

Sikker og effektiv drift i fremtiden

Sammendrag

De tre hoveddriverne klimapolitikk, teknologisk utvikling og Europeisk integrasjon bidrar til at kraftsystemet i Europa vil endres betydelig fremover. Utviklingen vil også føre til store endringer i det nordiske kraftsystemet som Norge er en del av. De viktigste endringene er innfasing av store mengder uregulerbar fornybar energi; bedre overvåking og styring av kraftproduksjon, nett og forbruk gjennom bruk av IKT; større utveksling av kraft mellom Norden og Europa gjennom flere kabler og krav til et utvidet regionalt samarbeid i Europa. Til sammen gir dette et mere komplekst system der det i fremtiden vil være flere aktører som vil bidra å håndtere større variasjoner mellom produksjon og forbruk. Dette øker behovet for et velfungerende kraftsystem, mer utveksling og handel og smart styring.

Når vi ser endringene framover i sammenheng, ser vi et kraftsystem som betjener flere typer forbruk (elektrifisering), har høyere krav til forsyningssikkerhet, er smartere, har mer uregulerbar fornybar energi, mer variabel kraftflyt innenlands og mot utlandet, et sterkere nett, et velfungerende kraftmarked med mange flere aktører og mer aktive forbrukere. Statnett beskriver dette som neste generasjon kraftsystem.

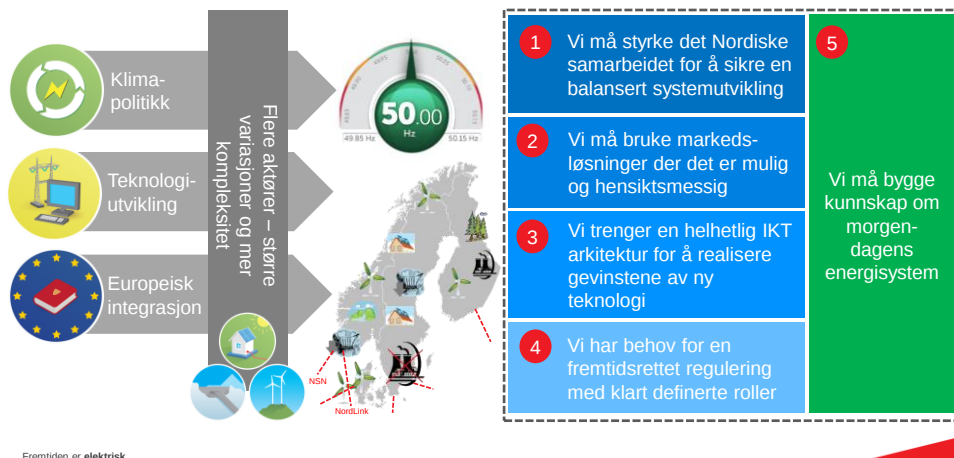
På veien videre mot neste generasjon kraftsystem har Statnett identifisert fem områder som vi mener bør være sentrale i den kommende Energimeldingen. Disse fem områdene er:

1. En styrking av de nordiske samarbeidet
2. Bruk av markedsløsninger der det er mulig og hensiktsmessig
3. En helhetlig IKT arkitektur for å realisere gevinstene av ny teknologi
4. En fremtidsrettet regulering med klart definerte roller
5. Økt kunnskap om morgendagens energisystem

Figuren under oppsummerer Statnetts innspill til den kommende energimeldingen.

Sikker og effektiv drift i fremtiden

Statnett



1 Nye utfordringer i en elektrisk og bærekraftig fremtid

Kraftsystemet vil gjennomgå store endringer de kommende tiårene. Elektrisitet blir en viktigere energibærer og kravene til sikker forsyning vil øke betydelig. Driften av det nordiske kraftsystemet endres ved utbygging av mer uregulert fornybar kraft, ved økt handelskapasitet ut av Norden og ved en sannsynlig utfasing av kjernekraft i Sverige. Dette gir økte utfordringer i driften av kraftsystemet.

De siste årene har Statnetts og myndighetenes fokus vært rettet mot å realisere neste generasjon sentralnett. Statnett er godt i gang med å oppgradere sentralnettet for å ivareta behovet for en stabil strømforsyning i fremtiden. Vi samarbeider med aktørene i regionalnettet for å ha et sammenhengende robust strømmnett på alle nettnivåer. Utvikling av et sterkere nett er avgjørende for å sikre strømforsyningen og utnytte ressursene effektivt.

Arbeidet med å forsterke nettet må fortsette, samtidig som vi i årene fremover må utvide perspektivet og ha et enda sterkere fokus på å utvikle gode system- og markedsløsninger for å utnytte de mulighetene dagens og morgendagens teknologi vil gi.

Dette innspillet belyser viktige utviklingstrekk som vil ha betydning for kraftsystemet frem mot 2050 og peker på områder Energimeldingen bør belyse. Samtidig er det viktig å være oppmerksom på at flere av endringene vil kunne komme raskere og det er derfor behov for å starte forberedelsene på denne utviklingen allerede nå.

2 Sterke endringskrefter

Flere sterke drivkrefter eller megatrender bidrar til at kraftsystemet i verden og spesielt Europa vil og må endres betydelig fremover mot 2050. Disse drivkreftene spiller i stor grad sammen og på flere områder forsterker de hverandre.

- *Klimapolitikk.* Energisektoren står for om lag 2/3 av de globale klimagassutslippene. Bruken av fossile energikilder må derfor erstattes med fornybar energi. I den europeiske kraftsektoren betyr dette at regulerbar fossil kraftproduksjon gradvis blir erstattet av fornybar og ofte uregulerbar kraftproduksjon. Dette øker behovet for et velfungerende kraftsystem, handel og smart styring (se vedlegg 1). Elektrifisering i transport og oppvarming blir et viktig virkemiddel for å få ned utslippene på disse områdene.
- *Teknologisk utvikling.* Klimapolitikken har gitt et dramatisk kostnadsfall for flere typer fornybar energi. Også batterier og hydrogenløsninger har blitt mye billigere og forventes å bli enda billigere i fremtiden. IKT blir stadig billigere, raskere, mer energieffektivt og tar mindre plass. Sammen med økt funksjonalitet gjør dette at IKT tas i bruk i flere og flere produksjonsprosesser og tjenester. I kraftsektoren gir IKT mulighet til bedre overvåking og styring av kraftproduksjon, nett og forbruk. Fremover vil også en stor andel av mindre forbruksenheter delta i balanseringen av kraftsystemet. Kraftelektronikk blir billigere og bedre. DC-løsninger som gjør det lettere å styre kraftflyten, takler nå høyere spenningsnivå og har lavere kostnader enn tidligere. Sammen med bedre styring og overvåking av kraftsystemet gir dette nye muligheter for sikker og effektiv drift.
- *Integrasjon i EU.* Et velfungerende kraftmarked med økt handelskapasitet mellom landenes kraftsystemer er et av de viktigste virkemidlene EU bruker for å øke konkurranseevnen, sikre forsyningen og realisere klimamålene. Dette gir ny lovgivning (3. elmarkedspakke) som blant annet stiller økt krav til et utvidet regionalt samarbeid, både gjennom utformingen av regionale investeringsplaner og formalisert samarbeid om driftskoordinering. Norge vil gjennom EØS avtalen være forpliktet til å implementere det meste av dette regelverket, noe som øker kravet til og behovet for å styrke det nordiske samarbeidet.

I fremtiden vil samfunnets behov for sikker strømforsyning øke betydelig (se vedlegg 2). Dette forsterkes av klimapolitikk, teknologisk utvikling med økt bruk av IKT i samfunnet og økonomisk vekst. Når IKT tas i bruk på nye områder i samfunnet, for eksempel innenfor

velferdssektoren, til styring, overvåking og automatisering øker avhengigheten av strøm. Det samme skjer når vi elektrifiserer nye områder for å redusere utslipp av klimagasser, for eksempel i transportsektoren. Økonomisk vekst gjør også at betalingsviljen for sikker forsyning øker.

Klimaendringene gir større tilsig og mindre vinterforbruk, men et våtere og villere klima gir også flere perioder med ekstrem nedbør og større klimabelastninger på overføringsnettet. Klimaendringene øker behovet for overføringskapasitet som kan håndtere store variasjoner i kraftproduksjonen samtidig som anleggene må tåle sterkere fysiske belastninger.

3 Fremtidens kraftsystem må håndtere økt variasjon og kompleksitet

Når vi ser endringene frem mot 2050 i sammenheng, går vi i retning av et kraftsystem som betjener flere typer forbruk (elektrifisering), har høyere krav til forsyningssikkerhet, er smartere, har mer uregulerbar fornybar energi, mer variabel kraftflyt innenlands og mot utlandet, et sterkere nett og et velfungerende kraftmarked med mange flere aktører og mer aktive forbrukere. Statnett beskriver dette som neste generasjon kraftsystem.

Neste generasjon kraftsystem skal således håndtere økt variasjon i kraftproduksjon, økt kraftflyt og en mer aktiv forbruksside. Systemet blir mer komplekst ved at driften i økende grad påvirkes av det som skjer i andre land og på lavere nettnivå hvor også mindre forbrukere kan bli mer aktive deltakere i kraftsystemet. Kompleksiteten og variasjonen øker behovet for planlegging og samhandling mellom de mange og ulike aktørene. IKT-løsninger med langt hurtigere prosessering og utveksling av informasjon vil spille en stadig viktigere rolle for å opprettholde sikker og effektiv drift av kraftsystemet. Det stiller derfor store krav til sikkerhet og beredskap for IKT-systemene.

I tillegg vil hensiktsmessig lokalisering av ny kraftproduksjon og nye store forbrukenheter være avgjørende for at kraftsystemet utnyttes og utvikles effektivt. Prissignaler fra områdepriser og marginaltapsledd er viktige virkemidler, men vil ikke uten videre alltid være tilstrekkelige. Det må derfor vurderes om det er behov nye virkemidler som bidrar til at eksisterende overføringskapasitet utnyttes, og utvikles enda mer effektivt (se vedlegg 3).

Økt og mer variabel kraftflyt betyr ikke kun at man trenger større overføringskapasitet. Raske skift i kraftproduksjon og overføring, for eksempel på utenlandsforbindelser, gjør det også mer krevende å holde den lokale spenningen innenfor aksepterte grenser og å holde frekvensen i det nordiske synkronsystemet stabil. Når mange kraftverk skal endre produksjonen raskt for å dekke økt forbruk og skifte fra import til eksport om morgenen, er det mer krevende å opprettholde den nødvendige balansen mellom produksjon og forbruk – og dermed frekvensen. For å løse disse utfordringene på en god måte trengs det mer overvåking og automatisert styring av kraftsystemet samt nye markedsløsninger. Nedleggelse av kjernekraft kan i tillegg gi mangel på roterende masse, særlig i situasjoner med stor import og lavt forbruk (se vedlegg 1). Dette er utfordringer som må håndteres for sikker og stabil drift.

For å løse de utfordringene kraftsystemet står overfor og utnytte de mulighetene som kommer, trengs det nye reguleringer, nye markeds- og systemdriftsløsninger og mer effektive kommunikasjonsløsninger. Disse løsningene må utvikles over tid, men det er viktig at arbeidet med dette starter nå.

4 Forberedelsene til fremtiden starter nå

Utbyggingen av et sterkt sentralnett og tilstrekkelig handelskapasitet til utlandet legger et viktig grunnlag for fremtidens kraftsystem. Nettmeldingen (Stortingsmelding 14 (2011-2012)) klargjorde behovet for økte investeringer, ga prinsipper som skal brukes i nettutvikling og definerte prosesser som må være på plass for å få vedtatt prosjekter. Føringerne i meldingen har gitt en mer effektiv utbygging av sentralnettet og bidratt til gode og transparente prosesser med kunder, myndigheter og interessenter. Statnett legger til grunn at føringerne i Nettmeldingen ligger fast og at den kommende Energimeldingen bygger videre på disse.

Det er viktig å videreføre og stadig forbedre prosessene rundt nettutbygging, slik at man kan komme fram til samfunnsmessig gode løsninger uten unødvendige forsinkelser.

Statnett kommuniserer sine langsiktige planer for utvikling av nettet og for systemdrifts- og markedsløsninger i henholdsvis Nettutviklingsplanen (NUP) og Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (SMUP). Tiltakene som beskrives i disse planene er viktige fundament for neste generasjon kraftsystem.

EU har som ambisjon å utvikle en Energiunion i Europa, som skal sørge for en helhetlig tilnærming til mål om forsyningssikkerhet, klima og konkurransedyktighet. Statnett legger til grunn at arbeidet med Energiunionen vil fortsette. Norge blir berørt av EUs regelverk gjennom EØS-avtalen og som følge av at vi er en del av det nordiske synkronområdet og gjennom utenlandskabler. Det er derfor viktig at norske myndigheter ser betydningen av å gjennomføre endringer i det norske regelverket, som gjør det mulig for alle aktørene i kraftsystemet å tilpasse seg den utviklingen vi ser i Europa.

Omstillingene i hele kraftsystemet vil trolig skje gradvis, men samtidig vil utviklingen innenfor enkelte områder kunne gå raskere. Vi ser nå at utviklingen innenfor vind og sol i Sverige, sammen med en raskere nedleggelse av kjernekraften vil gi større utfordringer i driften av det nordiske kraftsystemet.

Kraftbransjen og myndighetene må allerede nå forberede seg på de nye mulighetene og utfordringene som kommer. Det vi gjør i dag må sees i lys av fremtidens behov. På veien videre mot neste generasjon kraftsystem har Statnett identifisert fem områder som vi mener bør være sentrale i den kommende Energimeldingen. Disse fem områdene vil vi utdype nærmere nedenfor.

4.1 VI MÅ STYRKE DET NORDISKE SAMARBEIDET FOR Å SIKRE EN BALANSERT SYSTEMUTVIKLING

De nordiske landene er tett sammenkoblet og avhengig av hverandre for å bevare et effektivt marked og sikker drift. I det nordiske frekvensområdet vil ett lands nettinvesteringer, valg av markedsløsninger eller tiltak innen driftssikkerhet påvirke hele synkronsystemet.

Selv om hvert land er ansvarlig for forsyningssikkerheten innenfor sitt område, står Norden ovenfor felles utfordringer på grunn av omfattende utbygging av ny fornybar uregulerbar produksjon og en dobling av utvekslingskapasiteten ut av området. Nordisk samarbeid er derfor viktig for å opprettholde sikker og effektiv drift, men også for å sikre en balansert utvikling av forbruk og produksjon i systemet. Utviklingen av ny fornybar produksjon, nytt innenlands nett og mellomlandsforbindelser må sees i sammenheng slik at det over tid oppnås en balansert og samfunnsøkonomisk utvikling av kraftsystemet (se vedlegg 3).

De nordiske TSOene samarbeider i dag om driftsplanlegging, IKT-løsninger og nettutvikling. Økt utvekslingskapasitet og større andel variabel produksjon, tilsier at de nordiske TSOene i enda større grad må koordinere sine nettplaner og at reguleringer som påvirker markedsløsningene og markedene må samordnes. En balansert utvikling vil fremme sikker systemdrift, god forsyningssikkerhet, mer effektive markeder og gi økt samfunnsøkonomisk nytte. De institusjonelle rammene rundt samarbeidet i Norden bør styrkes. Det bør etableres arenaer for å videreutvikle det nordiske kraftmarked gjennom mer forpliktende samarbeid på politisk nivå, slik at man får lagt tydelige og langsiktige føringer på utviklingen. Pentalateral forum i Sør-Vest Europa som samler myndigheter, regulatorer, TSOer og markedsaktører kan være en modell for et slikt samarbeid.

Også i utformingen av et mer effektivt sluttbrukermarked, med mer fleksibilitet, ser vi en tydelig nordisk dimensjon. Gjennom å etablere en felles nordisk balanseavregning og ved at alle de nordiske landene vurderer å etablere datahub'er har Norden her en mulighet til å gå foran i den europeiske utviklingen på dette området.

4.2 VI MÅ BRUKE MARKEDSLØSNINGER DER DET ER MULIG OG HENSIKTMESSIG

Et velfungerende kraftmarked er avhengig av tilstrekkelig nettkapasitet, effektive system- og markedsløsninger og gode driftsrutiner. I tillegg er analyser på et tidlig stadium viktig for å se utfordringer og treffe tiltak på riktig tidspunkt. Utviklingen fremover med flere aktører, større variasjon og et mer komplekst kraftsystem tilsier at markeder blir et enda viktigere

virkemiddel for å sikre effektiv ressursbruk på kort sikt og for å gi riktige langsiktige investerings signaler.

Det er vanskelig å oppnå et effektivt samspill mellom et stort antall aktører uten å bruke markedsmekanismer, spesielt når tilbud og etterspørsel endrer seg fra dag til dag, time til time og minutt til minutt. Hvis smart styring av forbruk skal omfatte større forbruksendringer som påfører forbrukerne kostnader eller velferdstap, vil man være avhengig av markedsmekanismer for å utløse forbruksresponsen. Nye aktører, f.eks. aggregatorer, som utnytter den nye teknologien, vil kunne ha en viktig funksjon i å aktivisere forbruksfleksibilitet fra mindre forbruksenheter i kraftsystemet. Markeder og konkurranse er også viktig for å få fram de beste investeringer og å stimulere til innovative løsninger. Det er derfor viktig å bruke markedsmekanismer så langt det er mulig og hensiktsmessig.

Overføringskapasitet, produksjon og forbruk må ses i sammenheng. Nye virkemidler som bidrar til at eksisterende overføringskapasitet utnyttes, og utvikles enda mer effektivt, bør derfor vurderes. Dette omfatter både endringer i tariffregelverket og mer markedsbaserte løsninger for tildeling av nettkapasitet.

Norden har i dag et stort kraftoverskudd. Samtidig kan varmesektoren i Norden (totalt ca. 400 TWh) redusere sin bruk av fossil energi ved å kjøpe strøm når kraftprisen er lav. I en effektiv markedsløsning vil man ha en blanding av varmepumper og et samspill mellom elkjeler og annen oppvarming (se vedlegg 4). En fleksibel bruk av elektrisitet i den nordiske varmesektoren kan bidra til lavere utslipp, mer effektiv ressursbruk og et bedre fungerende marked. En samfunnsøkonomisk effektiv avgifts- og tariffstruktur for denne typen forbruk kan legge til rette for at markedet selv utvikler fleksible løsninger i et betydelig omfang. Dette er et eksempel på et område der en felles nordisk tilnærming kan gi løsninger som vil gi økt nytte i alle de nordiske landene.

4.3 VI TRENGER EN HELHETLIG IKT ARKITEKTUR FOR Å REALISERE GEVINSTENE VED NY TEKNOLOGI

Kraftsystemet ble bygd opp rundt lokal forsyning. Samkjøringen fra 1932 var det første steget på veien mot det kraftsystemet vi kjenner i dag. Gjennom å utnytte IKT mulighetene har det de siste 25 årene blitt utviklet drifts- og markeds løsninger som har gitt mer effektiv ressursutnyttelse. Tydelige prissignaler har vært viktig for å få dette til.

Kraftsystemet blir i dag i hovedsak balansert ved at de store sentrale kraftverkene tilpasser seg forbruket. I fremtiden vil flere aktører på ulike nettnivåer kunne delta i balanseringen. For å sikre et godt samsvar mellom marked og systemdrift blir det enda viktigere i fremtiden å få frem korrekte prissignaler. Statnett har nylig utviklet et nytt drifts- og markeds system, LARM, som legger til rette for implementering av nye funksjonaliteter og som legger grunnlaget for å videreutvikle felles nordiske løsninger.

For å utnytte mulighetene som ligger i neste generasjon kraftsystem må Statnett og aktørene i kraftmarkedet utvikle nye IKT-løsninger som legger til rette for at også nye aktører kan delta i balanseringen. Det kreves et samarbeid mellom systemansvarlig, regulator og aktørene både i Norge og i Norden for å spesifisere og implementere de beste løsningene. I forståelse med aktørene og myndighetene må det derfor etableres en overordnet IKT-arkitektur med felles standarder for hele kraftsystemet, som legger til rette for sikker og effektiv kommunikasjon mellom aktørene i kraftsystemet.

Digitaliseringen og elektrifiseringen av samfunnet øker kravene til forsyningssikkerhet. Digitalisering i kraftsektoren gir nye muligheter til å styrke forsyningssikkerheten, men kan også være en kilde til feil. Det er derfor viktig at IKT-arkitekturen som utvikles er robust mot feil og angrep.

4.4 VI TRENGER EN FREMTIDSRETTET REGULERING MED KLART DEFINERTE ROLLER

Et robust sentralnett vil være en bærebjelke i fremtidens kraftsystem. Med mer variabel kraftproduksjon og økt utvekslingskapasitet blir vi enda mer avhengige av at sentralnettet håndterer de store variasjonene vi forventer i kraftflyt samtidig som anleggene må tåle sterkere fysiske belastninger. Kraftsystemet får også en mer desentral og ikke-regulerbar

produksjon og mer aktive forbrukere på alle nettnivåer. Det er derfor viktig at rammebetingelser, regelverk og ansvarsfordeling gir bransjen mulighet til å håndtere denne situasjonen på en god måte. Spesielt er det viktig å få på plass en tydelig ansvarsfordeling som sikrer en rasjonell og forsvarlig nettutvikling og systemdrift.

Statnett har som TSO ansvaret for å bygge ut og drive sentralnettet i Norge. En fremtidig DSO-rolle med systemdriftsoppgaver forutsetter større nettselskaper med ansvar for alt distribusjonsnett i et geografisk område. Statnett har ansvar for det sentrale overføringsnettet og totalsystemet, og bør derfor ikke ha operative oppgaver i forbindelse med drift av distribusjonsnett. Ansvar og myndighet for DSOene bør primært reguleres gjennom et lovverk. Den videre utviklingen av DSO-rollen innen driftskoordinering må skje i et nært samarbeid med Statnett som systemansvarlig. TSOen bør, i forståelse med DSOene og innenfor en lovmessig ramme, utarbeide funksjonskrav til hvordan oppgavene skal utøves for å sikre effektivitet og forsyningssikkerhet for totalsystemet.

Et mer komplekst energisystem med flere styringsmuligheter betyr at planleggingen av nett og kraftsystem må ha et bredere perspektiv. Økte krav til forsyningssikkerhet som følge av elektrifisering og digitalisering stiller også reguleringen ovenfor nye utfordringer. I tillegg gir digitaliseringen i kraftsektoren nye muligheter til å styrke forsyningssikkerheten. Det kan derfor bli behov for nye roller som krever klargjøring i reguleringen av sektoren. For eksempel kan bruk av lagringskapasitet så som batteri i noen tilfeller erstatte nettinvesteringer. Regelverket rundt markedsdesign må sikre at de beste løsninger kan implementeres. Når fleksible løsninger utvikles lokalt vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å legge til rette for at de også kan levere fleksibilitet til overliggende nettnivå.

Sentrale tema for regulering og markedsdesign er hvilke tilpasninger som skal bestemmes i markeder, hva som skal standardiseres og hvordan man skal gi incentiv til at de beste løsningene bygges ut og utnyttes effektivt. Regulering er også viktig for å sikre at de riktige, langsiktige investeringene blir gjennomført.

Statnett ønsker å være en aktiv diskusjonspartner og bidragsyter til kunnskapsutvikling sammen med myndigheter, forskningsmiljøer og interesseorganisasjonene på dette området.

4.5 VI MÅ BYGGE KUNNSKAP OM MORGENDAGENS ENERGISYSTEM

Det er viktig å utvikle en god forståelse av fremtidige utfordringer, slik at myndigheter, nettselskap og markedsaktører kan fatte gode beslutninger.

Gjennom dagens analyseverktøy, som i hovedsak støtter seg på historiske data, har bransjen og myndighetene et godt bilde av dagens kraftsystem. På lang sikt, når kraftmarkedene og kraftsystemet blir mer ulikt dagens, vil dagens modeller ikke være like gode. Vi har derfor behov for mer kunnskap.

Også på nordisk nivå er det behov for et felles kunnskapsløft. For å forstå konsekvensene av endringene som skjer i hele det nordiske synkronområdet, er det behov for et samarbeid mellom de nordiske TSOene, slik at det kan utvikles planer basert på en helhetlig nordisk systemforståelse. Et slikt arbeid er i gang, hvor fokus er på sentrale forhold ved økt uregulerbar produksjon, tidligere avvikling av svensk kjernekraft og økt utvekslingskapasitet mellom Norden og Europa.

For å kunne vurdere samfunnsøkonomisk nytte og mulige driftsutfordringer i det fremtidige kraftsystemet må kraftmarkedsmodeller videreutvikles. Det er spesielt viktig at modellene våre kan gjengi prisvolatiliteten på norsk og nordisk side. Statnett deltar i to store FoU prosjekter i samarbeid med Norges forskningsråd og andre viktige aktører i kraftbransjen i Norden. Om noen år vil vi se resultatet av disse FoU-aktivitetene, for eksempel modellutvikling som tar sikte på å forbedre metodene for verdisetting av vannkraften.

Ny bruk av likeretterteknologi i vekselstrømnettet kombinert med mer avanserte styringssystemer kan gi muligheter for å styre strømmen på en helt annen måte enn det vi kan i dag. Bruk av likestrøm kan også være en fremtidig løsning for å transportere kraft over lengre strekninger dersom teknologien blir konkurransedyktig med tradisjonelle løsninger.

Her er det behov for å bygge kompetanse hos TSOene for hvordan slike løsninger vil fungere i parallell med det eksisterende nettet og hvilke muligheter som ligger her.

Digitaliseringen av kraftsystemet kan gi store gevinster, men forutsetter at det utvikles en god IKT-arkitektur, egnede standarder og stor sikkerhet i systemene. Dette krever nye løsninger og ny kunnskap på tvers av flere sektorer og fagområder. Det er derfor nødvendig at kraftselskapene bygger kompetanse på tvers av tradisjonelle fagfelt og samarbeider med utdanningssystemene om å utvikle riktig og tilstrekkelig kompetanse for å møte morgendagens behov.

Endringene gir behov for økt forståelse av hvordan teknologiutviklingen og elektrifiseringen av samfunnet vil påvirke kraftsystemet, og hvordan dette i sin tur påvirker hva som er optimal regulering. Tilgang på kunnskap og data vil også være viktig for å utløse innovasjon og bidra til økt verdiskaping. Det er derfor viktig at reguleringen er tilstrekkelig fremtidsrettet, slik at den legger til rette for utviklingen av de beste løsningene.

På alle disse områdene er det viktig med en bevisst satsning på kunnskapsutvikling. Det er derfor viktig at energimeldingen skaper et tydelig fundament for et velfungerende samarbeid mellom aktørene i den nordiske kraftbransjen og sentrale forsknings- og kunnskapsmiljøer. Spesielt med tanke på å utvikle og ta i bruk nye løsninger.

Vedlegg

1. DAGENS SYSTEMDRIFT – PÅ VEI MOT FREMTIDENS SMARTE NETT

Markedsløsninger i kombinasjon med tekniske løsninger brukes allerede i dag til å øke utnyttelse av sentralnettet (større handelskapasitet) og raskere gjenoppretning ved feil. Dette har gitt en betydelig samfunnsøkonomisk merverdi. Forståelse for dagens løsninger i sentralnettet er en god pekepinn for utviklingen fremover.

Det er summen av funksjonaliteten i de fysiske anleggene, IKT-anlegg (styring, overvåking, informasjonsutveksling) og markedssystemene (handelsløsninger, regelverk, avregning) - både i energi- og systemreservemarkedene som avgjør evnen til endringer både på kort og lang sikt. Den desentrale produksjonsstrukturen i det norske vannkraftsystemet har gjort at behovet for koordinering har vært styrende for utviklingen. Innenfor rammene av Energiloven har Statnett som systemansvarlig, i nært samarbeid med myndigheter og bransjen, arbeidet strategisk med å utvikle et tilpasningsdyktig, smart nett. Det er derfor implementert en rekke smarte tiltak i nettet allerede i dag:

- Systemvern er tekniske løsninger som gjennomfører automatiske koblinger i kraftsystemet for å redusere konsekvenser av feil og bidrar til å øke overføringskapasitet, redusere avbruddsomfang ved enkeltutfall og hindre lokalt nettsammenbrudd
- Med Produksjonsfrakobling (PFK) kan overføringsgrenser heves ved at utvalgte kraftstasjoner kobles ut automatisk ved bryterfall eller kritisk overlast i nettet. PFK benyttes typisk i overskuddsområder hvor det er ønske om å øke kraftflyten ut av området.
- Frakopling av last - Belastningsfrakobling (BFK) - kan øke importkapasiteten inn til et område. Det gjøres ved at underskuddet (forskjellen mellom produksjon og forbruk) som tillates, settes ut i fra størrelsen på den lasten som kan kobles fra. Normalt er det industrikunder som kobles til BFK. I tillegg benyttes BFK for å redusere konsekvenser av feil i områder med begrenset nettkapasitet ved utfall av enkeltkomponenter ved at forhåndsdefinert forbruk faller ut for å sikre at ikke alt forbruk i et helt området blir rammet.

TSOer bruker markedsløsninger for å håndtere balanseringen av kraftsystemet. Selv om markedet skaper likevekt i planfasen mellom forbruk og produksjon utsettes systemet kontinuerlig for hendelser som kan forstyrre balansen. For å håndtere uforutsette hendelser er det essensielt at kraftsystemet har tilstrekkelig med reserver:

- Som følge av ny teknologi og kommunikasjon vil de tradisjonelle reservene utvikles. For manuelle reserver – Manual Frequency Restoration Reserves (FRR-M) - forventes det en større grad av automatisering i budutvelgelse og aktivering, mens det for de automatiske reservene - Automatic Frequency Restoration Reserves (FRR-A) forventes at teknologien gjør det mulig å inkludere flere aktuelle tilbydere.
- I 2013 ble FRR-A implementert som et markedsverktøy i Norden og i praksis styrer Statnetts driftssystem bruken av denne løsningen for hele det nordiske området.

I forbindelse med SK4 ble det også bygget et såkalt VSC omformeranlegg. Det første i verden brukt på så høy spenning og som i motsetning til tradisjonell teknologi, gir mulighet for å støtte nettet ved å regulere spenningen. I tillegg er det utviklet en ny markedsløsning for å støtte leveransene av FRR-A over kablene.

SK4 inkluderte også et avansert styringssystem som inkluderer håndtering av de 3 eksisterende HVDC-forbindelsene. Gjennom validering av faktisk flyt over kabelen sørger systemet for at Statnett kan ivareta driftsbehov i Sør-Norge, samt maksimal samfunnsøkonomisk overføring til enhver tid.

De siste årene har Statnett utviklet programmet AutoDIG; som bidrar til rask uthenting og automatisk analyse av kraftsystemets "helsetilstand". Systemet kobler sammen informasjon om ulike tekniske parametere i nettet og grupperer dem sammen slik at fagpersoner lettere kan få oversikt over feilsituasjoner. Resultatene gir blant annet nyttig informasjon om årsak til feil og om vernsystemet, som skal begrense "skadeomfang" ved feil, fungerer etter hensikten. Systemet utvikles videre for å kunne nyttiggjøre mer informasjon inn i analysene.

Et kraftsystem med stor roterende masse har en indre stabilitet, ved at det kreves mye energi for å endre systemets tilstand. Ved utfall av forbruk eller produksjon vil den roterende massen være den umiddelbare stabiliserende kraften for systemet. De siste årene er det idriftsatt ikke-regulerbar produksjon i Norden. Denne produksjonen bidrar i mindre grad med roterende masse sammenlignet med store kraftverk.

For å bedre forstå systemets treghet og variasjoner har Statnett i samarbeid med de andre nordiske TSOene satt idrift en løsning for målinger av systemets treghet. Disse målingene inngår i driftssystemet og danner grunnlag for videre analyser og tiltak.

2. FORSYNINGSSIKKERHET I FREMTIDENS KRAFTSYSTEM

Samfunnets krav til sikker forsyning av strøm vil stige betydelig i de kommende tiårene. Dette kan både øke kravene til at nettet er robust og bidra til at man utvikler flere supplerende løsninger for å sikre kraftforsyningen.

Kravene til sikker strømforsyning vil stige fordi vi bruker strøm på stadig nye områder (flere områder rammes ved en feil) og fordi høyere verdiskaping betyr økt tap hvis strømmen forsvinner (større tap på hvert område):

- **Elektrifisering** betyr at flere sektorer og funksjoner blir avhengig av strøm for å fungere. Klimapolitikken medfører at strøm i økende grad vil erstatte fossile energibærere, bl.a. til transport og varme. Når vi innenfor flere områder tar i bruk IKT til styring og overvåking, blir vi mer avhengig av strøm for å fungere. Robotisering betyr at strøm både driver arbeidet og styrer arbeidsprosessen ved IKT. Økt velstand bidrar også til at vi tar i bruk strøm på en rekke nye områder, for å øke vår velferd og sikkerhet. Når IKT brukes til å overvåke for eksempel helsetilstanden for hjemmeværende eldre og hente hjelp ved behov, blir kravene til sikker forsyning spesielt store. I en elektrifisert fremtid kan et langvarig avbrudd i strømforsyningen i et større område få katastrofale følger.
- **Velstandsvekst betyr at vi er villig til å betale mer for å unngå avbrudd.** Når verdiskapingen i en bedrift stiger, vil en stopp av produksjonen ved avbrudd i strømforsyningen koste mer. Når husholdningene blir rikere vil de være villig til å betale mer for å unngå ulempene ved avbrudd.

Siden elektrisitet ble alminnelig utbredt i samfunnet har institusjoner med særlig høye krav til forsyningssikkerhet, for eksempel sykehus, hatt nødaggregater (UPS) for å sikre forsyningen ved feil i nettet. Den teknologiske utviklingen gjør det gradvis billigere å supplere nettet med slike og liknende lokale løsninger, for å sikre forsyningen til forbruk hvor avbrudd får store konsekvenser. Løsningene kan være knyttet til det enkelte bygg eller være felles for et større område. De nye og forbedrede mulighetene for supplerende løsninger er knyttet til utviklingen på fire områder:

- IKT gjør det etter hvert mulig å styre forbruket slik at man kan prioritere det viktigste forbruket når det oppstår knapphet.
- Batterier blir billigere og bedre. De kan sikre det viktigste forbruket i en viss periode hvis forsyningen fra nettet stopper. Sammen med smarte styringssystemer kan batterier bidra til bedre utnyttelse av tilgjengelig kraft når tilgangen på strøm er begrenset. Andre lagringsteknologier kan også bidra.
- Distribuert kraftproduksjon fra bl.a. solceller og vindkraft blir billigere og kan bidra til å sikre lokal forsyning i samspill med smart styring av forbruk og lagringsteknologier for energi.
- For en del viktig energiforbruk som IKT og lys, har energieffektiviteten økt betydelig og vil øke ytterligere. Det blir dermed billigere å sikre dette forbruket ved hjelp av lokale løsninger

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av lokale løsninger vil avhenge av nettkostnadene og robustheten til nettet, kravene til forsyningssikkerhet for det aktuelle forbruket og kostnadene ved å bygge ut supplerende løsninger lokalt.

3. LOKALISERINGSSIGNALER OG SAMFUNNSØKONOMISK NETTUTBYGGING

Kraftsystemet bør utvikles på en måte som sikrer en pålitelig strømforsyning, legger til rette for verdiskaping og støtter samfunnets miljø- og klimamål. Riktig bruk og utvikling av sentralnettet er viktig for å nå disse målene. Hensiktsmessig lokalisering av ny kraftproduksjon og nye store forbruksenheter er avgjørende for at målene om en effektiv utnyttelse og utvikling av kraftsystemet nås. Prissignaler fra områdepriser og marginaltapsledd er viktige virkemidler for å nå dette målet, men vil ikke uten videre alltid være tilstrekkelige. I enkelte tilfeller kan tiltak i overføringsnettet bli utløst av aktører som ikke ser de fulle samfunnsøkonomiske konsekvensene i form av blant annet omfattende nettinvesteringer og påfølgende naturinngrep.

Et sterkt nett er gunstig for å håndtere ulike fremtidige utviklingsforløp, men det er likevel viktig at man bruker eksisterende virkemidler, særlig prissignaler i markedet, og kontinuerlig vurderer nye for å sikre en effektiv lokalisering av ny produksjon og nytt stort forbruk. Man bør så langt mulig se etablering av nytt forbruk, ny kraftproduksjon og overføringsnett i sammenheng for å sikre en samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse og utvikling av kraftsystemet. Det bør vurderes om dagens virkemidler er tilstrekkelige. Ved innføring av nye støtteordninger for fornybar kraft er riktig lokalisering av avgjørende betydning for at kraftsystemet utnyttes og utvikles effektivt. Aktuelle virkemidler for lokalisering må spesielt sees i sammenheng ved en innføring av nye støtteordninger.

De planene som nå er utviklet for å bygge et sterkere sentralnett gir rom for betydelig mer fornybar kraft. Overgang til flytbasert markedsalgoritme vil også gi et positivt bidrag. Så lenge man unngår en ugunstig lokalisering er et grovt anslag at det er plass til minst 20 TWh uten vesentlige større prisforskjeller enn i dag. Samtidig kan overgangen til mer fornybar og mindre kjernekraft i Norden gi større utfordringer knyttet til driften av kraftsystemet.

Planene legger også til rette for at det kan etableres nytt forbruk i alle dagens prisområder. En lokalisering av industriforbruk til overskuddsområder kan imidlertid bidra til et mer effektivt kraftsystem, med mindre tap og prisforskjeller, og redusert sannsynlighet for at vi trenger ytterligere nettinvesteringer mellom områder.

De fleste flaskehalsene vil oppstå i forbindelse med overskudd

Ved betydelige overskudd eller underskudd på kraft i et område kan overføringskapasiteten i perioder bli begrensende for handelen slik at det oppstår prisforskjeller. Så lenge disse periodene oppstår relativt sjelden og prisforskjellene ikke er for store, vil også nytten av nettinvesteringer være begrenset. Ved overføringsbegrensninger til et underskuddsområde kan prisforskjellene i spesielle tilfeller bli veldig store og i verste fall kan man få en rasjoneringssituasjon.¹ I en overskuddssituasjon er konsekvensen at kraftprisene i området blir lave og i noen tilfeller vil kraft gå til spille ved at vann renner forbi driftsklare turbiner. Da vil ofte kraftprisen være nær null. Dette gir et samfunnsøkonomisk tap når det inntreffer, men ikke i samme størrelsesorden som ved en rasjonering. Flaskehalsene vi ser i våre simuleringer skyldes nesten utelukkende lave kraftpriser i perioder på grunn av regionalt overskudd.

Dette har også konsekvenser for nettutbyggingen. For å begrense risikoen knyttet til rasjonering i underskuddsområder, og på grunn av lange ledetider ved utbygging av nett, er det et mål at nettutbyggingen ligger i forkant av utviklingen. I dagens kraftsystem kan svært anstrengte energisituasjoner føre til rasjonering i Midt-Norge. Når Ørskog-Sogndal er på plass, og med forventet forbruksutvikling i området, vil rasjoneringsrisikoen etter vår vurdering være på samme nivå som for resten av landet.

Mange nettforsterkninger skjer for å dekke forbruksvekst lokalt og for å ha en akseptabel forsyningssikkerhet. Eksempler på dette er Finnmark, SKL, Nyhamna og Stavanger.

¹ Dette er normalt ikke tilfellet

Prissignaler fra prisområder og marginaltapledd kan gi viktige investerings signaler

Konsesjonsbehandling og anleggsbidrag for radielle tilknytninger kan brukes for å ta hensyn til lokale kostnader ved en utbygging og slik bidra til en fornuftig lokalisering innenfor et område. På et mer aggregert nivå er prissignalene fra marginaltap og prisområder viktige for å sikre en samfunnsøkonomisk effektiv utvikling av kraftsystemet. Det er viktig at markedet vet at man ikke uten videre vil bygge bort alle flaskehalser.

Utbyggere av ny kraftproduksjon vil ønske å bygge så lenge forventet pris (inkludert eventuelle subsidier) overstiger kostnadene og gir en akseptabel avkastning. Når prisen i et overskuddsområde presses ned vil dette begrense investeringsviljen hos produsentene. Når nettet bygges ut i henhold til samfunnsøkonomiske kriterier får vi en god lokalisering av ny produksjon. Hvis nettet bygges for å holde alle prisforskjeller veldig lave, kan man komme i en situasjon der man bygger for mye nett, gir for sterk stimulans til ny produksjon i overskuddsområder og for liten stimulans til å lokalisere store forbruksenheter i slike områder. Dessuten varierer overføringsbehovet mellom ulike områder i Norge veldig mye på grunn av store variasjoner i tilsig. Å fjerne alle prisforskjeller som oppstår i relativt korte perioder ville derfor kreve uforholdsmessig store nettinvesteringer.

Marginaltapsledd gir et moderat signal som ofte er forholdsvis stabilt over tid. Tapene knyttet til etablering av ny produksjon i Nord er omtrent 10 prosent høyere enn flere steder i Sør-Norge. Marginaltapsleddene reflekter også dette. For at en stor utbygging av kraft og påfølgende nett skal lønne seg må ressursene i nord være så mye bedre enn i sør at de både forsvarer nettinvesteringer og tap.

Et sterkere nett og sammen med aksept for prisforskjeller gir plass til mye ny fornybar

Et sterkere nett gjør oss i stand til å håndtere større regionale ubalanser enn tidligere. Kablene øker verdien av kraftproduksjon i hele Norden vesentlig i våte år, spesielt i Sør-Norge. Sannsynligheten for forsyningsproblemer ved tørrår og ved større feil blir også lavere. En eventuell tidligere utfasing av svensk kjernekraft øker verdiene av kablene i et energisikkerhetsperspektiv.

Analysene indikerer at det kan bygges ut mer produksjon i alle regioner med det nettet som nå er i ferd med å bli bygget, uten at det oppstår større prisforskjeller enn i dag. De to områdene som trolig er mest utsatt for lavere pris er Nord-Norge og Vestlandet nord for Mauranger. Vi anslår likevel at det kan bygges ut mye ny produksjon i begge områdene uten at det oppstår vesentlig prisforskjeller. Avhengig av intern plassering og teknologi vil det trolig kunne bygges ut 4-6 TWh i Nord-Norge og fortsatt være små prisforskjeller. Det er for eksempel lettere å bruke produksjonsfrakobling på større vindkraftparker enn på småkraft. I BKK, Sogn og Fjordane og Hallingdal er det trolig rom for en enda større utbygging. Forbruksvekst i disse områdene vil redusere eventuelle prisforskjeller.

Ellers i Sør-Norge er det plass til mye ny fornybar uten at dette vil kreve store nye nettførsterkninger mellom regioner, hvis man tar hensyn til lokale begrensninger. I Midt-Norge er det også plass til mer fornybar innenfor dagens nett. Det kan imidlertid være hensiktsmessig i en viss grad å se utbyggingen i Nord- og Midt-Norge (nord for Klæbu) i sammenheng, da økt overskudd i Nord-Norge øker transitten gjennom Midt-Norge.

Gunstig med lokalisering av nytt forbruk til overskuddsområder

Lokalisering av store forbruksenheter er blant annet hovedårsaken til at Statnett bygger ut nettet i SKL-området og Finnmark. Dette er i utgangspunktet områder med begrenset nettilgang, så en større økning i kraftforbruket krever tiltak for å ivareta forsyningsikkerheten.

Ved å legge nye, store forbruksenheter til overskuddsområder med god nettkapasitet, vil det normalt gi små behov for å gjøre tiltak i nettet. Det er derfor et spørsmål om industrien i større grad bør få føringer mht. plassering når dette er klart samfunnsøkonomisk lønnsomt. Når det gjelder industri knyttet til stedbundne ressurser, for eksempel petroleum og

gruvevirksomhet, vil det naturlig nok ofte være begrensede muligheter for alternativ lokasjon. Andre typer industri, for eksempel datahaller, burde ha mer fleksibilitet. Et eksempel er at det vil være vesentlig mer gunstig med tanke på kraftsystemet å plassere disse i Nordland sør for Ofoten enn på Møre.

På samme måte kan det være fordelaktig å lokalisere ny produksjon i områder som allerede har et sterkt nett eller lokale områder med kraftunderskudd. Ut fra et nettperspektiv vil det for eksempel være mer gunstig å etablere vindkraft i SKL-området enn nord for Sognefjorden.

Utviklingen i forbruk og produksjon mot 2030

EU har mål om 27% fornybar energi i 2030, men man har ikke fastsatt landspesifikke mål. Det er uklart hvordan man vil sikre måloppnåelse. Høyere kvotepriser kan bidra via høyere kraftpriser. Det kan også komme krav til medlemslandene og EØS-land som Norge om å bygge ut, og det kan tenkes av man vil utvikle et europeisk støttesystem for å sikre at 27%-målet nås. Både høyere kvotepriser og eventuelle støtteordninger vil øke lønnsomheten ved å bygge ut ny kraftproduksjon i Norge, men fordelingsvirkningene vil være ulike. Eksisterende produksjon vil tjene på at kraftprisen løftes og Norge som nasjon vil få bedre betalt for sin netto eksport ved en slik løsning.

Kostnadene ved vindkraft på land i Norge og Sverige har falt og ventes å falle ytterligere. Dette betyr at det etter hvert ikke er behov for like høye kraftpriser (inkludert eventuell støtte) for å utløse investeringer. En eventuell tidligere nedleggelse av de eldste svenske reaktorene vil også bidra til høyere kraftpriser i hele Norden og således kunne gi en større utbygging av vindkraft. Utviklingen de siste årene har økt sannsynligheten for at Sverige legger ned kjernekraften når anleggene når aldersgrensen.

I 2020 vil fortsatt mer enn 30% av norsk energibruk (utenom offshore sektoren) være fossil energi. I tråd med langsiktige klimamål vil det være behov for å ta i bruk fornybar energi på nye områder, først og fremst ved elektrifisering. Ved en ambisiøs elektrifisering i samferdselssektoren (også inkludert hydrogen) kan elforbruket øke vesentlig mot 2035-2045 kanskje med mer enn 15 TWh. Også innen oppvarming kan det bli brukt noe mer elektrisitet. På den annen side kan energieffektivisering dempe annet forbruk.

Elektrifisering offshore og i samferdsel vil i stor grad være politisk styrt. Eventuelle økninger i kraftintensiv industri og utbygging av datasentre vil derimot i større grad være avhengig av internasjonale markedsforhold og av prisnivået på kraft i Norge. I sum tror vi at forbruket i Norge øker moderat frem mot 2030.

De samme trendene som i Norge ser vi også i resten av Norden. Men her skjer i tillegg oppvarming i betydelig grad med fossil energi. Elektrifisering gir betydelige utslippsbesparelser og økonomiske gevinster. I Finland og Sverige er det også fortsatt en stor treforedlingsindustri, rundt 40 TWh. Usikre markedsutsikter kan gi ytterligere nedleggelser i denne.

Den økte overføringskapasiteten ut av Norden som kommer de neste 10 årene gjør at nordiske priser i snitt ikke vil ligge langt under europeiske selv om kraftoverskuddet skulle bli betydelig. På den andre siden kan et vedvarende overskudd på opp mot 40 TWh være en driver for lønnsomheten av eventuelt ytterligere forbindelser. Dette påvirkes også av om det kommer flere forbindelser fra Sverige. Prisene i Norden vil i stor grad være bestemt av nivået på kontinentet. Vedvarer for eksempel tyske kraftpriser på dagens nivå vil norske kraftpriser også bli værende lave selv med nye forbindelser og et mindre nordisk overskudd.

Dagens virkemidler er ikke alltid tilstrekkelig for å sikre en samfunnsøkonomisk effektiv utvikling

Nettselskapene har tilknytningsplikt for ny produksjon og forbruk. Verken nye produsenter eller forbrukere har incentiv til å vurdere de totale kostnadene for samfunnet. Nettselskapenes investeringskostnader og naturinngrep er gode eksempler på kostnader

som ikke fullt ut er internalisert i produsenters eller forbrukeres egne vurderinger. Dette skaper en potensiell forskjell mellom hva som er økonomisk rasjonelt fra en produsents eller forbrukers perspektiv og hva som er økonomisk rasjonelt fra samfunnets perspektiv.

Både Statnett og myndighetene har et ansvar for å påse at tiltakene er samfunnsmessig rasjonelle. For ny kraftproduksjon og store forbruksenheter må myndighetene inkludere eventuelle ekstra kostnader, som aktørene ikke selv bærer, i saksbehandlingen. Konseptvalgutredninger skal gi informasjon om viktige sammenhenger og samfunnsøkonomiske konsekvenser av endringer i forbruk og produksjon. Konsesjonsprosessen og andre myndighetsbaserte virkemidler kan også bidra til at viktige investeringer blir satt i sammenheng.

Myndighetsprosessene legger dermed til en viss grad opp til at nett, produksjon og forbruk kan ses i sammenheng. Lange ledetider, i kombinasjon med endringer i kostnader og drivere for nettiltak, utfordrer likevel fortsatt hensynet til en effektiv utvikling av kraftsystemet. Det gjelder særlig når det er stor avstand i tid mellom når myndighetene behandler tiltaket og når de endelige utbyggingsbeslutningene blir fattet. Et illustrasjonseksempel kan være knyttet til utbygging av fornybar kraft som krever en ny stasjon. Her kan mengden fornybar kraft, lønnsomheten av denne og nettkostnadene endres etter at nødvendige konsesjoner er gitt, men før involverte aktører har tatt sine beslutninger. I disse tilfellene er beslutning om gjennomføring overlatt til nettselskapene og aktørene.

Forskjeller i ledetid mellom ulike aktører skaper også noen potensielle utfordringer for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling. En ny sentralnettledning tar lang tid å utvikle, mens nytt forbruk og ny produksjon kan etableres mye raskere. Avgjørende beslutninger vil måtte bli tatt på ulike tidspunkt og med ulik grad av modenhet. Koordinering mellom de resterende aktørene blir da viktig for å redusere risiko og øke verdiskapingen. Dette øker behovet for koordinering slik at risikoen for feilinvesteringer kan reduseres.

Også for tilknytning til eksisterende nett, kan dagens praksis i enkelte tilfeller gi en suboptimal utvikling. Ofte praktiseres et først-til-mølla prinsipp. Det betyr i praksis at prosjektene som er først ute til å søke om nettilknytning, uavhengig av hvor realistiske/lønnsomme prosjektene antas å være, får tilknytning først. Ordningen bidrar til at prosjekter som har lav lønnsomhet og svært lav sannsynlighet for å bli gjennomført, har hatt incentiver til å søke om nettilknytning. I den grad relativt ulønnsomme prosjekter får tilknytning på bekostning av relativt lønnsomme prosjekter, kan dette hindre en samfunnsøkonomisk effektiv utbygging av ny kraftproduksjon. Statnett må håndtere en rekke saker som mest sannsynlig ikke vil gjennomføres uansett, hvilket bidrar til unødvendige administrative kostnader og forsinket fremdrift på antatt mer rasjonelle prosjekt.

Nye virkemidler kan utfylle eksisterende verktøykasse

Det er viktig at dagens myndighetsbaserte virkemidler ser overføringskapasitet, produksjon og forbruk i sammenheng, også ved omfattende endringer i rammebetingelser gjennom prosjektutviklingen. Det er derfor viktig at de som etterspør nettkapasitet opererer med en høy grad av realisme i sin egen prosjektutvikling. Nye virkemidler som bidrar til at eksisterende overføringskapasitet utnyttes, og utvikles enda mer effektivt, vil på denne bakgrunn være attraktivt. Dette omfatter både endringer i tariffregelverket og mer markedsbaserte løsninger for tildeling av nettkapasitet.

4. EFFEKTIVT SAMSPILL MELLOM EL OG VARME SEKTOREN I NORDEN

Varmesektoren i Norden er på størrelse med kraftsektoren, dvs. om lag 400 TWh. Varmesektoren er sammensatt og varierer en del mellom de nordiske landene. Sektoren omfatter varme til industri og annen næringsvirksomhet, fjernvarme, nærvarmesystemer (for eksempel i større borettslag) og oppvarming i hvert enkelt bygg. Mye av oppvarmingen skjer i dag med fossil energi, en del varme kommer fra kombinert kraft- og varmeproduksjon (CHP), en del fra spillvarme ved for eksempel avfallsforbrenning og en økende andel kommer fra bioenergi og varmepumper. Norge skiller seg fra de andre nordiske landene ved at en betydelig andel av oppvarmingen, særlig i mindre bygg, skjer ved direkte bruk av elektrisitet.

En omfattende elektrifisering av den nordiske varmesektoren vil være et effektivt virkemiddel for å fjerne CO₂-utslippene i denne sektoren. Elektrifiseringen kan samtidig bidra til bedre utnyttelse av variabel fornybar kraft. Spillvarme og biobrensel vil også spille en viktig rolle i fremtidens varmesektor, men det er neppe realistisk eller ønskelig å bruke kun biobrensel for å erstatte dagens omfattende bruk av fossil energi.

Elektrifisering av varmesektoren i Norden vil bestå av tre hovedkomponenter:

- Varmepumper vil være energieffektive leverandører av varme ved at de kan omgjøre en kWh strøm til 3-5 kWh varme. Siden de variable kostnadene ved å bruke varmepumper er lave, vil de stort sett produsere varme så lenge man har et varmebehov. I mange typer anlegg kan man imidlertid stoppe varmepumpen i kortere perioder (f.eks. 1-2 timer) hvis strømprisen er spesielt høy. Dette er mulig fordi vannbårne systemer og bygg holder på varmen en stund. Et ekstra varmelager kan potensielt øke fleksibiliteten ytterligere.
- Elkjeler bruker strøm direkte for oppvarming. Elkjeler er billige og egner seg til å levere varme i perioder med stor tilgang på strøm og lave priser. Det kan man oppnå ved at elkjelene inngår i varmesentraler sammen med for eksempel biobrensel. Når det er stor fornybar kraftproduksjon fra vindkraft og vannkraft kan elkjelene dekke varmebehovet. I perioder med mindre tilgang på fornybar kraft kan elkjelene stoppe og man bruker i stedet biobrensel. Elkjeler kan både være fleksible på helt kort sikt (ned til systemtjenester) og de kan stenge ned i mange måneder når den alternative energibæreren er billigere eller hvis nettet har lite kapasitet.
- I dag kjøres anlegg med kombinert kraft- og varmeproduksjon ofte ut fra varmebehovet, med strøm som biprodukt. Dette gir lite fleksibel strømproduksjon. Slike anlegg kan gjøres mer fleksible ved at man i større grad tilpasser driften til kraftprisene. Når kraftprisene er svært lave kan det være miljømessig og økonomisk fornuftig å stoppe kraft- og varmeproduksjonen og i stedet kjøpe strøm for å dekke varmebehovet. I perioder med svært høye kraftpriser kan det være lønnsomt å kjøre anleggene selv om man ikke trenger all varmen.

Den omleggingen vi her beskriver kan drives fram av markedet, forutsatt at reguleringen av energisektoren legger til rette for det. Det er viktig at tariffer, avgifter og andre reguleringer i Norden utformes slik at man ikke hindrer markedet i å utnytte ressursene på en effektiv måte. De nordiske landene bør sammen se på hvordan reguleringen kan videreutvikles for å dekke fremtidens behov. Vi viser ellers til det pågående forskningsprosjektet Flexelterm.