

Det norske kraftsystemet i det grønne skiftet: Fra N-1 til N-0,9

INNSPILL TIL STRØMNETTUTVALGET

AV AABØ POWERCONSULTING
PÅ OPPDRAG FRA VESTLAND FYLKESKOMMUNE / INVEST IN BERGEN



Dokumentnavn		0101-RA-001-G Innspill til energimeldingen - Vestland		
Revisjon	Dato	Beskrivelse	Utført av	Godkjent av
A	15.12.2021	Første revisjon	VF, JA, TIV, YA	JA
B	06.01.2022	Andre revisjon oppdatert med innspill og tilbakemeldinger fra kunder	VF, JA, TIV, YA	JA
C	14.01.2022	Tredje revisjon oppdatert med innspill og tilbakemeldinger fra kunder	VF, JA, TIV, YA	JA

Rapporten er skrevet på oppdrag fra Vestland Fylkeskommune / Invest in Bergen og Rogaland Fylkeskommune / New Kaupang.

Forfattere: Jonas Alexandersson, Tor Inge Vevatne, Yngve Aabø og Veslemøy Fosse.

Innhold

Sammendrag	5
Dagens situasjon og problembeskrivelse	5
Raskere behandling av konsesjonssaker og tilknytningsforespørsler	5
Tiltak for å styrke nettet og øke uttakskapasiteten	5
Fra N-1 til N-0,9	6
1. Innledning	8
2. Sammendrag av energimeldingen	9
3. Utfordringer på forbrukssiden på Vestlandet	11
3.1 Kraftsituasjon på Haugalandet og i Sunnhordland	11
3.1.1 Statnetts planer for nettforsterkning	11
3.1.2 Forventet etterspørselsvekst på Haugalandet	12
3.1.3 Tap av næringsutvikling på Haugalandet og mistet CO ₂ -reduksjon på norsk sokkel	13
3.2 Kraftsituasjonen i Bergen og Nordhordland	14
4. Gjennomgang av foreslåtte tiltak	18
4.1 Utnyttelse og utvikling av overføringsnettet	18
4.1.1 Brukerbetaling for konsesjonsbehandling og tariff for tilknytning til overføringsnettet – tiltak for å mer effektivt sile prosjekter som trenger nettilknytning	18
4.1.2 Tilknytning på vilkår har blitt innført som alternativ til nettinvesteringer	18
4.1.3 Effektbaserte tariffer i distribusjonsnettet vil tre i kraft fra 1. juli 2022	19
4.1.4 Regjeringen vil legge til rette for bedre utnyttelse av forbrukerfleksibilitet	20
4.1.5 Digitalisering av kraftsystemet: effektiv driftskoordinering og digital informasjonsutveksling	21
4.2 Regelverk om lokal kraftproduksjon og salg til naboer uten å gå via strømmettet	21
4.2.1 El-avgiftsfritaket for egenprodusert solkraft og utvidet plusskundeordning	21
4.3 Krav til kost-nytteanalyser for utnyttelse av overskuddsvarme	22
4.3.1 Bedre utnyttelse av spillvarme	22
5. Egne forslag til tiltak	23
5.1 Tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg	23
5.1.1 Utvidelse av eksisterende anleggskonsesjoner	23
5.1.2 Parallelle prosesser i konsesjonsbehandling og utbygging av industrianlegg	23
5.1.3 Tildeling av saksbehandler	23
5.1.4 Saksbehandlingstid hos NVE og OED – tidsfrister og økte ressurser	24
5.2 Prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet om forbruksutviklingen	24
5.2.1 Alternative tiltak for å øke nettkapasitet	24

5.2.2	Nettutbygging «på bestilling»	24
5.2.3	Revurdere risikoen med under- vs. overinvestering i nettet	25
5.2.4	Samfunnsøkonomiske ringvirkninger i nettplasslegging	25
5.2.5	Forbedring av risikovurdering og kommunikasjon ved tilknytning på vilkår	26
5.2.6	Et fleksibilitetsmarked for tilknytning på vilkår	26
5.2.7	Digitalisering av kraftsystemet - sanntidsovervåking og kraftflyt	27
5.2.8	N-0,9	27
5.2.9	Økt satsning på havvind som alternativ til ytterligere styrking av nettet	30
5.2.10	Økt satsning på beredskap	33
6.	Konklusjon	35
6.1	Fra N-1 til N-0,9	35
Kilder		37

Figurliste

Figur 1 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1. Teoretisk varighetskurve.	7
Figur 2 Statnetts nettplan frem til 2030 med illustrasjoner fra Aabø Powerconsulting. Grønne sirkler indikerer lokale produksjonssenter. Blå sirkel rundt Haugalandet og Sunnhordland indikerer området med lokalt kraftunderskudd.	11
Figur 3 Aabø Powerconsultings lavscenario, forventningssscenario og høyscenario basert på kjente planer for industri og elektrifisering av sokkel utenfor Haugalandet. Scenariene baserer seg på kjente prosjekt og flater derfor ut etter 2026.	13
Figur 4 Scenarier for lastutvikling og nettkapasitet på Haugalandet mot 2035	14
Figur 5 Kraftsystemet i Bergensregionen (kilde: Statnett)	15
Figur 6 Scenarier for forbruksutvikling i Bergensregionen (kilde: Statnett)	16
Figur 7 Utvikling av forbruk og nettkapasitet i Bergensområdet (kilde: Statnett)	17
Figur 8 Styring av kraftflyt med moderne kraftelektronikk (kilde: Smart Wires)	27
Figur 9 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1. Teoretisk varighetskurve.	28
Figur 10 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1, bratt lastkurve. Teoretisk varighetskurve.	29
Figur 11 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1, flat lastkurve. Teoretisk varighetskurve.	30
Figur 12 Forbruksutvikling og nettkapasitet Haugalandet mot 2035	31

Sammendrag

Dagens situasjon og problembeskrivelse

Elektrifiseringen av stadig flere sektorer i norsk økonomi sammen med stor vekst av grønn kraftkrevende industri som datasentre, hydrogenproduksjon, batteriproduksjon, landbasert oppdrettsanlegg, m.m. har ført til at nettkapasiteten mange steder i Norge er sprengt, samtidig som behandlingsskøen for søknader hos NVE eller forespørsler om tilknytning hos nettselskapene har blitt ekstremt lang. Dette gjelder særlig i Vestland og Rogaland fylke hvor denne utviklingen skjer samtidig som elektrifisering av Nordsjøen og idriftsettelse av nye utenlandskabler belaster nettet ytterligere. Disse områdene er i tillegg spesielt interessante for mange industribedrifter og uttakskapasitet i nettet har dermed blitt en mangelvare. I Nordhordland og i Ryfylke har flere bedrifter fått avslag på forespørsler om nettilknytning. Dette er en utvikling som truer verdiskapning og arbeidsplasser i disse regionene.

Energimeldingen som ble lagt fram av Regjeringen Solberg i 2021 har derfor presentert en rekke mulige tiltak og det såkalte Strømnettutvalget ser på ytterligere muligheter for å forbedre situasjonen. Aabø Powerconsulting har, på oppdrag fra New Kaupang og Invest in Bergen / Vestland fylkeskommune, vurdert forslagene i energimeldingen og foreslått ytterligere tiltak for å møte elektrifiseringen av samfunnet.

Raskere behandling av konsesjonssaker og tilknytningsforespørsler

Det er bred enighet om at behandlingstiden hos NVE og hos nettselskapene er et stort problem som truer både nettutbygging og industriutvikling. Aabø Powerconsulting støtter tiltak for å redusere søknadsskøen og behandlingstiden, men påpeker viktigheten av at dette skjer på en måte som ikke ensidig legger ansvaret og kostnader over på industrien. Bindende tidsfrister for behandling av konsesjonssaker hos NVE/OED og tilknytningssaker hos nettselskapene kan være et virkemiddel for å redusere behandlingsskøen. Tiltak som betaling for konsesjonsbehandling og reservasjon av kapasitet kan bidra til å forbedre situasjonen, men må, etter vårt syn, skje sammen med en økning i ressurstilgangen og effektivisering av saksbehandlingen hos nettselskapene og NVE.

Tiltak for å styrke nettet og øke uttakskapasiteten

Tiltak med mål om å sikre en samfunnsøkonomisk utvikling av strømnettet kan grovt deles inn i tre kategorier:

- **Bedre utnyttelse** av eksisterende infrastruktur
- **Bedre tilpasning** av forbruket til eksisterende infrastruktur
- **Tilpasning av infrastruktur** til forbruket

Kapasiteten i dagens strømnett kan utnyttes bedre ved å forsterke digitaliseringen av kraftsystemet. Digitaliseringen kan gi mer og bedre sanntidsinformasjon til nettets operative drift så vel som å gjøre kraftflyten mer styrbar og dermed forbedre overføringskapasiteten f.eks. mellom prisområdene. Fleksibilitetsmarkeder og tilknytning på vilkår bidrar til å gjøre både forbruks- og produksjonssiden mer fleksibel. Dette vil i fremtiden være en enda viktigere del av en stabil drift av nettet når uregulerbar fornybar kraftproduksjon og store effekttopper fra et elektrifisert samfunn vil påvirke nettet i mye større grad enn i dag.

Utbygging av nettet vil naturligvis være en meget viktig del av å sikre både forsyningssikkerheten og industriutvikling fremover. Tapte verdiskapning som følge av manglende nettkapasitet er etter vårt syn for lite hensyntatt i nettplanlegging da fokuset i dag er hovedsakelig på forsyningssikkerhet. Kostnader

knyttet til forsyningssikkerhet som blant annet avbruddskostnader, beregnes og sammenlignes som en del av nettutredninger. Denne ensidige definisjonen av samfunnsøkonomiske kostnader som ikke hensyntar kostnader med f.eks. ikke-realisererte arbeidsplasser, fører til suboptimale resultater i nettplanleggingen.

En annen problemstilling er at de lange ledetidene i nettutbyggingen avviker fra planleggingshorisonten på industrisiden, som er mye kortere. Særlig for sentralnettet bør derfor prinsippet av at nettet bygges ut «på bestilling» revurderes, da dette nesten per definisjon fører til et etterslep på utbyggingssiden.

Videre mener Aabø Powerconsulting at utbygging av havvind langs kysten utenfor Rogaland og Vestland fylke bør inngå som en del av strategien for å øke uttakskapasiteten fra nettet. Selv om det er kraftoverskudd innenfor Rogaland og Vestland fylke er det kraftunderskudd langs en akse fra Sognefjorden og nedover til Jæren. Havvindprosjekter fra Utsira Nord, pilotprosjekt fra METCenter og elektrifisering av sokkelen gjennom havvind vil avbøte kraftunderskuddet langs kysten i tillegg til å avlaste spesifikke underskuddsområder som for eksempel Haugalandet inkludert Sunnhordland. På grunn av Norges store vannkraftmagasiner er landet i en unik situasjon når det gjelder utbygging av uregulert fornybar energi fordi regulerbar kraftproduksjon kan flyttes til tider med lite produksjon fra vindkraft, solkraft og uregulert vannkraft. NVE bør også legge ut nye områder for flytende havvind som kan hjelpe på lokalt kraftunderskudd, som på Mongstad/Kollsnes i Bergensregionen. Slike tiltak vil samtidig motvirke kraftunderskuddet langs kysten. I tillegg vil en slik strategi også bidra positivt til kraftbalansen og dermed minske faren for kraftunderskudd og ekstrempriiser slik vi har sett høsten og vinteren 2021/22.

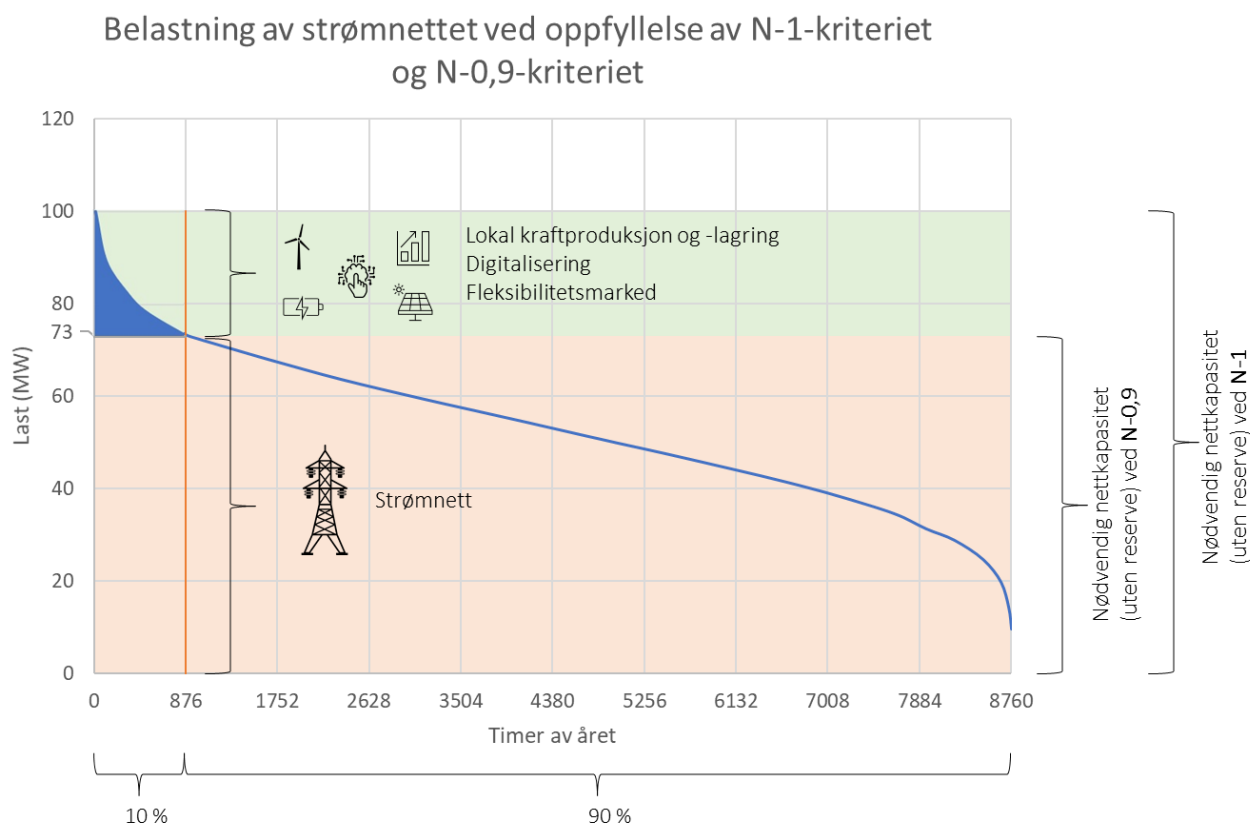
Fra N-1 til N-0,9

Etter Aabø Powerconsultings syn vil det ikke være mulig å løse dagens og fremtidens utfordringer i strømmettet ved hjelp av ett enkelt tiltak. I stedet bør man se på en kombinasjon av ulike tiltak som både forbedrer utnyttelsesgraden til eksisterende infrastruktur, øker fleksibiliteten på både forbruks- og produksjonssiden og øker kapasiteten i nettet på en samfunnsmessig rasjonell måte. Kombinasjonen av tiltakene vil gjøre det mulig å erstatte dagens N-1-kriterium¹ med de vi kaller for N-0,9. Enkelt forklart betyr N-0,9: N-1, 90 % av tiden, dvs. at det skal være reserve i nettet 90 % av tiden mens topplastperioden sikres med andre tiltak. Dette frigir nettkapasitet, noe som igjen muliggjør industrietableringer og elektrifisering utover det som er mulig i dag. Det er viktig å påpeke at N-0,9 referer til tid, ikke til nettkapasitet. Nettkapasiteten som frigjøres ved å redusere N-1-kravet fra 100 % til 90 % av tiden kan være vesentlig høyere enn 10 %. Dette er fordi forbruket i topplattimene, vanligvis på kalde vinterdager, er mye høyere enn på vanlige dager, samtidig som disse effekttoppene gjelder relativt få timer i året. Figur 1 viser et eksempel hvor nødvendig N-0,9-kapasitet er ca. 27 % lavere enn N-1-kapasiteten.

Hvor mye nettkapasitet N-0,9-tenkningen kan frigi avhenger av lastkurven i de enkelte nettområdene. Når effekttoppene er høye og relativt kortvarige vil N-0,9 frigjøre mye «ubrukt» nettkapasitet. En slik lastkurve er typisk for et område dominert av private forbrukere. Når lastkurven derimot er relativt flat vil ikke N-0,9 føre til like mye frigjort kapasitet. Dette er typisk for områder med mye industri som

¹ Forsyningssikkerheten i Norges transmisjonsnett planlegges ofte etter det som kalles N-1-kriteriet (leses N minus 1). N-1 betyr at feil på én enkeltkomponent ikke medfører avbrudd for sluttbrukere. Det betyr at nettet skal tåle utfall av én kraftledning, kabel, transformator eller generator uten at det fører til avbrudd i strømforsyningen. N-1-kriteriet benyttes når investeringer i transmisjonsnettet vurderes, men det skal ikke være en erstatning for den samfunnsøkonomiske vurderingen som gjøres når beslutninger om nettiltak tas.

har et relativt jevnt forbruk gjennom året. N-0,9 kan levere et viktig bidrag for å øke tilgjengelig nettkapasitet også i disse områdene, men her kreves det også andre tiltak, inkludert utbygging av nettet og andre tiltak beskrevet i denne rapporten.



Figur 1 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1. Teoretisk varighetskurve.

N-0,9-tenkningen vil ha en lang rekke positive virkninger i Rogaland og Vestland fylke. Først og fremst vil det gi økt tilgang på kraft til industrietableringer som Norge alternativt risikerer å tape. Havvind og særlig flytende havvind kan få en viktig rolle i N-0,9-tenkningen. Vindforholdene på havet er mer stabile enn de er på land og dermed blir produksjonen både jevnere og mer forutsigbar. Det er også vesentlig å påpeke at dagens moderne flytende havvindturbiner har opp mot dobbelt så mange produksjonstimer som tidligere generasjoners landbaserte vindturbiner, noe som bidrar til en høyere og mer stabil N-0,9-forsyning. Flytende havvind er mer fleksibelt enn bunnfast havvind som må bygges på grunt vann. Norge har store grunne havområder, men disse ligger på den andre siden av Norskerenna og flytende havvind er dermed best egnet til å avlaste nettet langs kysten til Vestland og Rogaland fylke. En satsning på flytende havvind vil i seg selv bidra til omstilling og nye eksportmuligheter for en voksende global næring.

1. Innledning

I juni 2021 kom regjeringen Solberg med sin energimelding «Energi til arbeid». Den viser den daværende regjeringens plan for hvordan Norge skal bruke sine energiresurser til en omstilling av energisektoren og samtidig skape vekst og nye arbeidsplasser. Meldingen omhandler blant annet hvordan de vil at Norge skal satse på nye næringer som hydrogenproduksjon og havvind, hvordan kraftsystemet og strømmettet skal videreutvikles for en elektrifisering av samfunnet og hvordan de vil videreutvikle olje- og gassnæringen med lavere utslipp og karbonlagring.

Overføringsnettene mangler allerede kapasitet flere steder i landet der det ikke er kapasitet til tilkobling av nytt forbruk eller produksjon. Når samfunnet skal elektrifiseres ytterligere vil behovet for et effektivt utbygd og driftet strømmett bli enda sterkere. Som et tiltak til disse utfordringene har regjeringen satt ned et utvalg som skal vurdere utviklingen av strømmettet. Det offentlige utvalget har fått navnet Strømmettutvalget og skal vurdere tre hovedområder:

- Tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg.
- Prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet om forbruksutviklingen.
- Mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt.

Utvalget skal vurdere områder som er en stor utfordring for etablering av kraftkrevende industri og som hindrer overgangen til en elektrifisering som må til for å få til det grønne skiftet. Dette er spesielt en utfordring som rammer industri og strømmett i Vestland og Rogaland. Aabø Powerconsulting har lang erfaring med tilknytning av kraftkrevende industri, konsesjonsbehandling hos NVE og nettplanlegging. I denne rapporten presenterer vi ideer til en endring/utvidelse av den samfunnsøkonomiske modellen som er knyttet til Statnett og de regionale selskapers vurdering av nye prosjekter.

Vi har i lang tid argumentert for at Statnett må optimalisere risikohåndteringen i både planlegging og drift av transmisjonssystemet. Utbygging av nettet er en viktig del av elektrifiseringen, men å «bygge seg ut av krisen med overføringskapasitet i Norge» vil ikke være en samfunnsmessig rasjonell eller rask nok måte å løse problemet på, gitt store kostnader og lange ledetider med tiltak i transmisjonsnettene. Vi mener Statnett må ha en mer samfunnsmessig rasjonell tilnærming til risikohåndteringen og endre noen av driftsprinsippene i overføringssystemet. Denne rapporten inkluderer innspill til energimeldingen, kommentarer til foreslåtte tiltak og forslag til andre mulige tiltak, og det er arbeidet til Strømmettutvalget som står i fokus. Innspillet er utarbeidet av Aabø Powerconsulting i samarbeid med New Kaupang og Vestland fylkeskommune / Invest in Bergen.

2. Sammendrag av energimeldingen

En stabil og forutsigbar tilgang på elektrisitet gjennom Europas beste vannkraftressurser er utgangspunktet for energimeldingens elektrifiseringsstrategi. Norge sitter på halvparten av Europas magasinkapasitet og 75 % av den norske vannkraftkapasiteten er regulerbar. Dette kan gi Norge en rekke konkurransefordeler om en lykkes med elektrifiseringsstrategien.

Norge vil fortsatt ha tilgang på billig og stabil kraft gjennom fleksibel kraftproduksjon fra vannkraft som gir grunnlag for kraftkrevende industri. Andre land vil ha behov for å erstatte sin fossile kraftproduksjon med andre fornybare energikilder, mens Norges nye fornybare kraftproduksjon vil komme i tillegg til eksisterende kraftproduksjon. En eksisterende fornybarandel på nær hundre prosent gjør likevel også at Norge må kutte utslipp på andre områder enn i kraftproduksjonen. Denne reduksjonen kan blant annet komme gjennom en elektrifisering av industri med en elektrifiseringsandel på 65 %, men dette vil igjen kreve økt tilgang på energi. Hydro Karmøys testanlegg for aluminium, som står for mesteparten av det økte forbruket på 1,5 TWh fra industrien siden 2015, er et eksempel på endringene energimelding legger opp til. Det ventes også en økende elektrifiseringsandel innen andre næringer og transportmidler for husholdningene.

Kraftproduksjonen i Norge økte med hele 7,1 GWh i 2020 mens ytterligere 6,2 TWh var under bygging². Mesteparten av denne utbyggingen var imidlertid landbasert vindkraft som møter mye motstand i befolkningen. Grunnet politiske begrensninger regner en derfor med en minimal oppstart av nye vindkraft på land prosjekter mellom 2022 til 2030. NVE har anslått det teknisk-økonomiske potensialet for vannkraft til 7,6 TWh mens bidraget fra sol er ubetydelig før 2030. Energimeldingen peker ytterligere på et potensial på rundt 10 TWh i energieffektivisering. Det er derfor ventet at kraftoverskuddet i et normalår vil synke fra 2022 og fram mot 2030. Etter 2030 ventes en økning i kraftproduksjonen innen både sol- og vindkraftverk, men usikkerheten er stor for prosjekter så langt frem i tid.

Kraftoverskuddet i Norge har variert mellom cirka null i 2019 og 21 TWh i 2020 og illustrerer noe av usikkerheten rundt norsk kraftbalanse. Det vises også til NVEs, Statnetts og Industripolitisk plattforms prognoser helt fram til 2050 som varierer mellom store overskudd (NVE) og store underskudd (Statnett, Industripolitisk plattform). Utvekslingskapasiteten med utlandet har i løpet av 2021 økt til 9 000 MW som vil kunne øke både importen og eksporten av kraft avhengig av kraftsituasjonen både i Norge og Europa. Sammen med elektrifiseringen av ulike næringer og mer uregulert kraft vil økt eksport i perioder med høyere pris i utlandet enn Norge øke effektbehovet i det norske kraftsystemet og økt behov for forsyningssikkerhet.

Et hovedpoeng i energimeldingen er at Norge trenger å utrede virkningene av elektrifiseringen på effektbalansen, forsyningssikkerheten og tilgangen på reguleringsevne og fleksibilitet. Det er primært NVE og Statnett som har fått denne oppgaven. Meldingen vektlegger også behovet for en mer effektiv søknadsprosess for nettsøknader og nye effektbaserte nett-tariffer. Kravet om effektbaserte tariffer i distribusjonsnettene var planlagt å tre i kraft 1. januar 2022, men har blitt utsatt til 1. juli 2022.

Det vises også til en ny bestemmelse i Forskrift om netregulering og energimarkedet om muligheter for permanente vilkår og utkobling eller redusert kraftforsyning, som et alternativ til nettinvestering. For å sikre en rasjonell nettutbygging legges det vekt på at inntektsreguleringen er tilstrekkelig nøytral med hensyn på driftstiltak versus investeringer i nettanlegg. Med dette ønsker en å legge til rette for

² <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/7-1-twh-kraftproduksjon-ble-satt-i-drift-i-2020/>

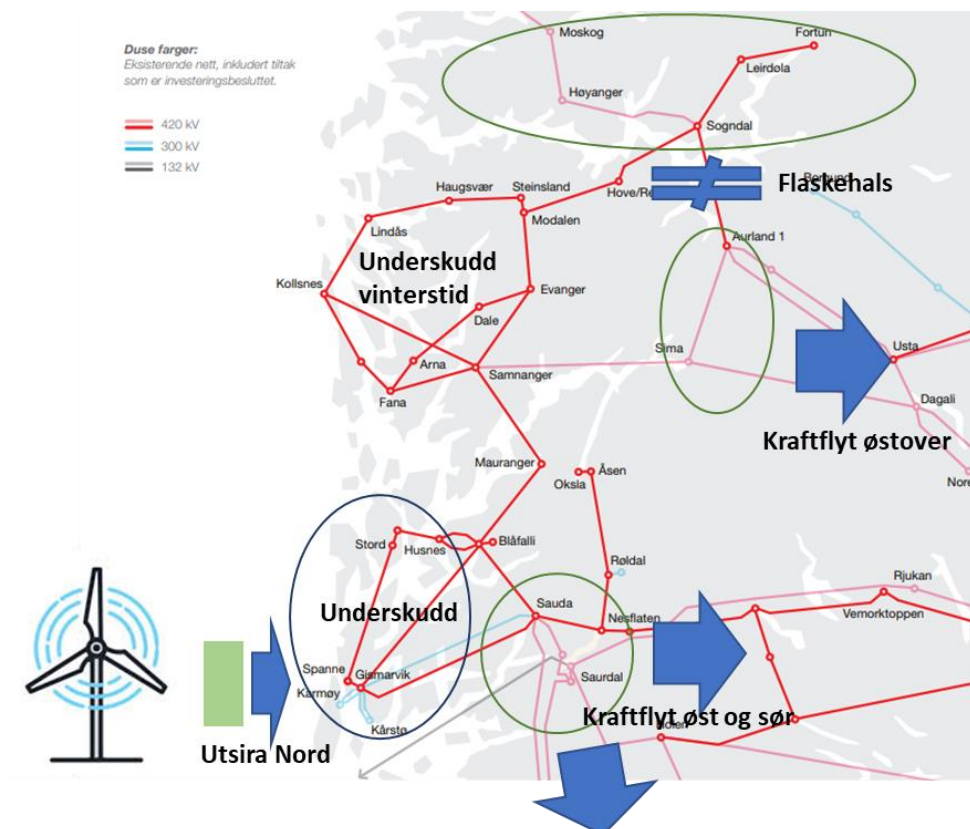
en utvikling av et fleksibilitetsmarked der nettselskapene kan kjøpe fleksibilitet som et alternativ til å investere i mer nett.

Aabø Powerconsulting vil i de neste kapitlene gå inn på hvordan flere av disse tiltakene kan løses på en mest mulig samfunnsøkonomisk lønnsom måte.

3. Utfordringer på forbrukssiden på Vestlandet

3.1 Kraftsituasjon på Haugalandet og i Sunnhordland

Haugalandet inkludert Sunnhordland er et underskuddsområde på kraft til tross for stor kraftproduksjon innenfor kort geografisk avstand i samme fylke. Dette skyldes at nettforbindelsene og kraftflyten fra nærliggende produksjonssenter som Sima, Sauda, Suldal og Saudal hovedsakelig går øst- og sørover som vist i Figur 2.



Figur 2 Statnetts nettoplan frem til 2030 med illustrasjoner fra Aabø Powerconsulting. Grønne sirkler indikerer lokale produksjonssenter. Blå sirkel rundt Haugalandet og Sunnhordland indikerer området med lokalt kraftunderskudd.

Som Figur 2 viser er det noen sterkere forbindelser nordover til Bergensområdet, men dette er et underskuddsområde vinterstid av samme årsaker som Haugalandet. Overskudd av kraft i NO3 nord for Sognefjorden er hindret fra å flyte sørover grunnet flaskehalsproblematikken omtalt i kapittel 3.2 *Kraftsituasjonen i Bergen og Nordhordland*.

Som et resultat av svak tilknytning til nærliggende kraftproduksjon er industriutviklingen på Haugalandet og Sunnhordland alvorlig hemmet av mangel på tilgang til kraft. Kraftunderskuddet er av Aabø Powerconsulting beregnet til 1 200 MW og Statnett har uttalt at det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til vesentlig mer forbruk i området uten oppgraderinger av nettet. Eksempelvis har Gasscos anlegg på Kårstø fått avslag av Statnett på søknad om 160 MW til elektrifisering og Hydros planlagte 425 MW fullskalaanlegg er foreløpig lagt på is.

3.1.1 Statnetts planer for nettførsterkning

For å bøte på situasjonen har Statnett lagt planer for en ny linje fra Blåfalli til Gismarvik i 2026 og en ny linje til Sauda rundt 2030. På lengre sikt har en oppgradering til 420 kV-nett blitt skissert som en mulig løsning. Dette er gode og nødvendige tiltak, men vil ikke være nok til åpne opp for

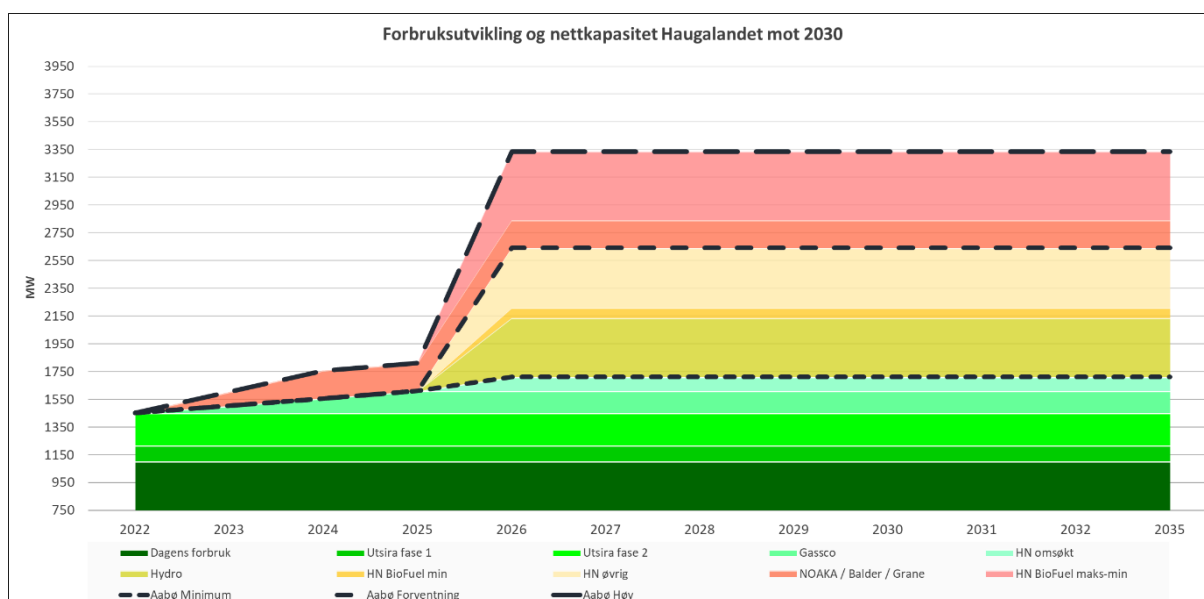
industriutvikling på Haugalandet og i Sunnhordland. Industriutviklingen vil dessuten i perioder være hemmet av periodevise utkoblinger i forbindelse med oppgraderingen. Norge har forpliktet seg til en 55 % reduksjon av CO₂-utslipp innen 2030. Utbyggingsplanene til Statnett er ikke tilstrekkelige for å legge til rette for de mest ambisiøse planene for elektrifisering av sokkelen i kombinasjon med en sterk næringsutvikling basert på tilgang på kraft langs kysten.

Ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er det derfor viktig å belyse hvilke muligheter som kan gå tapt som følge av manglende tilgang på kraft, målt opp mot kostnaden for å forsterke nettet ytterligere eller alternativer til nettutbygging i form av ny tilgang på kraft i kombinasjon med utkoblingsavtaler. Aabø Powerconsulting har vurdert hvordan vindkraft fra Utsira Nord kan gi tilgang på kraft til ny industri og elektrifisering av sokkelen i kombinasjon med planlagte nettforsterkninger fra Statnett. Det er viktig å ta med tidsaspektet i en samfunnsøkonomisk vurdering. Dersom ytterligere nettforsterkninger ikke er mulig innenfor et gitt tidsperspektiv finnes det en betydelig alternativkostnad i form av forventet tapt industri som må tas med i vurderingen av eventuell støtte til utbyggingen av Utsira Nord. Prosjekter som får avslag på søknader om tilknytning vil ofte ikke kunne utsettes eller flyttes til andre deler av Norge, og det samfunnsøkonomiske tapet ved ikke å bygge Utsira Nord bør belyses i en samfunnsøkonomisk ringvirkningsanalyse i en vurdering av om konsesjon skal gis eller ved søknad om støtte til utbygging.

3.1.2 Forventet etterspørselsvekst på Haugalandet

Aabø Powerconsulting har beregnet tre scenarioer for forventet forbruksøkning fra ny industri fram mot 2033. Det er stor usikkerhet knyttet til tidspunkt og størrelse på industriprosjektet i regionen, der vi forventer at totalt forbruk ligger et sted mellom 1 700 MW og 3 300 MW mot slutten av 2020-tallet. Aabø Powerconsulting har laget tre scenarier for forbruksveksten det neste tiåret vist i Figur 3:

- **Lavscenariet** tar med økt forbruk fra Gassco, Utsirahøyden fase 1 og 2 og 100 MW fra Haugalandet Næringspark.
- **Forventningsscenariet** har lagt til grunn en større realisering av industri ved Haugalandet Næringspark og Hydros fullskalaanlegg (ca. 900 MW til sammen).
- **Høyscenariet** antar ytterligere etableringer ved Haugalandet Næringspark, samt planer for elektrifisering av Balder og Grane (ca. 700 MW til sammen).



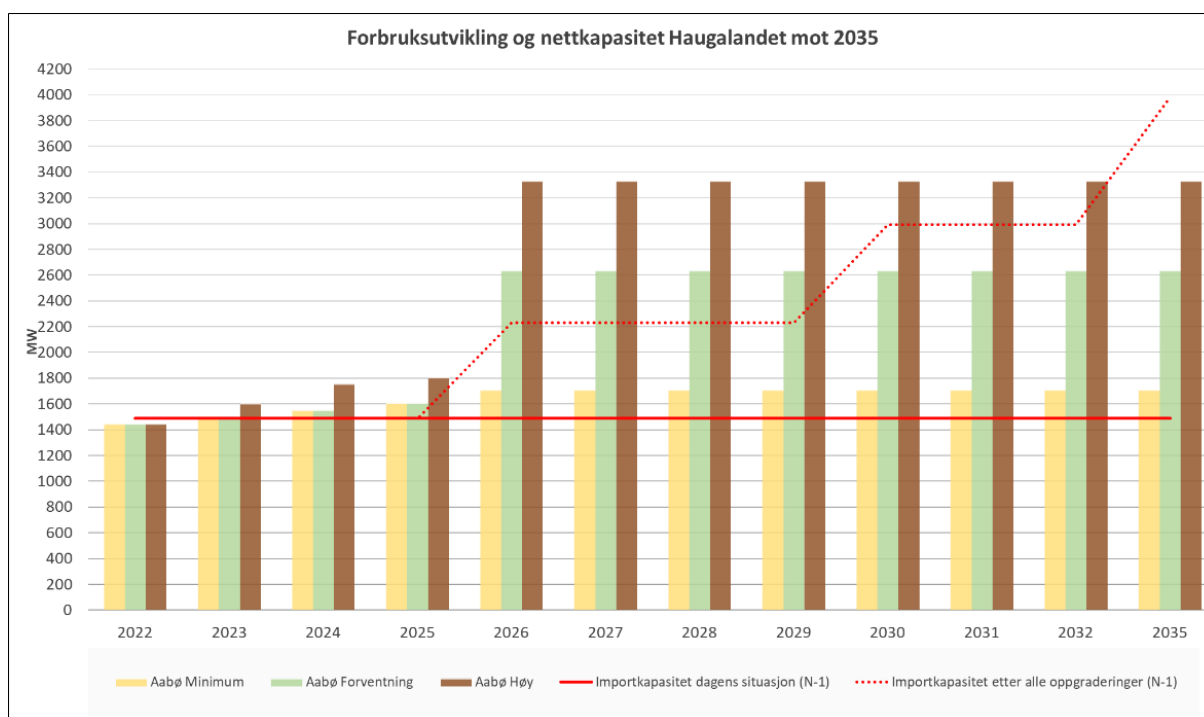
Figur 3 Aabø Powerconsultings lavscenario, forventningsscenario og høyscenario basert på kjente planer for industri og elektrifisering av sokkel utenfor Haugalandet. Scenariene baserer seg på kjente prosjekt og flater derfor ut etter 2026.

For å finne en samfunnsøkonomisk optimal utbygging av nett- og produksjonsanlegg bør risikoen og kostnaden ved å bygge ut disse for raskt i et lavscenario veies opp mot kostnaden i form av tapte industrietableringer og høyere CO₂-utslipp som følge av tapt elektrifisering av sokkel ved å bygge for lite nett- og produksjonsanlegg. Den samfunnsøkonomiske optimale utbyggingen vil da være et vektet gjennomsnitt av sannsynlighet og kostnad for de ulike scenarioene.

3.1.3 Tap av næringsutvikling på Haugalandet og mistet CO₂-reduksjon på norsk sokkel

Aabø Powerconsultings forventningsscenario vil ikke kunne gi N-1-tilknytning³ selv med alle planlagte nettforsterkninger på mellomlang sikt, se Figur 4. Dette er også tilfellet for høyscenarioet på lang sikt. Store samfunnsøkonomiske gevinster kan oppnås dersom noen av aktørene kan klare seg med en N-0,9-tilknytning, forklart nærmere i 5.2.8 N-0,9, gitt at prosjektene har en positiv samfunnsøkonomisk nåverdi. Statnett har uttalt at mangel på kraft og redusert kraftoverskudd utover 2020-tallet vil kunne føre til at planlagt industri blir etablert utenfor Norge.

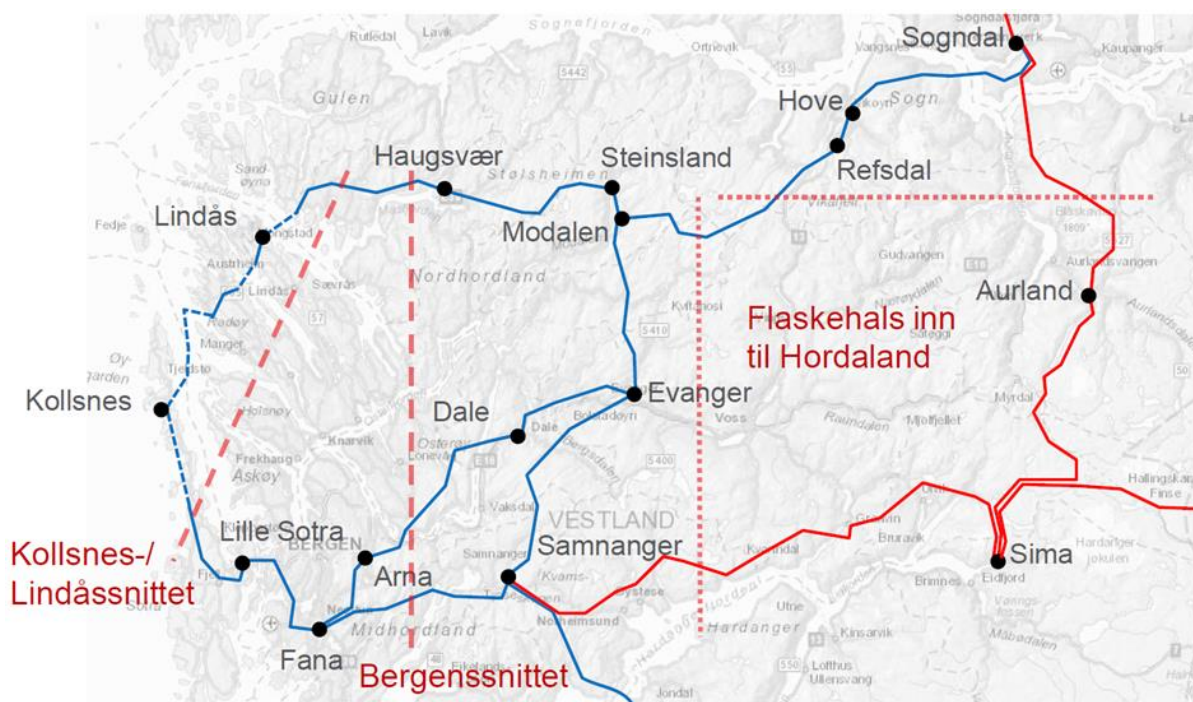
³ Forsyningsikkerheten i Norges transmisjonsnett planlegges ofte etter det som kalles N-1-kriteriet (leses N minus 1). N-1 betyr at feil på én enkeltkomponent ikke medfører avbrudd for sluttbrukere. Det betyr at nettet skal tåle utfall av én kraftledning, kabel, transformator eller generator uten at det fører til avbrudd i strømforsyningen. N-1-kriteriet benyttes når investeringer i transmisjonsnettet vurderes, men det skal ikke være en erstatning for den samfunnsøkonomiske vurderingen som gjøres når beslutninger om nettiltak tas.



Figur 4 Scenarioer for lastutvikling og nettkapasitet på Haugalandet mot 2035

3.2 Kraftsituasjonen i Bergen og Nordhordland

Kraftforsyningen av Bergen og omegn er delt inn i Hordalands-, Bergen- og Lindås-/Kollsnessnittene. Forsyningen inn til områdene skjer i dag gjennom tre hovedforbindelser i sentralnettet, 300 kV Modalen-Steinsland, 420 kV Sima-Samnanger og 300 kV Mauranger-Samnanger, se Figur 5. Forbindelsen over Sognefjorden i nord har derimot i lang tid vært en flaskehals som kan være en begrensning for forsyningen inn til Hordalandssnittet. Statnett planlegger en spenningsoppgradering til 420 kV, noe som vil øke den fysiske overføringskapasiteten over Sognefjorden. Men dette vil ikke løse problematikken rundt kraftflyten beskrevet i avsnitt 5.2.7 *Digitalisering av kraftsystemet - sanntidsovervåking og kraftflyt*.



Figur 5 Kraftsystemet i Bergensregionen (kilde: Statnett)

For fem år siden var kraftforsyningen på Mongstad svært god og et knutepunkt for resten av kraftsystemet i Bergensregionen. Dette var på grunn av den gode forbindelsen til Modalen og Energiverk Mongstad som hadde en installert elektrisk effekt på 280 MW, bestående av to gassturbiner på 140 MW hver og en dampturbin på 30 MW. Energiverk Mongstad viste seg å være mindre lønnsomt enn først antatt og i 2017 ble det besluttet at det skulle legges ned. Samtidig eksploderte etterspørselen og behovet for kraft i Mongstad-området som følge av en ønsket utvikling mot en grønnere økonomi. En scenarioanalyse⁴ utført av EY i 2021 viser at investeringsviljen i Nordhordland var på ca. 24,7 milliarder kroner og at omtrent 70 % av denne verdien er knyttet til kraftkrevende industri. Nedleggelsen av energiverket og den økte etterspørselen av kraft som følge av det grønne skiftet gjorde at kraftsituasjonen på Mongstad endret seg drastisk.

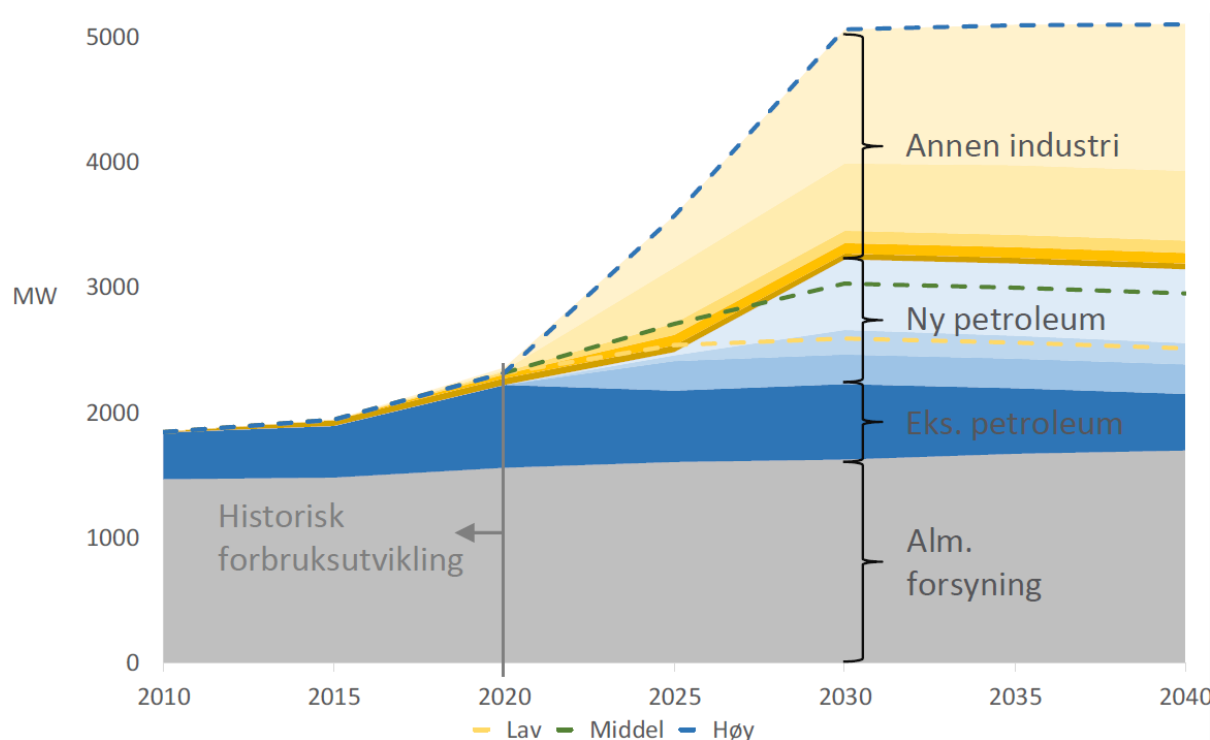
Prosjektet Greenspot Mongstad, bestående av Alver kommune, Industriutvikling Vest og Nordhordland Næringslag, har planer om å etablere en ny og grønn industriklynge på Mongstad. På de ledige tomtene sør for raffineriet skal det blant annet etableres en fabrikk for flytende hydrogen for skip. Det er også planlagt et fiskeoppdrettsanlegg på land inne på forsyningsbasen. Prosjektene vil skape flere nye, bærekraftige arbeidsplasser og er viktige for at næringslivet skal ta del i det grønne skiftet. Men det er usikkert når disse planene kan realiseres på grunn av kapasitetsproblemet i nettet og dermed begrenses utviklingen i fylket. Siden sommeren 2021 har prosjekter tilsvarende 2400 arbeidsplasser fått nei på grunn av den manglende kapasiteten i nettet, ifølge Nordhordland Næringslag.

Topplasten i Evyns område var på 2 000 MW i april 2021 og det er forventet at det innen 2030 vil øke opp til 5 000 MW, som er mer enn dobbelt så mye som i dag⁵. Figur 6 viser Statnetts estimat av ventet forbruksutvikling fram til 2040. To tredjedeler av det økte forbruket vil gå til ny industri og en tredjedel vil gå til elektrifisering av norske oljeplattformer. 15 prosjekter har fått avslag på tilknytning i

⁴ EY, 2021. Scenarioanalyse: Kan Nordhordland knekke Vestlandskoden?

⁵ <https://www.youtube.com/watch?v=GHnKGtPBcYo> (Utbygging av strømmettet må gå raskere – BKK)

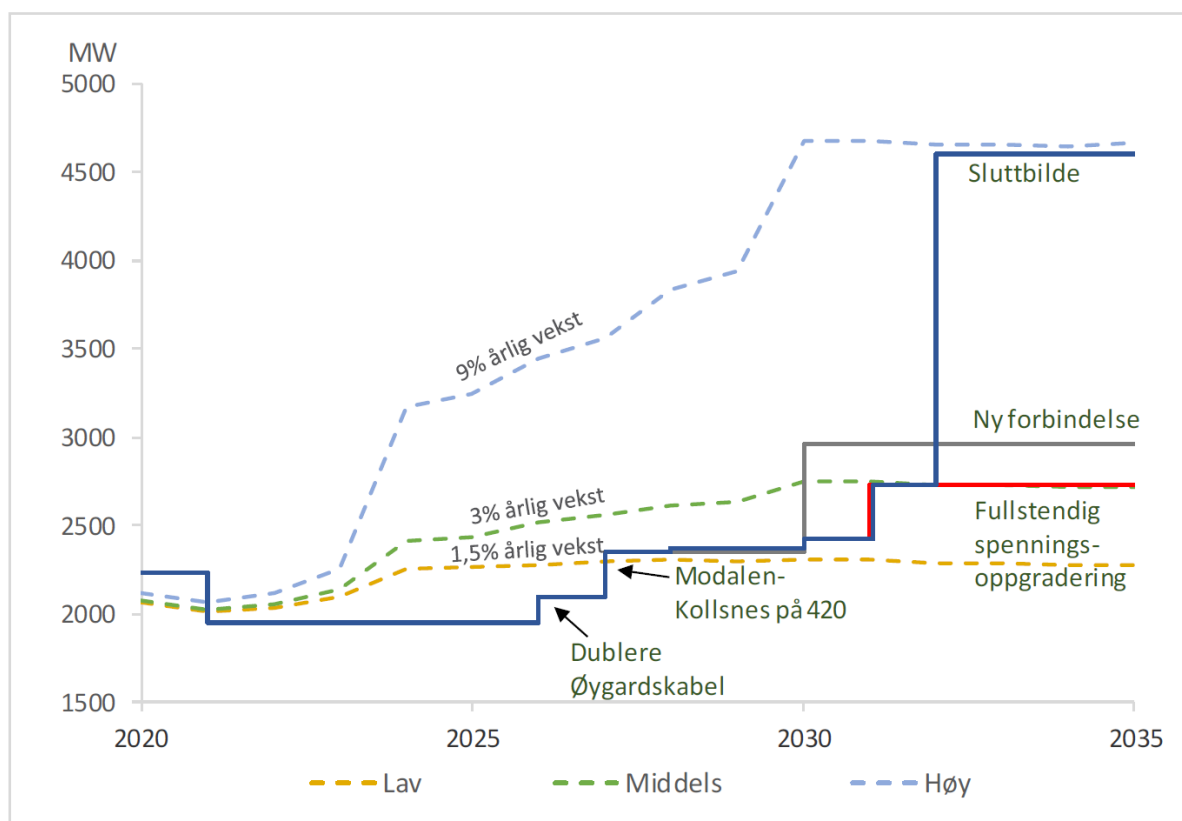
Bergensregionen den siste tiden, ifølge konsernsjef i Eviny Jannicke Hilland⁶. Statensdemonstrasjonsprosjekt for CO₂-fangst inkluderer en terminal for transport og lagring av CO₂ på industriområdet Kollsnes i Øygarden. I tillegg til dette prosjektet som kalles Northern Lights, er det planer på Kollsnes om et smelteverk i forbindelse med lagringsanlegget for CO₂ og store prosjektplaner for hydrogenproduksjon fra CCB Energy Park. Disse planene vil kreve stor kapasitet i nettet inn til Kollsnes, som ikke er tilgjengelig i dag. En enorm økning i nettkapasiteten er avgjørende for realiseringen av disse prosjektene.



Figur 6 Scenarier for forbruksutvikling i Bergensregionen (kilde: Statnett)

Statnett har levert en konseptvalgutredning (KVU) for Bergen og omland til OED med løsninger på hvordan det kan knyttes til nytt forbruk i Bergensregionen. Konseptene som foreslås i utredningen er en tredje forbindelse ut til Kollsnes fra Modalen eller Samnanger og å oppgradere eksisterende nett. Oppgraderingen av nettet vil skje uavhengig av konseptvalgutredningen, mens den nye, tredje forbindelsen ut til Kollsnes avhenger av OEDs uttalelse. Konseptvalgutredningen har vært til behandling hos OED i over 10 måneder, noe som er svært lite gunstig. Dette setter en svært stor brems for utviklingen i regionen, og vi mener derfor at prosessen rundt saksbehandlingstid hos OED bør endres, se 5.1.4. Figur 7 viser Statnetts prognoser for nettkapasitets- og forbruksutvikling med de ulike planlagte tiltak. Det er tydelig at det ikke vil være mulig å «bygge seg ut av problemene» dersom forbruksveksten følger trenden vi har sett de siste årene.

⁶ Fra BKKs innlegg på åpen dag med Strømnettutvalget, <https://nettv.regjeringen.no/opptak-del-1-av-digital-apen-dag>



* Figuren viser N-1-kapasitet ved en gjennomsnittlig nord-sør-flyt i nettet. Kapasiteten kan endre seg noe ved store endringer i kraftflyten i omkringliggende nett.

Figur 7 Utvikling av forbruk og nettkapasitet i Bergensområdet (kilde: Statnett)

4. Gjennomgang av foreslåtte tiltak

4.1 Utnyttelse og utvikling av overføringsnett

Regjeringen la frem en rekke forslag og løsninger på hvordan overføringsnett skal utnyttes mest mulig effektivt og hvordan det skal utvikles videre for å håndtere forbruksveksten og elektrifisering av samfunnet. Nedenfor er punkter i energimeldingen angående dette som Aabø Powerconsulting ønsker å komme med innspill til.

4.1.1 Brukerbetaling for konsesjonsbehandling og tariff for tilknytning til overføringsnett – tiltak for å mer effektivt sile prosjekter som trenger nettilknytning

Logikken bak dette forslaget virker å være at det er mengden av useriøse forespørsler og/eller kunder som samtidig forespør tilknytning på flere lokasjoner uten å opplyse om det er dette som skaper utfordringene vi ser i nettplanleggingen i dag. Aabø Powerconsulting er uenig i en slik tolkning av problemstillingen nettplanleggingen står ovenfor. Det kan etter vårt syn med minst like god begrunnelse argumenteres for at kausaliteten faktisk går i motsatt retning. En av hovedårsakene for at kunder forespør ulike lokasjoner samtidig eller sender «uferdige» forespørsler og/eller konsesjonssøknader er nettopp de meget lange svar- og behandlingstidene⁷ hos NVE og nettselskapene. Det å få ned disse tidene gjennom både oppbemanning og effektivisering/omstrukturering hos nettselskapene og NVE vil derfor også redusere behovet for å sende søknader tidlig grunnet stor usikkerhet knyttet til behandlingstiden.

Brukerbetaling kan etter vårt syn likevel være et fornuftig bidrag til å korte ned søknadskøen hos NVE, dersom de nevnte tiltak som styrker NVEs behandlingsskapasitet vedtas samtidig eller først. Betaling for konsesjonsbehandling vil medføre helt andre forventninger til oppfølging og behandlingstid og det er derfor meget viktig at brukerbetaling kommer først når disse forventningene kan innfris.

Når det gjelder betaling for tilknytning/reservasjon av kapasitet er det meget viktig at denne betalingen kan motregnes mot anleggsbidraget ved gjennomført nettilknytning. Dersom tiltaket innføres på denne måten vil det, bortsett fra kapitalkostnaden med tidligere betaling, ikke føre til ekstrautgifter for gjennomførte industrietableringer eller -utvidelser. Det vil derimot bli mindre attraktivt å holde av kapasitet som en opsjon i fremtiden, selv om det allerede i dag gjelder en rekke krav som har som mål å vanskeliggjøre akkurat dette.

4.1.2 Tilknytning på vilkår har blitt innført som alternativ til nettinvesteringer

Både i Vestland og Rogaland fylke har flere industriaktører fått avslag på forespørsel om tilkobling av nytt forbruk på grunn av lav kapasitet i overføringsnett. For at ny industri skal kunne koble seg til overføringsnett trengs det store nettinvesteringer og slike søknader har ofte lang behandlingstid. I tillegg er ledetiden til nettutbygging svært lang. Som et tiltak for å kunne koble til nytt forbruk og ny industri samt å unngå unødige nettinvesteringer, har tilknytning på vilkår om utkobling eller en form for forbruksbegrensning blitt innført. I tillegg til mulighet for tilkobling vil tilknytningen skje raskere med en slik avtale enn ved nettutbygging.

Avtale om tilknytning på vilkår innebærer at kunden må begrense forbruket sitt eller kobles ut under visse forhold som spesifiseres i tilknytningsavtalen, for eksempel ved feil i nettet. Disse avtalene er basert på gjensidig frivillighet, altså at hverken nettselskapet eller kunde ensidig kan kreve en slik

⁷ Per 17.11.2021 hadde NVE ca. 70 saker i kø. Ventetiden på en saksbehandler kunne bli opptil 6-8 måneder.
Kilde: NVE

løsning. Med en slik ordning kan uttakskunden få mulighet til å veie kostnaden nettførsterkningen medfører opp mot tapt inntekt som følge av uttaksbegrensningen. Tilknytning på vilkår kan være en samfunnsøkonomisk fordelaktig løsning, men det er for tidlig å konkludere hvordan dette vil påvirke tilknytnings- og nettplanleggingsprosessen før man ser hvordan endringene håndteres i praksis.

For at kunder skal være villig til å inngå en slik avtale er det viktig at de får informasjon om hva utkobling på vilkår faktisk innebærer. Det betyr for eksempel en kartlegging av risikoen en kunde har for utkobling. Se forslag til metode for risikovurdering for tilkobling i avsnitt 5.2.5 *Forbedring av risikovurdering og kommunikasjon ved tilknytning på vilkår*. En annen problemstilling er om kunder kan oppleve press fra nettselskaper om å inngå avtale om tilkobling på vilkår fordi dette er mest gunstig og lettvinnt for nettselskapet selv.

4.1.3 Effektbaserte tariffer i distribusjonsnettet vil tre i kraft fra 1. juli 2022

Regjeringen har vedtatt å innføre effektbaserte tariffer i distribusjonsnettet slik at overføringsnettet kan bli bedre utnyttet og kostnadene mer rettferdig fordelt mellom kundene. Forskriftsendringen vil tre i kraft 1. juli 2022. Effektbaserte tariffer er en slags rushtidsavgift på strøm som skal gi kunder insentiver til å bruke strøm mer jevnt fordelt utover døgnet og dermed redusere topplasttimene. I energimeldingen står det at effektbasert tariffer sammen med kommunikasjon fra nettselskapene skal gjøre kunder mer bevisste på effektbruken sin og hvordan den påvirker nettkostnader. Videre står det at det kan føre til at kunder endrer sin atferd og investerer i smarte automatiske løsninger (f.eks. smarte elbilladere).

Effektbaserte tariffer vil ikke isolert sett nødvendigvis føre til en smartere bruk av elektrisitet. Forskere ved SINTEF⁸ har gjort studier som viser at det kan føre til redusert effekt på tidspunkter hvor det ikke er nødvendig, noe som vil føre til unødvendige besparelser. Denne nettleiestrukturen kan føre til unødvendige investeringer i lokal produksjon av fornybar energi i noen områder fordi investeringene er lønnsomme sett fra én enkelt aktørs perspektiv selv om det ikke er behov for kraften lokalt der den blir produsert. I stedet for at store forbrukere av energi fordeler forbruket sitt på en måte som er best for et område, vil de i stedet forsøke å minimere sin egen topplast for sin egen sparing. Med et slikt system vil man trenge mer strømnnett og det vil totalt sett bli et dyrere system. Siden kunder har ulike forbruksmønstre vil ikke nødvendigvis en reduksjon av individuelle laster føre til at felleslast blir redusert.

Resultatet av case-studiene gjort i (Askeland et al., 2020) viser at en effektbasert tariff alene ikke er et godt nok tiltak for å få kunder til å endre strømforbruket sitt og til å flytte lasten til timer med bedre kapasitet. For å gi forbrukere insentiver til å endre måten de bruker strøm på kan off-peak-perioder bli inkludert i tillegg til effektbasert tariff. Da kan kundene bli påvirket til å flytte forbruket sitt til off-peak-perioder og til perioder hvor det lokalt produseres mye fornybar elektrisitet. Lokale P2P-markeder, hvor sluttbrukere ved behov kjøper kapasitet av hverandre, i kombinasjon med effektbasert tariff kan være med på å redusere topplaster (Bjarghov et al., 2020). Analysen viser at også kostnader, i tillegg til total topplast, blir redusert med en slik løsning.

Forskere har påpekt at den effektbaserte tariff-strukturen kan fungere for å redusere felles topplast i nettet dersom man kombinerer det med et fleksibilitetsmarked. Det gjenstår ennå forskning for å finne den beste måten å gjøre det på, men et alternativ er å la strømforbrukere leie kapasitet fra

⁸<https://energiogklima.no/nyhet/folg-direkte-klimafrokost-om-batterier-som-klimalosning-og-del-av-kraftsystemet/>

hverandre i driftstimen. Eksempelvis dersom en forbruker abonnerer på 10 kW, men i en driftstime ikke har behov for alt, kan den kapasiteten leies ut til en annen forbruker som trenger det.

Fra 1. juli 2022 får alle strømkunder ny nettleie. Nettleien består av et fastledd og et energiledd. Fastleddet var tidligere et fast beløp likt for alle kunder hver måned, bortsett fra for noen kunder som betalte ulike priser avhengig av størrelsen på hovedsikringen tilknyttet boligen sin. Energileddet var også en fast pris per kilowatttime, så det totale beløpet var kun avhengig av hvor mye strøm kunden brukte hver måned. Fra juli i år endres energileddet til noe som kalles «time of use». Det betyr at energileddet kommer til å ha ulike priser på ulike tider av døgnet og i uken. Prisene vil være lavere i helger og på hverdager mellom 22 og 06. De vil også være lavere på sommeren enn på vinteren. Dette er et godt tiltak da det gir kundene insentiver til å flytte strømforbruket sitt til tidspunkter når nettet er mindre belastet. Fastleddet skal endres til en månedsmaks-modell. Det betyr at kunden havner på et nivå i en prisstige basert på den timen kunden hadde høyest effektbruk i løpet av måneden. Vi mener modellen med månedsmaks ikke gir gode nok insentiver til kunder til å spare strøm. Dersom en kunde for eksempel har høyt effektforbruk en dag tidlig i måneden har vedkommende ikke lenger et insentiv til å holde effekten lav resten av måneden.

Effektbaserte tariffer i distribusjonsnettet er et tiltak som alene ikke vil føre til den forventede reduksjonen av felles topplast og at myndighetene må undersøke og iverksette andre tiltak hurtigst mulig før strømkunder blir «straffet» for sitt effektforbruk på tidspunkter hvor det er mye ledig kapasitet i nettet. Slike tiltak er som nevnt for eksempel å kombinere effektbasert tariff med fleksibilitet og fleksibilitetsmarkeder.

Andre utfordringer med effektbasert tariff er:

- 1) Dersom kommunikasjonen fra staten og nettselskaper til kundene ikke er god nok kan det føre til at kunder kan få dyrere strømreregninger uten at de forstår hvorfor.
- 2) Hvis kunder derimot blir bevisst på sitt effektforbruk vil de ikke nødvendigvis få insentiver til å redusere energiforbruket, som er en veldig viktig del av energieffektiviseringen landet må gjøre.

4.1.4 Regjeringen vil legge til rette for bedre utnyttelse av forbrukerfleksibilitet

Fleksibilitet i kraftforbruket er veldig viktig for å kunne utnytte kraftsystemet på best mulig måte. Det har stort potensiale for større områder som Bergensområdet og Stavanger/Sandnes-området. Fleksibilitet er en brikke som, i et samspill med tradisjonell nettutbygging og tilknytning på vilkår, kan gi en bedre utnyttelse av nettinfrastruktur og dermed en samfunnsmessig mer effektiv nettdrift.

Det kan være fordelaktig å dele fleksibilitet inn i to typer. Den første er et fleksibilitetsmarked hvor forbrukere eller produsenter får betalt for enten å øke eller redusere forbruk og produksjon på tidspunkt der strømmettet er spesielt hardt belastet.

Aabø Powerconsulting foreslår at den andre typen fleksibilitetsmarked er en type hvor industrikunder som allerede har tilknytningsavtale med N-1, men som ikke trenger det, kan få kompensasjon mot å la andre kunder som er avhengig av meget høy forsyningssikkerhet overta deres «N-1-avtale». Dette er nærmere forklart i avsnitt 5.2.6 *Et fleksibilitetsmarked for tilknytning på vilkår*.

Regjeringen sier at «det bør legges bedre til rette for smarte løsninger for fleksibelt forbruk.» Videre vil de at deres tiltak skal «gi insentiver til å investere i smarte automatiske løsninger, som for eksempel smarte elbilladere som styrer forbruket ut fra når det er rimeligst for forbrukeren.»

Statnett har et prosjekt gående over tre år, sammen med NODES, Agder Energi, Mørenett og Glitre Energi, hvor de skal teste ut hvordan ulike teknologier fungerer på et fleksibilitetsmarked.

Fleksibiliteten vil bli tilgjengelig i Statnetts marked for mFFR⁹. Enova har gitt økonomisk støtte til flere prosjekter som har fleksibilitet i strømmettet som tema, og disse skal vare til 2023. Aabø Powerconsulting etterlyser mer konkrete planer for fleksibilitetsmarked og mener det bør avgjøres hvem som skal opprette fleksibilitetsmarkedet og om det skal være lokalt eller ikke. Statnett er framoverlent når det kommer til pilotprosjekter og forskningsprosjekter, men vi mener de i større grad bør ta i bruk læring fra egne pilot- og forskningsprosjekt.

Det bør legges til rette for Vehicle to Grid (V2G) slik at elbilladere kan levere strøm tilbake til hus eller strømmett når strømprisene er høye eller for å redusere effekttopper. Dette er en lovende teknologi for fremtiden, også ifølge NVE. Når dette blir kommersielt tilgjengelig bør det raskt komme på plass ordninger som kan gjøre det mulig for kunder å tjene penger på toveisladere.

4.1.5 Digitalisering av kraftsystemet: effektiv driftskoordinering og digital informasjonsutveksling

Regjeringen Solberg planlagte å videreføre prosjektet «Digital KSU» som vil bidra til å effektivisere driftskoordineringen av nettet og planprosessen for nye nettutbygginger. Dette skal skje gjennom digital informasjonsutveksling i kraftsystemutredningene og i driftskoordineringen mellom nettselskap. «Digital KSU» handler om å digitalisere innrapportering av Kraftsystemutredningen (KSU) for å bedre kunne planlegge drift og utvikling av kraftsystemet. Det utarbeides en standard for deling og innrapportering av data som alle aktører i kraftsystemet kan dra nytte av og det blir mulig å se hele livsløpet til kraftsystemet. Dataene kan bli brukt internt i selskapene, til prosesser hos NVE og prosesser hos tredjeparter som leverandører og entreprenører.

Aabø Powerconsulting støtter arbeidet med «Digital KSU» og mener det er et bra tiltak. Vi mener likevel at digitaliseringen av kraftsystemet bør gå utover «kun» KSU. I tillegg til et sentralisert system for planer og tiltak i kraftsystemet, bør det være et sentralt system hvor det rapporteres inn forespørsler om tilknytning slik at aktører får muligheten til å se et mer helhetlig bilde av fremtidig behov og oppgraderinger. Se avsnitt 5.2.7 *Digitalisering av kraftsystemet - sanntidsovervåking og kraftflyt* for flere forslag til hvordan kraftsystemet bør digitaliseres.

4.2 Regelverk om lokal kraftproduksjon og salg til naboer uten å gå via strømmettet

4.2.1 El-avgiftsfritaket for egenprodusert solkraft og utvidet plusskundeordning

Slik regelverket er i dag må lokale energisamfunn eller microgrids som vil dele lokal strømproduksjon selge strømmen sin til en kraftleverandør for så å kjøpe den tilbake. De kan altså ikke selv selge strøm direkte til en sluttbruker eller en nabo uten å måtte betale nettleie og avgifter. Dette kan føre til at lokale energisamfunn kan bli ulønnsomme og hindre aktører i å dele fornybar strøm lokalt. Regjeringen vil sende en utvidet plusskundeordning for egenproduksjon av elektrisitet i boligselskap ut på høring. De vil også endre avgiftsfritak for egenprodusert kraft fra solceller til å gjelde flere, slik som for eksempel boligselskap og større virksomheter. RME har foreslått en ny ordning for deling av lokal fornybar strømproduksjon som går ut på at produsenter kan dele inntil 500 kW med andre nettkunder på samme eiendom. Denne ordningen vil bli mer omfattende enn en plusskundeordning og gjør det mulig for mange å kunne spare nettleie og avgifter ved å dele strøm. En negativ konsekvens med en slik ordning er at nettkundene i resten av samfunnet kan få økte kostnader. Det kan skje ved at økt lokal produksjon fører til at nettet må bygges ut eller at de som deltar i det lokale

⁹ Tertiærreserver, mFFR står for Manual Frequency Restoration Reserve

energisamfunnet betaler mindre i nettleie. En maksgrense for tillatt deling er RMEs forsøk på å avgrense størrelsen på omfordelingen av kostnader. Aabø Powerconsulting mener at deling av strømproduksjon i lokale energisamfunn bør tillates, men at det må gjøres på en slik måte at man avlaster nettet og unngår for store økte kostnader for resten av nettkundene. Endringer i dette regelverket er også knyttet til andre punkter som for eksempel forbrukerfleksibilitet.

4.3 Krav til kost-nytteanalyser for utnyttelse av overskuddsvarme

4.3.1 Bedre utnyttelse av spillvarme

I februar 2021 sendte Olje- og energidepartementet ut høringsnotat angående endringer i energiloven om krav til kost-nytteanalyser for utnyttelse av overskuddsvarme (også kalt spillvarme) fra termiske kraftverk, industri, datasentre og andre anlegg. Forslaget er nå til behandling, og dersom det blir vedtatt vil det bidra ytterligere til å gjøre datasentre og batterifabrikker mer bærekraftige og energieffektive. Et slikt krav vil forhåpentligvis kunne vise at utnyttelse av overskuddsvarme er lønnsomt og gi flere bedrifter insentiver til å benytte seg av slike løsninger. Økte krav angående utnyttelse av overskuddsvarme fra kraftkrevende industri kan være et viktig virkemiddel for å sikre energieffektive løsninger.

Samtidig er det meget viktig at regelverket utformes på en måte som ikke blir en hemsko for viktig industriutvikling i Norge. Ikke alle lokasjoner er egnet til å ta i bruk overskuddsvarme. Etter Aabø Powerconsultings syn kan kraftkrevende industri pålegges å legge til rette for at overskuddsvarme kan tas i bruk av f.eks. fjernvarmeaktører, drivhus e.l., uten at kraftkrevende industri kan holdes ansvarlig for at andre aktører faktisk tar i bruk spillvarmen.

5. Egne forslag til tiltak

Dette kapittelet inneholder egne forslag til to av hovedområdene som Strømnettutvalget skal se på.

5.1 Tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg

5.1.1 Utvidelse av eksisterende anleggskonsesjoner

Aabø Powerconsulting mener det bør vurderes om enklere utvidelser av anlegg kan gjøres uten å måtte søke konsesjon om dette, dersom visse kriterier er oppfylt. Et viktig krav i forbindelse med økt effektuttak er alltid at økningen skjer i samsvar med nettselskapet. Dette er spesielt relevant for industrianlegg. Dersom nettselskap mener at en økning i effektuttak er driftsmessig forsvarlig for nettet og kunden er villig til å betale et eventuelt anleggsbidrag for nødvendige oppgraderinger, ser Aabø Powerconsulting ikke noe problem med at slike tiltak gjennomføres uten vedtak fra NVE. Her mener vi at en enkel melding til NVE bør være tilstrekkelig.

Alternativt kan ordningen med konsesjon på forenklede vilkår utvides slik at den omfatter slike saker. Problemet med denne løsningen er at det i dag tar veldig lang tid å få tildelt en saksbehandler hos NVE, uavhengig av sakens kompleksitet. Prosessen for konsesjon på forenklede vilkår kan derfor i dag også ta lang tid.

5.1.2 Parallelle prosesser i konsesjonsbehandling og utbygging av industrianlegg

Behandlingskøen er nå så lang at saker ligger ubehandlet og usett i flere måneder eller lengre. Samtidig foregår i dag veldig mye av konsesjonsbehandling, planlegging og utbygging av nye nettanlegg sekvensielt, dvs. at en prosess, f.eks. konsesjonsbehandling, avsluttes før neste steg settes i gang. Dette fører til at ledetidene blir ekstremt lange, også for industrianlegg med trafostasjoner på et industriområde som ikke har like stor påvirkning på natur og mennesker som nye kraftlinjer i uberørt natur.

Det bør derfor etter vårt syn legges bedre til rette for at konsesjons- og planleggingsprosesser for industrianlegg kan foregå i parallell. Dersom private aktører tar på seg den økonomiske risikoen med parallelle prosesser ser vi på dette som et samfunnsøkonomisk godt tiltak.

Det bør derfor vurderes et system hvor saker kan sendes «uferdig» med en frist når all nødvendig dokumentasjon er på plass. Dette for å sikre at noen prosesser kan foregå i parallell. Et eksempel kan være endelig godkjenning av reguleringsplanen eller andre kommunale prosesser som har klart definerte tidsfrister.

Dette må selvsagt veies mot ulempen med å ha uferdige søknader og det må finnes mekanismer for å sikre at all dokumentasjon er på plass når NVE begynner å se på søknaden.

5.1.3 Tildeling av saksbehandler

NVE bør også utvikle et bedre system for søknader som ikke har fått tildelt saksbehandler enda. Det er i dag ikke mulig for konsesjonssøkere å få status på disse sakene, uten å direkte ta kontakt med sjefen i konsesjonsavdelingen. Dette er på sikt ikke en holdbar situasjon, hverken for søkeren eller NVE. En mulighet hadde f.eks. vært et digitalt informasjonssystem som gir søkeren mulighet til å få informasjon om status i saken uten å ta direkte kontakt med konsesjonsavdelingen.

5.1.4 Saksbehandlingstid hos NVE og OED – tidsfrister og økte ressurser

Planlegging og utbygging av strømmettet er en meget tidkrevende prosess. Det er mange aktører og interesser som må hensyntas og det er en viktig del av vårt demokratiske system at befolkningen får mulighet til å uttale seg om planer for offentlig infrastruktur. Likevel mener vi at prosessene i dag tar for lang tid og at det må gjøres endringer. Som et eksempel har konseptvalgutredningen (KVU) for Bergen og omland til nå lagt til behandling hos departementet i over 11 måneder. Det setter utviklingen av en hel region på vent. For å unngå dette foreslår vi at OED får en tidsfrist på godkjenning av KVU'er på for eksempel 10 uker. Dersom OED ikke har avgitt uttalelse eller fattet vedtak innen fristen, vil KVU'en automatisk bli godkjent og Statnett/nettselskap kan gå videre med planene sine. Slike tidsfrister finnes allerede for en rekke andre statlige og regionale saksbehandlinger.

Behandlingsfrister er også et mulig tiltak for konsesjonssaker. Kompleksitetsgraden til ulike saker bør selvsagt tas hensyn til, med lengre frister for mer kompliserte saker. Slike frister gir industri og nettselskaper mye bedre planleggingsikkerhet og vi mener at dette vil kunne føre til flere industrietableringer i Norge. Bindende tidsfrister gir NVE et måltall som er enklere å forholde seg til enn dagens behandlingsskø og estimert behandlingstid. Vi foreslår at NVE selv utarbeider forslag som de mener er nødvendige for å oppnå målet om å behandle konsesjonssaker innen de gitte tidsfristene. Effektivisering og omstrukturering av konsesjonsbehandlingen er viktige tiltak, men dersom NVE trenger flere midler, også utover økningen som er lagt inn i den utgående regjeringens statsbudsjett, mener vi samfunnet vil få god avkastning på disse midlene. Det er meget viktig at NVE har tilgang til de ressursene som er helt nødvendige og relativt beskjedne for å hindre at forvaltningen blir en flaskehals som forsinker elektrifiseringen av samfunnet. Denne elektrifiseringen skal sikre at Norge møter sine internasjonale forpliktelser til å redusere utslipp, samtidig som den skal muliggjøre en omstilling til nye næringer og nye arbeidsplasser.

5.2 Prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet om forbruksutviklingen

5.2.1 Alternative tiltak for å øke nettkapasitet

Forenklet sagt er bygging av nye, eller oppgradering av eksisterende, linjer/stasjoner det eneste virkemiddelet i tradisjonell nettplanlegging. Samtidig har teknologiske fremskritt, f.eks. energilagring, forbrukerfleksibilitet eller moderne kraftelektronikk, gjort at det i mange tilfeller finnes alternativer til nettutbygging. Disse alternativene bør i større grad hensyntas. Dette gjelder både i nettplanleggingen, men også i inntektsreguleringen slik at økt kapitalbruk gjennom utbygging av nettet ikke nødvendigvis fører til inntektsmessig fordel for nettselskapene i de tilfellene det finnes reelle alternativer. Med andre ord skal det lønnes seg for nettselskapet å ta i bruk alternative løsninger til å øke kapasitet i nettet billigere eller raskere enn tradisjonell utbygging av nettet.

5.2.2 Nettutbygging «på bestilling»

Planleggingshorisonten til industriaktører tilsvarer ikke den lange ledetiden i nettplanleggingen. Dagens system med å bygge ut nett «på bestilling» fører derfor etter vår mening til en situasjon hvor helt nødvendige tiltak ikke utredes og/eller gjennomføres fordi ingen har bestilt dem 5 – 10 år tidligere. Dette overlater store deler av nettplanleggingen til industriforbrukere, noe som kan fungere fint for enklere tiltak med kortere planleggings- og gjennomføringstid. Større tiltak i nettet tar imidlertid for lang tid å gjennomføre når det oppstår akutte behov.

Gitt de lange ledetidene i nettplanleggingen og den samfunnsøkonomiske betydningen av strømnettet bør det vurderes å gjennomføre viktige tiltak i sentralnettet proaktivt med statlig finansiering. En slik ordning må selvsagt utformes på en måte som hensyntar risikoen for og kostnadene med overinvestering i nettinfrastruktur. Samtidig mener vi at underinvestering har større samfunnskostnader enn overinvestering (se også neste avsnitt). Målet med ordningen kan f.eks. være å ha tiltak ferdig utredet og eventuelt konsesjonssøkt slik at gjennomføringstiden for større tiltak i sentralnettet reduseres fra opptil 10 år ned til maksimalt 5 år. Dette vil jevne ut forskjellen i planleggingshorisonten mellom industri- og nett og vil dermed føre til at det er bedre muligheter for å øke nettkapasitet tilsvarende etterspørselen fra industri.

En av hovedårsakene til at dagens nettplanleggingsregime er problematisk for tiltak med veldig lange ledetider er at industri vanligvis ikke forespør nettkapasitet 10 eller 15 år frem i tid. Prognosene for lastutviklingen i Bergensområdet (se Figur 6 og Figur 7) viser f.eks. at kurven flater ut etter 2030. Statnett burde operere med langsiktige forbruksutviklings-scenarioer og utrede mulige tiltak så tidlig som mulig for å unngå at dagens nettsituasjon gjentar seg om 10 – 15 år når kjente planer er gjennomført og forbruket igjen overstiger nettkapasiteten.

5.2.3 Revurdere risikoen med under- vs. overinvestering i nettet

Generelt mener vi at den samfunnsøkonomiske skadevirkningen av underinvestering i nettet er større enn ved overinvestering. Konsekvensene av feilplanlegging er store, men skeivfordelt. Med dette menes at konsekvensene ved å overdimensjonere nettet ikke er like store som konsekvensene ved et underdimensjonert nett. Når en bygger ut et kraftnett med større kapasitet enn faktisk uttak, brukes ikke samfunnets ressurser optimalt. For liten kapasitet i nettet kan derimot føre til langt høyere kostnader. Nettselskaper i Norge har gode modeller for å beregne kostnader med kortvarige avbrudd. Er nettkapasiteten for liten i lengre perioder øker kostnadene og beregningen av kostnadene blir vanskeligere på grunn av følgeefferter. Når forbrukere, særlig industri, ikke får tilgang til nettkapasitet eller forventer langvarige avbrudd i strømforsyningen vil dette føre til redusert økonomisk aktivitet. Investeringer i for eksempel nyetableringer minker, og dette kan ha store samfunnsøkonomiske følgekostnader. Slike investeringer har såkalte multiplikatoreffekter, altså ringvirkninger, for eksempel når hver arbeidsplass som skapes i primærindustrien igjen skaper arbeidsplasser hos leverandører, osv. Å gå glipp av disse verdiene er i dag etter vårt syn en betydelig større risiko enn å ha overkapasitet i strømnettet.

5.2.4 Samfunnsøkonomiske ringvirkninger i nettplanlegging

Nettinvesteringer bør være samfunnsøkonomisk rasjonelle. Dette påpeker og vurderer nettselskapene i alle sine utredninger. Ofte gjøres dette ved å sammenligne ulike alternativer med nullalternativet (å ikke gjennomføre tiltak). Problemet med dagens fremgangsmåte er at deres definisjon av «samfunnsmessig rasjonelt» hovedsakelig gjelder kraftsystemet. Kost- nyttevurderinger gjøres vanligvis ved å beregne typiske, nettrelaterte kostnader som reduserte tap, flaskehals- og avbruddkostnader. En slik analyse ser bort fra andre samfunnsøkonomiske kostnader og gevinster som (tapt) verdiskapning.

Som et eksempel har nettsituasjonen i Bergensområdet ført til at prosjekter tilsvarende 2400 arbeidsplasser har fått nei på grunn av den manglende kapasiteten i nettet bare siden sommeren 2021, ifølge BKK. Selv om en del av at disse investeringene skjer andre steder i Norge, eller på et senere

tidspunkt i Bergen, fører en slik situasjon til enorme samfunnsøkonomiske kostnader pga. tapt verdiskapning og suboptimal ressursallokasjon¹⁰.

5.2.5 Forbedring av risikovurdering og kommunikasjon ved tilknytning på vilkår

Tilknytning på vilkår er et nytt tiltak¹¹ fra 2021 som i teorien kan føre til at kunder som ellers ikke hadde fått kapasitet i nettet kan tilknyttes, eller at kunder som har mindre behov for forsyningssikkerhet får et billigere nettilknytningsalternativ. I praksis opplever industrikunder derimot flere utfordringer med den nye ordningen. Grunnet nettsituasjonen mange steder i Norge får ikke kunder et reelt valg mellom N-1 eller tilknytning på vilkår. Istedenfor «tvinges» de til å inngå avtaler om tilknytning på vilkår fordi nettselskaper vurderer dette som eneste «driftsmessig forsvarlige» måten å gi kunden nettilknytning på.

En annen utfordring med ordningen er at industrikunder ikke får tilstrekkelig informasjon om reell feilsannsynlighet og forventet utkoblingstid. For at kunder skal være villige til å inngå avtaler om tilknytning på vilkår om utkobling må de få bedre informasjon om hva utkobling på vilkår faktisk innebærer. Per dags dato er det meget vanskelig for kunder og andre aktører i kraftsystemet å få tak i informasjon om konkret feilstatistikk og feilsannsynlighet for ulike områder i landet. Det er meget uheldig at dette ikke er åpen informasjon, i den grad det er sikkerhetsmessig forsvarlig, da slike data hadde gjort det mulig for hver enkelt kunde å gjøre sin egen risikovurdering. Vi mener at feilstatistikk kan brukes til å finne risikoen for utkobling slik at kundene får et bedre grunnlag til å avgjøre om de vil inngå avtaler om tilknytning på vilkår eller ikke.

På 22 år har det vært svært få feil på 300 kV-nett i Sør-Norge. Det har oppstått både enfase-feil og flerfase-feil, men de fleste feilene har vært enfase-feil og mesteparten av disse har hatt vellykket gjeninnkobling. Feilstatistikken og vellykket gjeninnkobling ved enfase-feil viser at sannsynligheten for å bli utkoblet med avtale om tilknytning på vilkår er så liten at vi tror mange bedrifter kan være interessert i en slik avtale. Dette vil ha stor betydning for etableringen av kraftkrevende industri i Vestland og Rogaland fylke.

5.2.6 Et fleksibilitetsmarked for tilknytning på vilkår

Fleksibilitet bør ikke bare omhandle forbruksfleksibilitet, men også utvides til nettplanleggingen. Tilknytning på vilkår er, som beskrevet, et virkemiddel som kan føre til bedre utnyttelse av nettet. I dag brukes ordningen derimot kun mot nye kunder eller kunder som får økt kapasitet. Det kan føre til en situasjon hvor en ny kunde som ønsker N-1 ikke kan få dette samtidig som det kan være eksisterende kunder i nærheten som er mer fleksible. I stedet for å tvinge kunder som ønsker N-1 til å inngå avtale om tilknytning på vilkår foreslår vi derfor en opprettelse av en sentral markedsplattform hvor kunder kan inngå avtaler om å bytte N-1-kapasitet mot tilknytning på vilkår. Nettselskapene må selvsagt ha en rolle i dette markedet for å overholde at sikker nettdrift ivaretas. Vi mener at et slikt marked vil føre til at alle både fleksible og ikke-fleksible kunder vil være bedre stilt enn i utgangssituasjonen.

Siden det er lokale begrensninger på nettkapasiteten, må markedet deles opp i mange områder. Etter at et slikt marked er opprettet vil det komme prissignaler om hvor i nettet det er størst mangel på kapasitet eller på fleksibilitet. Disse prissignalene er svært verdifulle i nettplanleggingen fordi de gir

¹⁰ Når industri er tvunget til å etablere seg andre steder med bedre nettkapasitet, men ellers dårligere rammevilkår.

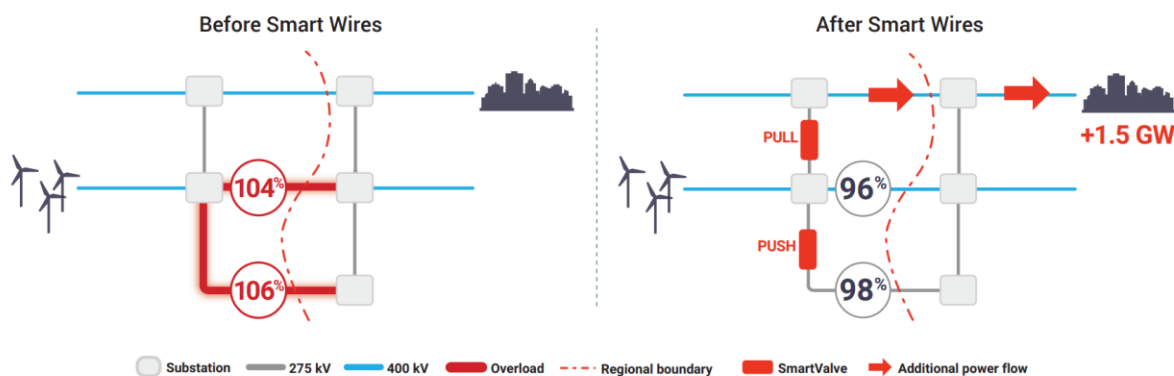
¹¹ Tidligere var tilknytning på vilkår på forbrukssiden kun mulig som et midlertidig tiltak frem til nettførsterkninger var på plass.

uttrykk for industrikunders faktiske betalingsvillighet, særlig om en går over til en, etter vår mening, mer samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av nettet omtalt i 5.2.3 *Revurdere risikoen med under- vs. overinvestering i nettet.*

Dette tiltaket bør også ses i sammenheng med Regjeringen Solbergs forslag om et marked for utkoblbare avtaler nevnt i energimeldingen. Regjeringen ser for seg at nettselskaper kan bruke dette markedet som et alternativ til nettutbygginger. Vårt forslag innebærer en kravsetterfunksjon for nettselskapene, mens regjeringens forslag virker i dette tilfellet å medføre en dobbeltrolle for nettselskapene som både market-maker og deltaker, noe som kan være en potensiell interessekonflikt.

5.2.7 Digitalisering av kraftsystemet - sanntidsovervåking og kraftflyt

Aabø Powerconsulting og Yngve Aabø har vært en pådriver for digitaliseringen av kraftsystemet i mange år. Vi mener blant annet at sanntidsovervåking er viktig. Sensorer fordelt over hele nettet kan gi sanntidsinformasjon om kritiske driftsparametere. Dette gir mye bedre muligheter til å overvåke og beregne feilsannsynlighet o.l. for mange punkter i nettet dynamisk og i sanntid. Dette gir bedre informasjon om faktisk kapasitet i nettet, samt bedre muligheter til å drifte nettet på kapasitetsgrensen. Moderne kraftelektronikk gir mye bedre muligheter til å styre kraftflyten og dermed utnytte eksisterende forbindelser bedre enn i dag. Et eksempel på dette er at det er store prisforskjeller mellom NO5 og NO3, der kraftflyten Ørskog-Sogndal 300 kV har gått «feil vei» i perioder med svært store prisforskjeller. Årsaken for dette er at impedansen på overføringslinjene nord-sør gjennom Sverige er lavere enn på den norske siden, noe som kan føre til at kraftflyten i Norge går fra «dyre» til «billige» prisområder. Dette vil heller ikke grunnleggende endre seg når Statnett oppgraderer spenningen på forbindelsen over Sognefjorden til 420 kV. Fasekompensering gjør det derimot mulig å styre kraftflyten mer aktivt enn i dag. Figur 8 viser hvordan styring av reaktiv effekt kan øke utnyttelsen av overføringskapasiteten i nettet.



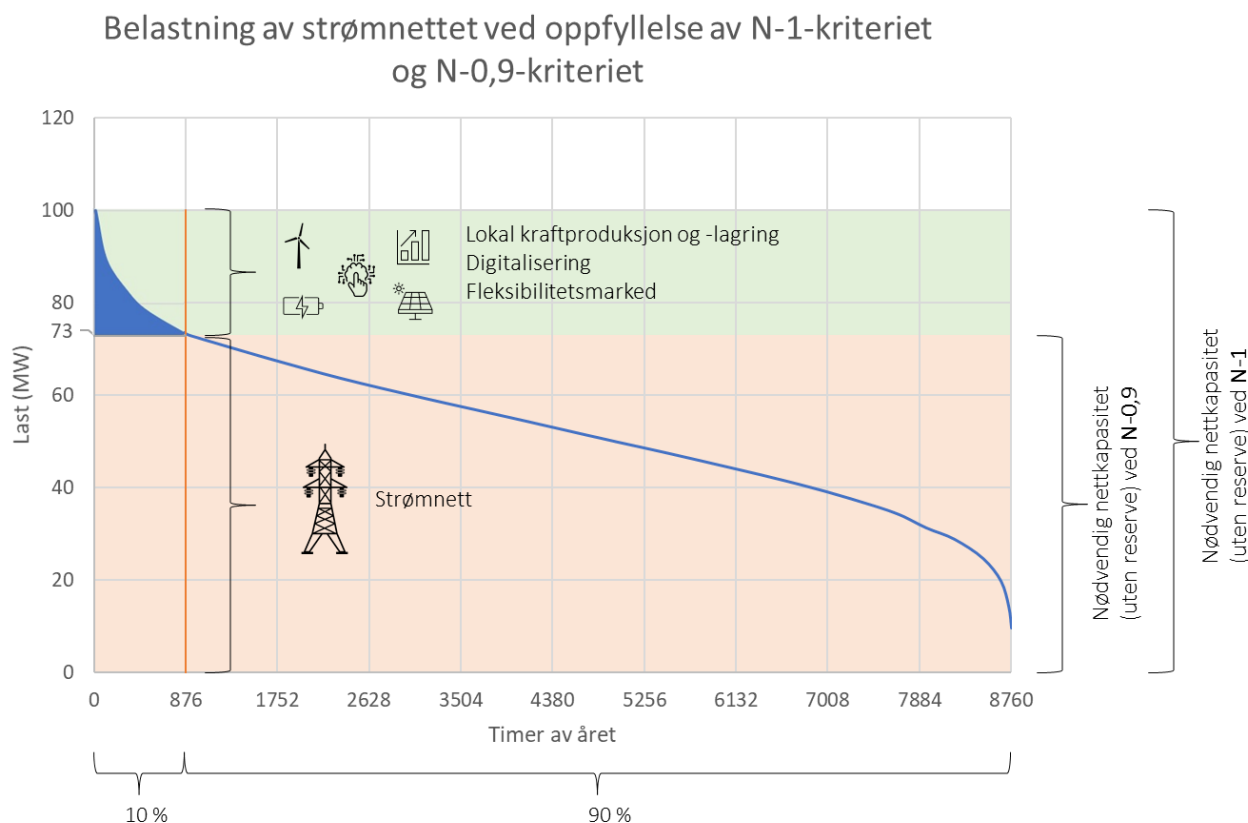
Figur 8 Styring av kraftflyt med moderne kraftelektronikk (kilde: Smart Wires)

5.2.8 N-0,9

N-1-kriteriet har vært en viktig grunnpilar for nettplanleggingen i Norge og har gitt det norske kraftsystemet en meget god forsyningssikkerhet. Samtidig fører N-1 til at store deler av nettkapasiteten forblir ubrukt som reserve til feilsituasjoner. Dette er dyrt for samfunnet, særlig når det gjelder topplasttimer som varer få timer i året, men som likevel sikres med overkapasitet i nettet. Når det samtidig finnes en rekke alternative tiltak, som tilknytning på vilkår, som kan sikre forsyningssikkerheten i topplastperioder, mener vi at det bør vurderes hvorvidt N-1 i mange tilfeller

kan erstattes av en «N-0,9»-tenkning. Enkelt forklart betyr N-0,9: N-1 i 90 % av tiden, dvs. at det skal være reserve i nettet 90 % av tiden mens topplastperioden sikres med andre tiltak.

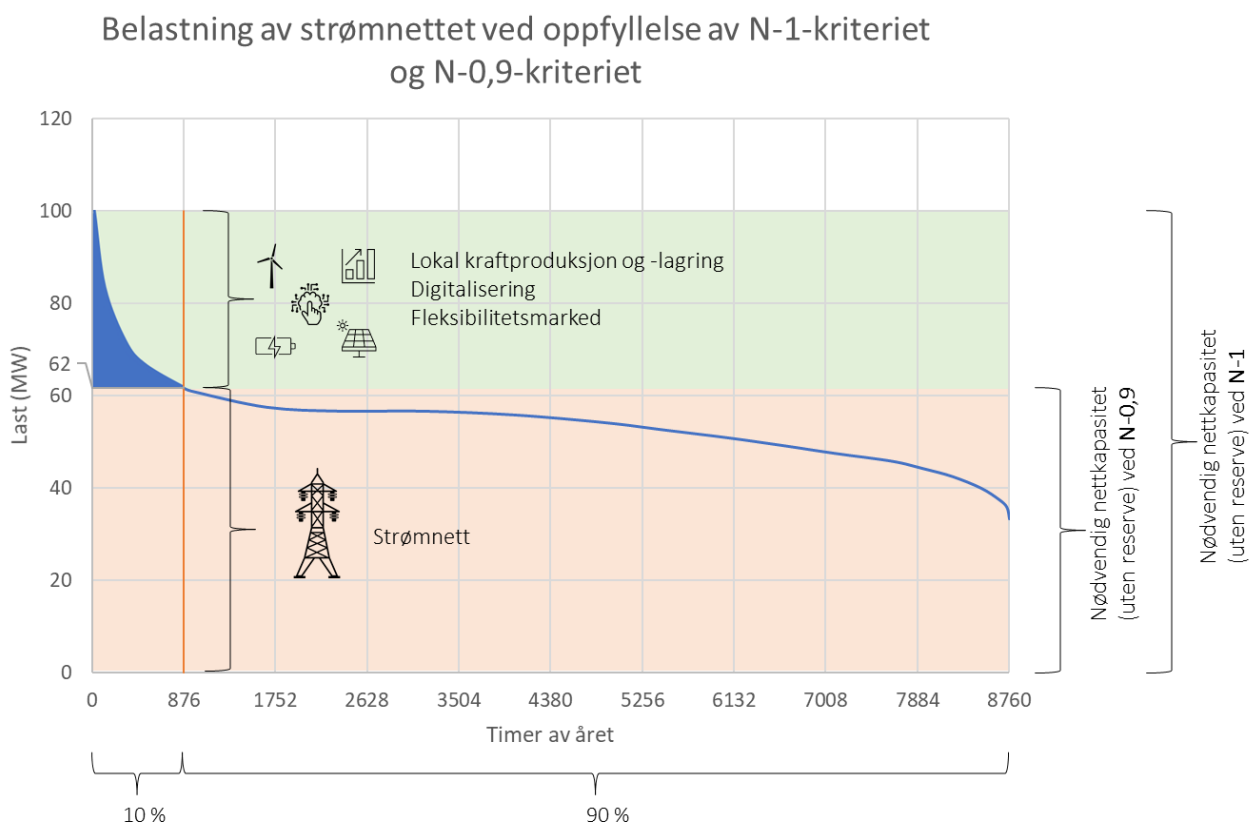
Figur 9, Figur 10 og Figur 11 viser forskjellen mellom nødvendig nettkapasitet ved bruk av N-0,9 og N-1-kriteriet. Det er viktig å påpeke at figurene viser kapasiteten som er nødvendig for å opprettholde forsyningen ved en feilsituasjon. N-0-kapasiteten, altså nettkapasiteten i vanlig drift uten utfall, vil være større enn både N-0,9 og N-1-kapasiteten. Å gå fra N-1 til N-0,9 vil dermed ikke øke den totale kapasiteten i nettet, men i stedet redusere reserven som tilbakeholdes for feilsituasjoner. Redusert reserve fører til frigjort kapasitet som kan benyttes til å øke forbruket f.eks. ved å kunne tillate flere industrietableringer.



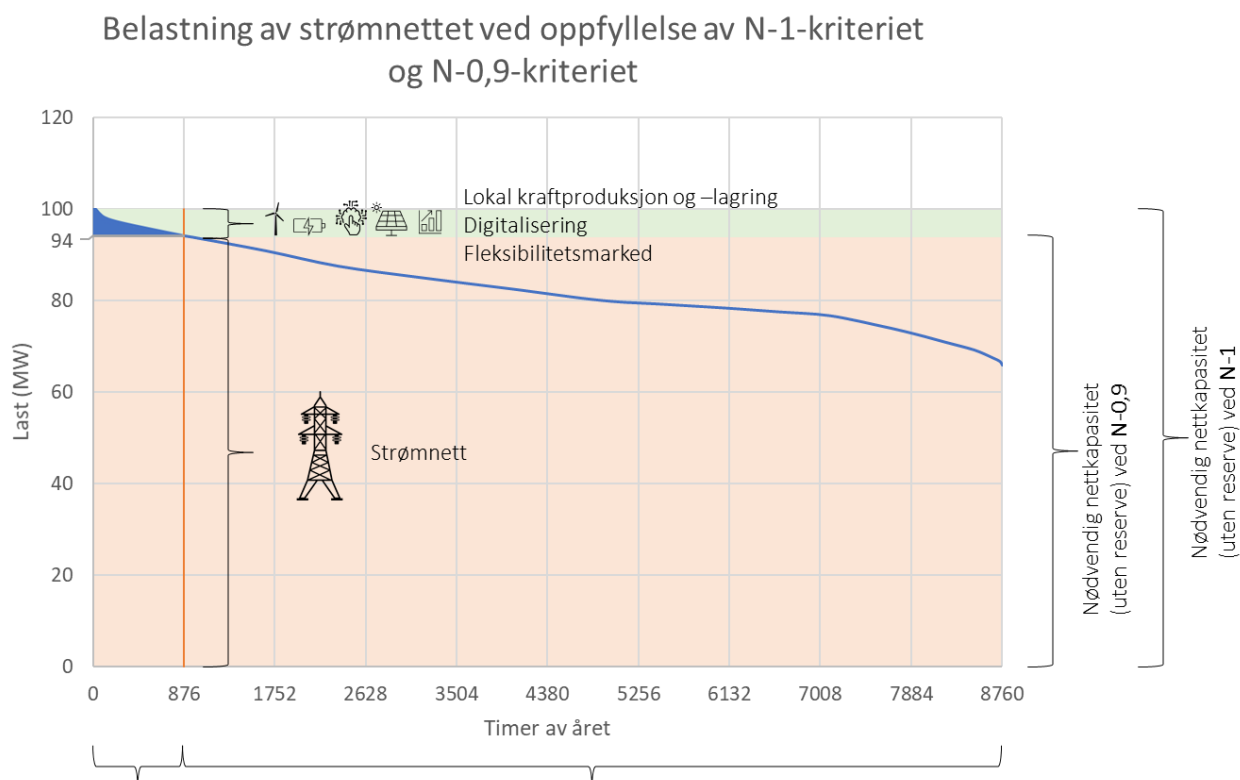
Figur 9 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1. Teoretisk varighetskurve.

Nettkapasiteten som frigjøres ved å redusere N-1-prinsippet fra 100 % til 90 % av tiden kan være vesentlig høyere enn 10 %. Dette er fordi forbruket i topplasttimene, vanligvis på kalde vinterdager, er mye høyere enn på vanlige dager, samtidig som disse effekttoppene gjelder relativt få timer i året. Hvor mye nettkapasitet N-0,9-tenkningen kan frigi avhenger av lastkurven i de enkelte nettområdene. Når effekttoppene er høye og relativt kortvarige vil N-0,9 frigjøre mye «ubrukt» nettkapasitet. En slik lastkurve er typisk for et område dominert av private forbrukere. Figur 9 viser et eksempel hvor nødvendig N-0,9-kapasitet er ca. 27 % lavere enn N-1 kapasiteten. Figur 10 viser en brattere lastkurve med høyere effekttopper. N-0,9 fører her til en reduksjon i nødvendig nettkapasitet på ca. 38 %. Når lastkurven derimot er relativt flat vil ikke N-0,9 føre til like mye frigjort kapasitet. Figur 11 viser en slik lastkurve hvor N-0,9 bare frigjør ca. 6 % kapasitet. Dette er typisk for områder med mye industri som har et relativt jevnt forbruk gjennom året. N-0,9 kan levere et viktig bidrag til å øke tilgjengelig nettkapasitet også i disse områdene, men her kreves det også andre tiltak, inkludert utbygging av nettet og andre tiltak beskrevet i denne rapporten. Det er viktig å nevne at en flat lastkurve, altså et relativt stabilt forbruk gjennom året som er typisk for kraftkrevende industri, gir en god utnyttelse på

eksisterende nettet. Når det er mangel på nettkapasitet i en slik situasjon er det gode forutsetninger for å bygge ut det fysiske nettet og for andre tiltak som permanent øker tilgjengelig nettkapasitet, f.eks. bedre overvåking. N-0,9 kan i slike tilfeller likevel være et viktig bidrag for å midlertidig øke faktisk tilgjengelig nettkapasitet frem til nettførsterknings er på plass.



Figur 10 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1, bratt lastkurve. Teoretisk varighetskurve.



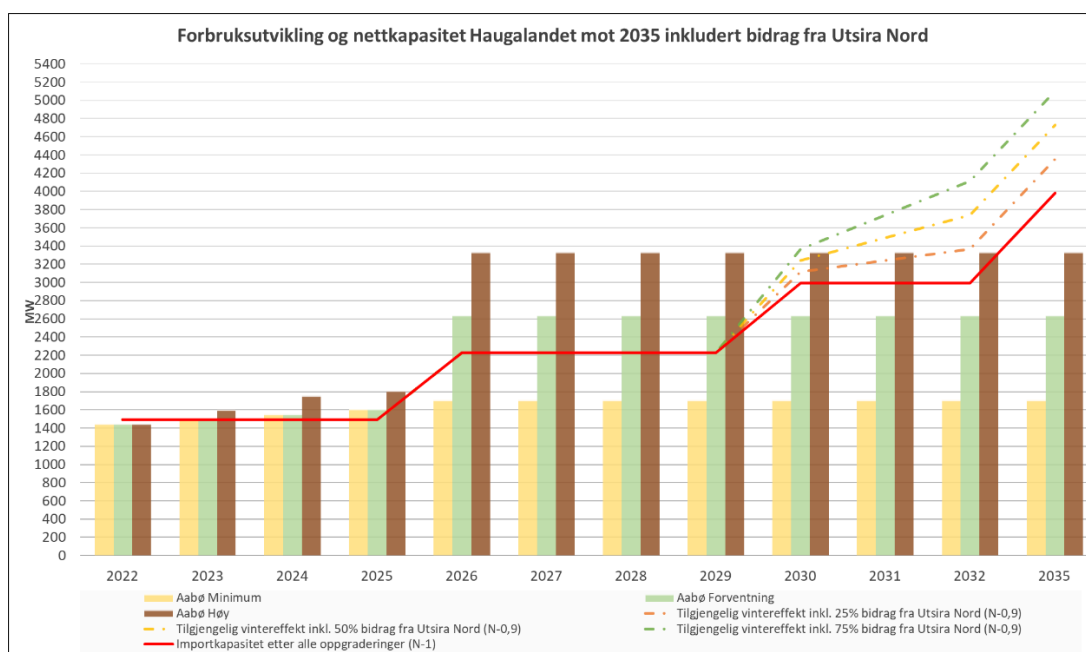
Figur 11 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1, flat lastkurve. Teoretisk varighetskurve.

5.2.9 Økt satsning på havvind som alternativ til ytterligere styrking av nettet

Som vist i kapittel 3 vil de omtalte nettførsterkninger ikke gi god nok N-1-tilknytning til å dekke etterspørselen fra industrien langs kysten, inkludert Haugalandet og Mongstad. Havvind kan øke tilbudet av kraft for utkoblbare tilknytningsavtaler og redusere tiden industrien vil trenge å kobles ut under slike avtaler som omtalt i 5.2.8 N-0,9. En økning i tilbudet av kraft fra havvind vil redusere antall avslag på søknader om nettilknytning, eller redusere tiden det tar før ny industri får innvilget tilknytningsavtaler. Det er vesentlig at alternativkostnaden for tapt industri, inkludert ringvirkningene av tapte arbeidsplasser, blir vurdert for planene for havvind langs kysten i Vestland og Rogaland fylke.

Utsira Nord kan øke tilgangen på N-0,9-tilkoblinger

Som omtalt i 3.1.2 venter Aabø Powerconsulting at den sterke økning i etterspørselen trolig ikke kan møtes av N-1-tilknytninger fra Statnett sine planlagte nettutbygginger. En N-0,9-tilknytning kunne i mange tilfeller ha møtt behovet til nye industrietableringer samt dekket fremtidig økt behov til eksisterende industri som har en N-1-tilkobling gjennom en etablering av et marked for tilkoblingsavtaler omtalt i 5.2.6 *Et fleksibilitetsmarked for tilknytning på vilkår*.



Figur 12 Forbruksutvikling og nettkapasitet Haugalandet mot 2035

Figur 12 viser Aabø Powerconsultings lav-, forventning- og høyscenario for forbruk i Haugalandetsregionen. Den røde kurven viser Statnetts tilbud av N-1-tilknytninger i regionene dersom alle planlagte oppgraderinger gjennomføres. De stiplede kurvene viser N-0,9-bidraget som kan komme fra tre 500 MW-utbygginger i Utsira Nord fra 2030 og utover. 25 % av produksjonen vil produsere 75 % av tiden, 50 % av produksjonen vil produsere 50 % av tiden og 75 % av produksjonen vil produsere 40 % av tiden. Produksjonen vil være høyest om vinteren når forbruket er høyest og det er ventet at produksjonsbidraget fra havvind vil kunne gi N-0,9-tilknytning sammen med andre tiltak.

Utsira Nords betydelige rolle i utviklingen av den norske leverandørindustrien er velkjent, men Utsira Nord kan også få en viktig rolle for utvikling av kraftkrevende industri langs kysten på Haugalandet, og dermed bli en rollemodell for lignende utbygginger langs kysten i Norge der det er behov for økt tilgang på kraft. Sammenligninger av kostnader mellom flytende og bunnfast er ofte basert på ellers like prosjekt og tar ofte ikke hensyn til at flytende vind er mer fleksibelt med hensyn på plassering og kan plasseres på steder både med gode vindforhold og mangel på kraft.

I vurderingen av konsesjon og økonomisk støtte til Utsira Nord er det viktig å hensynta samfunnsøkonomiske gevinster på land og på sokkelen. Dersom Utsira Nord vil utløse industriutbygging på land må en ta med gevinsten av landbasert industri som en del av den samfunnsøkonomiske nåverdiberegningen til havvindprosjektet. Tilsvarende bør en ta med reduserte CO₂-utslipp dersom Utsira Nord gir tilgang på kraft som utløser elektrifisering av sokkelen.

Det finnes i tillegg en rekke positive samfunnsøkonomiske virkninger som ikke kan tas med i en nåverdibetraktning i form av økt aktivitet i lokalsamfunnet og nasjonalt dersom industri etableres som ellers ikke ville blitt bygd i Norge. I en slik sammenheng bør en derfor også foreta en ringvirkningsanalyse som belyser konsekvensene av ny industri og nye arbeidsplasser i den lokale og nasjonale økonomien.

Mer kraft fra ordinære havvindprosjekter etter 2030

Utvikling av havvind er en tidkrevende prosess, noe vi ser både i Norge og andre land som har vært gjennom enn tilsvarende utviklingsprosess. Etter at havenergiloova ble vedtatt i 2010 la NVE i desember 2012 fram 15 mulige områder der Utsira Nord og Sørlege Norsjø II ble åpnet av Kongen i statsråd i juni

2020. Prosessen har siden blitt utsatt av OED. For Utsira Nords del senest i november 2021, da utlysningen av tre prosjekter à 500 MW ble utsatt fra slutten av 2021 til etter 2022. Realismen i idriftsettelse av et første Utsira Nord-prosjekt allerede i 2030 er synkende. Energimeldingen fra juni 2021 legger opp til å legge til nye utlyste områder for havvind, men nødvendigheten av en grundig kartlegging av miljø og næringsinteresser gjør at idriftsettelse først vil kunne skje på midten av 2030-tallet.

NVEs forslag til ramme for landbasert vindkraft fra april 2019 møtte sterk politisk motstand og regjeringen besluttet å ikke gå videre med forslaget av hensyn til friluftsliv- og naturverdier selv om forslaget ville gitt tilgang på billig kraft i Vestland, Rogaland og ellers i landet. Mulighetene for ytterligere kraft fra landbasert vind forutsetter endrede politiske prioriteringer, og konsesjonsprosessen vil uansett ikke tilføre ny kraft før etter 2030. Økt bruk av vannkraft forhindres ved at vannkraften hovedsakelig eksporteres ut av Vestland og Rogaland fylkeskommune.

Mulighetene for økt produksjon av kraft langs kysten før 2030 begrenser seg dermed til havvind innenfor petroleumsreguleringen og konsesjoner på testturbiner direkte til NVE for utvikling av flytende havvind. Utsira Nord er ventet tidligst i begynnelsen av 2030-tallet. Havvindparker under petroleumsreguleringen kan ikke tilknyttes fastlandsnettet, men vil likevel ha en avbøtende effekt på kraftsystem på land ved at det vil redusere behovet for å elektrifisere petroleumsaktiviteter med kraft-fra-land. En endring i petroleumsforskriften og havenergilova som åpner for havvind under petroleumsforskriften med tilkobling til land vil således ytterligere avdempe mangel på kraft langs kysten.

Havvind under petroleumsreguleringene

Som vist i 3.1 Kraftsituasjon på Haugalandet og i Sunnhordland har Aabø Powerconsulting identifisert en betydelig etterspørsel etter kraft i perioden før 2030. Noe av denne etterspørselen kan møtes av utbygging under petroleumsreguleringen for å realisere Norges klimamål for 2030 uten at det går på bekostning av industriutvikling langs kysten.

Hywind Tampen har hatt en rask konsesjonsprosess sammenlignet med havvindparker regulert under havenergilova. Equinor besluttet at parken skulle utredes så sent som i august 2018, og blir verdens største flytende vindpark når den står klar mot slutten av 2022. Som en del av konsesjonsprosessen gjorde Equinor en samfunnsøkonomisk analyse både ved å se på hvorvidt prosjektet var samfunnsøkonomisk lønnsomt og ved å vurdere ringvirkningen av en akselerert utvikling av den norske leverandørkjeden for flytende vindkraft. Aabø Powerconsulting mener at framtidige samfunnsøkonomiske ringvirkningsanalyser for havvind også bør se på konsekvensene av at havvindprosjekter kan erstatte kraft-fra-land-tilknytninger som ellers vil ha en negativ påvirkning på industri og arbeidsplasser på land. I søknader om elektrifisering av petroleumsinstallasjoner med kraft-fra-land bør OED tilsvarende legge vekt på de negative ringvirkningene av tapt industri og arbeidsplasser på land.

Eventuell fremtidig gjenbruk av kabler fra land til oljeinstallasjoner med kort levetid til havvind bør ikke tillegges stor vekt da en eventuell bruk av kablene til import av elektrisitet vil kreve en strengere behandling fordi de må søke under havenergilova. En kabel til et tilfeldig valgt sted nær en petroleumsinstallasjon kan kunne komme i konflikt med andre nærings- eller miljøinteresser og således ikke nødvendigvis få konsesjon under havenergilova. Odfjell Oceanwind har utviklet et konsept med flyttbare flytende havvindparker tiltenkt petroleumsinstallasjoner som i prinsippet vil kunne egne seg til å elektrifisere oljeinstallasjoner med kort levetid uten negative ringvirkninger for industrien på land. Det er vesentlig at petroleumsnæringens økonomiske insentiver er i tråd Norges samfunnsøkonomiske interesser og at kraft-fra-land-tilknytninger ikke bygges der havvindparker

under petroleumsreguleringen er et mer lønnsomt samfunnsøkonomisk alternativ. Det er derfor ønskelig at den nødvendige reduksjonen av CO₂-utslipp fra norsk petroleumssektor i større grad skjer gjennom petroleumstilknyttede havvindparker heller enn med kraft-fra-land der dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt når en også vektlegger effekten av kraft-fra-land på industri og arbeidsplasser på land.

Testturbiner for flytende havvind

Marine Energy Test Center (METCenter) sendte en søknad om utvidelse av testsenteret for flytende havvind fra 12,3 MW til 85 MW i juli 2021 som tilsvarer et middels stort vann- eller vindkraftverk på land. Søknaden innebærer en 66 kV tilknytning direkte inn på regionalnettet på Karmøy som betyr tilførsel av kraft som ikke trenger å gå gjennom sentralnettet for å dekke det lokale kraftbehovet og dermed avlastet det overordnede nettet.

Aabø Powerconsulting mener at NVE bør tar hensyn til de positive samfunnsøkonomiske ringvirkningene utvidelsen bringer gjennom økt tilgang på kraft som kan benyttes til næringsutvikling og en samfunnsøkonomisk gevinst ved å redusere investeringer i regional- og sentralnettet. Avlastningen i regionalnettet er vesentlig for å frigjøre gode tilknytningspunkter i 300 kV-nettet som Håvik, Spanne, Kårstø og Gismarvik (bygges for 420 kV) til større prosjekter lenger fram i tid, i første omgang Utsira Nord. En utvidelse av METCenter vil delvis kunne kompensere for ulempene i kraftsystemet som følge av politisk nedprioritering av landbasert vind.

Havvind innenfor et N-0,9-rammeverk

Havvind har en del egenskaper som gjør denne energikilden attraktiv innenfor et N-0,9-rammeverk. For det første er det minimalt med typografisk turbulens på havet med en jevn overflate sammenlignet med ulike terrengutfordringer på land. Selv om vindmålinger på havet har egne tekniske utfordringer er det generelt lettere å få presise vindmålinger på havet som gir mer nøyaktige prognoser om når vindkraft produseres.

Vindkraftproduksjon på land og på havet har de siste årene vert gjennom en formidabel kostnadsreduksjon som har gjort norsk vindkraft på land til den mest konkurransedyktige kraften i Europa. Slike kostnadsreduksjoner måles i «Levelised Cost of Energy» (LCOE) som er en type nåverdiberegning uten en definert kraftpris som gir en gjennomsnittlig levetidskostnad for hver produserte kWh over levetiden til kraftverket. Den viktigste driveren for den kraftige kostnadsreduksjonen er en økning i timer med produksjon per år, ofte omtalt som brukstimer eller kapasitetsfaktor. Dette gjelder både vind på land og havvind. Moderne flytende havvind kan ha dobbelt så høy kapasitetsfaktor som tidligere generasjoners landturbiner. Gjennom årets 8 760 timer produser Hywind Skottland rundt 5 000 timer, mens Smøla vindpark - bygd tidlig på 2000-tallet – produserer til sammenligning beskjedne 2 375 timer. Kraft fra moderne flytende havvindteknologi er altså langt mer stabil enn tidligere generasjoners landturbiner. Både land- og havbasert vindproduksjon har nærmere dobbelt så høy produksjon i den høyeste vintermåneden sammenlignet med den laveste sommermåneden. Ut ifra et N-0,9-perspektiv kommer altså energi fra flytende havvind i de periodene energi trengs mest, samtidig som at den er jevnere og mer forutsigbar enn dagens vindkraftverk på land.

5.2.10 Økt satsning på beredskap

Nettselskapene etablerte i 1998 REN (Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet) for å standardisere materiell og arbeidsmetoder i norske nettselskap. I 2018 utviklet 25 nettselskaper REN videre ved å etablere REN Sjøkabelberedskap AS som har investert 250 millioner i beredskapsmateriell for å øke

forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet. Beredskapslageret har så langt bistått nettselskapene i flere hendelser enn lagt til grunn ved investeringsbeslutning.

REN Beredskap utreder i dag ordninger for nett- og produksjonstransformatorer, landkabler og GIS-anlegg. For å sikre en samfunnsøkonomisk optimal beredskap er det viktig at alle samfunnsøkonomiske kostnader blir tatt med i vurderingen av en etablering av beredskapsmateriel. Dersom rene bedriftsøkonomiske prinsipper legges til grunn for investeringer i beredskapsmateriel, som for eksempel produksjonstransformatorer, kan resultatet bli en dårligere beredskap der de samfunnsøkonomiske kostnadene av at en avtale om tilknytning på vilkår kan få flere og uventede avbrudd ikke tas med i beregningen. Aabø Powerconsulting mener derfor at NVE bør gjøre en samfunnsøkonomisk vurdering av nytten av produksjonstransformatorer og annet beredskapsmateriel der de samfunnsøkonomiske gevinstene for næring og husholdninger tas med.

Selv om nettselskapene har lyktes i å investere i et sjøkabellager ligger det flere spillteoretiske utfordringer ved å ta en investeringsbeslutning, ofte referert til som «fangens dilemma», ved at investeringer i en felles beredskap er lønnsomt, men kun dersom alle selskaper som trenger beredskap deltar i investeringen. Frivillighetsprinsippet vil da kunne hindre en investering fordi investeringen ikke vil være lønnsom hvis et eller flere selskaper trekker seg. Et selskap vil da være avventende med å forplikte seg til å investere inntil de ser at andre selskaper forplikter seg til å investere. En kan da ende opp i en situasjon der en lønnsom investering ikke når fram fordi det enkelte selskap avventer en investeringsbeslutning fra andre selskaper. Aabø Powerconsulting mener derfor at NVE bør gjøre egne samfunnsøkonomiske vurderinger av beredskapsordninger og komme med føringer ovenfor produksjonsselskap, nettselskap og industri.

6. Konklusjon

For å løse problemet med den manglende kapasiteten i dagens kraftsystem, og for å utvikle strømmettet på den samfunnsøkonomisk beste måten trengs en kombinasjon av flere tiltak. Den første oppgaven til Strømnettutvalget er å se på mulighetene for å redusere behandlingstiden til nye nettanlegg. Alle er enige om at rammebetingelsene og regulering av kraftsystemet bør forbedres og effektiviseres. Dette kan gjøres ved å tillate utvidelser av eksisterende anleggskonsesjoner og ved å gjennomføre prosesser i konsesjonsbehandlinger parallelt. Det er likevel helt nødvendig å både effektivisere og forbedre ressurstilgangen til NVE, i tillegg til den økningen som ligger inne i statsbudsjettet, for å øke kapasiteten hos dem. Etter vårt syn er økte midler til NVE en av de beste investeringene Norge kan gjøre for å få til den elektrifiseringen av samfunnet vi trenger for å møte internasjonale utslippsforpliktelser, og sikre omstilling til nye næringer lokalt og nasjonalt.

6.1 Fra N-1 til N-0,9

For at strømmettet fortsatt skal ha en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling, og for å imøtekomme fremtidens forbruksvekst mener vi at N-1-kriteriet bør revurderes. N-1 er et viktig kriterium i nettplanleggingen og har sørget for at Norge har en meget god forsyningssikkerhet. Samtidig fører prinsippet per definisjon til en overkapasitet i nettet, noe som er kostbart for samfunnet, særlig når det gjelder topplastperioder som varer kun få timer i året. Vi foreslår derfor å erstatte N-1-kriteriet med en kombinasjon av «N-0,9» og andre tiltak. N-0,9 betyr at det er reserve i nettet 90 % av tiden i motsetning til 100 % av tiden med N-1. Det betyr at med N-0,9 vil nettet tåle en feil i vanlig driftssituasjon, men ikke når de aller høyeste effekttoppene oppstår fordi forsyningen da skal sikres med andre tiltak. I disse høylastperiodene vil forsyningen sikres gjennom en kombinasjon av økt digitalisering i nettdrift, forbrukerfleksibilitet, lokal energiproduksjon og/eller -lagring og satsing på havvind.

Digitalisering av kraftsystemet bør, i tillegg til digitalisering av kraftsystemutredninger, innebære et sentralisert system hvor det rapporteres inn forespørsler om tilknytning som alle aktører i nettbransjen har tilgang til. Sanntidsovervåking ved hjelp av sensorer fordelt over hele nettet kan gi informasjon om kritiske driftsparametere i sanntid. Dette gir bedre informasjon om faktisk kapasitet i nettet, samt bedre muligheter til å drifte nettet på kapasitetsgrensen. Moderne kraftelektronikk gir mye bedre muligheter til å styre kraftflyten aktivt. Økt digitalisering av nettdrift vil føre til at den eksisterende infrastrukturen blir bedre utnyttet.

Forbrukerfleksibilitet i kombinasjon med tilknytning på vilkår er avgjørende for bedre å kunne tilpasse forbruket til eksisterende infrastruktur. Alle er enige om at forbruksfleksibilitet er nødvendig for å kunne avlaste kraftsystemet. Flexibilitetsmarkeder er også viktige for at hensikten med effektbaserte tariffer skal kunne fungere. Derfor etterlyser vi fortgang og konkrete planer om opprettelse av fleksibilitetsmarkeder og hvordan de skal organiseres. Vi mener i tillegg at fleksibilitet ikke bare burde omhandle den typen marked hvor forbrukere eller produsenter får betalt for å flytte forbruket eller produksjonen sin, men også inkludere en markeds plass hvor industrikunder kan inngå avtaler om å bytte N-1-kapasitet mot tilknytning på vilkår. På den måten blir ikke kunder «tvunget» til å inngå avtaler om tilknytning på vilkår, og de kundene som ikke er avhengig N-1-kapasitet kan realisere en gevinst på å bytte bort en fleksibilitet de eier. Samtidig vil vi understreke viktigheten av at kommunikasjonen mellom nettselskap og kunder må forbedres når det gjelder vilkårene i en avtale om tilknytning på vilkår. Det burde være en forutsetning at kunder får tilgang til informasjon om reell feilsannsynlighet og forventet utkoblingstid for at de skal kunne ta gode investeringsbeslutninger.

Havvind, og særlig flytende havvind, som er mer fleksibelt med tanke på plassering, kan gi et viktig bidrag for å utjevne kraftbalansen langs kysten i et kraftsystem basert på N-0,9-tenkning. Vindforholdene på havet er dessuten mer stabile enn på land, noe som gjør produksjonen både jevnere og mer forutsigbar. Dagens moderne flytende havvindturbiner har også opp mot dobbelt så mange produksjonstimer enn tidligere generasjoners landbaserte vindturbiner, noe som bidrar til en høyere og mer stabil N-0,9-forsyning. Havvindutbyggingen på Utsira Nord vil kunne være en rollemodell for hvordan flytende havvind kan redusere kraftunderskudd lokalt og regionalt. Mer kraft lokalt på Haugalandet og i Sunnhordland vil åpne opp muligheter for industrisatsninger som ellers ikke ville blitt realisert. I tillegg vil havvindprosjekter som Utsira Nord mate inn kraft sør for flaskehalsen over Sognefjorden og dermed avlaste nord-sør akse langs kysten i store deler av året.

Utbygging av nettet er en måte å tilpasse infrastrukturen til forbruket. Gitt de meget lange ledetidene i nettutbyggingen, bør så mye som mulig av nettplanlegging på viktige tiltak i sentralnettet skje proaktivt, før behovet oppstår. I tillegg til at nettet bygges ut bør det også tilrettelegges for at lokal energiproduksjon og -lagring blir lønnsomt og attraktivt. Regelverket bør endres slik at deling av strømproduksjon i lokale energisamfunn tillates, men det bør gjøres på en slik måte at man avlaster nettet og unngår for store økte kostnader for resten av nettkundene.

Vi mener at denne kombinasjonen av nytenkning rundt N-0,9 vil gi bedre utnyttelse av dagens nett. Sammen med alternative tiltak kan vi på denne måten sikre både høy forsyningssikkerhet og grønn industriutvikling, særlig på kort og mellomlang sikt frem til nødvendige nettførsterkninger er på plass.

Kilder

- Askeland, M., Burandt, T., Gabriel, S.A., 2020. A stochastic MPEC approach for grid tariff design with demand-side flexibility. *Energy Syst.* <https://doi.org/10.1007/s12667-020-00407-7>
- Bjarghov, S., Askeland, M., Backe, S., 2020. Peer-to-peer trading under subscribed capacity tariffs - an equilibrium approach, in: 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM). Presented at the 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE, Stockholm, Sweden, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEM49802.2020.9221966>