødvendig for nedtransformering fra det regionale distribusjonsnettet og forsyning ut til det lokale nettet, plassert på en lokasjon. Noen ganger er imidlertid anleggene fordelt på to lokasjoner:

1. 132 kV koblingsanlegget kan være plassert på en lokasjon, mens krafttransformatorene og koblingsanlegget med avgangsfelter mot lokalt distribusjonsnett kan være plassert på en annen og nærliggende lokasjon.
2. 132 kV koblingsanlegget, krafttransformatorene og deler av koblingsanlegget med avgangsfelter mot lokalt distribusjonsnett kan være plassert på en lokasjon, mens resten av koblings-

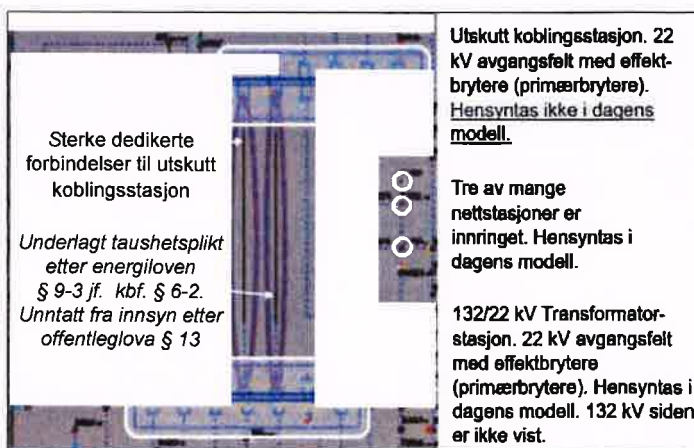
lede

anlegget med avgangsfelter mot lokalt distribusjonsnett kan være plassert på en annen og nærliggende lokasjon («utskutt» koblingsanlegg).



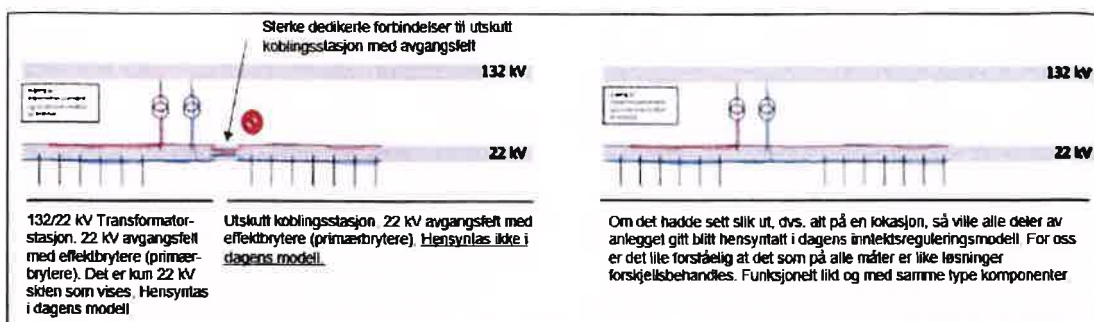
I enkelte tilfeller forsynes industribedrifter fra «utskutte» koblingsanlegg, dvs. løsninger som er i henhold til alternativ 2. Dette kan ha historiske årsaker, skyldes lokasjonen eller et ønske om fleksibilitet. Stasjonen som er vist på bildet over, er av denne typen. Det «utskutte» koblingsanlegget med avgangsfelter mot lokalt distribusjonsnett finnes i bygget som er innenfor det hvite omrisset.

Slike «utskutte» koblingsanlegg med effektbrytere (primærbytere) kan koste flere millioner kroner, men de hensyntas ikke i dagens inntektsreguleringsmodell. Til sammenligning tar modellen hensyn til helt tilsvarende avgangsfelt på transformatorstasjoner i regionalt distribusjonsnett samt nettstasjoner med fordelingstransformatorer i lokalt distribusjonsnett som kun har en kostnad på noen hundretusener.



lede

Håndteringen er lite rimelig og skaper uhensiktsmessige incentiver. Koblingsanlegget på en «utskutt» stasjon er funksjonelt likt og har samme type komponenter som koblingsanlegget på en transformatorstasjon i regionalt distribusjonsnett. Derfor bør avgangsfeltene, m.m. på slike stasjoner hensyntas på samme måte som avgangsfeltene, m.m. på transformatorstasjoner i regionalt distribusjonsnett.



Lede foreslår at en starter opp et arbeid som vurderer hvordan inntektsreguleringen på en bedre måte kan håndtere forsyning av større industri, elektriske ferger, o.l. samt nettanleggene som er nødvendige for å forsyne slike sluttbrukere. Det er viktig å finne løsninger som håndterer dette kapitelet sine eksempler, slik at inntektsreguleringen kan bli mer balansert overfor forskjeller i nettselskapenes kundesammensetning.

Lede stiller gjerne for å utdype innspillene som vi formidler i dette brevet.

Med vennlig hilsen
Lede AS

Eivind Grømme
Rammevilkar