

Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet

2018–2040



Analysereport

Sak: Flexibilitet i det nordiske kraftmarkedet (FLINK)

Saksbehandler/Adm. enhet:

Anders Kringstad / UPM

Vegard Holmefjord / UPM

Jørgen Aarstad / UPM

Sign

Ansvarlig/Adm. enhet:

Anders Kringstad / UPM

Sign:

Dato: 11. januar 2018

Forord

Vi forventer en utvikling mot mindre termisk produksjon og mer uregulerbar fornybar i hele Europa. Dette gir flere situasjoner med stram balanse og knapphet på tilgjengelig produksjon, men også overskuddsperioder der uregulerbar produksjon dekker forbruket alene. Dette gir økt prisvolatilitet men også muligheter for å tilføre mer fleksibilitet. Den nære sammenhengen mellom kortsiktig prisvariasjon og størrelsen på prisforskjeller over flaskehalsen i nettet gjør dette til en viktig faktor for lønnsomheten av nettførsterkninger. For Statnett er det viktig å forstå disse mekanismene og lage prognoser for fremtidig prisutvikling – både prisnivå og prisvariasjon.

Denne rapporten ser på fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet frem mot 2040. Formålet er å undersøke og analysere potensialet, barrierer og forventninger til ulike former for fleksibilitet. Rapporten inngår som en del av vårt analysearbeid knyttet til fremtidig markedsutvikling, og skal gi et forbedret grunnlag for forutsetninger og gjengivelsen av disse i våre markedsmodeller.

Vi har fokusert på hvordan aktører i kraftmarkedet kan bidra til å balansere tilbud og etterspørsel i spotmarkedet. Dessuten er vi opptatt av å se helheten og undersøke hvordan ny teknologi vil påvirke de eksisterende aktørene i markedet. For å analysere effektene av mer fleksibilitet bruker vi markedsmodeller som etterligner det faktiske kraftmarkedet. Vi bygger våre analyser på datasett hentet fra den langsiktige markedsanalysen (LMA) 2016.

Sammendrag

Frem mot 2030-40 forventer vi økt knapphet på fleksibilitet, både i det kontinentale og nordiske kraftsystemet. Balanseringen av systemet blir mer utfordrende når andelen uregulert produksjon øker mye. Kraftprisene i spotmarkedet blir mer volatile med flere timer der prisen går ned mot null, men vi får også flere og høyere pristopper. Dette vil gi økt lønnsomhet i å ta i bruk ny eller allerede eksisterende fleksibilitet, og våre analyser viser at det er et stort potensial innen fleksibel produksjon, forbrukerfleksibilitet og lagring i de nordiske landene. Økt utnyttelse av disse ressursene er viktig for å kunne legge til rette for mer fornybar kraftproduksjon og opprettholde god forsyningsikkerhet. Mer ny fleksibilitet demper prisvolatiliteten, men vil trolig ikke kunne hindre en økning fra dagens nivå.

Husholdninger og næringsbygg kan billig flytte forbruk i tid

Det er et stort teknisk potensial for forbrukerfleksibilitet i Norden. AMS og smarthusteknologi gjør det lettere for husholdninger å tilpasse seg kraftprisene og bruke strømmen smartere. Husholdninger og næringsbygg kan på denne måten delta i kraftmarkedet indirekte på egenhånd eller ved hjelp av for eksempel aggregatorer som deltar i spot- og balansemarkedene. Forbrukerne kan billig styre bruken av strøm til oppvarming av vann og inneluft uten at det får en merkbar påvirkning på komfort. Det samme gjelder for lading av elbiler, som kan flyttes i tid uten at det går utover tilgjengelighet eller rekkevidde. Næringsbygg har også gode muligheter til å styre ventilasjon og kjøling etter variasjoner i kraftpris kombinert med effekttariffer. Samlet kan husholdninger og næringsbygg potensielt gi et betydelig bidrag for å jevne ut kraftprisene i perioder med store overskudd eller underskudd.

Kortvarig reduksjon av industriforbruket kan bidra til balanse i stramme situasjoner

Over en fjerdedel av det nordiske forbruket er kraftintensiv industri. De aller fleste industribedrifter vil ønske å holde prosessene i gang selv ved ekstra høye kraftpriser i en kort periode. Likevel forventer vi at noen, særlig innen treforedlingsindustri, vil velge å redusere forbruket ved kraftpriser på omkring 100-200 €/MWh og oppover. Dette vil riktignok variere stort mellom ulike bedrifter og etter forhold i andre markeder. Dersom det skulle oppstå situasjoner med priser over 1000 €/MWh er det trolig mange flere som vil velge å redusere forbruket. Industriutkobling er ikke en billig form for fleksibilitet siden det medfører store tapte inntekter. Samtidig utgjør kraftintensiv industri en viktig fleksibilitetsreserve for å kunne danne priskryss i situasjoner med effektknapphet. Kraftintensiv industri er også viktig i regulerkraftmarkedet for å sikre balanseresserver i driftstimen.

Mange alternativer for fleksibilitet fra varmesektoren og energilagring

Elkjeler i varmesektoren har en mulighet til å øke sitt forbruk ved lave kraftpriser. Slik kan elkjeler bidra med billig og langvarig fleksibilitet inn i kraftmarkedet. Utfordringen er at de laveste kraftprisene oppstår på våren og sommeren. Da er varmebehovet på sitt laveste og varmesentralene har tilgang på billige brensel. Det er dermed ikke opplagt at investeringer i flere elkjeler vil være lønnsomt og gi et vesentlig løft i kraftprisene i perioder med stor uregulert kraftproduksjon. Videre vil selv en kraftig vekst i elkjeler ikke kunne løfte kraftprisene høyere enn prisen på alternativt brensel i varmeproduksjonen, for eksempel gass, biomasse eller avfall. Når det gjelder kraftvarmeverk kan også disse være fleksible på flere måter og har et mye større volum enn elkjeler i Norden, men også her er varmebehovet begrensende for evnen til å respondere på kraftprisene.

Andre former for energilagring slik som batterier, termiske sesonglagre og hydrogenlagring blir stadig billigere. Energilagring har mange nyttevirksomheter som gjør dem realistiske selv om de ikke er lønnsomme fra spotinntekter alene. For eksempel kan fordelene som oppstår av inntekter fra system- og balansetjenester, bedre forsyningsikkerhet og lavere kostnader knyttet til nettkapasitetsøkning gi en stor vekst.

Vannkraften vil fortsatt være den billigste formen for lagring

En høy andel vannkraft med store magasiner har til nå gitt relativt lav kortsiktig prisvolatilitet i Norden. Regulert vannkraft kan raskt og uten store kostnader endre produksjonen, og har en stor fordel i evnen til å sesonglagre vann. Det eksisterende vannkraftsystemet er imidlertid ikke en utømmelig kilde til fleksibilitet. Begrensninger i blant annet lagringskapasitet, installert effekt og kjørereglement setter grenser for evnen til å flytte på produksjonen i tid. Det er mulig å gjøre investeringer i økt installert effekt og pumpeanlegg som letter på disse begrensningene. Her er det et stort potensial, spesielt for pumpeanlegg, men dette forutsetter større prisvolatilitet enn i dag for å bli lønnsomt. Det er sannsynlig at vi får en viss økning i installert effekt gjennom reinvesteringer i gamle kraftverk. Mer storskala investeringer i effekt og pumpeanlegg kan også bli lønnsomt, men etter vår vurdering er dette mer sannsynlig på lengre sikt, etter 2030.

Lønnsomheten for ny fleksibilitet i Norden øker – konkurranse mellom ulike teknologier

I våre modellsimuleringer for fremtidige scenarier øker prisvolatiliteten fra dagens nivå. Sammen med teknologiutvikling gjør dette at flere typer fleksibilitet vil bli lønnsomme i Norden. Vi forventer imidlertid ikke noen brå vekst i prisvolatiliteten. Behovet for større investeringer i ny fleksibilitet ligger derfor trolig lengre ut i tid. Samtidig vet vi at modellsimuleringene våre undervurderer prisvolatiliteten, og at vi kan få en markedsutvikling med større vekst i volatiliteten på nordisk side. Dette kan gi en behov og lønnsomhet i større investeringer tidligere enn det vi ser i vårt forventningsscenario.

Ulike typer fleksibilitet vil konkurrere med hverandre. Innføring av én type fleksibilitet i markedet vil ha en dempende effekt på prisvariasjonen og dermed føre til en kannibalisering av lønnsomheten for andre tilbydere. Samtidig er det fordeler med å være først ute og utnytte skalaeffekter for å beholde et konkurransefortrinn. I lys av dette og usikkerheten knyttet til fremtidig prisutvikling er det rimelig å anta at små billige tiltak har en fordel og vil komme tidligere enn store og mer kapitalkrevende investeringer. For eksempel ser vi at tilpasninger hos forbrukere og i varmesystemet kan være noe som kommer relativt tidlig.

Usikker markedsutvikling, men uansett forventning om økt prisvolatilitet

Dagens markedsstruktur legger i stor grad til rette for en rasjonell utvikling og utnyttelse av ny fleksibilitet i takt med behovet. Samtidig ser vi at skatter, tariffer, ulike former for reguleringer og subsidier har stor betydning for utnyttelsen og hvilke typer fleksibilitet som blir tatt i bruk først. Hvordan dette vil utvikle seg på lang sikt er svært usikkert. Vi kan likevel med relativt stor sikkerhet forvente større prisvariasjon i spotmarkedet – selv om tilførsel av ny fleksibilitet vil ha en dempende effekt. Det er lite som tyder på at nye former for fleksibilitet kan erstatte rollen vannkraften har hatt i å holde prisvariasjonen i Norge og Sverige lav.

Mer kunnskap og empiri er nødvendig

Mange viktige spørsmål gjenstår å få klarere svar på, slik som når fleksibiliteten blir realisert, hva slags teknologier som vil komme og hvor mye det kan dempe prisvolatiliteten. Empiri på kostnader av fleksibilitetsteknologier og hvordan de vil tilpasse seg markedet er økende, men fremdeles mangelfull. Uten erfaring og historikk er det utfordrende å forutsi et fremtidig kraftmarked som er fundamentalt ulikt det vi har i dag. Dessuten er det viktig å arbeide videre med å utvikle modellene for å representere virkeligheten enda bedre.

Innhold

1	Behovet for fleksibilitet.....	1
2	Forbrukerfleksibilitet	10
3	Samspill med varmesektoren.....	23
4	Regulerbar vannkraft	31
5	Andre teknologier	38
6	Forventet utvikling og usikkerhet	42
7	Bibliografi	48

1 Behovet for fleksibilitet

1.1 **Fleksibilitet skaper balanse og nytte for samfunnet**

Elektrisk energi er ferskvare – produksjon må være i balanse med forbruket til enhver tid. For at dette skal være mulig må en tilstrekkelig andel av forbruket og produksjonen være fleksibel. I denne rapporten bruker vi begrepet fleksibilitet om den delen av forbruket og produksjonen som har evnen til å endre uttak eller tilførsel av kraft. Dette inkluderer også batterier som kan fungere både som forbruk og produksjon. Rent teknisk er det mulig å fortløpende regulere på det meste av både produksjon og forbruk. Imidlertid innebærer slike tilpasninger i mange tilfeller høye kostnader. Med fleksibelt forbruk og fleksibel produksjon mener vi derfor de som i større grad kan respondere på prissignaler. I denne rapporten har vi fokus på fleksibiliteten i spotmarkedet.

Markedet signaliserer behovet for fleksibilitet

Når vi sier at det blir et større behov for fleksibilitet i kraftsystemet mener vi at det vil koste mer å være i balanse. Variasjon i kraftprisene er et mål på betaling for fleksibilitet og økt prisvariasjon er et signal fra markedet om økt behov for fleksibilitet. Vi forventer en utvikling der termiske kraftverk legger ned og erstattes av uregulerbare energikilder. Dette gir større prisvariasjon og dermed nytte av teknologier som kan bidra til balanseringen.

Det viktigste instrumentet for å vise aktørene behovet for fleksibilitet er prisene i de ulike markedene. Derfor er det nødvendig å ha velfungerende markeder der prisene kontinuerlig gir riktige signaler – for eksempel høye priser når det er lite produksjon tilgjengelig og høyt forbruk. Dette vil i teorien gi en optimal ressursfordeling både på kort sikt i allokeringen og på lang sikt ved å gi insentiver til investeringer og innovasjon. Likevel vil ikke markedene alltid gi nøyaktige prissignaler for lokale behov.

Fleksibilitet gir en samfunnsøkonomisk gevinst

Vi forventer en markedsutvikling som gir større prisvariasjon. Dette vil gjøre det mer lønnsomt å investere i nye fleksible teknologier og gi insentiver til smartere bruk av eksisterende ressurser. Dette vil gi mange fordeler:

- Smartere utnyttelse av eksisterende ressurser i hele kraftsystemet
- Billigere integrasjon av et klimavennlig energisystem
- Mer stabile og forutsigbare priser
- Bedre forsyningsikkerhet for sluttbrukere
- Mindre krevende systemdrift og færre ubalanser

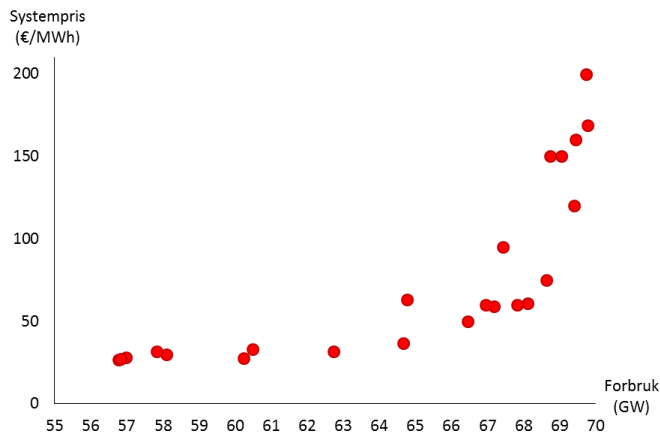
Gitt at vi har effektive markeder bør aktørenes bedriftsøkonomiske tilpasning over tid gi en tilnærmet samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av både produksjon, forbruk og nett, og dermed en minimering av de samlede systemkostnadene. Når det er høye kraftpriser gir dette et signal om at produksjon koster samfunnet dyrt og at det er knapphet. Hvis det da er lønnsomt å ta i bruk mer av eksisterende fleksibilitet eller investere i noe som gir større tilgang, vil dette kunne redusere prisene og dermed gi en samfunnsøkonomisk gevinst.

Når det er midlertidig lave priser er det overflod av kraft med lave marginalkostnader i markedet. Dette kan også innebære en form for kostnad for samfunnet, eksempelvis gjennom spill av uregulerbar produksjon. Tilførsel av fleksibilitet som kan utnytte overskuddskraft i perioder med uregulert produksjon, og slik bidra til å jevne ut prisene, vil dermed føre til et høyere samfunnsøkonomisk overskudd over tid. Det betyr likevel ikke at det er optimalt å investere i teknologier som gir helt flat prisstruktur.

1.2 Topp og bunn av priskurven – begge er viktige

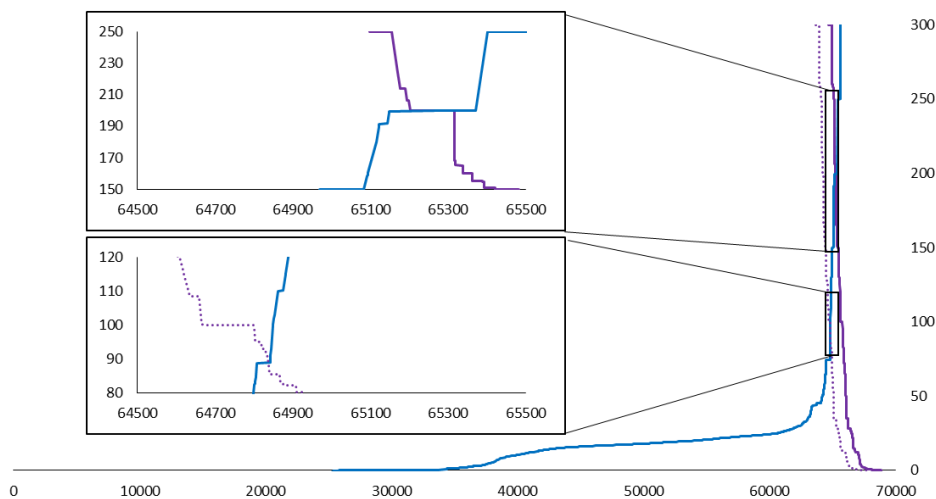
Høye priser oppstår ved høyt forbruk og lite tilgjengelig produksjon

Høyt forbruk er en sentral driver for kortvarige pristopper. 21. januar 2016 var det stram balanse i Norden med lite uregulerbar produksjon og høyt forbruk. Figur 1 viser hvor følsom prisen er for endringer i residualforbruk når det er knapphet på tilgjengelig produksjonskapasitet. Markedet kan håndtere store variasjoner i residualforbruk uten at prisen endres nevneverdig, men dersom markedet er stramt nok kan selv små endringer i residualforbruket gi store utslag på prisen.



Figur 1: Sammenheng mellom forbruk i Norden og systempris 21. januar 2016 time for time.

I Figur 2 er det valgt en time der systemprisen er 199,94 €/MWh¹. Ved så høye priser er tilbudskurven veldig bratt, på lik linje med etterspørselskurven. Som vist er det veldig lite som skal til for å presse ned timer med priser over 100 €/MWh. Samtidig er prisen også sensitiv andre veien – kun 1 GW økt etterspurt mengde kan gi ytterligere 100 €/MWh høyere systempris hvis balansen allerede er stram.

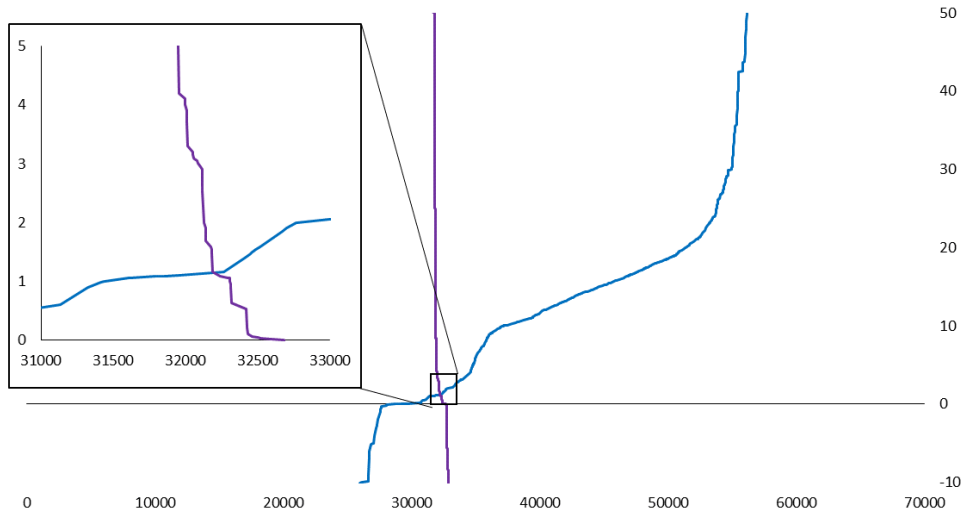


Figur 2: Tilbud- og etterspørselskurver i Norden 21. januar 2016 klokken 17-18. Systemprisen er 199,94 €/MWh, men med 1 GW redusert etterspurt mengde eller 1 GW økt tilbudt mengde ville prisen vært halvert. Den stiplede linjen viser hvordan priskrysset flytter seg nedover dersom hele etterspørselskurven flyttes til venstre med 1 GW.

¹ Data fra Nord Pool viser kun nordiske timesbud, og i denne timen ville ikke kun timesbud være nok til å danne priskryss. Vi har derfor kunstig lagt til blokkbud og import/eksport på både tilbuds- og etterspørselssiden.

Nullpriser oppstår sjeldent, men mer hyppig ved økt andel uregulerbar produksjonskapasitet

Figur 3 viser et eksempel der systemprisen på NordPool var under 2 €/MWh. På grunn av en viss elasticitet på forbrukssiden og stort produksjonsvolum med null marginalkostnad er det fortsatt veldig mye som skal til for å strekke systemprisen slik at den blir negativ. Lokale negative priser oppstår derimot med jevne mellomrom, for eksempel i Danmark der vind- og solkraft fra Tyskland får feed-in-tariffer som smitter negative priser inn til Norden.

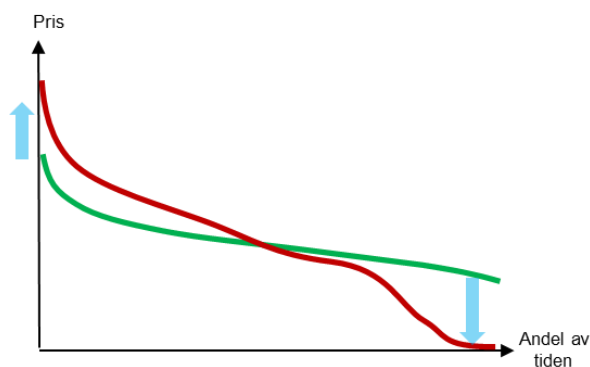


Figur 3: Tilbud- og etterspørselskurver i Norden 25. desember 2015 klokken 02-03. Systemprisen er 1,14 €/MWh.

1.3 Økende knapphet på fleksibilitet

Endret produksjonsmiks gir økt knapphet

Når varierende og uregulerbar fornybar kraftproduksjon erstatter fossil regulerbar produksjon får vi større svingninger i kraftprisene, illustrert som overgangen fra grønn til rød kurve i Figur 4. Det blir flere timer med priser ned mot null, men også flere og høyere pristopper.



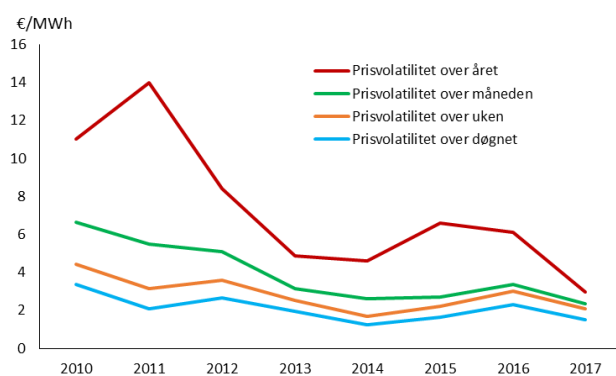
Figur 4: Varighetskurve av kraftpris som viser trenden mot mer prisvolatilitet i markedet. De høyeste prisene blir høyere, og de laveste enda lavere.

Overgangen til den grønne kurven innebærer økt knapphet på den fleksibiliteten vi i dag bruker til å balansere systemet, og at markedet tar i bruk dyrere alternativer. I perioder med høyt forbruk og lite uregulert fornybarproduksjon må produksjon med høye marginalkostnader og i noen tilfeller reduksjoner i forbruket bidra til å skape balanse. I noen situasjoner med lavt forbruk og mye uregulert produksjon får vi en motsatt effekt der prisene må ned mot null før vi får priskryss i markedet. Det er imidlertid usikkert hvor raskt utviklingen går, hvor ofte vi får stramme situasjoner, hvor høyt prisene

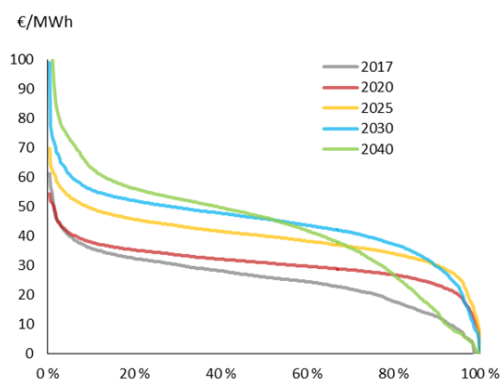
da kan gå og hvor ofte det blir priser ned mot null. I tillegg er det mye usikkerhet knyttet til hvor bratt varighetskurven blir i midtpartiet der ulike termiske kraftverk setter prisen.

Prisvolatiliteten vil øke fra et lavt nivå

Figur 5 viser at det har vært relativt lav prisvolatilitet de siste fem årene². Figur 6 viser hvordan prisene både blir mer volatile og høyere i snitt over året frem mot 2040 i vårt forventningsscenario.



Figur 5: Historisk prisvolatilitet i NO1 for ulike volatilitetsmål 2010-2017. Sesongvariasjoner gjør at prisvolatiliteten over året er klart høyere, og tidvis høyt prisnivå i 2010-2012 førte til høy volatilitet.



Figur 6: Prisvarighetskurvene for norske priser i våre forventningsscenarioer blir brattere, særlig etter 2030.

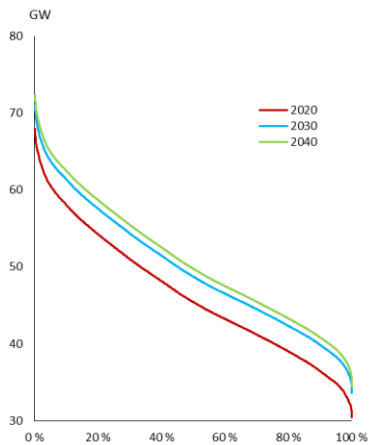
I Tyskland er det høyere prisvolatilitet enn i Norden og prisstrukturen fra kontinentet smitter inn i Norden. De siste årene har veksten innen solkraft dempet peak-prisene og redusert volatiliteten i Tyskland, men med videre vekst vil volatiliteten øke. Som forklart i LMA 2016 blir dette også synlig i Norden. I Norden har Norge hatt lavest volatilitet og Sverige nesten like lavt. Finland med stram margin og Danmark med mye vindkraft har hatt betydelig høyere kortsiktig volatilitet.

Store variasjoner i residualforbruket med mer uregulerbar produksjon

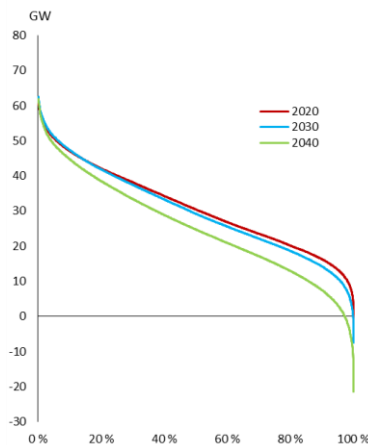
Vind- og solkraftproduksjon er variabel og uforutsigbar. Usikkerhet knyttet til produksjonsnivå blir større jo lenger frem i tid man ser. Dette får konsekvenser både for klareringen i spotmarkedet og for balanseringen innad i driftstimen. I hovedsak har konvensjonell produksjon dekket opp for disse ubalansene, men disse utgjør en synkende andel av produksjonsmiksen. Med økende utbygging av vind- og solkraft øker behovet for fleksibilitet. Våre analyser viser at endringen i det nordiske residualforbruket kan bli så høyt som 20 GW på én time innen 2040³. Det oppstår altså et behov for høyst fleksibel produksjon og forbruk som kan respondere på raske endringer i kraftsystemet.

² Prisvolatilitet er her beregnet som gjennomsnittlig gjennomsnittsavvik målt time for time innenfor hvert døgn, uke, måned og år.

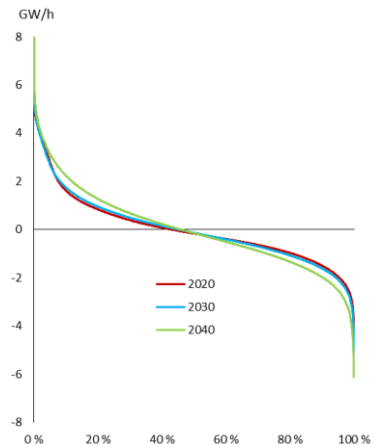
³ Residualforbruk tilsvarer forbruk minus uregulerbar produksjon. Som vist i Figur 9 vil det være mest vanlig med endringer time for time på under 2 GW/time.



Figur 7: Varighetskurve for nordisk forbruk for 2020, 2030 og 2040



Figur 8: Varighetskurve for nordisk residualforbruk

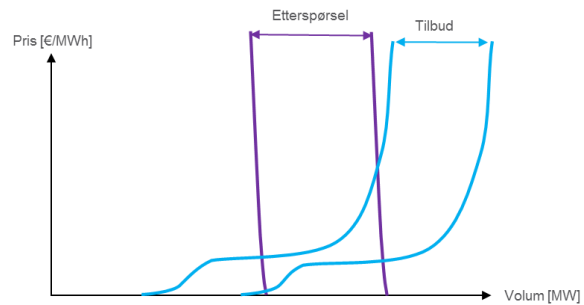


Figur 9: Varighetskurve for endring per time i nordisk residualforbruk

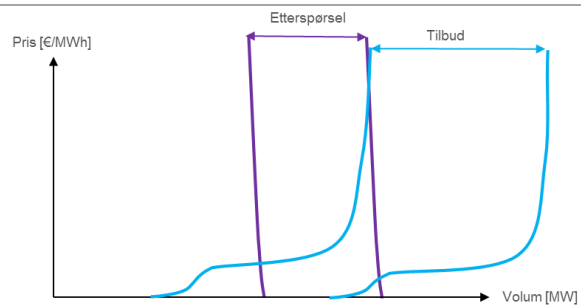
Det er endringer på tilbudssiden som fører til økt prisvolatilitet

Prinsippskissene under viser hvordan endringer i tilbud og etterspørsel gir ulike priser i ulike situasjoner. Med utfasing av kull- og gasskraft og utbygging av uregulerbar (Figur 11) blir det tydelig at prisvolatiliteten blir høyere – de fire priskryssene ligger på svært ulike prisnivå. Dersom vi nå gjør etterspørselen mer elastisk (Figur 12) demper vi prisvolatiliteten, men det skal mye til for å komme tilbake til de små variasjonene som er i dagens kraftmarked.

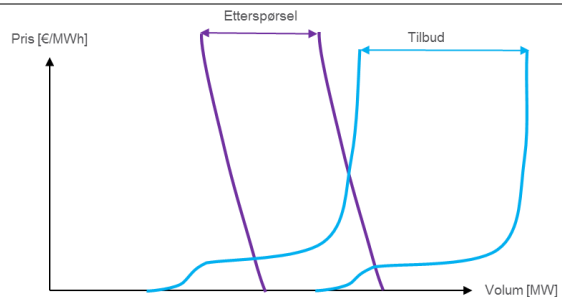
Figur 10: Prinsipielle tilbuds- og etterspørselskurver i dagens nordiske kraftmarked med lite prisvolatilitet



Figur 11: Mindre gass- og kullkraft (import og innad i Norden) i tillegg til mer uregulerbart



Figur 12: Som over, men med et veldig fleksibelt forbruk som gir en elastisk etterspørselskurve.



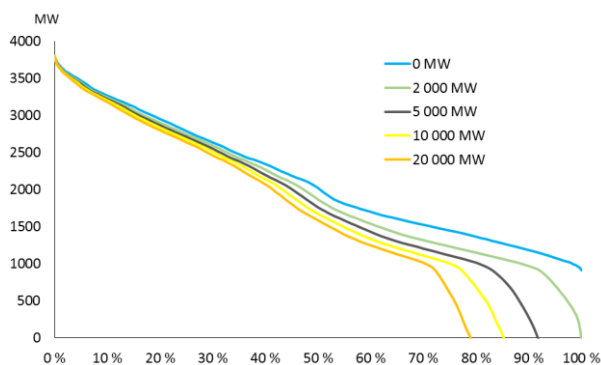
Utfordringer oppstår ved knapphet på fleksibilitet

Det er tre sentrale utfordringer knyttet til en utvikling der det er knapphet eller mangel på kilder til fleksibilitet:

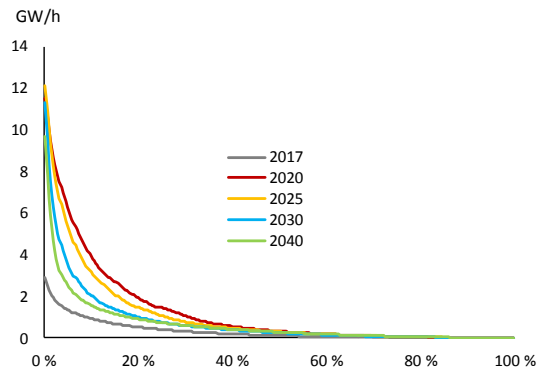
- **Ramping** – rask endring i effekt
- **Effekt** – kraftunderskudd eller -overskudd over kort tid
- **Energi** – kraftunderskudd eller -overskudd over lengre tid

Det første punktet er en driftsmessig utfordring som ikke er grundig dekket i denne rapporten. Fokuset er derimot på nye løsninger på effekt- og energiproblemet. Det er nødvendig å presisere at ikke kun fleksibilitet bidrar til å løse kraftunderskudd eller kraftoverskudd. Økt industriforbruk, selv med flat forbruksprofil og fullstendig inelastisk etterspørsel, kan for eksempel bidra til å håndtere et kraftoverskudd. Tilsvarende bidrar stabil kjernekraftproduksjon til å unngå langvarige kraftunderskudd.

Selv store mengder solkraft har liten påvirkning på det maksimale nettoforbruket. Som vist i Figur 13 vil utbygging av solkraft ha størst produksjon i de timene hvor forbruket allerede er lavt. Med andre ord vil ikke alltid uregulerbar produksjon kunne produsere i de timene hvor det er mest behov for den. Dessuten kan produksjonen være høy når det allerede er et stort overskudd.



Figur 13: Varighetskurve på residualforbruket i Stor-Oslo 2030 med økende kapasitet solkraft



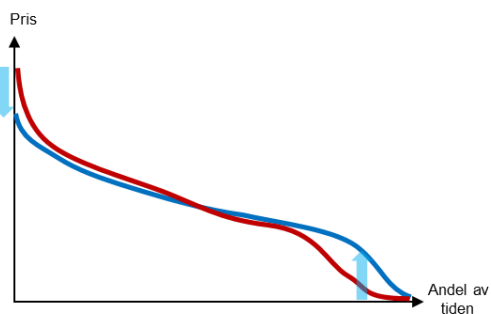
Figur 14: Varighetskurve for absolutt ramping for det nordiske synkronområdet i forventningsscenarioene

De raske og lokale variasjonene i residualforbruket fører til hyppig ramping på HVDC-kablene ut av Norden. Figur 14 viser at den absolutte kabelrampingen time for time innenfor det nordiske synkronområdet øker frem mot 2020-2025. I vårt datasett for 2040 er det derimot sjeldent høy ramping da vi har forutsatt at det kommer mye ny kortvarig fleksibilitet, blant annet i form av batterier og forbruksflytting på kontinentet.

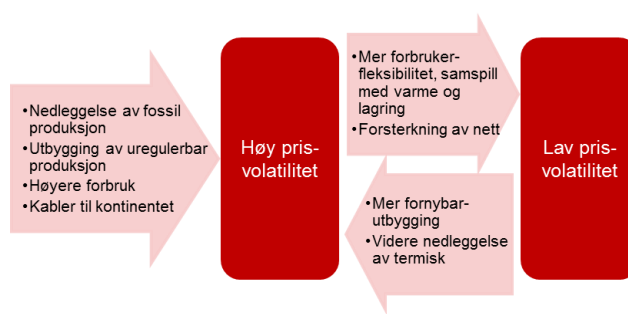
1.4 Flexibilitet demper prisvariasjonen og tilrettelegger for fornybarutbygging

Det oppstår en dynamikk som demper økningen i volatilitet

Større prisvariasjon i spotmarkedet gir insentiver til å ta i bruk eksisterende utnyttet fleksibilitet og investere i ulike former for tiltak som øker fleksibiliteten. I hvilken grad dette skjer er avhengig av blant annet potensialet, både teknisk og økonomisk, for å utvide tilgangen på fleksibilitet og i hvilken grad ulike barrierer hindrer en rasjonell utnyttelse av dette potensialet.



Figur 15: Varighetskurve av kraftpris som viser prinsipiell virkning av fleksibilitet som bidrar til å øke prisingulvet og reduserer pristoppene.

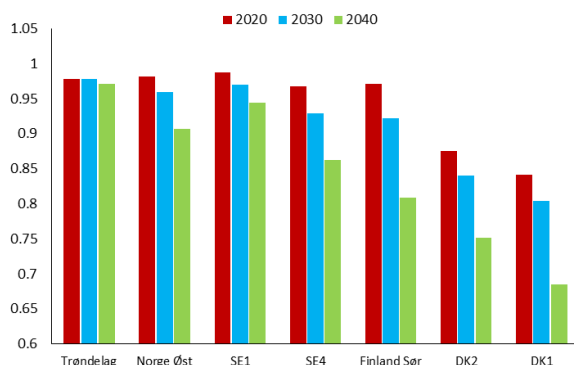


Figur 16: Trender er i retning av stadig høyere prisvolatilitet, og likevektsnivået flytter seg.

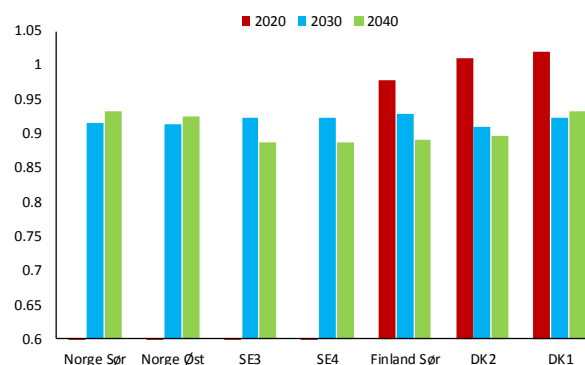
Siden det helt sikkert kommer til å oppstå noen tilpasninger i form av ny fleksibilitet i markedet, vil det også føre til nye tilpasninger som trekker i den andre retningen. For eksempel vil mer lavprisfleksibilitet tillate billigere og raskere integrasjon av fornybare energikilder i Norden, som igjen øker behovet for mer fleksibilitet. Disse mekanismene er vist i Figur 16. Hvor sterke de ulike markedskreftene vil dra i ulike retninger er et sentral problemstilling og avgjørende for hvor stor prisvolatiliteten til slutt blir.

Økt nytte av uregulerbar fornybar

I Figur 17 og Figur 18 har vi plottet verdifaktor på vind- og solkraft i Norden. Verdifaktoren tilsvarer den produksjonsvektede (oppnådde) kraftprisen delt på gjennomsnittsprisen. Både vind- og solkraft har produksjonsmønstre som kan korrelere med forbruket, og derfor er ofte verdifaktoren over 1 så lenge den er en liten del av produksjonsmiksen. Med økende markedsandeler vil imidlertid vind- og solkraft motta lavere vektet pris enn snittprisen fordi det oppstår en kannibaliseringseffekt.



Figur 17: Verdifaktor på vindkraft i utvalgte områder i Norden i basisdatasettene.



Figur 18: Verdifaktor på solkraft i utvalgte områder i Norden i basisdatasettene.

Mer fleksibilitet i form av lagring eller forbruk, som kan ta unna overskuddskraft og løfte prisene når det er mye uregulert produksjon, gir økt verdifaktor og økt verdi av uregulert fornybar produksjon.

Flere drivere som tilsier mer fleksibilitet

Vi tenker oss at det er tre viktige kategorier drivere for mer fleksibilitet inn i det nordiske markedet:

1. Prisvariasjon og prisenivå – større lønnsomhet på grunn av endring i prissignalene
2. Teknologisk utvikling – billigere investeringer og smartere drift
3. Regulatorisk – større tilretteleggelse gjennom rammevilkår og markedsdesign

Veksten innen fleksible teknologier blir forsterket av ny og billigere teknologi sammen med politisk tilretteleggelse. Vi har først og fremst sett på utviklingen innen spotprisene, men de teknologiske og regulatoriske driverne er også svært viktige for å kunne gi en god prognose.

1.5 Rapporten har et bredt og langsiktig perspektiv

Denne rapporten ser på nye, fleksible teknologier som kan bli viktige i Norden frem mot 2030, og delvis helt frem til 2040. I denne rapporten undersøker vi hovedsakelig disse spørsmålene:

1. Hvordan vil fremtidens kraftmarked påvirke nye fleksible aktører?
2. Hvilke konsekvenser får dette for prisbildet, både de høyeste og laveste prisene?
3. Hva er potensialet og barrierene for mer fleksibilitet?
4. Hvor fort vil behovet for fleksibilitet oppstå?

Det finnes og vil komme mange ulike tilbydere av fleksibilitet i Norden. I denne rapporten har vi valgt å dele dem inn på denne måten:



Figur 19: Produksjon, forbruk og nett har alle til en viss grad en tilpasningsevne i kraftmarkedet

Vi har her bygget videre på datasett fra [LMA 2016](#) som inkluderer forutsetninger innen forbruk, produksjon, nett og brenselpriser frem til 2040. Deler av analysene er basert på modellsimuleringer med Samkjøringsmodellen og BID-modellen, som begge etterligner henholdsvis det nordiske og europeiske kraftmarkedet.

1.6 Flere Statnett-prosjekter gir økt kunnskap

Fleksibilitet er et viktig tema for Statnett. Vi er i gang med flere FoU-aktiviteter og ønsker tettere samarbeid med andre aktører for å få bedre kunnskap.

FoU-prosjektet Alternativer til nett

Prosjektet Alternativer til nett skal bidra til kunnskap om hvordan vi mest effektivt kan analysere og kartlegge mulige tiltak og kombinasjoner av tiltak som alternativer til, eller i kombinasjon med, tradisjonell netttutbygging. Prosjektet skal også bidra til en bedre forståelse av hvilke virkemidler som kan brukes eller må utvikles for å realisere den beste kombinasjonen av tiltak.

Pilotprosjektet Storskala laststyring

Storskala laststyring er et pilotprosjekt med mål om å få frem fleksibilitet fra forbruk i Nord-Norge til bruk i anstrengte driftssituasjoner i transmisjonsnettet. Utfall av linjer kombinert med høy belastning og store avstander er eksempel på situasjoner der et slikt virkemiddel kan hindre mørklegging av større områder. Prosjektet skal stimulere til utvikling av konsept for smarte nett, lage en arena for aktører til å utvikle roller og samarbeid, og utvikle nye verktøy for å øke forsynings sikkerheten. Sammen med leverandører, kunder og lokale nettselskap vil vi utvikle og teste konkrete tekniske løsninger som

muliggjør automatisk aktivering av lastreduksjon i avgrensede områder. Prosjektet startet i 2016 og avsluttes i 2018.

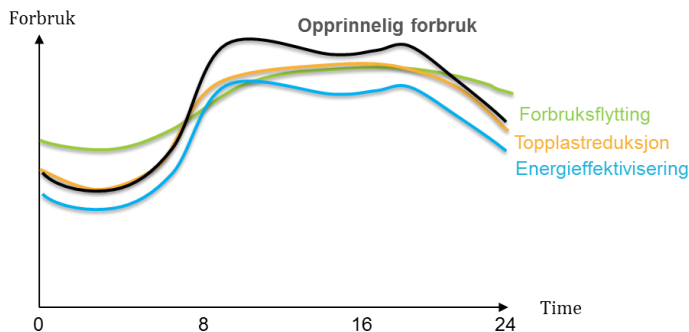
Prøveordning for deltagelse av fleksibelt forbruk i RKOM

Statnett har behov for økt reservevolum i NO1 og gjennomførte i januar og februar 2017 en prøveordning der det ble gitt unntak fra noen av vilkårene for deltagelse i Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) og Regulerkraftmarkedet (RK) i prisområde NO1. NO1 er området i Norge med høyest forbruk og lavest tilgang til regulerbar produksjon, og målet med prøveordningen var å øke tilgjengelig reservevolum under prøveperioden. Et annet mål med ordningen var å øke kunnskapen hos Statnett og i bransjen om muligheter og barrierer for tilgang til mer fleksibilitet. Ordningen ga markedsaktører i NO1 anledning til å aggregere laster til bud på 10 MW og videre å delta i RKOM med forbruk som ellers er under ordningen for fleksibelt forbruk med avtale om redusert tariff. Prøveordningen ga økte reservevolum i NO1 og alle involverte melder om positive erfaringer i prøveperioden. Det er behov for ytterligere reservevolum i NO1, og Statnett gjennomfører derfor en ny prøveordning vinteren 2017-2018.

2 Forbrukerfleksibilitet

Tradisjonelt har kraftprodusenter tilpasset seg et lite prislefølsomt forbruk. Vi forventer at forbrukerfleksibilitet vil bidra mer til balanseringen av kraftsystemet i fremtiden. Ny forbrukerfleksibilitet kan komme både i form av nytt forbruk eller smart forvaltning av eksisterende forbruk. Forventninger om mer volatile kraftpriser, mer tydelige prissignaler og nye teknologiske løsninger vil både gi økt lønnsomhet og større mulighet til å gjennomføre tiltak som gir mer fleksibilitet. Hvordan denne fleksibiliteten kommer til å se ut, hvor mye og når dette kommer er imidlertid mer usikkert.

Byggforbruket i husholdninger og næringsbygg har et stort potensial for flytting og mindre reduksjoner – uten tap av komfort eller større kostnader. Med sterkere prissignaler i form av timesmåling, effekttariffer og økt spotprisvariasjon blir det mer lønnsomt å tilpasse seg. Og med AMS, billigere styringssystemer og mer automatisering blir denne fleksibiliteten svært billig. Forbruksreduksjoner i kraftintensiv industri innebærer derimot store kostnader. Denne fleksibiliteten vil sjeldent bli tatt i bruk, men er en viktig reserve når behovet først oppstår.



Figur 20: Tre typer tiltak på forbrukssiden som alle reduserer topplasten

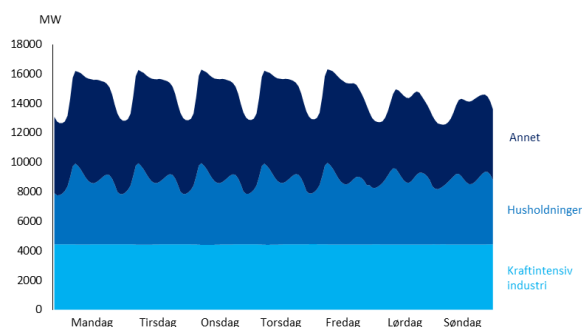
2.1 Husholdninger og næringsbygg tilpasser seg fremtidens kraftsystem

I dag tilsvarer det årlige nordiske forbruket fra bygninger rundt 250 TWh. Dette forbruket har til nå i liten grad vært avhengig av de løpende endringene i kraftprisene. De neste 10-20 årene forventer vi at dette endrer seg. AMS blir installert og gir mer nøyaktige strømmålinger, elbiler er i stor vekst og vi forventer en vekst i antall husholdninger med smarthusteknologi. Dette gir til sammen gode muligheter for mer fleksibilitet.

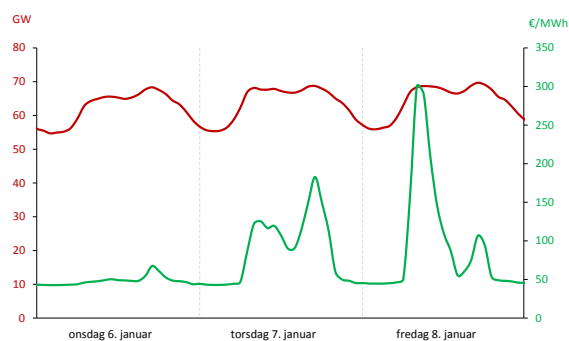
Små forbrukere har en god evne til å være fleksible

Strøm til oppvarming, eller *power to heat* (P2H), er en kilde til fleksibilitet. Det oppstår termiske tregheter i bygninger, og disse termiske energilagrene kan til en viss grad utnyttes gjennom å flytte kraftforbruket i tid uten at det påvirker komfort og temperaturnivå vesentlig. I tillegg kan elektrisk oppvarming substitueres med andre energibærere. De fleste bygg i Norden har muligheten til å få oppvarming uten strøm, for eksempel gjennom vedfyring eller fjernvarme.

Husholdninger og næringsbygg er små enheter som ofte har små forutsetninger til å involvere seg aktivt i kraftmarkedet. Derfor vil mange forbrukere ønske å slå seg sammen for eksempel ved hjelp av en aggregator som hjelper til med å delta i markedene siden det er billigere å styre større systemer.



Figur 21: Estimert gjennomsnittlig fordeling av ukesprofilene til norsk kraftintensiv industri, husholdninger og annet (næringsbygg og diverse).

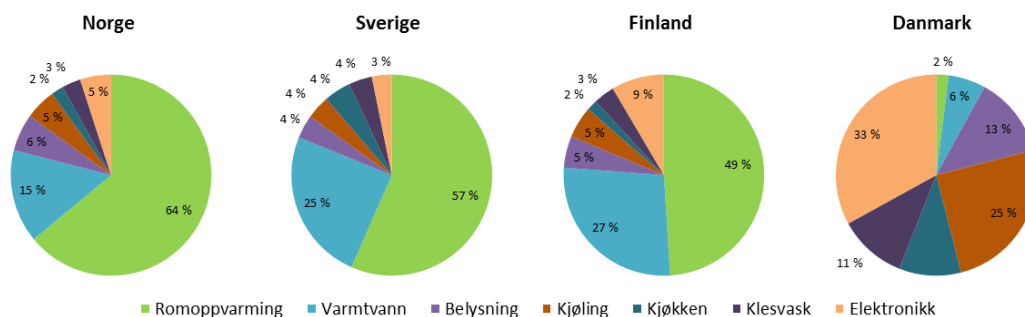


Figur 22: Det totale forbruket i Norden og systempris 6.-8. januar 2010. Det oppsto høye priser i Norden 8. januar, men det var ingen synlig respons i forbruket.

Fleksibilitet fra små forbrukere vil ha en annen rolle enn hos større forbrukere. Mens store, fleksible forbrukere vil ha en påvirkning på frekvens og flaskehals i transmisjonsnettet, vil små forbrukere kunne påvirke distribusjonsnettet – både spenning og flaskehals. I distribusjonsnettet er det også mindre muligheter å regulere produksjon, og dermed må forbruket kunne tilpasse seg. Distribuerte løsninger har altså en ekstra nytteverdi hvis de kan ta flere hensyn enn de sentraliserte løsningene.

Ulike typer husholdningsforbruk kan bidra med fleksibilitet på ulike måter

Rom- og vannoppvarming står for en stor andel av forbruket, særlig på vinterstid da det totale forbruket er høyest. Figur 23 under viser gjennomsnittlig forventet formålsfordeling av strømforbruk i nordiske husholdninger. Hvordan fordelingen endrer seg over døgnet eller året er det lite data på, men med mer empiri ville vi fått klarere svar på hvor mye husholdninger kan tilpasse forbruket sitt.



Figur 23: Estimert formålsfordeling til husholdninger i Norden 2017.⁴

Varmtvannsberedere akkumulerer varme og er installert i mange norske hjem. Vi estimerer at det er rundt 2 millioner enheter i nordiske husholdninger, og dersom de i snitt har en kapasitet på 2 kW vil dette gi totalt 4 GW. Varmtvannsberederne rommer typisk 200 liter, og vanntemperaturen kan nå opptil 90 °C. Siden temperaturen kan variere over tid og tapene er små, vil det være mulig å styre når vannet varmes opp. Det kan gå flere timer mellom oppvarming og tapping av varmtvannet. Muligheten til å kunne flytte forbruket gir et potensial for fleksibilitet. Hver enhet er hver for seg liten, men samler man mange nok sammen vil det samlet kunne gi høy effekt.

Varme- og panelovner produserer varme ved hjelp av strøm med nesten 100 % virkningsgrad, og dette er den vanligste formen for oppvarming i norske husstander – i resten av Norden er det mindre

⁴ Basert på (SSB 2009), (SINTEF 2006), (EON 2017), (Statistics Finland 2016), (Energistyrelsen 2013) og (Statens Byggeforskningsinstitutt 2005).

utbredt. Disse gir opphav til fleksibilitet både gjennom flytting og substitusjon. Flyttingen foregår som med varmtvannsberedere – det er termiske tregheter som gjør at lufttemperaturen kan holde seg stabil til tross for flytting av last. Alternative oppvarmingskilder er ofte tilgjengelig til å kunne dekke deler av varmebehovet, og et skifte mellom energibærere vil kunne gi et samspill.

Varmepumper produserer varme fra omgivelsesvarme og strøm. Forholdet mellom varmeproduksjon og strømforbruk på et gitt tidspunkt gir virkningsgraden (COP)⁵. I gjennomsnitt kan denne ligge på 3,0 avhengig av temperatur og type. Luft-luft-varmepumper er vanligst for husholdninger. Disse har lavere investeringskostnad enn andre typer varmepumper, men også lavere COP og dermed høyere driftskostnader. Ifølge NVE kan 3 GW teoretisk sett flyttes i topplasttiden i Norge (NVE 2016).

Elbiler er i stor vekst innen persontransport og på lang sikt kan store deler av transportbehovet dekkes av elektrisk transport. I Norge er det over 100 000 elbiler, og veksten er forventet å fortsette. I Norden tror vi forbruket vil øke fra under 0,4 TWh i dag til 6 TWh i 2030. Det er sjeldent nøye akkurat når på døgnet elbilene må lade så lenge den ønskede rekkevidden er tilgjengelig før bruk. Mens elbilene står til lading vil det la seg gjøre å styre ladeeffekten hurtig mellom null og maks effekt. Makseffekten er begrenset av både biltype, lader og sikring. Hurtigladerer kan gi effekt over 100 kW, mens vanlige hjemmeladere er typisk på rundt 2-4 kW. Dersom alle dagens elbiler i Norge står tilgjengelig til smart lading samtidig vil dette gi rom for forbruk mellom 0 og 300 MW. Men med økende antall og høyere ladeeffekt får fleksibilitet fra elbiler et betydelig potensial.

Elbilbatterier gir opphav til et stort energilager, men for å utnytte dette lageret maksimalt må bilene kunne lade ut til hjemmet eller nettet, såkalt *vehicle to home* (V2H) og *vehicle to grid* (V2G). En toveislader koster rundt seks ganger så mye som konvensjonelle ladere. Derfor vil smart lading, ikke smart utlading, være den billigste måten å oppnå fleksibilitet på i første omgang.

Ventilasjon er viktig for å sirkulere luft i bygninger. Lasten må ikke være stabil hele tiden så lenge luftkvaliteten er bevart. I husholdninger trekker vifter lite effekt, men for store bygninger slik som skoler og næringsbygg er ventilasjon store styrte laster, og her er det mulig å utnytte denne styringen til også å ta hensyn til endringer i kraftmarkedet. I tillegg til å holde i gang vifter vil ventilasjon bidra til et ventilasjonstap, altså et varmetap. Dette varmetapet må dekkes av mer oppvarming, som også kan være elektrisk drevet. Altså vil midlertidig redusert ventilasjon føre til en momentan reduksjon av elektrisk drevet luftsirkulasjon, og deretter en mulig nedgang i elektrisk oppvarming.

Næringsbygg har ofte allerede lett tilgang til å kunne styre ventilasjonen, og smart utnyttelse av eksisterende utstyr gir tilgang til billig fleksibilitet. Hvor lenge det er mulig å flytte eller redusere dette forbruket vil variere mellom ulike typer bygg. Sensorer som overvåker luftkvalitet kan sammen med styringssystemer tilrettelegge for både redusert energi- og effektforbruk, særlig på kalde vinterdager.

Kjøling er en mindre forbruksgruppe i Norden, og det meste går til kjøleskap og fryserer i husholdninger. Men det finnes også større kjølelager, og disse er nevnt som en kandidat for forbruksflytting. For eksempel har Fingrid deltatt i en pilot der et kommersielt kjølelager deltok i FCR-N med 3 MW. Dette gjør det mulig å raskt respondere ved signaler som fører til en forbruksendring. Det er trolig mange andre kjølelager som har den samme muligheten.

Vi forventer bedre prisinformasjon til forbrukerne

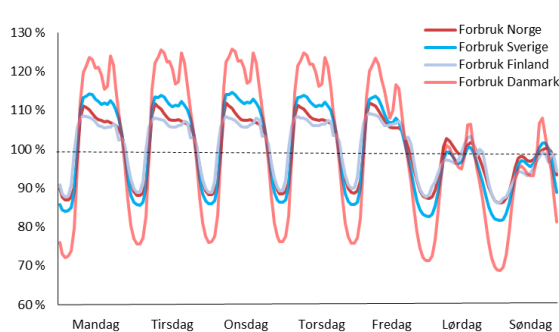
Forbrukerne blir mer eksponert for prissignalene i kraftmarkedet. AMS vil være ferdig installert i Norge i 2019. Dette vil gi muligheter for toveiskommunikasjon og en mer aktiv tilpasning av forbruket til

⁵ *Coefficient of Performance* er forholdet mellom varmepumpens avgitte varme og tilført elektrisk effekt.

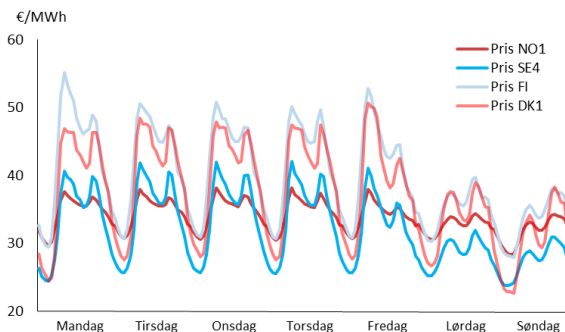
spotpris og tariff. Et premiss for en slik respons vil være at de velger sanntidsprising, altså at prissignalene som produsenter og industri mottar også når helt frem til små sluttbrukere. I dag er det mest vanlig med spotprisavtaler der kundene betaler gjennomsnittlig spotpris for hver måned pluss et påslag. For å oppnå sanntidsprising og kortsiktig forbrukerfleksibilitet må prissignalet gis mye oftere enn for hver måned. Med AMS vil ikke dette være teknisk krevende, men noen vil ønske å sikre seg fra å få høye kostnader på grunn av høye priser i enkelttimer.

For husholdninger eller næringsbygg er det den samlede sluttbrukerprisen på strøm som har noe å si. Kraftprisen, nettleie og avgifter utgjør omtrent en tredjedel hver. Variasjonene i spotpriser blir derfor noe dempet av energiledet i nettleien og avgiftene. En vanlig forbruker vil normalt ha et ønske om å minimere energikostnadene sine uten tap av komfort, men hvis kostnadene blir høye vil det også påvirke energibruken.

Spotprisvariasjoner og effekttariffer vil virke sammen og påvirker hvordan forbrukerne skal bruke strøm billigst mulig. Signalene fra effekttariffer vil ikke bare redusere topplasten, men potensielt også de høyeste kraftprisene. Størrelsen og utformingen av effekttariffer vil være avgjørende for om husholdningsforbruket flater ut sin døgnprofil, kun fjerner topplastene eller reagerer på en kombinasjon av spotpriser og tariff.



Figur 24: Gjenomsnittlig normalisert forbruk gjennom uken i de nordiske landene 2007-2017



Figur 25: Gjenomsnittlig prisstruktur i fire nordiske prisområder i perioden 2007-2017

Figurene over viser forskjellene mellom dag og natt både i forbruk og pris. Det er lavere forbruk og lavere priser en kort periode på ettermiddagen enn på morgenen og kvelden. Ved å flytte noe av topplasten til natt ville vi kunne senket prisene på dagen og løftet prisene på nattetid.

Smartere hus gir smartere strømforbruk

For at flest mulig skal kunne utnytte fordelene av AMS må prisinformasjonen og styringsmulighetene bli brukt. Det er vanskelig å tilpasse seg manuelt, særlig på nattetid, i ferier og i arbeidstiden. En forutsetning for økt forbrukerfleksibilitet er at styringen skjer mest mulig automatisk. For å få synliggjort priser og effektforbruk kan teknologi slik som apper, nettsider og monitører hjelpe til med å automatisere og styre forbruket smartere. Forbrukerne kan enten velge å styre selv eller la nettselskap, kraftleverandør eller aggregator få noe kontroll.

Det finnes allerede i dag mange aktører som tilbyr smarthusteknologi. Konseptet lar husholdninger få bedre kontroll over sitt strømforbruk, noe som kan både gjøre forbruket smartere og lavere. Siden det er små investeringer som skal til og uten tap av komfort kan interessen bli stor. Leverandørene selger ofte tilgang til en app og en smart plugg eller stikkontakt, som gir muligheter for smart styring av hjemmet. Flere leverandører mener at strømregningene kan gå ned med 20 % dersom de installerer

dette i sine hjem. I tillegg kan det gi mange andre nytteeffekter – for eksempel bedre komfort og kontroll over hus- og brannalarm.

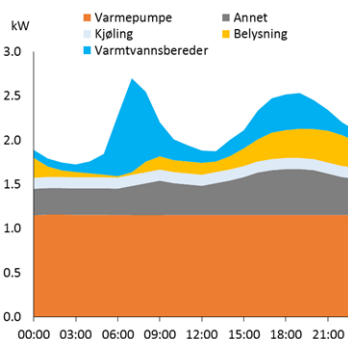
Smarte hus vil påvirke forbruksmønstre og har potensial til å kunne respondere på kortsiktige variasjoner i kraftpris. Foreløpig er dette et lite og ungt marked, men dersom det er tilstrekkelig å spare på det vil slike selskaper etablere seg på sikt. Leverandørenes anslag for hva det koster å gjøre et hus "smart" varierer og avhenger av hvor mye utstyr som skal med. En enkel løsning koster noen få tusen kroner. Manglende teknisk kompetanse hos kundene har vært en utfordring, men aktørene jobber for å gjøre produktene så enkle og forståelige som mulig.

En rapport publisert av NVE forventer at slik teknologi vil kunne ha en markedsandel på 20 % i Norge allerede innen fem år (VaasaETT 2017). Veksten i markedet har vært lav til tross for sterk teknologisk utvikling, men dersom populariteten tar seg opp vil det kunne føre til et endret forbruksmønster. Med prissignaler som i dag, med små eller ingen prisvariasjoner til sluttbrukerne, vil smarthusteknologi føre til lavere strømforbruk, særlig på nettene. Med betydelige effekttariffer og spotprisvariasjoner vil husholdningene istedenfor få incentiver til å flytte forbruk vekk fra topplasttimer morgen og kveld. Det kan føre til et noe høyere forbruk tidlig på morgenen, midt på dagen og sent på kvelden.

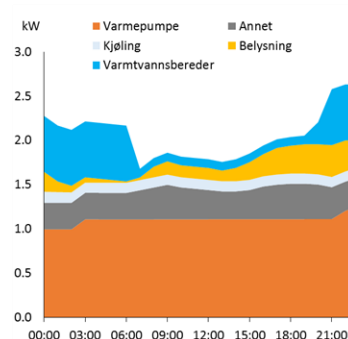
To eksempler på mulig respons på spotpriser og tariffer

Vi har regnet på hvor stor den maksimale responsen til en husholdning kan være uten tap av komfort. Figur 26 viser et eksempel på hvordan forbruket til en liten husholdning kan variere i løpet av et døgn. Varmepumpen er her billigste oppvarmingskilde tilgjengelig og kan dekke hele varmebehovet. Timesprisene er ikke synlige for sluttbrukeren her, og derfor blir det heller ingen respons. Neste steg, Figur 27, gir en optimal tilpasning hensyntatt høye spotpriser på dagen, særlig på ettermiddagen. Siden husholdningen nå reagerer på spotprisene blir forbruk flyttet. Så mye som mulig av forbruket på dagen blir flyttet til natt, men det er først og fremst varmtvannsforbruket som flyttes. Det er fordi romoppvarmingen er begrenset av et smalt temperaturintervall og de andre lastene er her definert som fikserte.

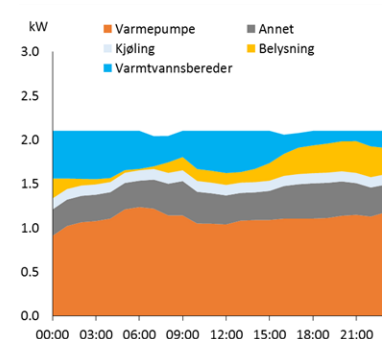
I Figur 28 er det i tillegg lagt på en effekttariff basert på makseffekten det døgnet. Kombinasjonen av incentiver fra spotpris og effekttariff gir i dette tilfellet en flat forbruksprofil for å få så lav tariff som mulig. Det blir en avveining mellom tilpasning etter spotpriser og tariff. Hvordan dette vil spille sammen vil avhenge av type tariffmodell. Forbrukerfleksibilitet uten tap av komfort er billig, både i investering og drift. Dette står altså i kontrast til dyrere fleksibilitet som går på betalingsvillighet for å ikke redusere forbruk.



Figur 26: Formålsfordeling gjennom døgnet hos en liten representativ husholdning



Figur 27: Høyere spotpriser på morgenen og ettermiddag gjør at mer forbruk flyttes til natt



Figur 28: Kombinasjon av spotpriser og høyt effektledd kutter toppene og flater ut forbruket

For næringsbygg er det mer vanlig med høyt forbruk midt på dagen under arbeidsdager. Mens vi forventer at oppvarming av luft og vann vil være mest bidragsytende for husholdninger, vil ventilasjon og kjøling i tillegg være viktige for forbrukerfleksibilitet i næringsbygg. Moderne næringsbygg har ofte muligheten til å styre ventilasjon uten større kostnader med hjelp av sentrale driftskontrollanlegg (SD). Kontorbygg og andre næringsbygg har større termisk masse, noe som gir bedre muligheter for å tilpasse romoppvarming og ventilasjon.

Figurene overdriver trolig potensialet for utjevning av forbruket i husholdningene, og det er trolig flere begrensninger i hvor mye som kan flyttes fra dag til natt enn det vi får med i våre beregninger. Det er imidlertid klart at det er et betydelig potensial for utjevning, kanskje særlig i yrkesbygg.

Mer fleksibilitet kommer til syne gjennom priselastisitet og endret forbruksprofil

Husholdninger og næringsbygg kan enten tilby implisitt eller eksplisitt forbrukerfleksibilitet. Implisitt betyr at de responderer på markedssignaler etter at markedet er klarert, og har dermed ikke en direkte påvirkning på spotprisene. Med eksplisitt forbrukerfleksibilitet menes at de deltar aktivt i spot- og/eller balansemarkedene via sin balanseansvarlige eller tredjeparts aktør (aggregator). Vi forventer at innmeldingen til spotmarkedet blir mer prisavhengig med økende andel responderende forbrukere – uansett implisitt eller eksplisitt fleksibilitet. Dessuten vil mye av fleksibiliteten være usynlig i markedet. Et eksempel kan være en endret forbruksprofil på grunn av mer forbruksflytting til natt uavhengig av eller delvis grunnet variasjon i spotpriser.

2.2 Deler av den kraftintensive industrien kan tilby fleksibilitet

Det årlige kraftforbruket innen kraftintensiv industri i Norden er rundt 110 TWh. I Norge er forbruket 40 TWh, hvorav 19 TWh går til aluminiumproduksjon, 10 TWh til annen metallproduksjon og ca. 7 TWh til petroleumsindustri.

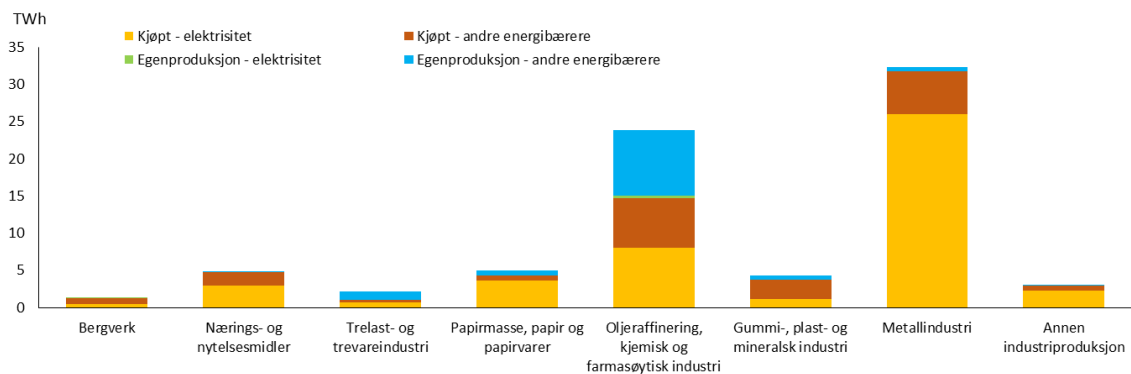
Kraftintensiv industri kjennetegnes som store kraftforbrukere med jevn forbruksprofil over året. Denne typen forbrukere har ofte høy betalingsvillighet for kraft og kan i mindre grad tilby fleksibilitet ved lave priser. Samtidig utgjør kraftintensiv industri en viktig reserve for fleksibilitet i situasjoner med effektknapphet. Ved ekstra høye pristopper kan trolig enkelte industrianlegg redusere eller stanse produksjonen og slik bidra til at vi får priskryss i spotmarkedet.

Kraftintensiv industri har høy betalingsvillighet, men kan kutte forbruk ved ekstra høye priser

Flere typer industri, særlig petroleumsindustrien, har høye krav til forsyningssikkerhet og avbrudd fører som regel til svært høye kostnader som følge av tapt produksjon. Etter vår vurdering er det derfor lite fleksibilitet å hente i denne delen av den kraftintensive industrien. Det er likevel et potensial innen de øvrige underkategoriene:

- Produsenter av primæraluminium er avhengig av jevnt uttak av kraft for å holde elektrolysecellene i gang. Ved svært høye strømpriser kan det likevel være lønnsomt for aluminiumsprodusenter å redusere forbruket slik at de kun holder temperaturen oppe uten å produsere aluminium. Dette er en mulig, men svært kostbar form for fleksibilitet som kun vil være aktuell i situasjoner med ekstra stram effektbalanse.
- Visse andre typer metallproduksjon, for eksempel silisiumproduksjon, kan i noen tilfeller ha lave avbruddskostnader.
- Fabrikker som bruker råvarer av tre til å produsere papp og papir har større fleksibilitet, blant annet på grunn av muligheten for lagring i verdikjeden.

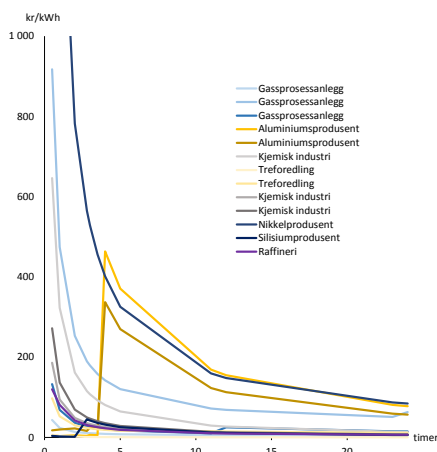
I tillegg til dette viser statistikk at norsk industri forbruker mange ulike energiprodukter (SSB 2017). Noen industrielle prosesser kan på lang sikt veksle mellom å bruke ulike energibærere i større grad enn i dag. Kraft kan for eksempel erstatte gass, kull, ved, fjernvarme og avfall eller motsatt.



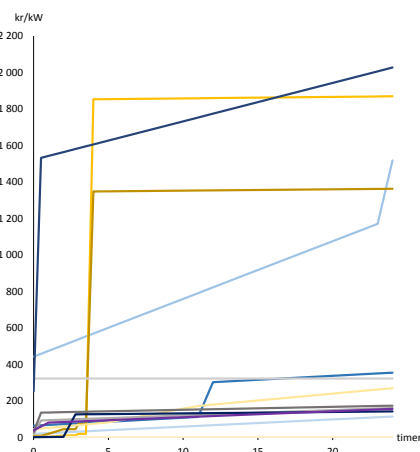
Figur 29: Forbruk og egenproduksjon av energi i norsk industri basert på (SSB 2017).

Basert på historikk for de siste fire årene finner vi ingen klar sammenheng mellom forbruket til kraftintensiv industri og kortsiktige variasjoner i kraftprisene. Vi kan likevel med stor grad av sikkerhet si at en del industriaktører vil redusere forbruket i perioder med veldig høye spotpriser. Men siden vi til nå ikke har hatt situasjoner der dette har vært nødvendig og lønnsomt for aktørene, er det usikkert hvor høyt prisene må gå før vi vil se denne typen reaksjon.

Betalingsvilligheten til industrien i en kortvarig periode med høye spotpriser vil avhenge av mange forhold, blant annet varighet på perioden, konjunkturer, valuta og råvarepriser. Det vil også variere stort mellom ulike industriaktører. Selv på samme industrianlegg vil det være ulike kostnadsnivå knyttet opp mot hva slags laster som skrur av.



Figur 30: Kostnader ved avbrudd målt i kr/kWh som funksjon av varighet for 13 norske eksempelbedrifter i ulike bransjer (Pöyry 2012)

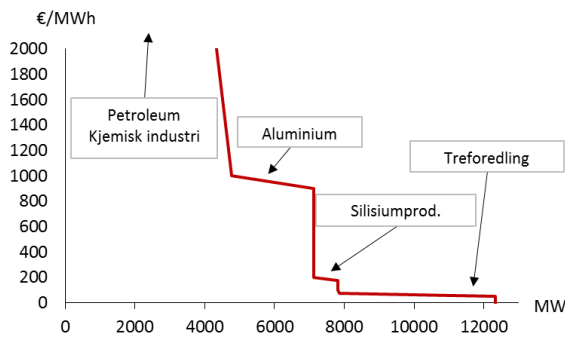


Figur 31: Kostnader ved avbrudd målt i kr/kW som funksjon av varighet for 13 norske eksempelbedrifter i ulike bransjer (Pöyry 2012)

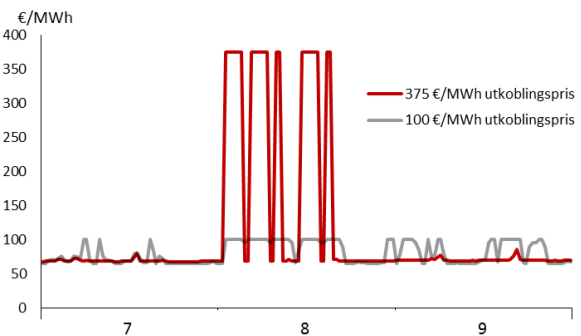
Ut ifra disse dataene og vår egen oversikt over industriforbruket har vi satt opp et grovt estimat for betalingsvillighet for kraftintensiv industri i Norden. Basert på dette har vi utledet en etterspørselskurve basert på kostnader ved én times avbrudd, som vist i Figur 32.

Figur 33 viser et tenkt case der produksjonskapasitet er fjernet i vårt 2025-datasett for å fremprovosere veldig høye priser i simuleringresultatene. Dersom vi i dette eksempelet antar at 3 GW nordisk industri kobler ut allerede ved 100 €/MWh vil det være nok til å kutte de aller høyeste prisene. Det vil si at

disse setter et pristak og aktører som ligger høyere oppe i etterspørselskurvene uansett vil få akseptert sine bud. Selv om industrien i dette tilfellet reduserer forbruket i en liten andel av tiden, utgjør endringen i utkoblingspris en endring i gjennomsnittspris på hele 6 €/MWh.



Figur 32: Prinsipiell etterspørselskurve for nordisk KIL som antyder at ulike industrier har ulike kostnader for en time uten krafttilførsel



Figur 33: Simulerte finske kraftpriser for tre tilfeldige uker i scenarier med lav kjernekraft og høye brenselpriser. Med og uten en betalingsvillighet på 100 €/MWh for treforedlingsindustri

For å få mer innblikk i hva utkoblingsprisene kan ligge på for ulike industrikategoriene har vi undersøkt prisavhengige timesbud fra Nord Pool. Undersøkelsen viser imidlertid at bare et mindretall ligger inne med prisavhengige bud. Dette skyldes trolig en kombinasjonen av høy betalingsvilje og lav sannsynlighet for timer med så stram effektbalanse at det blir lønnsomt å redusere forbruket. Vi forventer at dette vedvarer inntil det etter hvert blir økt hyppighet av slike perioder og enkelttimer.

Selv om vi ikke får noe informasjon gjennom budkurvene på Nord Pool, gir Statnetts innkjøp av RKOM noen indikasjoner. Statnett kjøper inn fleksibilitet gjennom RKOM for at systemdriften skal ha tilgjengelige ressurser ved behov i regulerkraftmarkedet. Den norske RKOM-ordningen har motivert industri på opptil 1500 MW til å kunne stanse forbruket ved behov i systemdriften. Terskelen er imidlertid høy, og prisene i spotmarkedet må opp på langt høyere nivåer enn vi har sett de siste årene for at budene skal aktiveres.

2.3 Prisnivå og tariffer påvirker forbruk og egenproduksjon

Utformingen av effekttariffer har stor betydning for topplasten

Utviklingen innen forbrukerfleksibilitet og forbruk generelt er avhengig av utformingen og nivået på sluttbrukerprisen, det vil si summen av kraftpris, nettleie og avgifter. Effekttariffer har lenge vært pekt på som et riktigere virkemiddel enn kun bruk av fastledd og energiledd. Med forskjellige tariffer ut fra hvor mye forbrukerne belaster nettet vil de få insentiver til å redusere forbruket i topplasttimer. En slik fleksibilitet vil være nyttig for å unngå kapasitetsøkning i nettet basert på få timer i året med overlast. NVE har sett på flere tariffmodeller, og foreslår å innføre abonnert effekt fra 2021. Med denne modellen blir det lavere energiledd enn før, men i tillegg kommer abonnementsledd og overforbruksledd. Nettselskapene kan få stor frihet til å utforme de ulike leddene, noe som betyr stor usikkerhet for virkningene av innføringen. Samtidig har nettselskapene insentiver til å redusere topplastene i distribusjonsnettet, og dermed utnytte muligheten til å sette opp effekttariffen.

Dynamisk prising og automatisert laststyring er drivende

Det finnes mange realistiske scenarier som vil påvirke hvordan husholdninger kommer til å tilpasse seg de endringene som skjer i kraftmarkedene. Særlig tre drivere vil definere utviklingen av forbrukerfleksibilitet for mindre sluttbrukere:

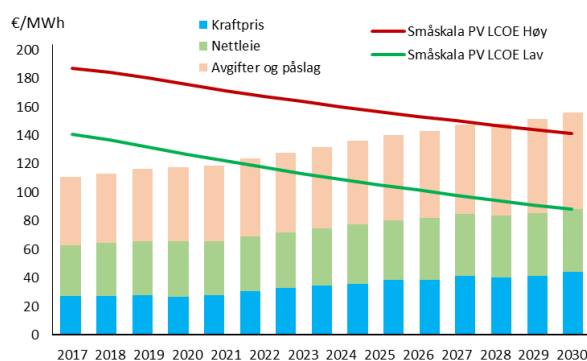
- Hvor mange husholdninger som mottar og benytter seg av prisinformasjon gjennom sanntidsprising av strøm – time for time eller oftere
- Hvor mange husholdninger som utfører tiltak som bidrar til å optimalisere og automatisere energibruken eller tillater fjernstyring av forbruk
- Størrelsen på effektleddene som nettselskapene påfører kundene eller andre insentiver til å flytte forbruk vekk fra toppsitsituasjoner

På alle tre punkter kan vi forvente alt fra en moderat til eksplosiv vekst, og når denne veksten kommer er veldig usikker. Lønnsomhet alene er ikke en tilstrekkelig indikator og derfor er utfallet så usikkert.

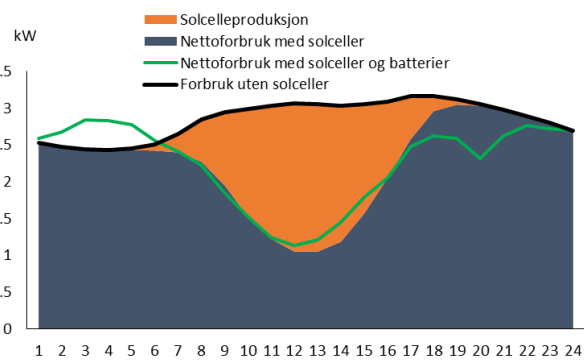
Langsiktige endringer i den gjennomsnittlige kraftprisen har også mye å si for utviklingen innen forbrukerfleksibilitet. Høye kraftpriser over tid vil raskere gi lønnsomhet for tiltak som fremmer energieffektivisering, mens forventninger om lave priser vil gjøre industriutbygging mer attraktivt. Dessuten vil valg av energibærer være avhengig av det langsiktige kraftprisnivået. Høye kraftpriser over tid gjør at flere velger å bruke ved, andre biobrensler, gass eller olje til oppvarming. Vannbåren varme med flere alternative oppvarmingskilder bidrar til en fleksibel bruk av ulike energiresurser.

Økende andel småskala egenproduksjon og batterilagring

Det blir stadig billigere og mer vanlig med lokal hjemmeproduksjon, typisk i form av solceller på tak. Denne trenden er også synlig i Norden, ikke bare på kontinentet. Veksten innen egenproduksjon og energilagring er viktig for å forstå utviklingen av forbrukerfleksibilitet. Solceller og batterier er ikke lønnsomme med spotinntekter alene, men hensyntatt sluttbrukerpris, støtteordninger og andre nytteeffekter vil det i noen tilfeller være lønnsomt. For større næringsbygg med gode solforhold og stort takareal kan det være bedriftsøkonomisk lønnsomt allerede, særlig hvis forbruket passer med produksjonsprofilen – for eksempel for kjølelagre. Hvis vi antar at småskala solceller i Norden kan komme ned til en langsiktig marginalkostnad (LCOE) på 100 €/MWh, vil dette kunne være lavere enn sluttbrukerprisen for de fleste husholdninger. En stor andel solkraft i Norden vil føre til lavere priser på dagtid i sommerhalvåret. Hvis det i tillegg kommer batteriløsninger blir nettoforbruket lavere i topplast- og høypristimer, noe som reduserer prisvariasjonen i løpet av en dag. Effekttariffer kan bremse utviklingen av egenproduksjon noe, men gi økt lønnsomhet av batteriløsninger.



Figur 34: Gjennomsnittlig norsk sluttbrukerpris frem mot 2030 i reelle 2017-euro forutsatt ingen endringer i avgifter og påslag, men økning i nettleie og spotpris.



Figur 35: Gjennomsnittlig netto døgnforbruk hos en representativ husholdning ved å installere enten bare solceller, eller både solceller og batterier.⁶

En annen form for lokal småskala produksjon er diesellaggregater. Dette har vært den vanligste formen for kraftproduksjon der nett ikke er tilgjengelig eller hvor det er nødvendig med en reserveløsning. I

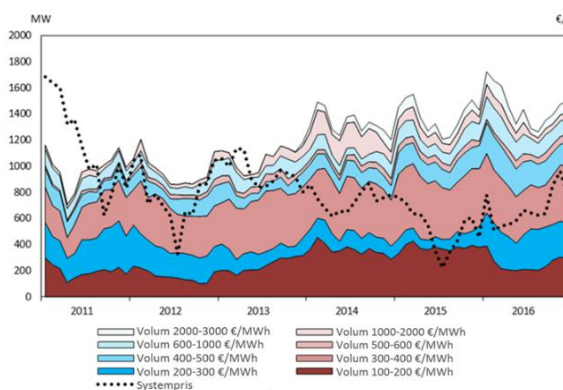
⁶ Batteriene er simulert med BID-modellen etter spotpris og tar ikke hensyn til nettleie (inkludert effekttariffer).

sykehus og andre steder hvor strøm har en kritisk funksjon er det ofte installert nødaggagater. Bruk av slike løsninger vil være en form for produksjonsfleksibilitet plassert desentralt hos forbrukere. Ved priser over 500 €/MWh vil det lønne seg å heller bruke dieselaggagater enn å bruke strøm fra nettet, men potensialet er svært usikkert.

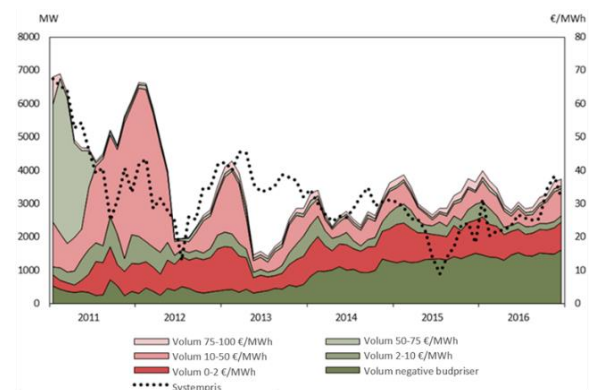
Norden har omtrent 5 000 MW prisavhengig forbruk i spotmarkedet i dag

Ut fra offentlige data utgitt av Nord Pool har vi gjort en delanalyse på hvordan budgivingen er fordelt i ulike pristrinn i det nordiske forbruket. Det finnes flere ulike budprodukter i spotmarkedet: vanlige timesbud, blokkbud, profilbud og fleksible timesbud. Mesteparten av forbruket er ikke prisavhengig og vil kjøpe kraften uansett priser mellom -500 og 3000 €/MWh. Rundt 10 % av timesbudene er prisavhengige bud.

Hvor mye volum som har tilhørt ulike intervaller av budpriser i perioden 2011-2016 er vist under. Til venstre er det vist at volumet av prisavhengige bud på etterspørselssiden over 100 €/MWh har økt. I den andre enden av skalaen, lavprisfleksibiliteten, har volumet gått ned, men dette skyldes overgangen til *gross bidding*⁷ i 2012. Etter dette har det vært en liten vekst som følge av større volum av negative bud, altså forbrukere som er villig til å øke forbruket ved negative priser. Det er i dag omtrent dobbelt så mange prisavhengige MW i lavprisområdet som i høyprisområdet. Historisk har det vært en viss korrelasjon mellom gjennomsnittlig prisnivå og andel prisavhengige bud. Det tyder på at aktørene tilbyr mer av sin fleksibilitet ved høye og volatile priser.



Figur 36: Høyprisfleksibilitet i statistikk over nordiske timesbud til Nord Pool 2011-2016



Figur 37: Lavprisfleksibilitet i statistikk over nordiske timesbud til Nord Pool 2011-2016

Rundt 1,5 GW er villig til å forbruke mer ved negative priser, og omtrent like mye velger å slå av forbruk dersom prisene er over 100 €/MWh i én time. Vi kjenner ikke til den geografiske fordelingen eller hva slags forbruksgrupper som ligger bak disse tallene. I tillegg har vi fleksible timesbud som er ment for forbrukere som er prisfleksible, men kun for en begrenset varighet. Dessuten finnes det forbrukerfleksibilitet som vi vil kunne observere i virkeligheten, men som ikke opptrer prisavhengig i spot.

2.4 Stort potensial, men mange barrierer og begrensninger

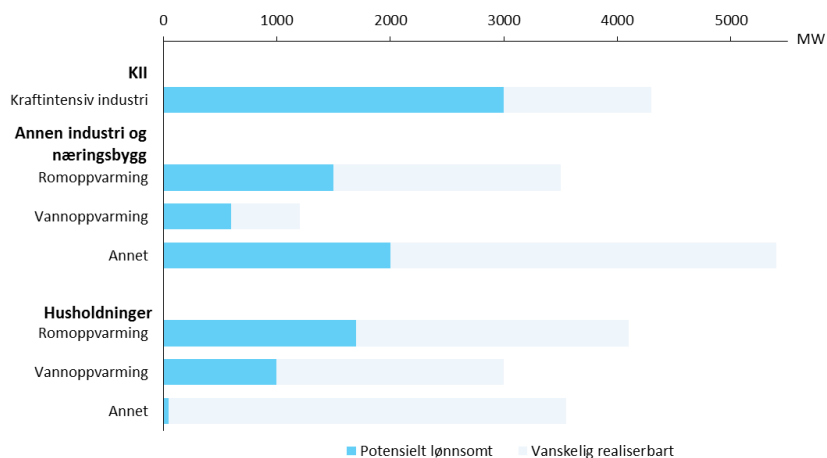
I all hovedsak består det nordiske kraftforbruket av forbruk fra bygninger og industrielle prosesser, og det gjelder også potensialet for forbrukerfleksibilitet. Selv om det er et stort teoretisk potensial for forbrukerfleksibilitet er det kun en liten andel som er lønnsom eller realistisk å kunne utnytte, også på lang sikt. En av grunnene er at det vil fortsette å være betydelig med regulerbar produksjon som vil være den billigste formen for fleksibilitet.

⁷ Etter dette har aktørene brukt separate bud for forbruk og produksjon, istedenfor netto forbruk.

Oppvarming og industri gir et stort potensial

Flere kilder har estimert potensialet for forbrukerfleksibilitet i Norge eller Norden. Konsulentselskapet Gaia kom frem til et potensial i Norden på mellomlang sikt på 12 GW, der mesteparten var i Norge og Sverige, og industri sto for 5 GW (Gaia 2011). IEA forventer også 5 GW forbrukerfleksibilitet i nordisk industri fra 2040 og at oppvarming hos husholdninger kan stå for 6 GW (IEA 2016). Også IEA har 12 GW forbrukerfleksibilitet i 2040.

Ifølge NVE er det et teoretisk potensial i husholdninger på 2,5 GW i 2016 og 6,3 GW i 2030 (NVE 2017). I Norge er maksforbruket på omtrent 25 GW. Hvordan dette forbruket teoretisk sett kan bli redusert er vist i figuren under basert på våre estimater. Vi har gjort en grov formålsfordeling og om forbruket økonomisk kan la seg redusere over en kort periode hvis det er gitt betydelige insentiver til det.



Figur 38: Økonomisk potensial for forbruksreduksjon i en norsk topplasttime (totalt 25 GW forbruk)

I Sverige er det estimert det nåværende potensialet for ulike forbruksgrupper. Det er antatt at 1700 MW effekt kan reduseres i kraftintensiv industri (mest innen treindustri), 2300-5800 MW fra husholdninger (hovedsakelig temperaturavhengig oppvarming) og 800 MW fra andre kilder (EI 2016).

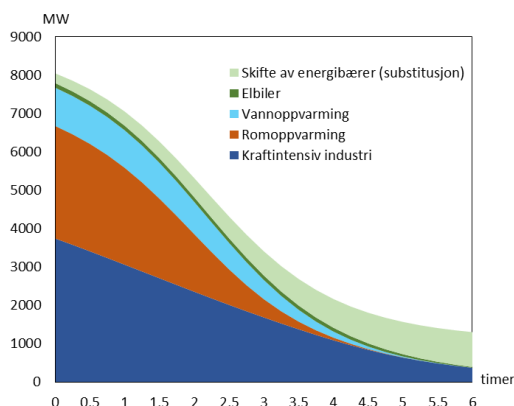
I Finland har det lenge vært AMS-målere og tidsdifferensiert tariff mellom dag og natt. En rapport estimerer at det allerede finnes 200-600 MW finsk forbrukerfleksibilitet i spotmarkedet, i tillegg til noe i intradag- og reservekraftmarkedene (NordReg 2016).

I Danmark kan noe fleksibilitet fra dieselaggregater, husholdninger og industri komme på kort sikt. I tillegg vil elbiler og varmepumper bidra på lengre sikt, men det totale danske potensialet er fremdeles lavt i forhold til andre nordiske land. Grunnen til det er både svært lite bruk av strøm til oppvarming og lite kraftintensiv industri.

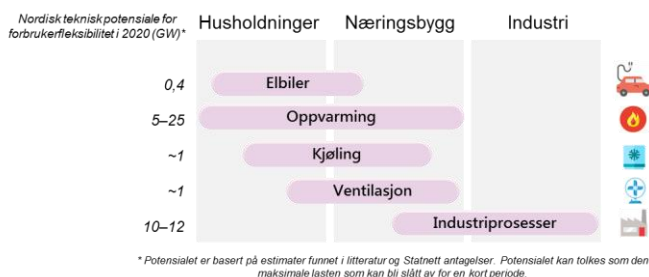
Den korte varigheten for forbrukerfleksibilitet er begrensende

Siden det er så høyt potensial målt i effekt, må vi ta hensyn til at kostnaden for å tilpasse seg øker kraftig med varighet ettersom det fører til økonomisk tap eller mindre komfort. Vi beregner at det meste av det økonomiske potensialet i Norden har en varighet på under tre timer. Figur 39 viser hvor mye effekt som forbruket i Norden 2020 kan reduseres i en periode med priser på rundt 200 €/MWh. For å utnytte dette økonomiske potensialet må dagens barrierer bli fjernet slik at 4 GW forbruk fra husholdninger og næringsbygg fungerer som høyprisfleksibilitet. Dessuten forventer vi at opp mot 4 GW kraftintensiv industri, hovedsakelig treforedlingsindustri, kan respondere på slike priser, men møter begrensninger på lengre varigheter. Dette volumet er ikke prisavhengig i dag, men fleksibilitet kan bli synlig hvis vi opplever slike priser ofte nok. Fjernvarme, nærværme og prosessvarme kan i noen tilfeller raskt kutte elforbruket til fordel for andre energibærere, mens byggforbruket er tregere til å

tilpasse seg kraftprisene. Figuren tilsier at gjennomsnittlig reduserer forbruket seg med opptil 8 GW gitt betydelige økonomiske incentiver.



Figur 39: Økonomisk potensial i 2020 for forbruchsreduksjon i Norden som funksjon av varighet



Figur 40: Teknisk potensial i 2020 for forbruchsreduksjon i Norden

Det tekniske potensialet er betydelig høyere. Her forutsetter vi at all oppvarming og kraftintensiv industri i teorien kan nedjustere forbruket for en kort periode. Altså inkluderer vi her dyr fleksibilitet knyttet til laster som normalt alltid er på.

Flere barrierer kan hindre en stortilt utvikling av forbrukerfleksibilitet i Norden

Tabellen under gir en oversikt over barrierer som er med på å hindre en utvikling av mer aktive forbrukere blant husholdninger og næringsbygg.

Tabell 1: Økonomiske, tekniske og regulatoriske barrierer for nordisk forbrukerfleksibilitet

Økonomiske barrierer	Tekniske barrierer	Regulatoriske barrierer
<ul style="list-style-type: none"> • Liten spotprisforskjell mellom dag og natt gir små innsparinger • Terskel for tiltak som ikke sparer store kostnader • Få har mulighet til å følge med på spotprisene time for time, og kan ønske å heller betale en fast pris for hver måned eller hvert år • Nettleie og avgifter demper den relative variasjonen som spotprisen har • Nettleien består i dag av et dominerende energiledd. Nettselskapene vil innføre effekttariffer, men inntil da har strømkundene få incentiver til å sette inn tiltak for å fjerne topplaster. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lite standardiserte løsninger ▪ AMS-målere i seg selv er ikke nok til å kunne styre lastene ▪ Vanskelig å forstå manuelle løsninger og bruke de riktig ▪ For liten teknisk interesse eller kompetanse for å installere og bruke smarthusteknologi ▪ Utfordrende informasjonsdeling mellom mange aktører og begrensninger knyttet til å sikre personvern og datasikkerhet 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utfordringer å tilpasse regelverk som gir tilgang til aggregatorer ▪ Forskjellige interesser mellom ulike aktører ▪ Krevende for forbrukere å forholde seg til mange aktører samtidig ▪ Markedene er tilpasset mest fleksibilitet fra produsenter

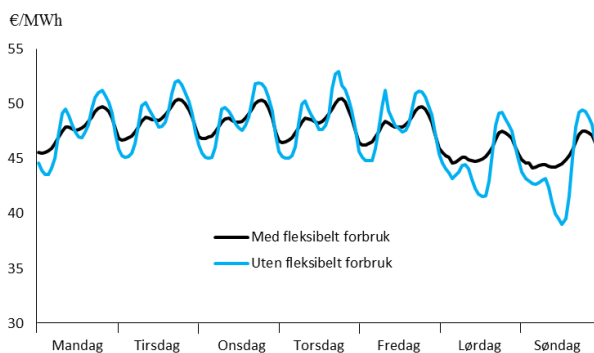
Flere av barrierene er der for en god grunn, mens andre handler om startvansker og markedsadgang. Det er ikke slik at alle disse barrierene må overkommes gjennom nye tiltak for å tilrettelegge for forbrukerfleksibilitet, men det er samtidig neppe nok å dekke kun ett av punktene beskrevet over.

Forbrukerfleksibilitet egner seg best til å jevne ut døgnvariasjoner

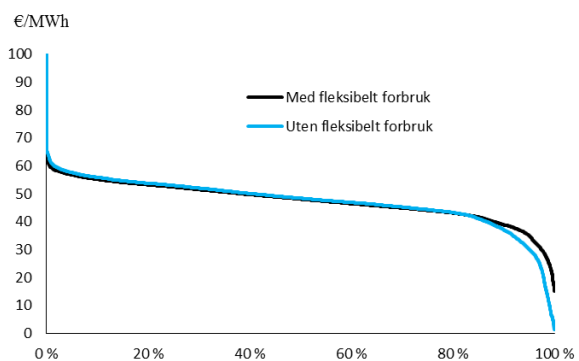
Som nevnt tidligere er det en rekke tekniske begrensninger. Styring av oppvarming eller ventilasjon vanligvis gir tap av komfort i form av temperatur eller luftkvalitet etter en kort tids reduksjon. Tilsvarende burde elbiler ha den ønskede kapasiteten tilgjengelig ved behov for bileieren.

I figurene under har vi simulert med at forbruket kun flyttes – altså ikke reduseres eller økes over tid. Vi har plassert hele 80 av 436 TWh det nordiske forbruket i tre fleksible forbruksgrupper (styring av romoppvarming, varmtvann og elbil). Et så stort volum fleksibelt forbruk er trolig lite realistisk allerede til 2030, men gitt at dette faktisk skjer kan vi forvente mye flatere prisstruktur i Norden.

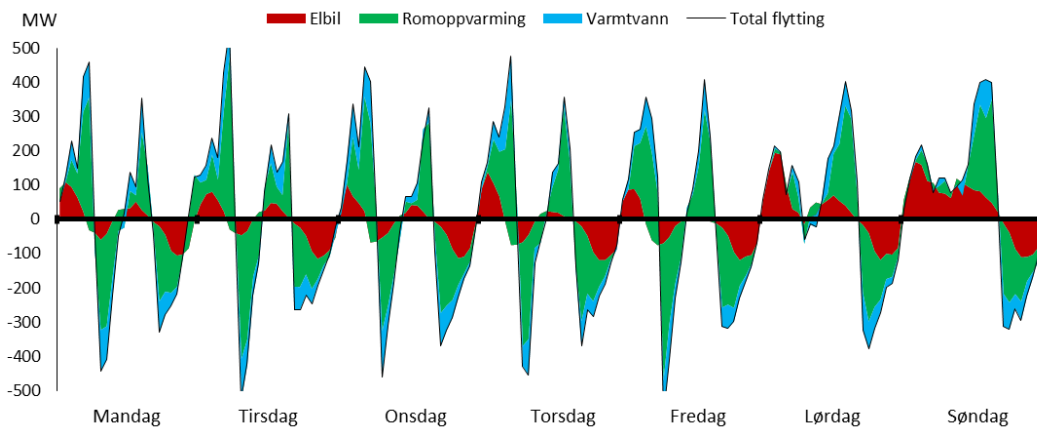
Det gjennomsnittlige prisnivået er fremdeles det samme som i basisdatasettet, men de 2-3 % høyeste prisene blir kuttet kraftig og de laveste 15 % blir løftet. En husholdning vil her kun spare 300 kroner årlig ved å være prisfølsom. Med effekttariffer og moms vil besparelsene være over 1000 kroner i de fleste scenarioene.



Figur 41: Norske priser over uken i 2030 med og uten fleksibelt forbruk



Figur 42: Varighetskurve på norske priser i 2030 med og uten fleksibelt forbruk



Figur 43: Gjennomsnittlig flytting av forbruk over uken i Norge Øst. BID-simuleringer for 2030 med fleksibelt forbruk som flater ut prisene. Positiv verdi betyr økning i forbruk i forhold til profilen brukt i utgangspunktet.

3 Samspill med varmesektoren

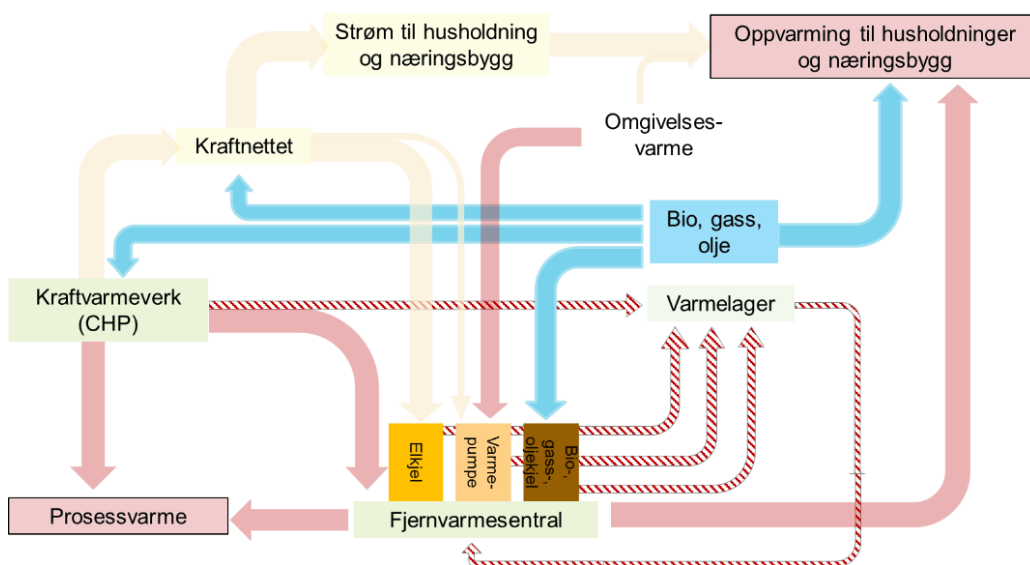
Et sterkere samspill med varmesektoren vil både gi tilgang på mer fleksibilitet i kraftmarkedet, redusere utslippene av CO₂ i varmesektoren og gjøre denne mer fleksibel. I det nordiske varmemarkedet er det i dag omtrent ca. 0,5 GW_{el} varmepumper, 2 GW elkjeler og 17 GW produksjonskapasitet fra kraftvarmeverk (CHP)⁸. Alt dette kan teoretisk sett regulere opp og ned etter prisene i kraftmarkedet. Dessuten kan det bli lønnsomt å investere i økt kapasitet og i større grad bidra til å dempe pris-volatiliteten i markedet.

Normalt vil varmemarkedet begrense tilgangen til hele potensialet, men ved spesielt unormale kraftpriser vil varmesektoren kunne gi tilgang på mye fleksibilitet. Varmesektoren består av kompliserte lokale systemer og det er derfor vanskelig å kvantifisere og modellere. Vi ser i våre analyser at en økt mengde elkjel kan ta unna overskudd i markedet og løfte de laveste timesprisene.

3.1 Kraft og varme henger tett sammen

CHP, elkjeler og varmepumper er kontaktflatene mellom kraft og varme

Kraft- og varmesystemene er forbundet gjennom et samspill der CHP, elkjeler og varmepumper utgjør de største kontaktflatene. CHP produserer kraft, mens elkjeler og varmepumper er forbrukere. Dette samspillet er illustrert i Figur 44. Varmen kan produseres fra ulike energikilder og gå gjennom forskjellige termodynamiske prosesser før de blir lagret, transportert og levert. I fortsettelsen gjennomgår vi de delene som har en direkte påvirkning på potensialet for kraft-varmesamspill.



Figur 44: Forenklet oversikt over samspillet mellom kraft-, varme- og brenselmarkedene

Fjernvarmen er en viktig del av det nordiske energisystemet

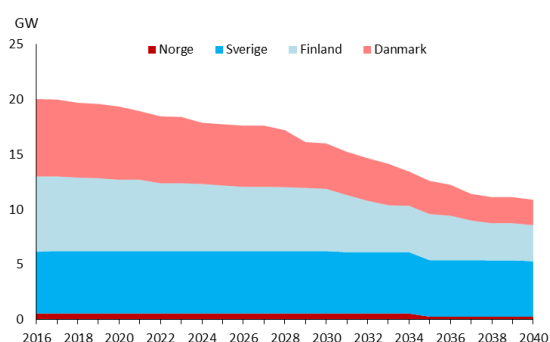
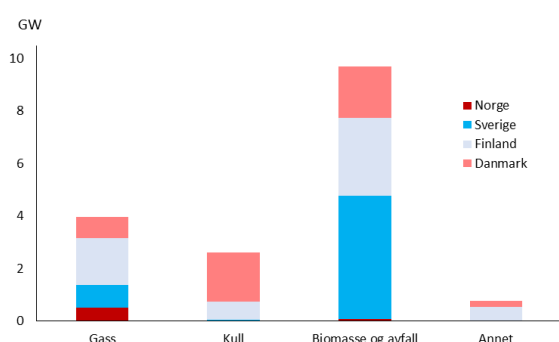
Fjernvarmen leverer hvert år omtrent 120 TWh til sine kunder i Norden, derav ca. 45 TWh i Sverige, 35 TWh i både Danmark og Finland, og 5 TWh i Norge. Produksjon av varme til fjernvarmesystemene skjer primært ved at ulike energikilder forbrennes i kjeler, der den resulterende varmen mates inn i nettverket. I Norden er det først og fremst biomasse, avfall og fossile brensler som forbrennes i disse anleggene. I takt med økte forpliktelser om utslippskutt i energisektoren har bruken av olje og kull til varmeproduksjon blitt betraktelig redusert. Fossile brensler blir erstattet av biobrensler og elektrisitet.

⁸ Gjelder elkjeler og varmepumper knyttet til fjernvarmeanlegg, og ikke varmeproduksjon som er plassert hos enkeltforbrukere.

Fjernvarmeanlegg kan bruke elkjel eller varmpumpe som elektrisk oppvarmingskilde. Disse har ulike egenskaper, der elkjel har en betydelig lavere brukstid og vil trolig driftes mer fleksibelt. Elkjeler utgjør kun ca. 2 % av den samlede installerte kapasiteten i nordisk fjernvarme. Xrgia estimerte potensialet for elkjeler som erstatning av fossile kilder til 15 GW, derav 5 GW i fjernvarmen (Xrgia 2010). Store varmpumper gir en langt mer energieffektiv bruk av strøm til oppvarming i fjernvarmesentralene. Sjøbaserte varmpumper har høy virkningsgrad, og vil dermed fungere som grunnlast. Elkjelene blir derimot mer brukt som mellomspisslast avhengig av kraftpris, nettleie og avgifter.

Det blir færre kraftvarmeverk i Norden

Mye av fjernvarmen i Sverige, Finland og Danmark er produsert av CHP-verk. Totalt er årsproduksjonen fra kraftvarmeverk omkring 55 TWh i Norden. Biomasse, gass og kull er vanlige brensler, men mange av de kullfyrte verkene blir konvertert til å brenne biomasse de nærmeste årene. Vi forventer også at en del vil bli lagt ned uten å bli erstattet av annen kraftproduksjon. Dette reduserer den termiske produksjonskapasiteten i det nordiske kraftmarkedet.



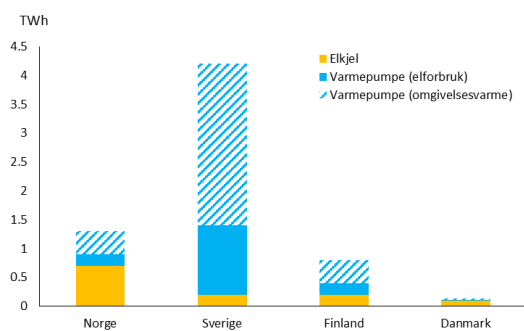
Figur 45: Installert effekt CHP i Norden 2017 fordelt på brensel og land Figur 46: Nordisk CHP-kapasitet frem mot 2040

3.2 Elkjeler kan ta unna overproduksjon, men det er betydelige begrensninger

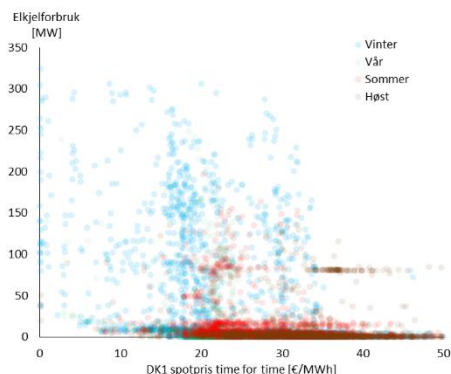
Elkjeler konkurrerer med bio- og gasskjeler

Bruk av elkjeler eller varmpumper i fjernvarme har potensial til å både øke kraftprisene ved en priskollaps og redusere pristopper. Elkjeler kan raskt regulere opp og ned med lave start- og stoppkostnader. På sommeren kan elkjeler erstatte grunnlast i form av varme fra biokjeler ved lave kraftpriser, mens på vinteren kan gasskjelene bli presset ut.

Figur 47 viser estimert årlig elektrisk varmeproduksjon til fjernvarme i Norden i 2017 og Figur 48 viser sammenhengen mellom sesong, kraftpris og elkjelforbruk i Vest-Danmark. Her er det en klar sammenheng mellom elkjelforbruket og kraftpris, særlig når kraftprisen er under 20 €/MWh. Også i Norge og Sverige er det et knekkpunkt rundt 20 €/MWh der forbruket avtar med økende pris.



Figur 47: Forventet varmeproduksjon i 2017 fra elkjeler og varmepumper i nordisk fjernvarme.

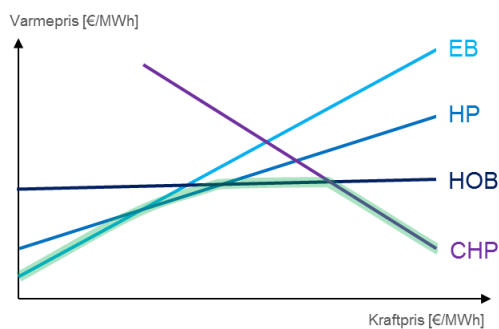


Figur 48: Elkjelforbruket i Vest-Danmark for hver time i 2016 plottet mot spotpris.

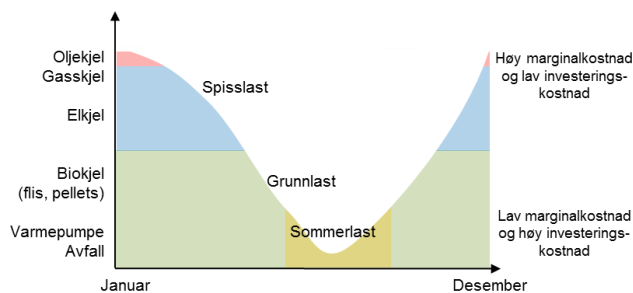
Brenselsbruken varierer over året og varmebehovet er lavest på sommeren

I hvilken grad det er mest lønnsomt å bruke el til varmeproduksjon er avhengig av den langsiktige kraftprisen, som vist i Figur 49 (Skytte 2016). Generelt er elkjel og varmepumpe mest lønnsomt ved lave kraftpriser, mens CHP er mest lønnsomt ved høye kraftpriser. Som figuren viser kan det ved et middels høyt kraftprisnivå verken være lønnsomt med elkjel, varmepumpe eller CHP. Her er det imidlertid forskjeller fra anlegg til anlegg. Fjernvarmenettverkene er adskilte lokale systemer. Dette innebærer transportkostnader og at ulike typer brenslere er lønnsomme i de forskjellige systemene. I tillegg varierer kraftprisene over tid, og dermed varierer det også hvilken kilde som er mest lønnsom.

Figur 50 viser en prinsipiell skisse av brenselsbruken gjennom året i et fjernvarmesystem. Varmelasten har et tydelig sesongmønster. Bruken av elkjeler og varmepumper avhenger av sammensetningen av brenselmiksen i et system, og muligheten for å spare brenselkostnader ved å kjøre disse. I fremtidens fossilfrie fjernvarmesystemer vil antagelig bioolje og termisk lagring bidra til å dekke spisslastene.



Figur 49: Elkjel (EB) og varmepumpe (HP) er gunstige teknologier for varmeproduksjon ved lave kraftpriser. Andre kjeler (HOB) og kraftvarme (CHP) er billigst ved høyere kraftpriser.



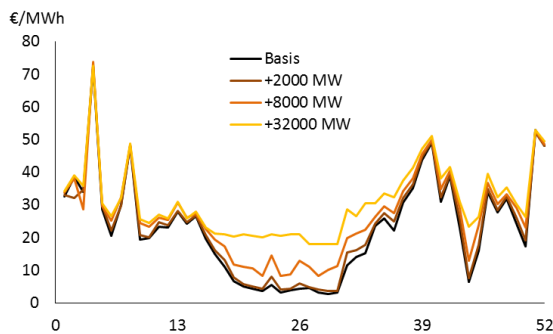
Figur 50: Typisk sammensetning av brenslere i et fjernvarmesystem. Årsvariasjonen i varmebehovet og fordelingen mellom grunnlast og spisslast.

På sommeren kan elkjeler konkurrere mot biobrenslere i marginalkostnad. Men da er varmebehovet lavt og avfall som brensel kan ha negativ marginalkostnad. I dette tilfellet kan det være unødvendig å bruke elkjeler selv om kraftprisen er null. Varmebehovet i visse sommerdager kan være under en tredjedel av årsgjennomsnittet. Dette begrenser muligheten til å øke kraftforbruket på varme dager. På vinteren er elkjeler mindre konkurransedyktige mot de fleste biobrenslere, ettersom kraftprisen ofte er høyere enn marginalkostnaden for disse brenslene. Varmebehovet er imidlertid høyt, og elkjeler kan spille en betydelig rolle ved å dekke deler av spisslasten, avhengig av prisene på fossile brenslere.

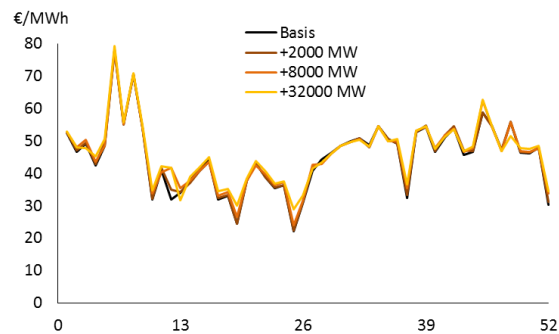
Elkjeler kan utnytte produksjonsoverskudd og løfte prisene

En storstilt utbygging av uregulerbar kraftproduksjon vil føre til perioder med overproduksjon og priskollaps. Dette gjelder særlig i sommermånedene, der lav etterspørsel samtidig med høy produksjon fra vind- og solkraft fører til langvarige perioder med lave kraftpriser. Ved en slik utvikling kan det være lønnsomt å investere i elkjeler for å redusere de samlede brenselkostnadene i et fjernvarmeanlegg.

Vi har undersøkt virkningene på kraftprisen av økt bruk av elkjeler. I Figur 51 og Figur 52 vises gjennomsnittlig kraftpris per uke i SE3. Vi har gått ut fra vårt 2040 Basis-datasett, der vi har vesentlig større andel uregulert vind-, vann- og solkraft enn i dag, og gradvis lagt til elkjeler fordelt rundt i Norden. I dette eksempelet har vi antatt at elkjelene øker forbruket ved timespriser på omkring 20 €/MWh eller lavere, men i virkeligheten er det langt fra alltid slik. Kapasitet og start-stopp-kostnadene på alternativ varmeproduksjon og varmebehovet har stor betydning for elkjelforbruket.



Figur 51: Ukentlige priser i 2040 for SE3 under væråret 2000. Selv med svært høyt tilsig og priskollaps om sommeren, kan ikke elkjelene løfte prisen opp til nivået på vinteren.



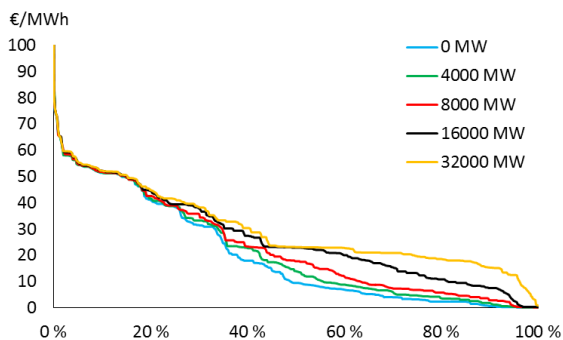
Figur 52: Ukentlige priser i 2040 for SE3 under væråret 1994. I et typisk normalår vil bruken av elkjeler være så lav at det ikke slår nevneverdig ut på prisbildet.

I våte værår vil høye magasinnivåer bidra til å holde kraftprisene lave gjennom store deler av sommerhalvåret. I et slikt scenario har elkjelene gode muligheter til å løfte prisene. Økende utbygging av elkjeler vil dermed kunne dempe priskollapsen på sommeren. Men som vi kan se av figuren er det en kraftig kapasitetsøkning som skal til for å se en tydelig prisoppgang.

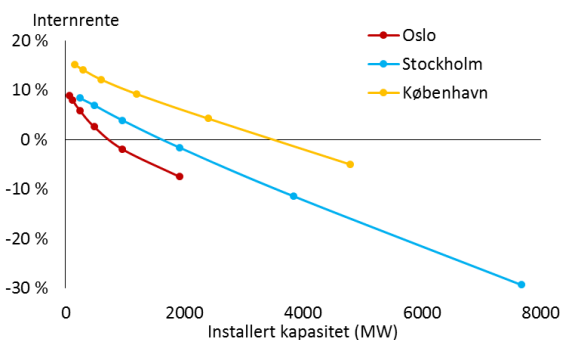
Under et værår med normal hydrologisk balanse vil elkjelene i hovedsak være i drift i kortere perioder. De vil da kunne løfte prisene mye i enkelte timer, men ettersom disse overskuddssituasjonene er mer kortvarige vil ikke økt kapasitet av elkjeler slå vesentlig ut på gjennomsnittsprisene. Elkjelene kan altså utnytte både langvarige hydrologiske overskudd og kortvarige overskudd av uregulert produksjon.

Synkende lønnsomhet med økende utbygging

Ved å utnytte, og dermed redusere, prisvolatiliteten i markedet er elkjeler utsatt for en betydelig kannibalisering. Som vist i Figur 53 vil det være begrenset hvor mye de laveste prisene kan løftes. Selv med hele 32 GW installert kapasitet blir man ikke kvitt alle lave priser under 20 €/MWh i en betydelig del av året. Slike massive investeringer er ikke lønnsomme, som innebærer at utbygging av elkjeler har sine økonomiske begrensninger. Dette illustrerer vi i Figur 54, der lønnsomheten er avtagende med økende utbygging.



Figur 53: Priskurver for SE3, væråret 1990 i Basis 2040. Dette er det våteste året i våre datasett, med høyest andel lave priser.



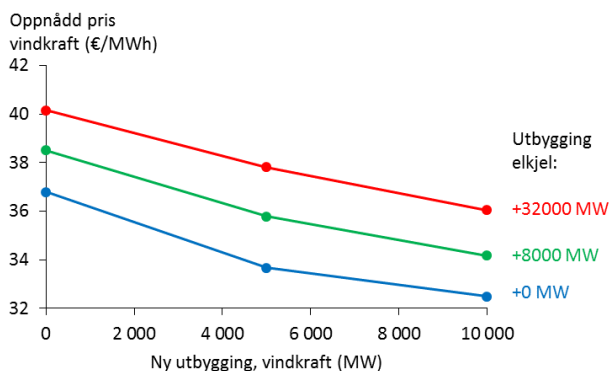
Figur 54: Avtagende lønnsomhet i Basis 2040 med økende kapasitet av elkjeler i Norden.

Lønnsomhetsanalysen over er overordnet og forenklet. Lønnsomheten vil variere stort mellom ulike fjernvarmeanlegg. Selv om en elkjel her kan virke lønnsom, er det likevel mulig at investeringer i biokjel er enda mer lønnsomt. Analysene viser likevel prisvirkningene gitt en viss utbyggingstakt. En veldig rask vekst i antall elkjeler og varmepumper i nordisk fjernvarme er lite sannsynlig.

Våre analyser tyder på at det nordiske markedet må eksponeres for langt høyere prisstruktur før storskala utbygging av elkjel kan bli lønnsomt. Likevel kan elkjeler bli en viktig fleksibilitetsreserve dersom behovet oppstår for eksempel gjennom mange nullpriser. Økende fornybarutbygging bidrar til økt lønnsomhet. Det er verdt å merke seg at våre modeller har en tendens til å underdrive prisstrukturen, og at markedet vil kunne legge til rette for lønnsomhet tidligere enn våre analyser viser.

Elkjeler og fornybar produksjon vil ha gjensidig nytte av hverandre

Som drøftet over vil elkjeler kunne ha stort utbytte av en høyere andel uregulerbar kraftproduksjon. Tilsvarende vil den uregulerte produksjonen ha en nytte av utbygging av elkjeler. Denne effekten er illustrert i Figur 55 nedenfor hvor vi har gjort simuleringer med økende utbygging av elkjeler og vindkraft.⁹ Elkjeler kan bidra noe til å styrke lønnsomheten av vindkraftinvesteringer, men over 3 MW elkjel per MW vindkraft må til for å beholde samme oppnådde (produksjonsvektede) pris. Elkjelene vil altså ikke kunne forhindre den avtagende nytten av vindkraft. Denne kannibaliseringen gjør seg gjeldende, enten det bygges ut lite eller mye elkjeler i kraftsystemet.



Figur 55: Basis 2040 med ulik grad av ny utbygging av elkjeler og vindkraft.

⁹ Ny vindkraft er fordelt utover den sydlige delen av Norden.

Varmelagring gir mindre behov for spisslast i varmesentralene

For å redusere klimagassutslippene fra fjernvarmeproduksjon er det mulig å installere varmelagre for å dekke spisslastene. Hvis gass og olje dekker disse spisslastene, er det mulig å erstatte disse gjennom å varme opp et lager på forhånd og levere varme tilbake senere. Dette gir muligheter for å alltid bruke billige ressurser og mindre behov for overkapasitet.

Lageret vil fungere som en termos, og har et lite varmetap over tid. Ifølge FlexEITerm-studien vil lager være i konkurranse med investering av nye elkjeler (NMBU 2017). Lagrene vil redusere bruken av spisslast og fungere godt sammen med biobrenslere og varmepumper. Et lager vil altså bidra til fleksibilitet for fjernvarmesystemet, men siden elandelen går ned blir ikke fleksibiliteten mot kraftsektoren nødvendigvis større.

Stor usikkerhet knyttet til investering av elkjel

Elkjeler har generelt sett lave investerings- og vedlikeholdskostnader, mens marginalkostnadene styres av kraftprisene og tariffen. Nytt er bestemt av både alternativkostnaden for å dekke varmelasten (besparelsen av å bruke alternativt brensel) og brukstiden. Det er derfor betydelig risiko knyttet til investeringer i elkjeler, ettersom lønnsomheten er styrt av flere usikkerhetsmomenter:

- Fremtidige priser for alternative brenslere
- Fremtidig nivå og variasjon i kraftpris
- Utforming og nivå på nettleie og andre avgifter

Disse usikkerhetene henger sammen, for eksempel ved at brenselmarkedet påvirker nivået på kraftpriser. Våre anslag tyder på at storskala utbygging av elkjel er avhengig av en kraftig økning i prisvolatilitet for å oppnå lønnsomhet. Når det gjelder utforming av nettleie, kan effekttariffer begrense elkjelerens potensial til å bidra med lavprisfleksibilitet. Årsaken er at sjeldne innkoblinger kan føre til et relativt høyt effektledd i sommerhalvåret, og kan hindre at elkjeler forbruker selv ved veldig lave kraftpriser. Dette avhenger av type tariffmodell.

3.3 Kraftvarmeverk kan tilpasse seg kraftprisvariasjoner på flere måter

Det er mulig å gjøre investeringer i de gjenværende CHP kraftverkene som kan bidra med mer fleksibilitet inn i kraftmarkedet. Dette gjelder særlig kraftverk tilkoblet større sentrale fjernvarmesystemer med mulighet for avtapping (kondensverk).

Fleksibiliteten kan variere stort mellom ulike kraftvarmeverk

Hva slags rolle kraftverket har i varmeforsyningen og type teknologi er avgjørende for et CHP-anleggs evne til å bidra med fleksibilitet i kraftmarkedet. Det er grovt sett tre kategorier CHP-verk (Energistyrelsen 2015):

1. CHP-verk som alltid må dekke varmelasten. I slike anlegg er leveranse av varme det vesentlige, og kraftsalg er kun en biinntekt.
2. CHP-verk som kombineres med andre rent varmeproduserende enheter, som både kan brukes til å dekke grunnlast og topplast. I en slik sammensetning vil kraftprisene være med på å styre driftsfordelingen mellom anlegg og mellom brenslere.
3. CHP-verk som sammen med varmeproduserende enheter er tilknyttet store fjernvarmenettverk.

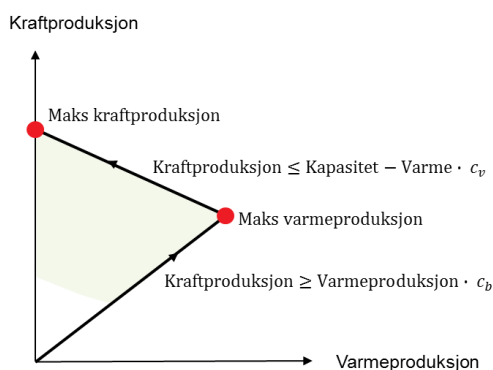
Ifølge Xrgia kan nordisk CHP kan bidra med 20 GW nedreguleringskapasitet og 4 GW oppreguleringskapasitet (Xrgia 2010)¹⁰. CHP-verkenes evne til å bidra med prisfølsom kraftproduksjon er gitt av

¹⁰ Mange av disse kraftverkene har blitt lagt ned og potensialet er betydelig lavere i dag.

muligheten for å frakoble seg varmebehovet gjennom varmelagring, alternativ varmeproduksjon eller avtapning. Flexibiliteten er derfor størst hos CHP-enheter i større nettverk, hvor det er tilstrekkelig produksjonskapasitet fordelt på flere enheter som kan levere til varmemarkedet. Enkelte større CHP-anlegg har også muligheten til å redusere varmeproduksjonen for å øke kraftproduksjonen. Dette prinsippet er illustrert i Figur 56.

Avtapningsanlegg har størst mulighet for å frakoble seg fra varmebehovet

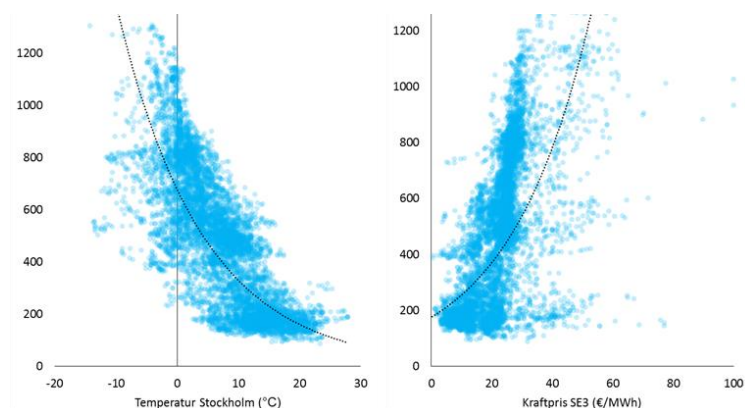
Vi skiller mellom mottrykk (*backpressure*) og avtapning (kondensverk). Kraftvarmeverk med mulighet for avtapning har størst fleksibilitet siden de kan produsere kraft uten å produsere varme. Det er da mulig å fordele dampen mellom turbinen og varmelasten. I perioder med høy kraftpris og lavt varmebehov kan man la all damp gå direkte til kraftproduksjon. Rene mottrykksanlegg uten lagring har derimot lite fleksibilitet å tilby, men de fleste anlegg kan lagre varmtvann og flytte varmelasten i tid.



Figur 56: Overgang fra samkjørt kraftvarmeproduksjon til ren kraftproduksjon. Mulig produksjon for et avtapningsanlegg er innenfor det grønne området. Et mottrykksanlegg har proporsjonalt kraft/varmeproduksjon.

Varmebehovet er størst samtidig som kraftforbruket er høyt

Den viktigste oppgaven for mange CHP-anlegg er å dekke varmelasten. CHP er regnet som fullstendig frakoblet eller lite sensitiv til kraftprisene. I de senere årene har relativt lave kraftpriser styrket denne dynamikken gjennom at inntektene først og fremst kommer fra varmemarkedet. I Figur 57 er CHP-produksjonen i SE3 for hver time i 2015 plottet mot temperatur og kraftpris¹¹. Fra ca. 15 °C og høyere er produksjonen på et minimum, mens produksjonen topper seg når temperaturen er som lavest.



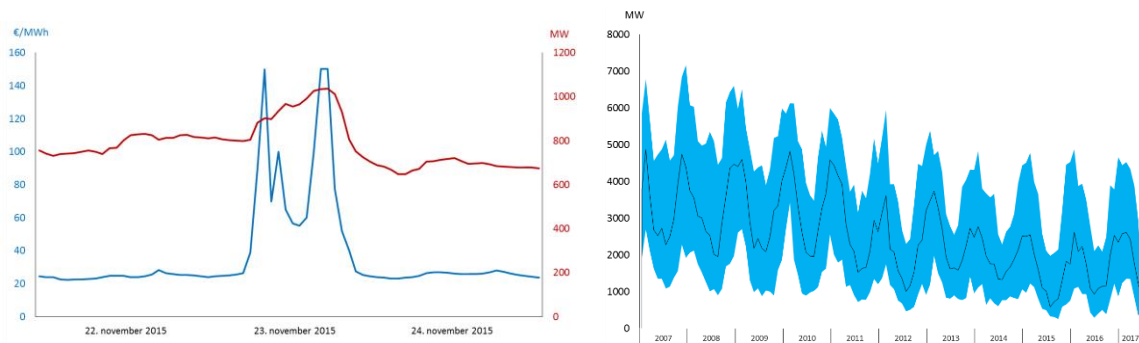
Figur 57: Produksjon av kraftvarme (MW) i SE3 plottet mot temperatur og kraftpriser time for time

¹¹ Merk at temperaturen er basert på målinger i Stockholm og Malmö. Det vil altså være temperaturforskjeller innad i et relativt stort geografisk område.

Forholdet mellom kraftproduksjon og kraftpris er derimot mindre tydelig. Kraftprisene er, i likhet med varmebehovet, påvirket av temperatur ved at man ved lave temperaturer har høyt forbruk som driver opp prisene, og høye temperaturer ofte gir lavere kraftpriser. Derfor er det naturlig at varmebehovet er noenlunde sammenfallende med kraftprisene. Dette sier likevel lite om den driftsmessige friheten produsentene har til å justere produksjonen etter kraftprisene.

Stort potensial for fleksibel CHP, men i dag er det begrenset prisrespons

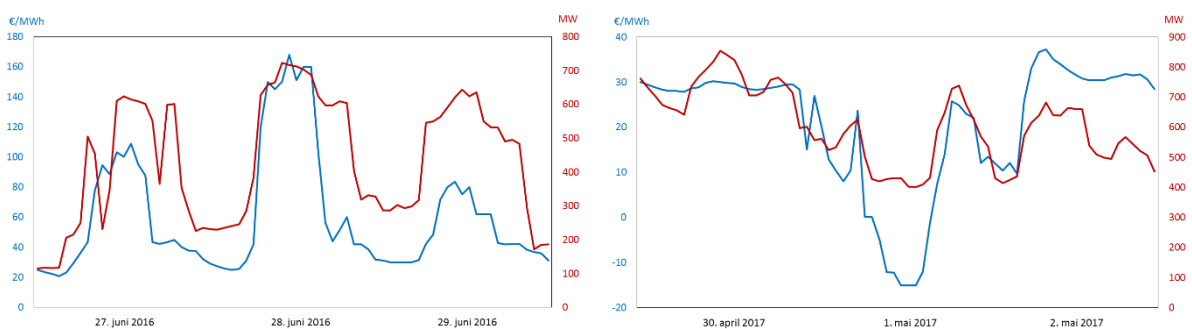
I Sverige kan det produseres minimalt i timer med priser opp mot 80 €/MWh, og opp mot maks kapasitet selv når kraftprisen er rundt 20 €/MWh. Figur 58 viser produksjon og pris i SE3 over tre dager i 2015. CHP-verkene benytter seg av blokkbud og trenger høye priser over flere timer for å utnytte hele produksjonskapasiteten. Responsen ville vært mindre dersom det kun var så høye priser i kun én time.



Figur 58: Kraftvarmeproduksjon (rødt) og kraftpriser (blått) i SE3 22.-24. november 2015.

Figur 59: Minimum, gjennomsnittlig og maksimum CHP-produksjon måned for måned i Danmark

Historiske data viser at ved veldig høye priser har både mottrykks- og avtapningsenheter økt sin kraftproduksjon. I Danmark er det en klar sammenheng både ved de høyeste og laveste prisene, selv om dette delvis skyldes korrelasjon mellom varmebehov og kraftforbruk. Selv flere sammenhengende timer på rundt 100 €/MWh gir ikke alltid maksimal produksjon. Tilsvarende har ikke negative strømpriser ført til null produksjon.



Figur 60: Kraftvarmeproduksjon (rødt) og kraftpriser (blått) i DK2 for 27. – 29. juni 2016

Figur 61: Kraftvarmeproduksjon (rødt) og kraftpriser (blått) i DK2 for 30. april – 2. mai 2017

4 Regulerbar vannkraft

Vannkraftverk med magasin bidrar med kortsiktig regulering i driftstimen, utjevning av forbruk over døgnet og uken, sesonglagring og tørrårssikring. Det er fortsatt et betydelig potensial for økt utnyttelse av denne fleksibiliteten, men vi ser samtidig at vi får stadig flere timer der det eksisterende vannkraftsystemet ikke lenger kan tilby ytterligere opp- eller nedregulering. Det er imidlertid et stort potensial for å investere i økt installert effekt og pumpeanlegg. Dette vil kunne gi store mengder ny fleksibilitet inn i det nordiske og europeiske kraftmarkedet. Spørsmålet er om og eventuelt når det vil lønne seg. Etter vår vurdering kan investeringer i mer effekt og pumpeanlegg bli lønnsomt i større skala, men da først og fremst på lengre sikt, særlig etter 2030.

4.1 Vannkraftens fleksibilitet blir utnyttet mer

Regulerte vannkraftverk med magasin har mange gunstige egenskaper. Magasinene er store energilagere som gjør det mulig å flytte på produksjonen i tid, fra perioder med mye annen produksjon til perioder med høyere priser og større knapphet. Videre har vannkraftverk rask reguleringsevne, kan variere produksjonen over et stort spenn, og har samtidig lave start- og stoppkostnader. Med en stor andel regulerbar vannkraft har dermed Norge og Sverige god tilgang på fleksibilitet til en lav kostnad. Dette er årsaken til at vi historisk har hatt relativt lav prisvolatilitet i Norge, Sverige og også til dels i de øvrige nordiske landene.

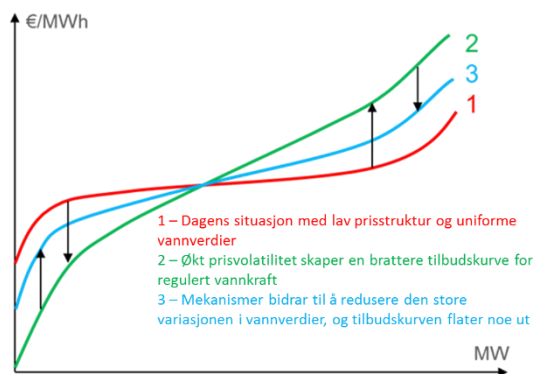
Selv om vannkraften er en sentral bidragsyter er ikke det eksisterende vannkraftsystemet en utømmelig kilde til fleksibilitet. De enkelte vannkraftverkene opererer innenfor en rekke restriksjoner som til sammen begrenser hvor mye vannkraftsystemet kan bidra med. De viktigste er størrelsen på magasinet og generatorkapasiteten. Samtidig forventer vi en markedsutvikling der vannkraftens fleksibilitet og evne til å flytte på produksjonen blir stadig mer utnyttet, drevet av en økende andel uregulert produksjon, mindre termisk produksjon og mer overføringskapasitet til land med høyere prisvolatilitet. Dette gir seg utslag i følgende indikatorer:

- Flere timer der alle eller nesten alle regulerte vannkraftverk kjører for full kapasitet
- Flere timer med tilnærmet full stans i alle regulerte vannkraftverk
- Mer vedvarende forskjeller i de enkelte vannkraftverkenes vannverdier – og dermed en brattere tilbudskurve fra regulert vannkraft

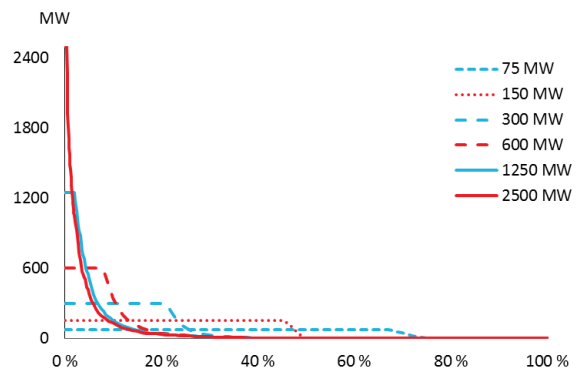
Den første situasjonen skjer gjerne i perioder med høyt forbruk, lite uregulert produksjon og høye priser på kontinentet, og innebærer at vi får pristopper der regulert vannkraft ikke lenger setter prisen. I disse timene har ikke vannkraftsystemet mer effekt å tilby. Den andre situasjonen innebærer typisk høy produksjon fra uregulert produksjon kombinert med relativt lavt forbruk. Her faller prisen ned mot null og det regulerte vannkraftsystemet har ikke lenger mulighet til å tilby mer fleksibilitet i form av å redusere produksjonen ytterligere for å gi plass til uregulert produksjon.

Med vår forventning om mer volatile kraftpriser i Norge og Sverige, vil vi også få mer differensierte vannverdier. Dette kommer som følge av variasjoner i kraftverkenes evne til å omdisponere bruken av vannet sitt. Godt regulerte magasiner som er tilknyttet kraftstasjoner med høy installert kapasitet får høyere vannverdier ettersom de kan spare vannet lengre og lettere samle produksjonen i timer med høyest kraftpris. Magasiner med høyt årstilsig relativt til magasin størrelsen og som gjerne også er tilknyttet kraftstasjoner med mer moderat generatorkapasitet vil få lavere vannverdier. Dette fordi de i større grad blir tvunget til å produsere i perioder med lave priser og har mindre muligheter for å samle produksjonen på timer med de høyeste prisene. I sum gir dette en brattere tilbudskurve og dermed et bidrag til større prisvolatilitet. Slik kan vi si at markedsprisene og vannverdiene har en gjensidig

påvirkning på hverandre. Økt prisvolatilitet bidrar til å øke spredningen i vannverdier, som igjen vil være med på å underbygge den økte prisvolatiliteten i markedet.



Figur 62: Prinsipiell illustrasjon av tilbudskurven for regulert vannkraft, og utvikling innen variasjon av vannverdiene.



Figur 63: Varighetskurve for produksjon for et eksempelkraftverk ved økende installert effekt og synkende brukstid

Det er fortsatt et betydelig potensial for økt utnyttelse av fleksibiliteten i det eksisterende vannkraftsystemet. Blant annet har vannkraftsystemet muligheten til å redusere produksjonen over kortere perioder vinterstid, og slik bidra til at vi kan ta unna store volumer vindkraft når det blåser mye, uten tap av vann og uten at verdien av årstilsiget blir vesentlig redusert.

4.2 Mulig å utvide tilgjengelig fleksibilitet med mer effekt og pumpekraft

Stort potensial for økt effekt og pumpekraft

Det er i hovedsak to aktuelle tiltak som kan gi mer fleksibilitet i et vannkraftverk – øke installert effekt og pumpekraftverk. Effektutvidelse gjør det mulig å øke maksproduksjonen i perioder med høye priser og redusere brukstiden. Avhengig av magasinkapasiteten kan det siste øke mulighetene for å unngå å måtte produsere i perioder med lave priser som følge av for lav generatorkapasitet. Ulike rapporter anslår at det teknisk-økonomiske potensialet for å øke kapasiteten i norske vannkraftverk er mellom 10 og 20 GW (NVE 2011, SINTEF 2011). Det er også mulig å øke effekten i svenske vannkraftverk.

Investeringer i pumpeanlegg innebærer i tillegg til økt effekt også muligheten for å pumpe opp vann til et høyere liggende magasin på et gunstig tidspunkt, og dermed ha muligheten til å produsere vannet til en høyere pris. Som et eksempel starter snøsmeltingen typisk nederst i vassdragene, og da er nytten stor av å kunne pumpe vann fra små magasiner og opp til de større magasinene. Med dette blir evnen til å bruke vannet når prisen er som høyest enda større enn hvis man kun øker den installerte effekten. Per dags dato er pumpekraft lite utbredt i Norge og de få pumpene vi har blir brukt til sesongpumping, hvor man lagrer vann fra flomperiodene på våren og slipper vannet løs igjen på høsten og vinteren. Effektpumping, der man utnytter prisforskjeller innad i døgnet eller uken, er ikke i bruk i dag. CEDREN og FoU-prosjektet HydroBalance har vist at det er et teknisk potensial på minst 20 GW for pumpekraft i Norge (CEDREN 2016). De mest aktuelle stedene ligger på Sør- og Vestlandet. I Sverige er potensialet mer ukjent, men trolig vesentlig lavere enn i Norge.

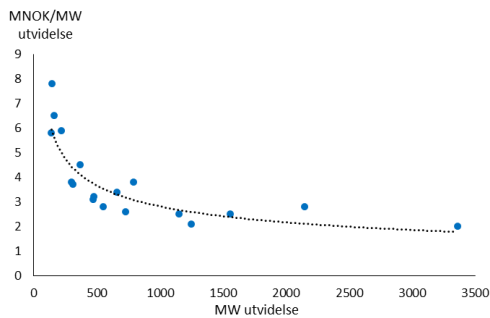
Et siste tiltak er å utvide magasinkapasiteten ved å bygge større demninger. Dette er imidlertid et lite aktuelt tiltak av hensyn til miljø og landskap. Begrensningene satt av magasinkapasiteten vil derfor ha stor betydning også i fortsettelsen, uavhengig av om det kommer større investeringer i pumper og installert effekt. Eksempelvis vil det ikke være mulig å pumpe større mengder vann i sommerhalvåret for å produsere dette på vinteren. De fleste magasiner har uansett høy fyllingsgrad ved inngangen til vinteren og det er derfor ikke så mye å hente her uten større magasinkapasitet.

Behov for opprusting og utvidelse av vannkraftverkene kan utløse effektutvidelser

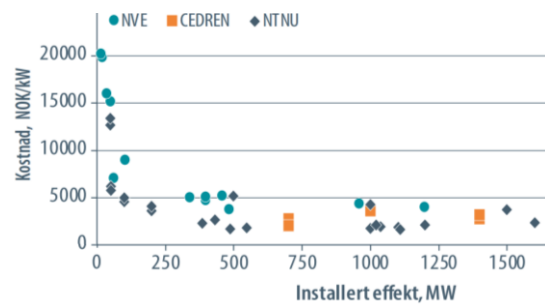
Det fremtidige behovet for vedlikehold og reinvesteringer i den nordiske vannkraften er betydelig. Den tekniske levetiden til forskjellige anleggsdeler varierer fra ca. 30 år for elektrisk anlegg til rundt 100 år for bygningsinstallasjoner. Det er nå ca. 40-60 år siden den storstilte utbyggingen i norsk vannkraft, som betyr at store deler av kraftverksparken trenger vedlikehold og reinvesteringer i de kommende tiårene. Dette vil kunne legge til rette for effektutvidelse av flere kraftverk i tiden som kommer. Storstilte vedlikeholdsprosjekter innen vannkraften kan ta flere år, og en vesentlig del av kostnadene kommer da fra tap av produksjon. Men dersom kraftverket uansett må gjennom betydelig vedlikehold, vil det ikke nødvendigvis den ekstra kostnaden på grunn av effektutvidelsen være så stor.

Betydelige variasjoner i kostnadsnivået

Vannkraftverk med høyt tilsig og store magasiner er trolig de mest lønnsomme for å utvide effekt. En NVE-rapport anslår kostnadene for en effektutvidelse i utvalgte kraftverk på over 50 MW (NVE 2011). Det er ut fra Figur 64 tydelig at det vil koste mindre per MW utvidelse for større utvidelser. Også for pumpekraftverk er det svært varierende kostnader for investering. Vattenfall Power Consultant anslått investerings-kostnader for utbygging av pumpekraft i Norge. De estimerer den spesifikke kostnaden ved utbygging til å være mellom 3,2 til 20 MNOK/MW. Generelt ser man betydelige storskalafordeler ved utbygging av prosjekter med høy installert kapasitet. Som vist i Figur 65 har undersøkelser fra CEDREN og NTNU gitt noe lavere kostnader. Ut fra figuren kan vi anta at store anlegg kan bygges til en kostnad på ned mot 2 000 NOK/kW, eller 0,2 M€/MW.



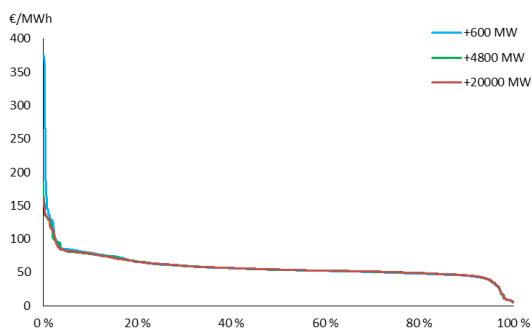
Figur 64: Kostnader for effektutvidelse på utvalgte norske vannkraftverk. (NVE 2011)



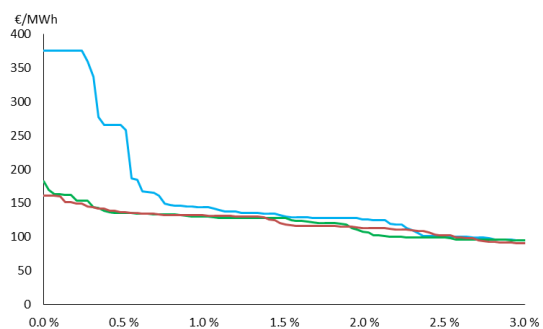
Figur 65: Kostnader for mulige pumpekraftprosjekter i Norge. (CEDREN HydroPEAK 2017)

Investeringer vil redusere prisvolatiliteten

Potensialet for både effektutvidelse og pumpekraftverk er stort, og hvis mye av dette blir bygget ut vil dette isolert sett gi en betydelig reduksjon i prisvolatiliteten. Effektutvidelser bidrar til å senke de høyeste prisene, og pumping bidrar til å løfte de laveste prisene.



Figur 66: Virking av økt installert kapasitet for regulert vannkraft på prisene i NO2



Figur 67: Utsnitt av figuren til venstre som kun viser de 3 % høyeste prisene

Figurene over viser simulerte priser for NO₂ fra Fanci modellen for Basis 2040 i tørråret 2010.¹² Her ser vi at prisene går noe ned når vi øker den installerte effekten i regulerte vannkraftverk. Virkningen er i dette tilfellet begrenset til de høyeste 5-10 % av timene, og særlig høyeste 1 %. Økt effekt kan imidlertid også bidra til å løfte de laveste prisene, hvis effektutvidelsene skjer i kraftverk med høy brukstid. Samtidig vil virkningen av økt installert effekt være lav i de aller fleste timer da prisene er lite sensitive til hvor mye effekt markedet har til overs. Når det gjelder pumpekraftverk vil disse i langt større grad bidra til å løfte prisen perioder med lave priser. Denne kilden til lavprisfleksibilitet har mye større potensial enn konkurrerende fleksibilitet.

I hvilken grad økt effekt og pumper påvirker prisene er både avhengig av hvor volatile prisene er i utgangspunktet og volumet ny effekt og pumpekraft. Her gir våre modellsimuleringer noen indikasjoner. Her ser vi et økende antall, men fortsatt relativt få timer per år med ekstra høye eller lave priser frem mot 2030 i Norge og Sverige. Dette indikerer at det ikke er så mye grunnlag for verken mer effekt eller pumper. Figur 67 viser samtidig at det ikke skal så mye til før de høyeste pristoppene blir redusert ved økt effekt. Det er imidlertid mye usikkerhet knyttet til våre modellsimuleringer, både som følge av usikkerhet i forutsetninger og modellforenklinger. Vi vet blant annet at modellene våre underdriver hyppigheten av pristopper.

4.3 Større effektutvidelser ligger trolig lengre fram i tid

Effektutvidelser kan være lønnsomt ved større volatilitet og behov for rehabilitering

Høye og hyppige pristopper vil gjøre det mer lønnsomt å øke installasjonen og slukeevnen i eksisterende vannkraftverk. Det blir mer penger å tjene på å flytte enda mer av produksjonen over i timer med høyest pris. Større effektoppgraderinger innebærer imidlertid høye investeringskostnader. Derfor må det på tidspunktet for investering være rimelig sikre utsikter til økt hyppighet av effektpriser for at investeringene skal bli lønnsomme.

Kostnadene ved en effektutvidelse består ofte både av utbygging eller utvidelse av tunneler og innkjøp av elektroteknisk utstyr. I anlegg der det er nødvendig å gjøre reinvesteringer kan det være lønnsomt å også utvide effekten. I hvilken grad dette er tilfelle avhenger av hvor store ekstrakostnader som kommer i tillegg til rehabiliteringen, og hvor mye det er å tjene på dette i form av bedre oppnådd kraftpris. Vi har ikke detaljert kunnskap om hvordan dette stiller seg for de mange vannkraftverkene som må oppgraderes de neste 10-20 årene, men har inntrykk at det kan komme en viss økning i den installerte effekten der dette ikke innebærer større investeringer i nye tunneler og lignende.

Flere årsaker til usikkerhet for utbygging

Et sentralt dilemma for vannkraftutbyggere er knyttet til den lange ledetiden slike prosjekter har. Tiden det tar fra man fatter en investeringsbeslutning til det oppgraderte kraftverket kan begynne å produsere igjen kan være flere år. Noen av usikkerhetsmomentene utbyggerne står ovenfor er nevnt under:

- **Fremtidig prisstruktur i spotmarkedet**

Enten må utbyggeren fatte en investeringsbeslutning mens markedet fortsatt er relativt lavt priset og lite volatilt, eller så må man avvente til markedet har en tilstrekkelig prisstruktur. I begge tilfeller er det betydelig risiko. Enten bygge ut uten å vite om det finnes et behov for

¹² Fanci (tidligere SOVN) er en modell som utfører en formell optimering av tilgjengelig vann på magasinnivå. Dette innebærer at høyt regulerte kraftverk med høy kapasitet vil kunne utnytte de høye prisene mer enn Samkjøringsmodellen.

den nye kapasiteten, eller vente til det er behov med risikoen om at andre aktører og konkurrerende fleksible teknologier kan ta bort lønnsomheten i mellomtiden.

- **Fremtidige nettutbygginger**

Økt handelskapasitet ut av Norden vil, alt annet likt, føre til økt import av effektpriser i det nordiske markedet. Utviklingen innen nye mellomlandsforbindelser er usikker, noe som innebærer at det også finnes en risiko ved investeringer i storstilt effektutvidelse i vannkraften. I tillegg vil flaskehalsen internt i Norden gjøre at vannkraftområdene ikke alltid får muligheten til å utnytte pristoppene på kontinentet, og disse flaskehalsene er ikke alltid samfunnsøkonomisk rasjonelt å fjerne.

- **Utvikling innen beskatning av vannkraft**

Flere aktører i energibransjen, deriblant vannkraftprodusentene selv og det internasjonale energibyrået (IEA) har pekt på grunnrenteskatten som en hindring for utbygging og rehabilitering av vannkraften i Norge (IEA 2017). Endringer i beskatning har mye å si for lønnsomheten av effektutvidelse i kraftverkene.

I tillegg til dette kan det være usikkerhet knyttet til vilkårsrevisjoner og vanddirektivet¹³.

Lav lønnsomhet og høy risiko indikerer at økt effekt kommer senere

Med dagens forhold er det lite lønnsomt med effektutvidelse for de fleste prosjekter. Strammere effektmarginer og flere pristopper etter rundt 2030 kan gjøre at mange investeringer blir lønnsomme. På grunn av risikoen er det lite sannsynlig at investeringene blir besluttet lenge før markedet gir lønnsomme prissignaler, og deretter vil det være en ledetid som forsinker utbyggingen.

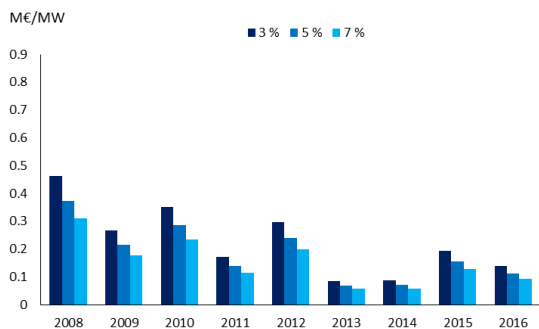
4.4 Pumpekraft trenger høy prisvolatilitet for å bli lønnsomt

Utbygging av pumper vil i enda større grad enn rene effektutvidelser være avhengig av høy prisvolatilitet. Hvor volatile prisene må være for at utbygging av et pumpekraftverk skal være lønnsomt er usikkert og avhengig av en rekke faktorer. I tillegg kommer usikkerheten knyttet til fremtidig prisvolatilitet, som blant annet avhenger av i hvilken grad det blir en videre utbygging av nye mellomlandsforbindelser fra Norge og Sverige til Storbritannia og kontinentet. I lys av at det er et behov for større prisvolatilitet enn i dag, og de mange usikkerhetsfaktorene knyttet til lønnsomheten, kan det trolig ta lang tid før vi får noen vesentlig utbygging av pumpekraft i Norge.

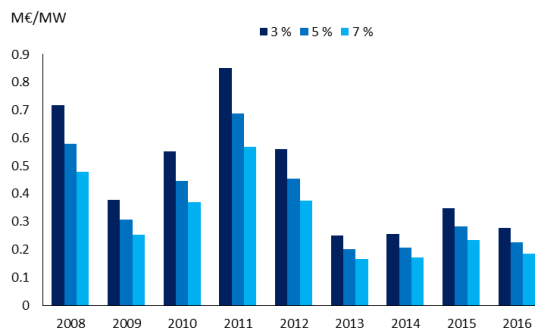
Sesongpumping vil trolig forbli mer lønnsomt enn døgnpumping de nærmeste årene

Nytten av pumpekraft er knyttet til prisarbitrasjen ved å kunne produsere vannet til en høyere pris enn ved pumping. Denne differansen må dekke investeringskostnadene over tid og tap i virkningsgrad. Inntektene kommer fra handel i både spotmarkedet og fra system- og balansetjenester. Forskjellen på lønnsomhet for henholdsvis effektpumping eller sesongpumping, handler i stor grad om prisstrukturen over døgnet og prisvariasjoner over året. Hovedårsaken til at nordiske pumpekraftverk primært benyttes som sesonglagring handler mye om at den kortsiktige prisstrukturen er langt lavere enn sesongvariasjonen i priser.

¹³ Vanddirektivet regulerer vannpolitikken i EØS-området og kan gi strengere miljøkrav til norske vannkraftverk.



Figur 68: Nåverdi inntekt av døgnpumping ved ulike diskonteringsrente, basert på kraftpriser i NO2 for 2008-2016. Døgnpumping utnytter prisforskjellen mellom forskjellige timer innad i samme døgn.



Figur 69: Nåverdi inntekt av sesongpumping ved ulike diskonteringsrente. Sesongpumping utnytter prisforskjell mellom sommer og vinter.

Det er en betydelig usikkerhet knyttet til prisvirkningen av storstilt pumpekraftutbygging. Pumpekraften vil bidra til å løfte de laveste prisene og senke de høyeste. Våre modeller egner seg dårlig til å beregne lønnsomhet for pumpekraft direkte, på grunn av aggregering av magasiner, uniforme vannverdier innenfor delområdet og for flat prisstruktur. Vi har likevel gjort et forenklet anslag av inntektsgrunnlaget til pumpekraft basert på historiske timespriser for NO2 i årene 2008-2016. NO2 har mange store magasiner, der flere kan være aktuelle å utnytte til pumping. Beregningene er basert på forenklete heuristikker der det er antatt perfekt informasjon om fremtidige priser. Inntektene er sterkt korrelert med kortsiktig (døgnpumping) og langsiktig (sesongpumping) prisvolatilitet. Figurene viser diskontert netto nytte ved å kunne produsere ved høye priser og pumpe ved lave priser. Både døgn- og sesongpumping har en forutsatt brukstid på rundt 2000 timer, men forskjellen er hyppigheten på syklusen.

Skillet mellom døgn- og sesongpumping er flytende, og disse to strategiene er ikke gjensidig utelukkende. De fleste større pumpekraftverk med tilstrekkelig store magasiner vil kunne sikte seg inn mot en betydelig sesongvariasjon i magasinkapasitet, samtidig som at noe kortsiktig pumping eller produksjon vil kunne omsettes i spotmarkedet ved behov. Denne strategien vil fungere godt så lenge den relative prisforskjellen mellom sommer og vinter er høyere enn forskjellen mellom dag og natt. Som figuren viser har dette vært tilfellet de siste årene, og mye tyder på at det trolig vil forbli slik de nærmeste årene.

Inntektene vil øke på lang sikt, men krevende å si om det er lønnsomt

Ved å bruke simulerte priser fra Basis 2030, og ikke historiske, blir inntektene fra pumpekraft større. Da blir døgnpumping klart mer attraktivt, mens sesongpumping kun får en svak økning. Dersom den prisvolatiliteten innad i uken øker betraktelig, vil det muligens lønne seg å tappe og fylle magasinene langt hyppigere enn i dag.

Sett opp mot inntektene fra Figur 68 og Figur 69 kan pumpekraft virke lønnsom i tørre år, særlig sesongpumping. I tillegg til investeringskostnadene er det også vedlikeholdskostnader, og begrensninger i vanddisponeringen gjør at inntektene antagelig er noe lavere. Derfor antar vi at det må bli betydelig større prisstruktur i Norden pumpekraft skal være økonomisk forsvarlig. Tatt i betraktning høyere inntekter fra system- og balansemarkedene og spotmarkedet er det flere prosjekter som kan bli lønnsomme.

Negativ trend og usikkerhet knyttet til nye investeringer

For fem til ti år siden var troen på pumpekraft sterk, og flere store kraftprodusenter hadde planer om utbygging av store prosjekter. De senere årene har derimot bransjens holdning til utbygging av pumpekraft i stor grad gått i negativ retning, i takt med fallende kraftpriser og redusert prisvolatilitet både i Norden og på kontinentet.



Figur 70: I kraftbransjen har troen på storstilt pumpekraft generelt sett vært dalende de siste årene. Høye kostnader og lave kraftpriser (rød kurve) har bidratt til å snu stemningen i stor grad.

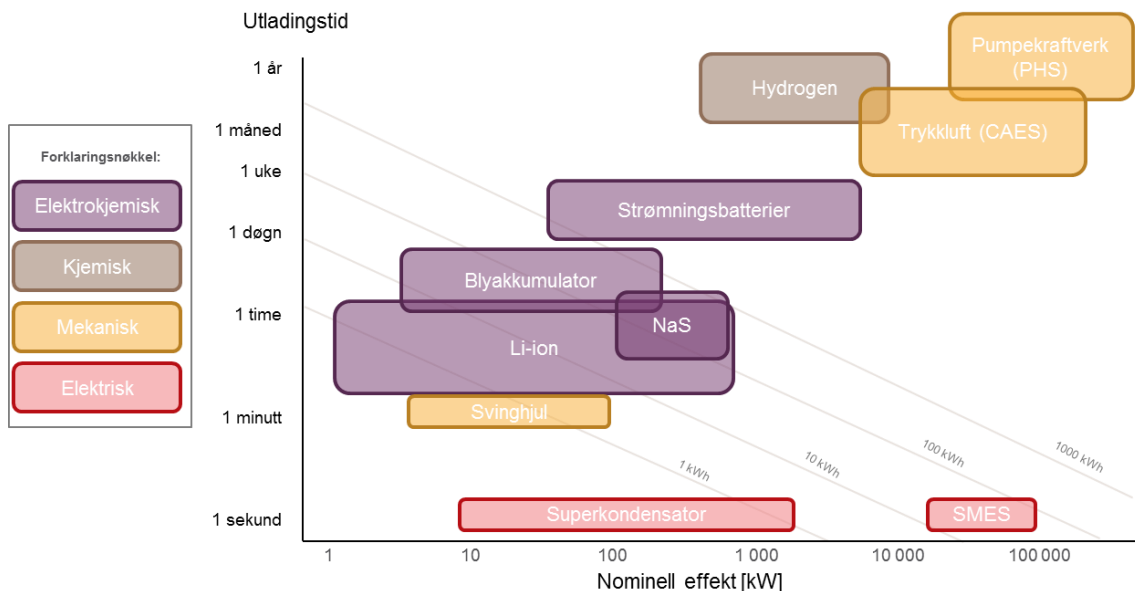
5 Andre teknologier

5.1 Mange lovende lagringsteknologier for kortvarige ubalanser

Teknologier for energilagring vil være viktig for å kunne fase inn større mengder fornybar kraftproduksjon. De kan bidra med frekvensregulering, flaskehalshåndtering, bedre spenningskvalitet, produksjons-glatting, avbruddfri strømforsyning (UPS) og spothandel. Siden vi i denne rapporten fokuserer på spothandelsnytte av energilagring, er det viktig å huske at energilagringssystemer har andre nyttevirksomheter også.

Stort utvalg teknologier for energilagring med ulike egenskaper

Det finnes ulike teknologier til ulike formål. Figuren nedenfor illustrerer teknologier som spenner mellom rask regulering og storskala sesonglagring. Forholdet mellom lagringskapasitet og effekt, altså utladingstiden, sier noe om hvilke formål teknologien er best tilpasset. Svinghjul og superkondensatorer har veldig kort utladingstid, det vil si mye effekt og lite energi. Store vannkraftmagasiner med pumpemulighet kan lagre mye energi, og har veldig lang utladingstid.



Figur 71: Utvalgte energilagringsteknologier vist med typisk effekt og utladingstid. Lagringskapasiteten er gitt av de diagonale linjene.

Figur 71 viser noen av de mest kjente teknologiene for energilagring. Virkemåtene er forskjellige og baserer seg på elektrokjemisk, mekanisk eller elektrisk energikonvertering. To andre viktige kategorier er termisk lagring og lagring i vannkraftmagasiner, men dette er nevnt i kapittel 2, 3 og 4. Ut fra tekniske egenskaper, og investerings-kostnader per effekt og per energi kan man plassere teknologiene i ulike anvendelsesområder. For frekvensregulering er det viktig med kort responstid, men det er ikke nødvendig med lang utladingstid. Når det gjelder storskala løsninger som kan påvirke prisdannelsen i spotmarkedet er det nødvendig med høy effekt, og for å dekke langvarige ubalanser må det også være lang utladingstid. Hydrogenlagring, trykkluftlagring og pumpekraft er i dag de eneste aktuelle alternativene for storskala energilagring. Hydrogenlagring har høye investeringskostnader og lav virkningsgrad, mens trykkluftlagring og pumpekraft er avhengig av geografisk ressurstilgang. Derfor er det mange forsøk på å utvikle batteriløsninger, slik som bedre strømningsbatterier og litium-ion-batterier, som har lite tap og lang utladingstid.

Hydrogenlagring er en av få teknologier for langtidslagring

Produksjon av hydrogen kan fungere både som energilagring (*power to power*) og som lavpris forbrukerfleksibilitet (*power to gas*). Hydrogenproduksjonen skjer ved hjelp av vannelektrolyse med tilgang på strøm og vann eller dampreforming av naturgass. Den volumetriske energitettheten er svært lav og lagring av hydrogen er teknisk utfordrende. Hydrogen kan distribueres blandet med naturgass eller rent gjennom rør, eller flytende med skip. Hydrogenproduksjon er mest aktuelt i tilknytning til drivstoffproduksjon og utnyttelse av overskudd fra vindkraft uten nettkapasitet. Hydrogenet blir brukt innen blant annet mat- og gjødselproduksjon og kjemisk industri.

På sikt vil etterspørselen etter hydrogen øke i takt med overgangen til utslippsfri tungtransport. I forbindelse med transport og kraftproduksjon vil brenselceller konvertere hydrogen tilbake til el. Hvis vi antar at elektrolyseren har en virkningsgrad på 70 %, lagring og komprimering 80 % og brenselcellen 50 %, vil 1 kWh kraft brukt gi i underkant av 0,3 kWh. Dersom hydrogenproduksjon må kunne produsere til under 6 \$/kg for å være lønnsom, må strømprisen være under omtrent 10 €/MWh. På grunn av tapene i prosessen bør levert kraft fra brenselcellen være verdt minst tre ganger det den var kjøpt for – hvis ikke kan hydrogenet bli solgt direkte i markedet.

Hydrogenlagring kan kutte høye priser og løfte lave priser i det nordiske kraftmarkedet, men store volumer må til. Innen 2030 er det neppe nok kapasitet innen lagring og produksjon av hydrogen til at det vil ha en betydningsfull påvirkning på det nordiske kraftmarkedet. Rundt 2040 har utviklingen innen hydrogentransport antagelig kommet mye lengre, og behovet i kraftmarkedet kan legge til rette for en storskala fleksibel utnyttelse av langvarige ubalanser i markedet. Siden prisvolatiliteten vil være kraftigere og oppstå tidligere på kontinentet vil det sannsynligvis være der hydrogenkapasiteten vokser raskest. I Norden vil hydrogenproduksjon i forbindelse med vindkraft uten tilstrekkelig nettkapasitet, og tog- og fergetransport være mest aktuelt.

Kostnadsreduksjoner innen batterier gir ringvirkninger for hele kraftsystemet

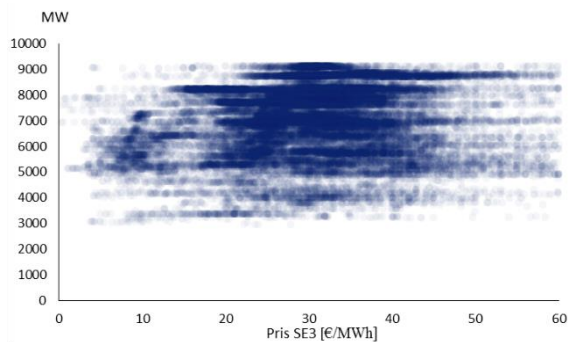
Kostnadene for batterilagring har falt kraftig de seneste årene. Dette gjør elbiler mer konkurransedyktige gjennom lengre rekkevidde og billigere biler. Batterier blir brukt i flere nye anvendelser, slik som hjemmelagring, UPS og utsettelse av økt kapasitet i distribusjonsnettet. Batteriene kan gi ekstra redundans og utglating av produksjon. Brukte elbilbatterier kan brukes videre til andre formål (*second life*). For eksempel kan de plasseres inn i kraftsystemet når kapasiteten er for lav for elbilene, men fortsatt brukbar for nettet. Batterisystemer er i bruk i reservekraftmarkedene, men i større grad utenfor Norden. I Finland har 1,2 MW batterier blitt testet til bruk innen reservekraft (frekvensregulering), reaktiv kompensering og spenningskontroll. Slike batterier kan også delta i spot- og intradag-markedene. I forbindelse med elektrifisering av transportsektoren blir det mer vanlig med batterilagring ved kai for fergetransport og ved ladestasjoner på vei. Dette gjør at batteriene vil lade sakte opp fra nettet og lade raskt ut. Slike batterier kan også møte flere behov siden de er tilkoblet kraftnettet.

Hvor mye og hvor fort batterikapasiteten i kraftsystemet vil vokse er veldig usikker. Vi observerer at batterier blir billigere og anvendelsene blir flere, men det er også områder der batterier uansett er lite egnet. Dette gjelder særlig for større ubalanser som varer i mange timer. De kan riktignok utnytte prisforskjeller mellom en time og den neste, men går glipp av de store inntjeningsmulighetene som finnes i langvarig lagring. Spothandelsnyttene vil ikke være den viktigste driveren for batterier i Norden. Et 1 MW / 1 MWh litium-ion batteri ville kun tjent omtrent 5 000 €/år på historiske prisforskjeller i

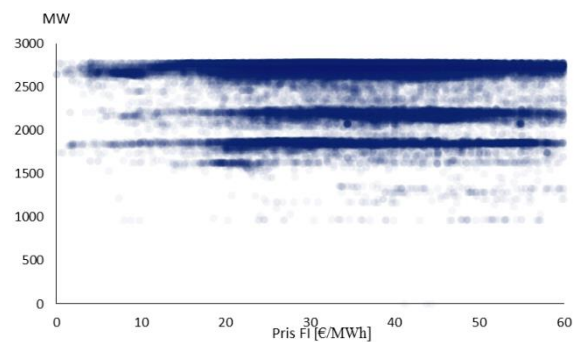
NO1 i 2016. Til sammenligning er investeringskostnaden en halv million euro¹⁴. Men hvis investeringen uansett er lønnsom på grunn av andre formål, kan de imidlertid få biinntekter fra å utnytte variasjoner i kraftprisene.

5.2 Eksisterende kjernekraft er svært lite fleksibel

Kjernekraft bidrar med stabil effekt, men er veldig lite fleksibel i Norden. Endringer i produksjon er stort sett styrt av planlagt vedlikehold og andre hendelser som ikke er knyttet opp mot kraftprisvariasjoner. I Frankrike derimot, som har en høy andel kjernekraft i produksjonsmiksen, blir kjernekraften styrt fleksibelt slik at den følger forbruket.



Figur 72: Kjernekraftproduksjon i SE3 hver time siden 2007 plottet mot kraftpris



Figur 73: Kjernekraftproduksjon i Finland hver time siden 2007 plottet mot kraftpris

Det er en svak korrelasjon mellom lave kraftpriser og lav kjernekraftproduksjon i Norden. Vedlikehold på sommeren da prisene normalt er lavere er en forklaring på dette, men produksjonsstopp kan forlenges hvis det er utsikter til priser under marginalkostnad.

5.3 Uregulerbar fornybar kan gi en viss fleksibilitet

Selv om vind-, sol- og elvekraft ofte blir omtalt som uregulerbar produksjon, kan de tilby en viss fleksibilitet. Alle produksjonsteknologier har et potensial for nedregulering, så lenge de har produksjon. Vind-, sol- og elvekraft kan også ha en oppreguleringsmulighet, men da kan de ikke produsere maksimalt før oppreguleringen. I Norden har vindkraft en marginalkostnad veldig nær null. Det vil si at de produserer så lenge de får betalt, og ikke må betale gjennom å produsere ved negative priser. Altså vil de i praksis produsere maksimalt så lenge spotprisene er positive, og hvis de ikke får noen andre insentiver til å nedregulere. Denne lavpris-fleksibiliteten gjør at systemprisen ikke blir negativ, men vil ikke løfte prisene ytterligere opp. Støttesystemer slik som feed-in-tariffer i Tyskland har ført til at fornybarproduksjonen ikke blir skrudd ned ved negative priser.

Budkurvene fra Nord Pool viser at en svært liten andel av den nordiske uregulerbare produksjonen byr inn prisavhengige timesbud i day-ahead-markedet. Altså vil store mengder, deriblant vindkraft, produsere til tross for priser ned mot -500 €/MWh. Likevel forventer vi at store mengder lavpris-fleksibilitet finnes selv om den ikke alltid er synlig i markedet i dag.

5.4 Nettet har en viktig rolle for å jevne ut ubalanser

Mens de fleste fleksibilitetsteknologier utnytter variasjoner i tid, har nettet en viktig rolle i å fjerne ubalanser mellom regioner. Hvis man har et område med god tilgang på vindkraft og et område med

¹⁴ Storskala batteriløsninger koster i dag rundt 500 \$/kWh, til tross for at selve battericellene kun koster rundt 200-250 \$/kWh. Vi kan forvente at investeringskostnadene vil halvere seg de neste ti årene.

mange store vannkraftmagasiner, vil de to områdene fungere mer optimalt hvis de er koblet sammen i et felles sterkt nett.

Nettet gjør at en ubalanse kan bli løst lenger vekk fra der den oppsto. Handel mellom regioner er et effektivt tiltak for å håndtere de lokale svingningene, både kortvarige frekvensendringer og langvarige sesongvariasjoner. Det nordiske vannkraftsystemet har store variasjoner mellom ulike værår, mens fremtidens kraftsystem på kontinentet basert på mye vind- og solkraft har store variasjoner mellom ulike uker. Nytt av forbindelser ut av Norden er derfor mye drevet av at kraftsystemet i Norden ofte har en annen balanse enn det kontinentale systemet. Forbindelsene internt og mellom land har altså bidratt til å sikre seg mot de store hydrologiske svingningene. Norden eksporterer i våte år og importerer i tørre år. Samtidig er det normalt eksport på dagtid og import på nattestid, som gir høyere utnyttelse av produksjonsressurser både i Norden og utenfor.

Nett kan virke både positivt og negativt til å fremme andre former for fleksibilitet. Nytt nett vil som oftest redusere behovet for andre fleksible teknologier, men det vil gjøre det mer lønnsomt å investere i uregulerbar produksjon og forbruk, som igjen øker behovet. Dette gjelder både i stor og liten skala. Hvis det er begrensende flaskehals ut av et område med gode vindressurser, blir det større behov for måter å håndtere produksjonsvariasjonene nærme vindkraften. Tilsvarende vil lav kapasitet i distribusjonsnettene gjøre det mer interessant med forbrukerfleksibilitet og lagring.

Den regulerbare vannkraften er mindre verdifull hvis den blir innestengt lokalt. Med sterke forbindelser kan vannverdiene reflektere prisene over et større område. Altså kan produksjonen tilpasse seg og bidra i underskudds- og overskuddssituasjoner i områder der det er lite magasinverk.

6 Forventet utvikling og usikkerhet

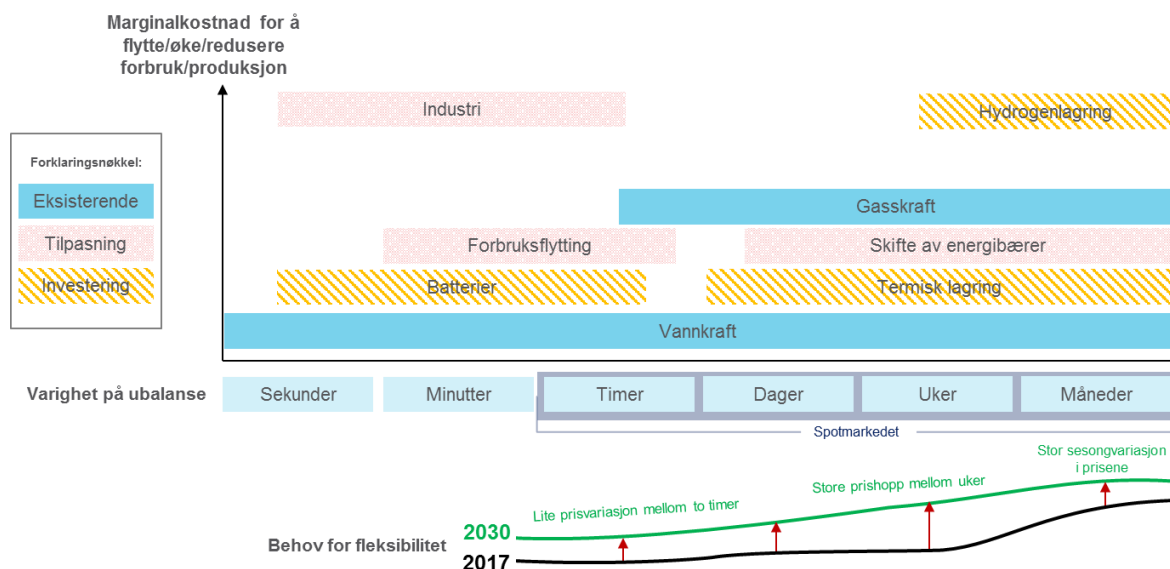
6.1 Det er plass til mange ulike løsninger

Med vår prognose for markedsutvikling forventer vi ikke at det vil være lønnsomt å gjøre mange storskala investeringer i ny fleksibilitet i Norden innen 2030. Da er det mer sannsynlig at vi får en rekke mindre tilpasninger. Disse tilpasningene vil innebære tettere samspill med varme- og transportsektorene, aktive forbrukere som billig kan flytte last og fleksibel industri. I tillegg kommer det inn noe ny fleksibilitet gjennom opprustning og utvidelse av eksisterende vannkraftverk.

Eksisterende kraftverk kan i stor grad dekke fremtidens utfordringer

Som nevnt i kapittel 1 vil de fundamentale endringene i kraftsystemet føre til større prisvariasjoner og dermed økende behov for fleksibilitet i spotmarkedet. I dag dekker fleksibilitet fra vannkraft både korte og lange ubalanser. Det vil også i fremtiden være billig og stor tilgang på effekt fra vannkraftverk i Norden, men spesielt våte eller tørre år fører til store prisforskjeller mellom år og mellom sesonger.

Eksisterende fleksibilitet og fleksibilitet som uansett kommer kan være tilstrekkelig for å hindre at nye typer aktører investerer i teknologier som kun er ment for å kjøpe kraft billig og senere selge dyrt (storskala *power to power* energilagring) i spotmarkedet. På lengre sikt, og særlig etter 2030, kan volatiliteten bli tilstrekkelig høy til at disse investeringene blir lønnsomme. Figuren viser at det finnes nye typer fleksibilitet gjennom små tilpasninger og større investeringer. Med begrenset potensial og lønnsomhet for langvarig fleksibilitet blir det økt prisvolatilitet innad i uken, men kun en svak økning time for time.



Figur 74: Prinsipiell skisse av hvordan ulike teknologier bidrar til å redusere kortvarige og langvarige behov for fleksibilitet. Ulike behov krever ulike løsninger.

Dagens veivalg og teknologikostnader har påvirkning på fremtidens kraftmarked

Visse teknologier vil ha en fordel på lang sikt ved at de er billigst nå, selv om de er ikke er det billigste alternativet senere. Etter at store investeringer er gjort, er det relativt små driftskostnader, noe som gjør at smartere og billigere investeringer i fremtiden ikke blir lønnsomme. Rekkefølgen på investeringene kan dermed få betydning.

Selv om fornybarutbyggingen går raskt, vil endringene pågå over veldig lang tid. Det fører til at behovet for fleksibilitet hele tiden vil øke, uansett om det finnes teknologier som kan dekke behovet eller ikke. Hvis det ikke skjer en stor teknologiutvikling innen storskala langtidslagring, vil utbyggingen av fornybar

føre til økte prisvariasjoner i både Norden og Europa, og veksten i fornybarutbyggingen må til slutt bremse ned. Hvis det derimot kommer gode økonomiske lagringsalternativer eller utstrakt bruk av forbrukerfleksibilitet vil det forsterke veksten i fornybar, som igjen øker behovet for lagring og flytting.

I Norden kan prisvolatilitet være drivende for endringer i den termiske kraftverksparken. Det må for eksempel oppstå ny fleksibilitet hvis det skal være mulig å legge ned en stor andel av den svenske kjernekraften (Svenska kraftnät 2017). Kullkraft og særlig gasskraft er avhengig av at det oppstår svært høye priser, men med mer høyprisfleksibilitet blir inntjeningen kraftig redusert. Også veksten innen fornybar kan endre seg som følge av endringer i prisvolatilitet. Vindkraften vil tjene godt på at de laveste prisene blir løftet, og vil sannsynligvis i sum komme godt ut av mer fleksibilitet.

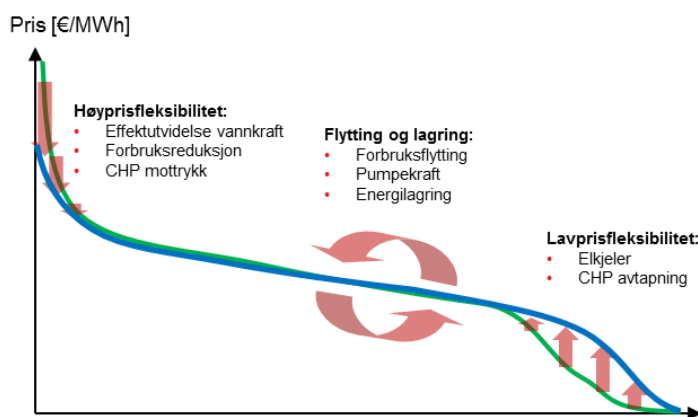
Behov for mange forskjellige løsninger

Det er forskjell på teknologier som kun kan sikre kortvarig balanse i spotmarkedet og de som kan flytte forbruk eller produksjon til perioder på året hvor markedet gir gunstige priser. Ulike teknologier bidrar i ulike situasjoner. I en situasjon med strammere effektmargin kan reduksjoner i forbruket oppstå før kraftverk med de høyeste marginalkostnadene begynner å produsere. For kraftvarmeverk er fleksibiliteten begrenset av start-stopp-kostnader, og rekkefølgen (merit-order) på høyprisfleksibilitet vil derfor være avhengig av varighet. Påfølgende timer med priser rundt 60-100 €/MWh motiverer nærmest all tilgjengelig produksjonskapasitet til å slå seg på, uten at det er noen store endringer på forbrukssiden¹⁵. For kun én time på over 100 €/MWh er det særlig forbruk som kan dempe pristoppen.

Dagens teknologi for energilagring og forbruksflytting bidrar til å dempe prisvariasjoner innenfor uken, men har i dag ingen påvirkning på sesongmønsteret. Disse kan altså påvirke kortvarige pristopper og priskollapser, og kan derfor bli sett på som både høypris- og lavprisfleksibilitet. Alminnelig forbruk kan, med prissignaler og tilstrekkelige insentiver, til en viss grad styre forbruk vekk fra topplast- og høypristimer til lavlast- og lavpristimer. I dag ville en slik styring som regel føre til ekstra investeringer, men den ekstra investeringskostnaden kan på sikt bli nær null og marginalkostnaden negativ. For eksempel kan nye elbiler være tilrettelagt slik at ladealgoritmene automatisk tar hensyn til kraftpriser, dynamiske tariffer og ladekapasitet. Ventilasjon i næringsbygg er i stor grad allerede automatisk styrt, og vi forventer at flere av disse vil respondere på kraftpriser fremover.

I den lave enden av tilbudskurven i Norden ligger kjernekraft og noen kraftvarmeverk. Samspill med varmesektoren kan få størst påvirkning og kan bidra til å løfte de laveste prisene. Noen fjernvarmesystemer vil kunne bytte mellom varmeproduksjon fra CHP og elkjeler, og dermed gi dobbel effekt ved å både øke forbruk og redusere produksjon. Som vi så i kapittel 3 var det store mengder elkjel som skulle til for å løfte prisen betydelig, og dessuten er det et tak på hvor høyt den kan gå. Når det er store produksjonsoverskudd over lang tid i 2040 er det vanskelig å unngå spill av produksjon.

¹⁵ Et unntak kan være at elkjeler byttes ut med alternative brensler.



Figur 75: Varighetskurve på pris og virkning av ulike fleksible teknologier

Få teknologier som kan løse langvarige ubalanser

Det er som vist tidligere et enormt potensial for forbrukerfleksibilitet, men mye av potensialet er begrenset til maksimalt noen timer. Det eksisterende forbruket og dagens lagringsteknologi bidrar ved kortvarige ubalanser. Med nåværende tilgjengelige teknologi er det krevende å håndtere de langvarige ubalansene, mens kortvarige ubalanser i kraftpris blir fanget opp av batterier, produksjonsglattning og forbruksflytting. Derfor er det ubalanser som varer i mer enn et døgn som vil føre til den store økningen i prisvolatilitet, som vist i Figur 74. Vannkraften vil fortsette å være sterkt delaktig i sin prisrespons både time for time og gjennom året.

Forbrukerfleksibilitet kan respondere billig i situasjoner som varer i over et døgn også. For det første har brenselsskifte og visse industriutkoblinger færre slike varighetsbegrensninger. For det andre kan effekt spres utover perioden. Hver for seg har kanskje ikke forbrukerne mulighet til å slå av i mer enn tre timer, men dersom situasjonen varer i flere døgn er det likevel være mulig å fordele forbruksreduksjonen over tid så lenge effekt- og varighetsbegrensningene er ivaretatt.

Vind- og solkraft kan i perioder treffe godt med variasjonene i forbruket. Men det vil også være perioder på flere dager, kanskje uker, der vind- og solkraft til sammen vil produsere kun noen få prosent av installert effekt. Selv om vi forutsetter store mengder batteri og lagring i Europa, vil ikke disse ha nok lagringskapasitet til å dekke de lange ubalansene. Dessuten kan en stram situasjon dukke opp på kort varsel slik at energilagrene ikke får tid til å fylle seg opp. Forbruk og lagring vil kunne balansere variasjoner innad i døgnet, og delvis over flere døgn. Men hvis ubalansene varer lengre vil det være få billige fleksibilitetsressurser tilgjengelig som kan håndtere situasjonen. Da vil dyr forbruksreduksjon være eneste alternativ på kort sikt.

6.2 Konkurransen mellom teknologier

Fordeler og ulemper med alle teknologier – ingen klar vinner

Det er som nevnt mange mulige kategorier fleksibilitet som kan bli lønnsomme. Ettersom det er behov for flere ulike typer nisjer i markedet for fleksibilitet vil det være plass til flere aktører og teknologier vil kunne sameksistere uten å påvirke hverandres lønnsomhet i stor grad. Men det vil også være en betydelig konkurranse mellom teknologier med like egenskaper som kan gi en form for kannibalisering. Jo flere aktører som entrer markedet, jo mindre blir den marginale nytten.

Mulige investeringer som kan dekke langvarige ubalanser er investeringer som tillater bruk av andre energibærere (olje, gass, kull, bio og hydrogen), vannkraftinvesteringer eller tilpasninger i industri-anlegg. Effektutvidelse i vannkraft og pumpekraft fremstår da som et av de økonomisk og politisk mest

attraktive alternativene. Økonomisk risiko og miljøhensyn er imidlertid forhold som vil kunne bremse en utnyttelse av dette potensialet.

Ikke alle teknologier vil bli lønnsomme, andre kommer dem i forkjøpet. *Sunk cost* og nytte utenfor spotmarkedet vil være betydelig for enkelte teknologier, og gir dem et fortrinn. For eksempel vil større elbilbatterier gi bilene lengre rekkevidde. Utnyttelse av bilbatteriet til å jevne ut forbruk eller i mer aktiv deltagelse i kraftmarkedet blir en potensiell bonus.

Fordel å være tidlig ute med utbygging

Aktørene som er tidlig ute i markedet vil ha et fortrinn. Både vil nytten i den første perioden være svært god, men det vil også kunne dreie utviklingen i markedet i en viss retning. I et fremtidig marked hvor det kan bli hyppig priskollaps på grunn av overskudd av uregulert produksjon kan man tenke seg at en storstilt utbygging av elkjeler vil kunne løfte de aller laveste prisene. Andre teknologier som batterier og pumpekraft, som også er avhengig av perioder med lave priser, vil dermed få mindre lønnsomhet. Teknologiene som er tidligst ute vil dermed kunne forhindre utbygging av andre typer teknologi, og ha stor sjanse for å gå seirende ut av teknologikonkurransen.

Små tilpasninger har lavere risiko enn større investeringer

Det er store forskjeller mellom teknologiene vi har diskutert i denne rapporten. Noen investeringer blir besluttet på kort tid, har kort ledetid og lave investeringskostnader. Andre er omfattende prosjekter som krever mye planlegging og har lang ledetid.

I valget mellom å investere i noe nytt eller drifte noe eksisterende på en annen måte for å utnytte prisvariasjoner, vil sistnevnte generelt være billigst siden man da slipper å ta hensyn til ledetid og risiko ved investeringer. Det er derfor sannsynlig at små investeringer og tilpasninger vil komme tidligst, ettersom de har lavest risiko. Dette vil deretter drive ned behovet for fleksibilitet og føre til at større kapitalkrevende prosjekter ikke blir bygget ut tidlig. Læring og kostnadskutt vil forsterke en retning mot enda mer slik småskala fleksibilitet.

Vannkraftutbygging er eksempler på store, kapitalkrevende prosjekter med lang lede og levetid. Det kan eksempelvis ta flere år fra man tar en investeringsbeslutning om utbygging av pumpekraft til anlegget står ferdig. Deretter vil det kanskje ha en levetid på 40-50 år. Dette gir en betydelig markedsrisiko ved slike prosjekter.

6.3 Klare trender, men usikkerhet på lang sikt

Volatilitet styres av flere usikre forhold

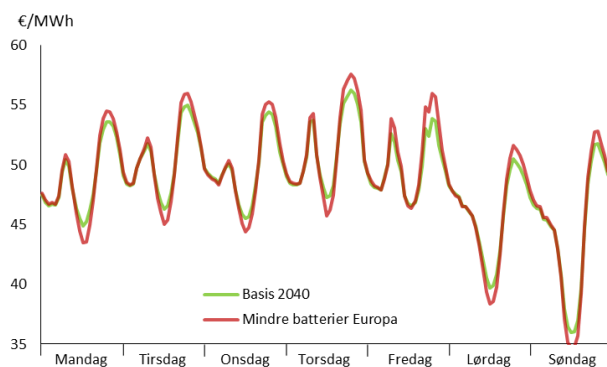
Den store usikkerheten i langsiktige prognoser for prisnivå og prisvolatilitet gjør at mange investeringer har høy risiko. Til tross for at man kan forvente en grov retning for fremtidens kraftsystem, kan man likevel ikke vite sikkert hvilke fremtidige fleksible teknologier det vil være mest bruk for. Dette får stor betydning for de selskapene som skal investere i fleksible energiløsninger.

Mye av den nordiske utviklingen i kraftmarkedet styres av forhold i resten av Europa og i globale markeder. Det er derfor viktig å huske på at ny fleksibilitet vil opptre også på kontinentet. Siden prisvolatiliteten er høyere i kraftmarkedene utenfor Norden, kan vi forvente at løsningene vil finne sted der utfordringene er størst.

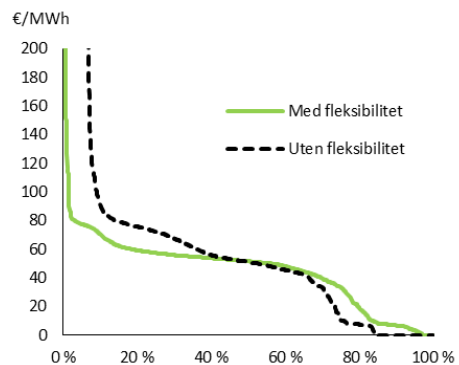
Hvordan utviklingen i Europa blir er ikke sentralt i denne analysen, men i LMA 2016 har vi anslått 40 GW forbruksflytting, 25 GW kortvarig forbruksreduksjon og 20 GW kortvarig forbruksøkning i EU10¹⁶ i 2040. Dette er fortsatt ikke nok til å kunne fjerne alle de høyeste pristoppene, og noen av

¹⁶ Tyskland, Storbritannia, Frankrike, Italia, Nederland, Belgia, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike og Sveits

disse vil også bli synlige i det nordiske markedet. Vi har her gjort en sensitivitet for å undersøke hvordan denne usikkerheten påvirker den nordiske prisstrukturen. Ved å redusere batterikapasiteten på kontinentet blir det større prishopp innad i døgnet, men gjennomsnittsprisen blir fremdeles lik.



Figur 76: Gjennomsnittspriser over uken i Norge i 2040 med 60 (Basis) og 30 GW batterier i Europa.



Figur 77: Varighetskurve på tyske priser i 2040 fra LMA 2016 med og uten ny fleksibilitet i Europa

I tillegg er det i stor grad teknologiutviklingen innen mer fleksible gass-, kull- og kjernekraftverk som vil styre behovet for balansekraft i Europa. Produsentene er klar over at fleksible kraftverk får høyere inntjening enn konvensjonelle termiske kraftverk med høye start- og stoppkostnader. På denne måten vil nye termiske kraftverk bli en del av løsningen på å balansere kraftsystemet i Europa.

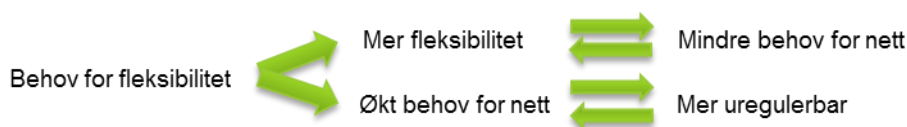
Siden det trolig kommer store mengder billig forbruksflytting, batterier og dyr forbruksreduksjon på kontinentet, får Norden nye prissignaler til hvordan aktørene burde tilpasse seg. Resten av Europa er strengt nødt til å opprettholde kortvarig fleksibilitet (balanseresserver og roterende masse) der alt ikke kan importeres fra andre land. Langvarig fleksibilitet kan i større grad være et samspill mellom større regioner. Norden har med sine vannkraftressurser gode forutsetninger som fleksibilitetsleverandør, men selv med massiv utvekslingskapasitet vil ikke dette være nok til å alene løse Europas utfordringer med langvarige ubalanser.

Flere prisområder ville gitt flere investeringer i fleksibilitet

Prisvolatilitet, enten i form av variasjon over døgnet eller sesongvariasjon, er en driver for lønnsomhet for fleksible løsninger i kraftmarkedet. Volatiliteten i de enkelte nordiske prisområdene er høyere enn systemprisen. I et marked med flere prisområder enn i dag, som samfunnsøkonomisk ville gitt riktigere prissignaler, ville volatiliteten vært noe høyere. Dette betyr at fleksible løsninger får lavere lønnsomhet enn de ville fått med en form for nodeprising.

Nytten av nettførsterkninger blir påvirket av utviklingen i kraftmarkedet

Nytten av å bygge vekk flaskehalsen internt i Norge eller mot utlandet er avhengig av prisforskjeller mellom prisområdene. Det er en klar sammenheng mellom prisforskjeller og prisvolatilitet. Altså vil økt volatilitet isolert sett føre til større prisforskjeller. Mer fleksibilitet demper volatiliteten, men senker ikke nødvendigvis nytten av nettførsterkninger betydelig.



Figur 78: Behov for fleksibilitet (prisvariasjon) henger tett sammen med behov for nett (prisforskjell)

Figuren over viser at det er positive tilbakekoblinger, en som senker behovet for nett og en som øker behovet. Den sterke økningen i fornybar vil sannsynligvis være mer drivende for nettutbygging enn ny fleksibilitet vil dempe behovet. I sum forventer vi at både prisvariasjon og prisforskjell går opp på sikt, særlig på grunn større mengder uregulerbar og mindre termisk produksjon i hele systemet.

7 Bibliografi

- CEDREN HydroPEAK. «Utfordringer og muligheter for norsk vannkraft ved integrasjon med vind- og solkraft i Europa.» 2017.
- CEDREN. «Norge som leverandør av balansekraft.» 2016.
- EI. «Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet.» 2016.
- Energistyrelsen. *Fakta om danskernes elforbrug*. 2013.
http://dk.varme.danfoss.com/PCMFiles/14/Heat%20Pumps/Fakta%20om%20danskernes%20elforbrug_Energistyrelsen.pdf.
- Energistyrelsen. «Flexibility in the Power System - Danish and European experiences.» 2015.
- EON. *Vad är normal förbrukning?* 2017. <https://www.eon.se/privat/for-hemmet/energiradgivning/normalfoerbrukning.html>.
- Gaia. «Examining and proposing measures to activate demand flexibility on the Nordic wholesale electricity market.» 2011.
- Gils, Hans Christian. «Assessment of the theoretical demand response potential in Europe.» 2014.
- IEA. *Energy Policies of IEA Countries - Norway 2017 Review*. IEA, 2017.
- IEA. «Nordic Energy Technology Perspectives 2016.» 2016.
- KSBedrift. 2016. <http://www.ksbedrift.no/aktuelt/energi/diskusjonsmoete-i-nve-om-ny-tariffstruktur/>.
- NMBU. «Sluttrapport fra forskningsprosjektet FlexElTerm.» 2017.
- NordReg. «Status report on regulatory aspects of demand side flexibility.» 2016.
- NVE. «Forbrukerflexibilitet i det norske kraftmarkedet.» 2006.
- NVE. *Fremtidens elkunder - Potensial for fleksibilitet på forbrukssiden*. 2017.
<http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201708023/2203974>.
- NVE. *Pumpekraft i Noreg - Kostnader og utsikter til potensial*. NVE, 2011.
- NVE. «Varmepumper i energisystemet - Status og muligheter.» 2016.
- NVE. *Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk*. NVE, 2011.
- Ollila, Jorma. «Nordic Energy Co-operation: Strong today - stronger tomorrow.» 2017.
- Pöyry. «Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering.» 2012.
- SINTEF. *Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket*. 2006.
<https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf>.
- SINTEF. *Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk*. SINTEF, 2011.

- Skytte, Klaus. *Barriers for flexibility in the district heating-electricity market*. 2016.
http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2016/12/SKYTTE_Vilnius_2016_flex4RES_011217_final.pdf.
- SSB. *Energibruk i industrien 2016*. 2017. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/indenergi>.
- SSB. *Hvor mye energi bruker husholdningene til ulike formål?* 2009.
https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200905/dalen.pdf.
- Statens Byggeforskningsinstitut. *Husholdningers elforbrug - hvem bruker hvor meget, til hvad og hvorfor?* 2005. http://vbn.aau.dk/files/14395291/SBi_2005-12.pdf.
- Statistics Finland. *Warm weather decreased energy consumption in households in 2015*. 2016.
http://www.stat.fi/til/asen/2015/asen_2015_2016-11-18_tie_001_en.html.
- Statnett. *Sentralnettstariffen 2016*. 2016.
<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Tariffhefte%202016%20-%20Sentralnett%20-%20til%20WEB.pdf>.
- Svenska kraftnät. «Systemutvecklingsplan 2018-2027.» 2017.
- Thema. «Ny produksjon i Stor-Oslo / Østlandsområdet.» 2012.
- VaasaETT. *Assessing the Potential of Home Automation in Norway*. NVE, 2017.
- Xrgia. *Økt behov for fleksibilitet i fremtidens kraftsystem. Kan varmemarkedet bidra?* 2010.
fjernvarme.no/uploads/fleksibilitet%20i%20fjernvarme.ppt.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett