



Fremtiden er *nokså* elektrisk

Energisystemet skal endres radikalt. Vi trenger et helhetlig perspektiv på omstillingen og på hvordan vi best utnytter ulike energibærere og løsninger. Det kan gi lavere kostnader, mindre naturinngrep, raskere utslippskutt og et mer robust energisystem.

Rapport fra prosjektet *Systemsmart energibruk*

FREMTIDEN ER *NOKSÅ* ELEKTRISK

Denne rapporten er utgitt 16. september 2022 av prosjektet SYSTEMSMART ENERGIBRUK

Systemsmart energibruk er et samarbeidsprosjekt for å nå klimamålene med minst mulig kostnad og naturbelastning. For å unngå at mangel på energi- eller effektkapasitet i nett eller produksjon blir et hinder for det grønne skiftet, ser prosjektet på systemsmarte løsninger for energibruk.

Rapporten er forfattet av Jan Bråten. I arbeidet har vi fått verdifulle innspill fra Ph.d Berit Tennbakk i Thema Consulting Group, fra professor Torjus Bolkesjø ved NMBU og fra seniorrådgiver og Ph.d-kandidat innen forbrukerfleksibilitet, Matthias Hofmann. Flere deltakere i prosjektet har også gitt nyttige innspill. Tone Svendsen Endal i prosjektets sekretariat har gitt verdifull støtte i hele prosessen fram til endelig publisering. Miljøstiftelsen ZERO er sekretariat for prosjektet.

Styret for prosjektet består av representanter fra Statnett, Elvia, Enova og Norsk Fjernvarme. I tillegg til de nevnte selskapene har prosjektet også fått bidrag fra Norsk varmepumpeforening, Akershus Energi, Østfold Energi, Borregaard, Glitre Energi Nett, Viken Fylkeskommune og Statsbygg. I tillegg er det flere samarbeidspartnere som du kan lese mer om på www.systemsmart.no. Her finner du også annen informasjon fra prosjektet.

Innholdsfortegnelse

Hovedbudskap	5
Kort oppsummert	5
Utdyping av hovedbudskap	6
<i>Energisystemet skal endres radikalt. Vi må se de ulike endringene i sammenheng</i>	6
<i>Ineffektiv bruk av elektrisitet til oppvarming er en sentral utfordring i Norge</i>	7
<i>Vi trenger helhetlig planlegging, kostnadsriktige priser på energi og målrettet politikk</i>	10
1. På vei mot et annerledes energisystem	14
2. EUs strategi for systemintegrasjon	17
2.1. To hovedelementer: Riktige priser og helhetlig planlegging	17
2.2. Sektorintegrasjon gir effektiv energiomstilling	19
2.3. Fremtiden er elektrisk, men ikke helelektrisk	20
2.4. Helhetlig planlegging er viktig, men ikke uten videre enkelt	20
3. Nytt energisystem gir utfordringer og muligheter	21
3.1. Vi må utnytte hele verktøykassa	21
3.2. Elektrisk oppvarming gir forbrukstopper i kuldeperioder	22
Forbrukstoppene drives av kuldeperioder og av forbruksvariasjon innenfor uka	22
Forbrukstopper for elektrisitet kan forsinke og fordyre elektrifiseringen	27
Forbrukstoppene kan reduseres med tre hovedtyper av tiltak	27
3.3. Flytting av forbruk i tid kan bli billig, utbredt og automatisk	28
Flytting av forbruk innen uka kan neppe redusere forbrukstoppen mer enn 10-12%	28
3.4. Noen typer forbruk kan flyttes mer enn en uke eller kuttes	30
Elektrolyse for produksjon av grønt hydrogen – mest flytting av forbruk i tid?	30
Datasentre kan både flytte forbruk i tid og kutte elforbruk – hvis man legger opp til det	31
Varmeanlegg med elkjeler og alternativ energibærer er i en klasse for seg	33
Fleksibilitet som kutter forbruk uten å øke det senere	35
3.5. Elforbruket til oppvarming kan reduseres permanent	36
<i>Varig effektreduserende tiltak kan spille en stor rolle</i>	36
3.6. Fleksibilitet kan ofte gi mer tilgjengelig energi	42
Pumpekraftverk kan redusere spill og øke importmulighetene	42
Vi må videreutvikle samspillet mellom elektrisitet og bioenergi i varmesektoren	44
Solenergi trenger fleksibelt forbruk og energilager	45
Det hjelper å flytte kraftforbruk i tid	48
Krafthandel mellom områder og land utnytter den samlede fleksibiliteten bedre	48
4. Hva kan utløse de rette tiltakene?	50
4.1. Riktige incentiver og helhetlig planlegging	50

4.2. Mer variabel kraftproduksjon gir markedet en viktigere rolle	50
Kraftmarkedet skal balansere produksjon og forbruk og fremme effektiv ressursbruk.....	50
Større og hyppigere prisvariasjon og ekstra høye kraftpriser i kuldeperioder	52
Nye prismønstre vil fremme forbruksreduksjon om vinteren og mer fleksibelt forbruk	55
4.3. Bedre overføringstariffer er viktig for effektiv utnyttelse av nett og energiresurser	55
Tariffene skal dekke nettkostnader og bidra til effektiv ressursutnyttelse	56
Kraftsystemet er i rask endring, mens tariffene har vært tilpasset Norge anno 1991	57
Når det er ledig kapasitet, er rundt 90% av nettkostnadene <i>uavhengig av bruken</i>	57
<i>Strømnettet tåler ikke overbelastning</i>	57
Dynamiske tariffer som teoretisk referanseramme	58
Hvis fleksibelt forbruk <i>kun</i> styres av kraftprisen, kan det lokale nettet få problemer	61
Direkte oppvarming av tappevann, induksjonsovner og lading: <i>viktige forskjeller</i>	66
Også annet fleksibelt forbruk må ta hensyn til lokale nettforhold	67
Stor variasjon i de enkelte husholdningenes forbruksmønstre	67
Tariffene må reflektere at den største utfordringen for nettet er kuldeperioder	69
Vi har hatt tre hovedtyper av tariffer – knyttet til kundenes størrelse og nettnivå	70
Tariffene bør knyttes sterkere til kundens forbruk når nettet er mest belastet	71
Tariffer som skal reflektere overføringstap bør bli definert <i>i prosent av kraftprisen</i>	73
Tariffer bør kunne differensieres etter lokale behov og tekniske muligheter	73
Betaling for redusert forbruk kan være nyttig, men har klare begrensninger	76
Krevende utvikling og omstilling for nettselskapene og kundene	79
<i>Oppsummering: Overføringstariffene må reflektere kostnadsdriverne i nettet</i>	79
4.4. Reguleringene og politikken må støtte 2030-mål	81
<i>En mer fremtidsrettet sektorregulering</i>	81
<i>Dagens regulering må forbedres på flere områder</i>	82
<i>Myndighetene bør utvikle målrettede strategiske programmer</i>	86
<i>Aldri har det hastet mer</i>	88
Vedlegg 1: Mer om flytting av el-forbruk innen uka	90
Maksimalforbruket i en kald vinteruke var ca. 15% høyere enn gjennomsnittet.....	90
Introduksjon: Styring av tid for eloppvarming av bygg og tappevann samt lading.....	91
Alle steder vil ikke ha like mye tilgjengelig fleksibilitet	92
De tre typene fleksibilitet får potensial til å jevne ut forbruket i en kald vinteruke.....	93
Vedlegg 2. Mye større forbruksvariasjon lokalt	98
De store talls lov – sammenlagringseffekten	98
Store tilfeldige variasjoner i forbruket – og store forskjeller mellom husholdningene	98

Hovedbudskap

Kort oppsummert

- *Energisystemet skal endres radikalt for å kutte utslipp av klimagasser.* Fossil energi dekker nesten halvparten av norsk energibruk (transport, industri, offshore mm.) og skal erstattes med utslippsfri energi i løpet av et par tiår, helst raskere. Dette krever en stor økning i tilgangen på fornybar energi og mer effektiv bruk av energien. Industrivekst forsterker behovet for utslippsfri energi
- Fremtiden er *nokså* elektrisk. Elektrisitet får en mye større rolle i det totale energisystemet, men vi trenger også mange andre energiløsninger enn el for å skape *et velfungerende energisystem*. Mer effektiv utnyttelse av ulike energiløsninger som f.eks. bergvarme, spillvarme og bærekraftig bioenergi, gjør det også lettere å dekke det totale energibehovet
- *Forbruk og produksjon av strøm må alltid være i balanse*, og kraftflyten kan ikke overstige nettets kapasitet. Dette blir en større utfordring i årene fremover, fordi forbruket vokser betydelig og mye av veksten vil bli dekket med variabel fornybar kraft, særlig vindkraft
- *Et effektivt samspill* mellom elektrisitet og andre energibærere, forbruksfleksibilitet og ulike typer energilager, blir viktig for å utnytte energiressursene effektivt og for å sikre kontinuerlig balanse
- *Vi skal fra et kraftsystem der produksjonen tilpasset seg det varierende forbruket, til et kraftsystem der forbruket i betydelig grad må tilpasse seg tilgangen på kraft og nettkapasiteten*
- Dette krever nye tekniske løsninger og investeringer som muliggjør fleksibilitet. Flexibiliteten vil bl.a. komme ved flytting av elforbruk i tid og ved skifte mellom el og andre energibærere. *For å utvikle dette trengs tydelige incentiver til forbrukerne slik at energibruken kan bli systemsmart:*
 - ✓ *Markedet vil spille en større rolle enn før*, fordi langt flere aktører må bidra for å sikre balansen og til å fremme effektiv ressursutnyttelse av kraft og andre energibærere. Prisene i kraftmarkedet vil variere vesentlig mer og hyppigere enn før. I kuldeperioder med lite vindkraft kan vi få svært høye kraftpriser. I perioder med mye vind i Nord-Europa og moderat forbruk, vil kraftprisene oftere bli presset ned mot null
 - ✓ *Godt utformede overføringstariffer blir viktigere* for å begrense belastning på nettet når forbruket vokser og nettutbygging tar lang tid eller blir dyrt. Dagens tariffer er basert på kundens eget maksimale forbruk hver måned og ikke systembelastningen. Dette hemmer effektiv utnyttelse av nettet og svekke incentivene til fleksibel respons på kraftpriser. Tariffsystemet må videreutvikles og bli smartere
 - ✓ *Det trengs også andre virkemidler* som f.eks. subsidier for å utvikle de ulike alternativene til nettinvesteringer. Markedspriser og tariffer vil i mange tilfeller ikke være tilstrekkelig til å sikre at de samfunnsmessig beste løsningene blir valgt
- ***En sentral utfordring ved elektrifisering og omstilling av det norske energisystemet, er ineffektiv bruk av elektrisitet til oppvarming.*** Dette kraftforbruket gir store forbrukstopper i kuldeperioder. Disse forbrukstoppene kan hindre eller forsinke elektrifisering og tilknytning av nytt grønt elforbruk (som ofte er jevnt over året) fordi samlet forbruk da kan overstige nettets kapasitet
- Det er mange muligheter til å redusere bruken av elektrisitet i kuldeperioder, både ved *økt forbrukerfleksibilitet* (flytte forbruk i tid, redusere forbruk midlertidig) og ved tiltak som *reduserer elforbruket til oppvarming permanent* (energieffektivisering, skift av energibærer mm.).
- Flexibilitet i elforbruket blir viktig, men for å få plass til nytt forbruk og gjøre det lettere å balansere et større kraftsystem med mer variable produksjon, *kan en permanent reduksjon i bruken av el til oppvarming være minst like viktig*. En slik reduksjon vil redusere både effekt- og energiutfordringene og dermed gjøre energiomstillingen enklere.
- De tre nevnte driverne, kraftmarkedet, godt utformede tariffer og egnede offentlige virkemidler, vil *både* stimulere fleksibelt elforbruk og en generell reduksjon av forbrukstoppene
- ***Vi trenger mer helhetlig planlegging og utviklingen av infrastruktur i energisystemet for å sikre at ulike muligheter utnyttes effektivt og at det fremtidige energisystemet blir robust***
- Reguleringen av energisektoren må gjennomgås for å fremme den nødvendige omstillingen
- *Myndighetene bør utforme offensive strategier for å utvikle og ta i bruk nye energiløsninger.* Dette er viktig for å fremme ønsket omstilling og begrense kostnader og naturinngrep

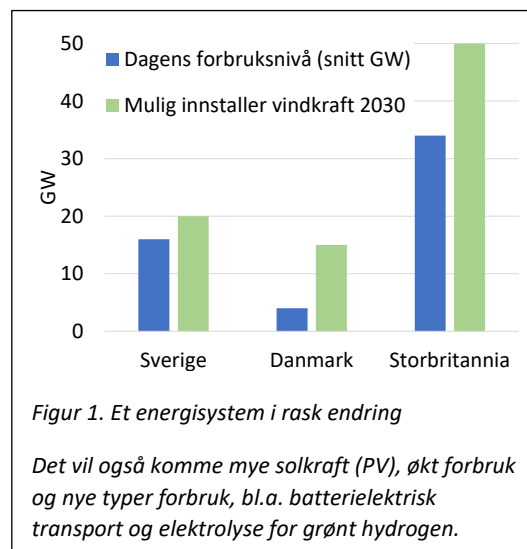
Utdyping av hovedbudskap

Energisystemet skal endres radikalt. Vi må se de ulike endringene i sammenheng

Elektrifisering og en enorm økning i fornybar kraftproduksjon, særlig vind- og solkraft, er sentralt i ombyggingen av energisystemet. I Europa vil den fornybare kraften bli brukt til å fase ut fossil kraftproduksjon og til å erstatte mye av den fossile energien som brukes i andre sektorer. Resten av den fossile energibruken vil bli erstattet med andre utslippsfrie energiløsninger og ved energieffektivisering.

Selv om Norge har nesten 100% fornybar kraftproduksjon, er nesten halvparten av det totale *energiforbruket* vårt basert på fossil energi. Dette skal erstattes med utslippsfrie løsninger. Det er også store planer for vekst i (nye) grønne næringer som trenger kraft. Alt dette skal forsynes med utslippsfri energi. En stor andel av dette vil komme fra variabel fornybar kraftproduksjon, særlig vindkraft.

Utfasing av fossil energi, elektrifisering, vekst i grønne næringer og mer variabel kraftproduksjon vil endre det norske energisystemet radikalt. I tillegg blir vi sterkt påvirket av endringene som skjer i våre naboland. Se figur 1.



Vi skal gå fra et kraftsystem hvor produksjonen tilpasset seg varierende forbruk, til et system der forbruket i mye større grad må tilpasse seg tilgangen på fornybar kraft og kapasiteten i nettet.

For å oppnå dette må kraftteterspørselen bli langt mer fleksibel¹ enn den er i dag. En del av fleksibiliteten vil komme fra et samspill mellom elektrisitet og andre utslippsfrie energibærere, der man bruker den til enhver tid billigste energibæreren. Flexibiliteten vil også komme ved at en del elforbruk flyttes fra perioder med høy kraftpris (eller tariff) til perioder med lavere pris. Det kan også komme ved at forbrukere rett og slett reduserer forbruket når kraftprisen blir (svært) høy.

Ulike former for energilager vil være sentralt for å flytte elforbruk i tid. Dette er for eksempel aktuelt ved lading av elektriske kjøretøy, oppvarming av tappevann og ved store varmelager i fjernvarmesystemer.

Forbrukerfleksibiliteten handler om å bruke rett type energi til rett tid.

I tillegg til forbrukerfleksibilitet vil også *varige endringer i forbruksprofilen*, og spesielt *reduert maksimalt forbruk*, gjøre det lettere å balansere forbruk og produksjon av elektrisitet.

Systemsmart energibruk handler bl.a. om å utvikle forbrukerfleksibilitet og å skape varige endringer i forbruksmønstret på en måte som gjør hele energisystemet mer effektivt og bærekraftig. Tiltakene bør innrettes og prioriteres slik at de gir størst mulig verdi for hele energisystemet. Dette kan skje ved hjelp av markedspriser, overføringstariffer og offentlige støtteordninger og reguleringer. I tillegg trengs det helhetlig planlegging og utvikling av investeringer i felles infrastruktur i energisystemet. Dette legger til rette for at ulike energibærere og løsninger kan utnyttes effektivt.

Fremtiden er elektrisk, men den er på ingen måte helelektrisk. Det finnes mange utslippsfrie og miljøvennlige energiløsninger som kan bidra til å dekke energibehovet og samtidig gjøre energisystemet mer robust. Gode eksempler er bærekraftig bioenergi, spillvarme og lagring av varme fra sommer til vinter eller for kortere perioder. Og selvsagt blir energieffektivisering viktig. *Dette gjelder særlig energieffektivisering som avlaster kraftsystemet i situasjonene hvor behovet for kraft er størst og tilgangen på fornybar kraft er minst.* En spart kWh om sommeren er langt mindre verdt enn en spart kWh i en kuldeperiode hvor vi kan få knapphet på nettkapasitet og produksjonskapasitet (effekt).

¹ Sintef/NTNU-prosjektet CINELDI bruker denne definisjonen av fleksibilitet i kraftsystemet: «Fleksibilitet er evne og vilje til å modifisere produksjons- og/eller forbruksmønstre, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift». Les mer i denne [bloggen](#) av Gerd Kjelle.

Vi må utvikle infrastruktur og energiløsninger ut fra et helhetlig perspektiv. Samfunnet etterspør ikke kraft eller energi, men *energitjenester* som lys, framdrift av kjøretøy, drift av industriprosesser, varme osv. Vi bør utvikle det energisystemet som samlet sett leverer de beste energitjenestene uten utslipp av klimagasser, med akseptable kostnader og uten unødvendige naturinngrep. Vi må ta i bruk de ulike energibærerne og løsningene der de gir best effekt for energisystemet som helhet. Og vi må få de ulike delene til å spille sammen slik at ressursene utnyttes effektivt fra time til time, dag til dag og sesong til sesong.

Flere større varmeanlegg² kan for eksempel tilpasses slik at man bruker elektrisitet når det er stor fornybar kraftproduksjon og kraftprisene er lave, og utnytter bioenergi i perioder med kraftmangel og høye kraftpriser. *Dermed utnyttes både kraft og bioenergi mer effektivt* og samtidig blir energiforsyningen mer robust mot sjokk. Et energisystem som utnytter flere energibærere og -løsninger har flere ben å stå på. Det kan redusere behovet for naturinngrep og investeringer i overføringsnettet.

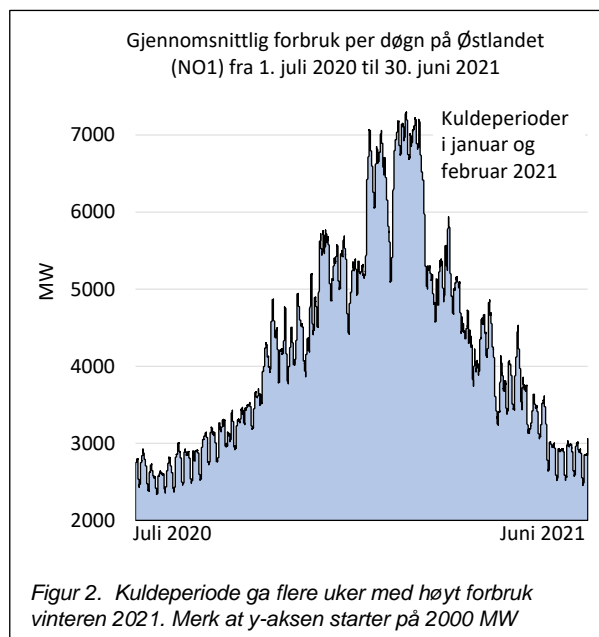
EU har utviklet en strategi for sektorintegrasjon (Energy System Integration). Denne strategien fremhever behovet for å planlegge utviklingen av energisystemet som en helhet og å få de ulike delene til å samspille best mulig. (Se omtale i kapittel 2.)

Ineffektiv bruk av elektrisitet til oppvarming er en sentral utfordring i Norge

Elektrifisering og industrivekst vil gi en stor økning i elforbruket i Norge. Dette gir økende press på kapasiteten i overføringsnettet og i kraftproduksjon - både effekt og energi.

Forbrukstoppene for kraft i Norge er drevet av kulde. Dette ses tydelig i figur 2. Det kan gå mange år mellom perioder med sterk kulde, men når de inntreffer kan elforbruket være svært høyt i flere uker. Det var relativt kaldt vinteren 2021 (jamfør forbrukstopp i figuren), men det kan bli vesentlig kaldere. Kraftsystemet må dimensjoneres for å dekke sjeldne topper i forbruket. I praksis kan man bli nødt til å utsette elektrifisering og vekst i ulike næringer fordi det *kanskje* kan komme høye forbrukstopp i kuldeperioder. I gjennomsnitt blir vintrene mildere, men det kan fortsatt komme lengre kuldeperioder.

Man kan forsterke nettet for å gi plass til nytt forbruk, og i mange tilfeller bør dette skje. Men mer nett kan i en del tilfeller være en dyr løsning når man kun skal dekke sjeldne forbrukstopp. Det kan dessuten ta lang tid å få nytt nett på plass. Dette kan forsinke utslippsreduksjoner og omstillingen i næringslivet.



Det vil bli mer krevende å dekke forbruket i kuldeperioder dersom det ikke gjennomføres omfattende tiltak for å møte utfordringene. De økte utfordringene skyldes både høyere forbruk i Norge og begrenset tilgang på kraft i kuldeperioder hvor det også er lite vind:

- Elforbruket vil vokse betydelig i Norge og ellers i Europa. Mange av våre naboland skal dessuten elektrifisere mye av oppvarmingen for å fase ut bruken av fossil energi, særlig naturgass. Elektrifisering av oppvarming vil bidra til ekstra høy kraftetterspørsel i kuldeperioder i Nord-Europa. Norge har allerede et svært høyt forbruk av el til oppvarming, så hos oss kan dette forbruket bli redusert dersom vil legger til rette for det, for eksempel ved å bytte ut panelovner med varmpumper.
- Fossil kraftproduksjon skal gradvis fases ut og i stor grad erstattes med vind- og solkraft. Noen land faser også ut kjernekraft. Mens fossil kraftproduksjon kan økes når etterspørselen er stor, for eksempel i en kuldeperiode, er vind- og solkraft ikke regulerbar, og produksjonen varierer betyde-

² Vi tenker her på varmeanlegg i næringer med stort varmebehov, i større bygg og i fjernvarme.

lig over tid. Solkraft bidrar svært lite midtvinters i Nord-Europa. Vindkraft produserer mye om høsten og vinteren, men *bidrar dessverre ofte mindre enn gjennomsnittlig i perioder med høytrykk og sterk kulde vinterstid.*

Heldigvis er det mye man kan gjøre for å redusere forbrukstoppene og for å balansere forbruk og produksjon i anstrengte situasjoner. Man kan utvikle mer fleksibilitet i utslippsfri kraftproduksjon, for eksempel i vannkraftverk med magasin og ved bruk av biogass og hydrogen. Det siste kan gjerne være kombinert kraft- og varmeproduksjon som bidrar med både kraft og varme i kuldeperioder.

Det vil være uforholdsmessig dyrt og det vil kreve mye større naturinngrep, hvis man skulle løse hele balanseringsutfordringen på produksjonssiden. Behovet for ny fleksibilitet er for stort, mulighetene på produksjonssiden er for begrensede eller dyre (utenom Norge) og mulighetene på forbrukssiden er for gode til at vi kan gå glipp av dem. Endringer i det generelle forbruksmønsteret og utvikling av mer fleksibelt elforbruk blir derfor et viktig bidrag til et robust og utslippsfritt energisystem.

Vi har gruppert tiltak i elforbruket slik:

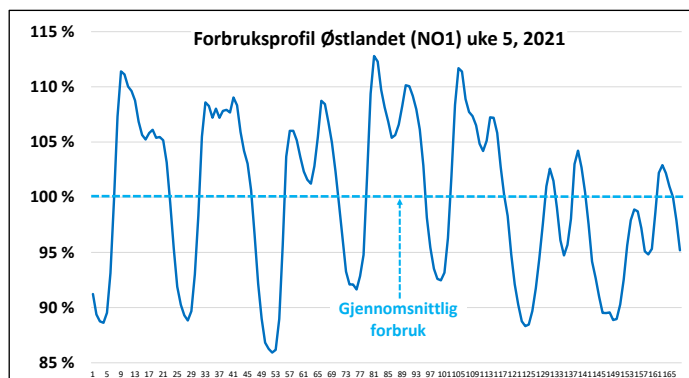
1. **Fleksibilitet som flytter elforbruk i tid.** Det er størst potensial for å flytte elforbruk innenfor døgnet og uka, men noen virksomheter kan trolig bli i stand til å flytte elforbruk i flere uker
2. **Fleksibilitet som reduserer elforbruket i en periode uten at dette tas igjen senere.** Forbruksreduksjonen kan vare fra under en time og opp til mange uker. Dette vil ofte handle om å skifte fra elektrisitet til en annen energibærer
3. **Generelle (varige) reduksjoner i elforbruket,** og særlig reduksjon i forbruk som er høyt i perioder med stor kraftetterspørsel. I praksis handler dette mye om redusert bruk av el til oppvarming

1. Fleksibilitet som flytter elforbruket i tid. Det er mulig å flytte mer av den elektriske oppvarming av bygg og tappevann til natten, og generelt bort fra timer med høye kraftpriser eller utfordringer med kapasiteten i nettet. Oppvarming av bygg og tappevann kan i praksis kun flyttes *innenfor døgnet*. Lading av kjøretøy kan til en viss grad flyttes innenfor uka. Disse formene for fleksibilitet kan i stor grad bli automatisert og de vil få større betydning etter hvert som automatikk installeres og vi får flere elektriske kjøretøy. Flytting av forbruk i tid kan bli lønnsomt for forbrukerne fordi vi får mye større variasjon i kraftpriser og dessuten bedre utforming av effekt-tariffene. Billigere styringssystemer og starthjelp fra myndighetene, vil også bidra til å få omstillinge i gang slik at kostnadene kan gå ned.

Våre anslag tyder på at potensialet for disse typene fleksibilitet kan være relativt stort og større enn det man kan utnytte til å redusere den maksimale belastningen på nettet.

Flytting av forbruk innenfor døgnet og uka, kan kun redusere det maksimale forbruket ved å øke forbruket tilsvarende i andre timer. Man vil typisk flytte forbruk fra dag til natt.

Men flytter man for mye forbruk fra dag til natt oppstår det nye forbrukstopper om natten. Flytting av forbruk innenfor døgnet og uka kan pr. definisjon aldri redusere det maksimale forbruket mer enn *ned til gjennomsnittlig forbruk*. Da er forbruksprofilen helt flat. Figur 3 viser forbruket på Østlandet (NO1) i uke 5, 2021. Forbruket hver time er vist i prosent av gjennomsnittlig forbruk for hele uka. Uke 5 var en av de kaldeste ukene i denne perioden (jmfør figur 2). Vi ser at det høyeste timeforbruket kun var om lag 13% høyere enn det gjennomsnittlige forbruket (100%). Dette betyr at selv en perfekt utjevning av forbruket innenfor uka, kun ville kutte maksimalforbruk med ca.13%. I praksis vil det ikke være mulig å oppnå en så stor utjevning av forbruket.



Figur 3. Forbruksprofil på Østlandet (NO1) i uke 5, 2021

Forbruksnivået (MWh/time) vises time for time, mandag til søndag, som prosent av gjennomsnittlig forbruk. Datagrunnlag fra NordPool.

På lavere nettnivå, for eksempel i en bydel eller et større boligområde, kan forskjellen mellom maksimalt forbruk og gjennomsnittlig forbruk være noe større, men våre data tyder så langt ikke på en dramatisk forskjell.

Det fremstår som en robust konklusjon at flytting av forbruk innenfor uka neppe kan kutte maksimalforbruket mer enn 10-12%. En så stor reduksjon forutsetter at man utvikler gode mekanismer for å styre det fleksible forbruket.

Elektrolyse for fremstilling av hydrogen til transportformål og til industriprosesser vil få en betydelig rolle i kraftsystemet etter hvert. Slike anlegg kan bli i stand til å flytte elforbruk i tid ved at man har et lager av hydrogen. Utformingen av anlegget og størrelsen på hydrogenlageret vil påvirke hvor lenge forbruk kan flyttes. Stasjonære batterier vil trolig også kunne bidra til flytting av forbruk i tid etter hvert som de blir billigere og mer utbredt, men vil neppe bli brukt til å flytte forbruk (lagre kraft) over mange uker. Varmelager i større varmesentraler kan også tilby flytting av elforbruk i tid. Størrelse og utforming av anleggene vil avgjøre hvor mye forbruk man kan flytte og hvor lenge.

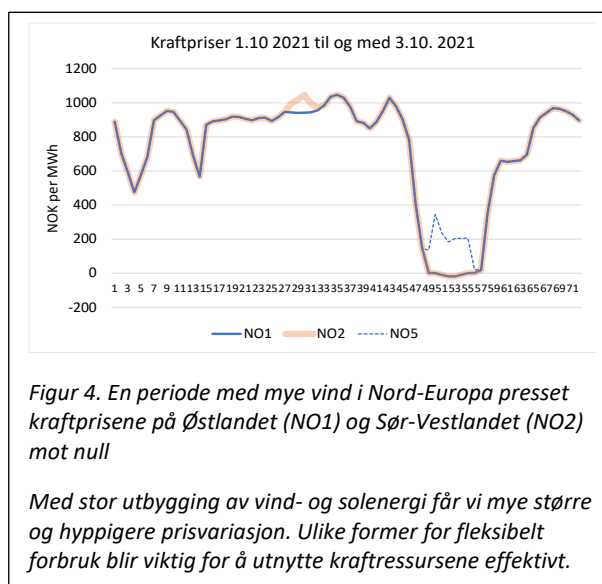
Forbruk må flyttes ut av kuldeperioden hvis det skal kunne bidra til mer enn 10-12% reduksjon i det maksimale forbruket. Som figur 2 viser, kan en kuldeperiode godt vare i flere uker.

Det meste av året er forbruket langt under det maksimale nivået. *Da kan evne til å flytte forbruk i tid gi viktige bidrag til effektiv utnyttelse av kraftressursene.* Det er derfor verdifullt å ha vesentlig mer slik fleksibilitet enn det man kan utnytte for å redusere den maksimale belastningen på nettet. Denne typen fleksibilitet kan også bidra med systemtjenester til helt kortsiktig balansering i kraftsystemet (sekunder, minutter, kvarter).

I kraftmarkedet vil flytting av forbruk bli drevet av kraftprisene. Prisene presses ned (noen ganger til null som vist i figur 4) når det er overskudd av fornybar kraft, og de presses høyt opp når det er knapphet på kraft.

Siden kraftprisene i årene som kommer vil variere mye mer innenfor døgnet og uka, kan evne til å flytte forbruk i tid gi vesentlig lavere kostnader for forbrukerne og samtidig *bidra til at kraftressursene utnyttes effektivt.*

2. Fleksibilitet som kutter forbruket uten å ta dette igjen senere. Dette er særlig aktuelt for anlegg som kan veksle mellom energibærere. Gode eksempler er fjernvarme som bytter fra el til bioenergi når strømprisen er høy, husholdninger som bruker vedfyring pga. høy kraftpris eller effekttariff. Det kan også være offshoreanlegg som har kraft fra land, men har beholdt gassturbiner slik at man kan bruke disse hvis kraftprisen er høy nok eller andre forhold gjør det nødvendig.



Denne typen fleksibilitet kan med fordel utvikles i bedrifter som nå skal elektrifisere virksomheten og for eksempel skal erstatte gassoppvarming i industriprosesser med elektrisitet. Dersom man kan beholde *muligheten* til å bruke gass i prosessene, kan anleggene redusere kraftforbruket i situasjoner med høye kraftpriser eller kapasitetsutfordringer i nettet. Naturgass kan erstattes med biogass slik at man også oppnår nullutslipp. Det vil være et vesentlig tap for energisystemet om man nå, i en bølge med fokus på elektrifisering, bygger bort slike muligheter til fleksibelt forbruk.

98% elektrifisering kan være bedre enn 100% elektrifisering, både med hensyn til utslippskutt, kostnader for energisystemet og kraftsystemets robusthet.

I noen grad kan fleksible forbrukskutt også skje ved at næringer eller husholdninger avstår fra forbruk uten å ha et alternativ. Eksempler kan være å redusere temperaturen i noen rom eller redusere noen former for produksjon. Mye tyder på at priser og tariffer må være svært høye for å utløse slike tiltak i

noe særlig omfang. I den pågående energikrisen er denne typen forbruksrespons svært aktuell i Europa.

En fordel med fleksibilitet som kutter forbruk uten å ta dette igjen senere, er at man både reduserer effekt- og energiforbruket. Det siste gjelder særlig når forbruket reduseres i en lengre periode.

3. Generelle (varige) reduksjoner i elforbruket. Energieffektivisering som gir en jevn forbruksreduksjon over året, vil bl.a. være aktuelt i industrien. Slike tiltak kan frigjøre mye kraft. Men for utfordringene med å balansere kraftproduksjon og forbruk og å unngå overbelastning av nettet, er *de beste tiltakene de som gir størst effekt når det er ekstra stort press i kraftsystemet*. Inn mot byer og tettsteder betyr dette redusert elforbruk i kuldeperioder. Tiltak som reduserer behov for elektrisitet til oppvarming i bygg, vil være spesielt gunstige. Her er noen hovedtyper av slike tiltak:

1. Redusert varmetap i bygg ved etterisolering, smartere ventilasjon og varmegjenvinning. Det er anslått at 70% av bygningsmassen vi vil ha i 2050 ble bygget før 2020. Tiltak rettet mot eksisterende bygningsmasse er derfor viktig for å oppnå en gunstig utvikling i forbruksprofil og -nivå.
2. Flere og bedre varmepumper, inkludert økt bruk av bergvarme for å redusere effektbelastningen i kuldeperioder. I mange tilfeller kan varmepumper tas i bruk uten å gjennomføre større inngrep i bygget.
3. Utnyttelse av spillvarme, solvarme og geotermisk varme. Dette kan skje i kombinasjon med varmepumper og større varmelager (for eksempel i fjell) slik at mer varme kan være tilgjengelig i kuldeperioder. Det finnes allerede anlegg som lagrer varme fra sommer til vinter. Videre utbygging av slike løsninger kan få kostnadene ned.
4. Hvis man erstatter direkte eloppvarming med fleksible varmesentraler, kan man både ha større varmelager og dessuten utnytte biovarme og spillvarme mer effektivt. Dette kan både gi (i) generelt lavere kraftteterspørsel om vinteren og (ii) mer fleksibel kraftteterspørsel. Mer fleksibel etterspørsel åpner for å utnytte overskudd av kraft i perioder med stor fornybar kraftproduksjon, for eksempel perioder med mye vind og lave kraftpriser.

De to siste hovedtypene av tiltak (3. og 4.) forutsetter at det finnes eller bygges vannbårne varmesystemer, både i byggene og for transport av varme til byggene. Slik infrastruktur medfører kostnader, men kan avlaste strømmettet og kraftsystemet. Vannbårne varmesystemer har den fordelen at energikilden kan variere på kort sikt og at man dessuten kan knytte nye energikilder til varmenettet etter hvert som teknologi og kostnader endres. (Dette er helt parallelt til verdien av et kraftnett.) Hvis bioenergi eller energi fra avfallsforbrenning i fremtiden skal reduseres i et fjernvarmesystem, kan man f.eks. bygge mer varmelagring (gjerne fra sommer til vinter) eller bruke mer geotermisk varme. Myndighetene bør vurdere skjerpede krav til energifleksibilitet i nybygg og ved rehabilitering. Dette kan tas inn i Byggteknisk forskrift (TEK). Dette vil legge til rette for et mer effektivt og robust energisystem.

Generell (varig) reduksjon i bruk av el til oppvarming har kanskje fått mindre oppmerksomhet enn nye, smarte fleksibilitetsløsninger basert på IKT. Like fullt kan generelle reduksjoner i bruk av el til oppvarming potensielt *gi vesentlig større reduksjoner i det maksimale forbruket (MW) enn man kan oppnå ved flytting av forbruk innenfor uka og kanskje noe lenger*. NVE fremhever også i en fersk rapport at varige reduksjoner i vinterforbruket kan være mer *pålitelige* enn tiltak innen forbrukerfleksibilitet.³ Generelle reduksjoner kan dessuten spare mye energi (TWh). (Jmfør igjen figur 2.) Etterisolering av loft er kanskje mindre spennende enn avanserte styringssystemer, men kan være smartere for energisystemet og er definitivt en robust løsning.

Vi trenger helhetlig planlegging, kostnadsriktige⁴ priser på energi og målrettet politikk

To hovedelementer må til for at energisystemet skal bli utviklet og utnyttet på en samfunnsmessig effektiv måte:

³ I rapport [Nr. 20/2022, Norsk og Nordisk effektbalanse fram mot 2030](#), heter det i sammendraget: "I tillegg til økt fleksibilitet i forbruket, vil også energieffektivisering, bruk av andre energibærere og distribuert produksjon kunne bidra til å redusere effekttoppene på kalde vinterdager. Tiltak innenfor disse områdene vurderes til å være mer pålitelige enn tiltak innen forbruksfleksibilitet, siden de i mindre grad avhenger av forbrukernes adferd og preseranser."

⁴ Med kostnadsriktige priser mener vi energipriser som reflekterer de fulle samfunnsmessige kostnadene ved bruken av energi. Dette vil bl.a. inkludere kostnader ved CO₂-utslipp fra produksjon og bruk av energiløsningen.

1. Ulike typer felles energiinfrastruktur må planlegges og bygges med tanke på effektiviteten i det totale energisystemet. Ulike tiltak må vurderes opp mot hverandre og man må kartlegge og ta i bruk løsninger som kan bidra til mer effektiv utnyttelse av infrastrukturen. En slik helhetlig planlegging skjer i liten grad nå. Utbygging av fjernvarme og andre alternativ løsninger trekkes for eksempel i liten grad inn når man vurderer behovet for nettførsterkninger. EUs strategi for sektor-integrasjon legger stor vekt på holistisk planlegging og tiltak for å utnytte infrastruktur mest mulig effektivt. *Institusjoner og incentiver må videreutvikles slik at man i større grad kan identifisere og ikke minst realisere de beste infrastruktur-løsningene.*
2. Forbrukerne og leverandørene av energi og energiløsninger må ha incentiver til å utnytte ulike energibærere og løsninger effektivt. Dette forutsetter at energiprisene reflekterer samfunnsmessige kostnader, og spesielt forutsetter det et velfungerende kraftmarked der prisene reflekterer den varierende verdien av kraft. (Jamfør figur 4.) Overføringstariffene må bli mer kostnadsriktige – og de må bli smartere. I tillegg må man bruke *støtteordninger* for å modne teknologier og markeder, og for å fremme samfunnsøkonomisk effektive løsninger der markeder og tariffier ikke er tilstrekkelig til å oppnå dette.

Vi skal nedenfor utdype punkt 2:

Kraftmarkedet blir viktigere, og det blir viktigere at ulike energibærere er priset på en måte som reflekterer fulle samfunnsmessige kostnader.

Kraftprisene varierer mer og hyppigere enn andre energipriser, og *prisvariasjonen vil bli langt større* når mye mer av kraftproduksjonen skal komme fra vind- og solkraft.

Kraftprisen bør til enhver tid reflektere kostnader ved å produsere den siste MWh, og om det er knapphet på kraft eller om man tvert om har stort overskudd. Ved knapphet vil effektive markeder gi høye priser. Det er et signal om å holde tilbake forbruk og gjerne bruke andre energibærere der det er mulig. Tilsvarende vil en situasjon med store overskudd (hvor kraft lett kan gå til spille) gi lave priser og et incitament til å øke forbruket. Forbruksøkningen kan skje ved at kraftforbruk flyttes i tid til perioden med lave priser eller ved at man skifter fra en annen energibærer til elektrisitet.

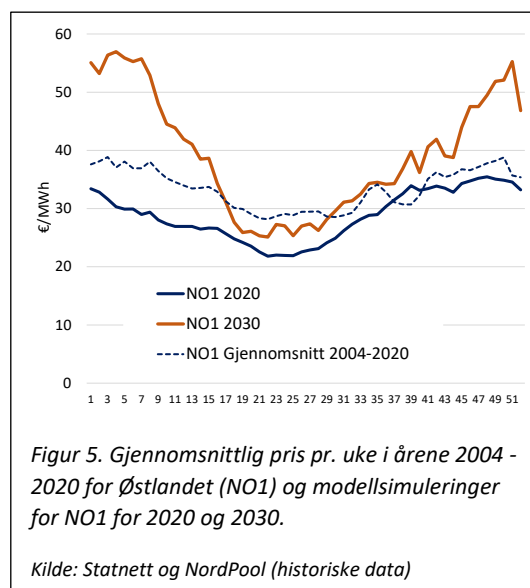
I kraftsystemet må innmating og uttak fra nettet til enhver tid være likt. Derfor er balansen mellom produksjon og forbruk så viktig. Fortidens kraftsystemer ble balansert av relativt få store kraftverk (noe flere i Norge), mens forbruk nesten ikke bidro til å skape balanse. I fremtiden må millioner av kraftbrukere, på tvers av sektorer, områder og land, bidra til balanseringen av kraftsystemet. Markedet vil være det sentrale virkemiddelet for å sikre fortløpende balanse, fremme effektiv utnyttelse av tilgjengelig kraftproduksjon og bidra til at kraftforsyningen også takler relativt ekstreme scenario mht. tilgang på fornybar kraft.

Norge har mulighet til å øke fleksibiliteten i vannkraften. Selv om vi gjør dette, vil vi ha stor nytte av å utvikle mer fleksibilitet i forbruket – og å begrense forbruket i kuldeperioder slik at det blir lettere å balansere forbruk og produksjon.

Større *variasjon* i kraftprisene innenfor døgn og uker vil stimulere utviklingen av forbruksfleksibilitet. *Samtidig vil endringer i prisenes sesongmønster påvirke forbruksprofilen over året.*

Som vist i figur 5 kan vi forvente at kraftprisene i gjennomsnitt vil bli vesentlig høyere om vinteren, og de vil bli spesielt høye i perioder med streng kulde og lite vindkraftproduksjon.

Kraftmarkedet vil være sentralt for å stimulere både fleksibelt kraftforbruk og redusert bruk av el til oppvarming.



Overføringsstariffene må videreutvikles. Utforming av overføringsstariffer er komplisert og påvirket av mange ulike hensyn. Samtidig kan utformingen ha stor betydning for utviklingen av forbruksmønster og fleksibilitet. Dette gjelder særlig for mindre forbrukere hvor tariffene i normale tider gir omtrent like store årlige kostnader som kraftkjøp. Denne rapporten har derfor en omfattende drøfting av tariffer. Her skal vi nøye oss med å gjengi noen sentrale konklusjoner:

1. Små og mellomstore strømforbrukere har nå et effektledd basert på deres *individuelle* maksimalforbruk⁵ hver måned. Slike tariffer demper kundens forbrukstopper, men har to viktige svakheter:
 - *De treffer ikke presist nok på periodene hvor nettet totalt sett er mest presset.* Forbrukeres individuelle månedlige forbrukstopp kan i mange tilfeller inntreffe i perioder hvor den samlede belastningen på nettet er moderat eller lav. Vi bør bevege oss mot et system der tariffen i større grad baseres på periodene med høyest *samlet* belastning på nettet.
 - *De kan svekke incentivene til fleksibilitet.* Kunder som kan flytte forbruk i tid bort fra perioder med høy belastning på nettet og til perioder med lav belastning, kan få en ny *individuell* forbrukstopp i perioden med lav nettbelastning. Dagens tariffer vil straffe dem for en slik flytting av forbruk. Tariffene stimulerer nå *jevnt* forbruk, ikke stor flytting av forbruk, selv om flyttingen skjer til en periode hvor nettet har god kapasitet. Dette svekker incentivene til å øke kraftforbruket i timer med lave kraftpriser. *Dermed svekker det også utnyttelsen av kraftressursene.*
2. Tariffering som legges på kraftforbruket i periodene hvor det samlede presset på nettet er størst, vil i de fleste tilfeller bety *høyere tariffer om vinteren og særlig i kuldeperioder.* Det er ønskelig at tariffene etter hvert kan bli mer situasjonstilpassede, dvs. smartere. Endrede prismønster i kraftmarkedet og riktige tariffer vil stimulere forbruksfleksibilitet og mindre bruk av el til oppvarming. Den samlede virkningen av tariffer og markedspriser kan gi et ganske sterkt signal. Det er viktig at forbrukere får informasjon om sannsynlig utvikling i prismønster og tariffer, slik at investeringer som gjøres de kommende årene i større grad tilpasses fremtidige behov og prismønstre.
3. Smart (automatisk) styring av forbruk kan bidra vesentlig til effektiv utnyttelse av kraftressursene, og kan dessuten avlaste nettet dersom styringen tar hensyn til begrensninger i overføringskapasitet. Hvis derimot den automatiske styringen kun skjer ut fra kraftprisen, slik det ofte er nå, kan den *bidra til overbelastning av nettet.* Dette er særlig aktuelt på lavere nettnivå. Våre analyser viser at hvis mye effektkrevende forbruk, som lading av elektriske kjøretøy, styres automatisk til noen få timer med de laveste kraftprisene, kan dette gi nye effekttopper. Dersom tilstrekkelig mange i et mindre område har elbil og lader samtidig, *kan* vi få problematiske effekttopper selv om ladingen foregår om natta om sommeren. Dersom svært mange i et helt prisområde og i tilgrensende prisområder reagerte på samme måte, ville kraftprisene bli endret og problemet ville trolig bli mindre. Men siden noen mindre delområder kan ha mye mer automatisk forbruksfleksibilitet enn andre, er det behov for virkemidler som begrenser denne typen effekttopper, også på sommeren.
4. Fleksibelt forbruk blir stadig viktigere for kraftsystemet og de tekniske mulighetene for fleksibilitet og for smarte tariffsystemer vil bli stadig bedre og dessuten billigere. De tekniske forbedringene vil delvis være et resultat av at tariffer og markedspriser gjør dem lønnsomme. *Samtidig må tariffsystemene videreutvikles for å utnytte mulighetene ny teknologi kan gi og for å møte de kommende systemutfordringene.* Et viktig tiltak for å fremme en ønsket utvikling, kan være å åpne for at kunder med større motivasjon og muligheter til å utvikle fleksibelt forbruk, kan velge mer avanserte tariffer. Dette kan raskt gi bedre utnyttelse av nettet og kraftressursene, stimulere utviklingen av tekniske løsninger og styringssystemer og dessuten gi viktig læring.

Politikk og reguleringer må sikre vellykket omstilling til 2030 og videre mot 2050. Myndighetene påvirker utviklingen i energisektoren ved sektorregulering, herunder aktørenes definerte roller og fullmakter, ved utforming av rammebetingelser og incentiver og ved målrettet politikk.

Investeringer i samfunnets felles infrastruktur og i private energiløsninger og anlegg tar ofte lang tid. I lys av dette er tiden knapp til 2030. Reguleringer og institusjoner er gjerne tilpasset fortidens behov, og i beste fall nåtidens behov. Derfor må politikk og reguleringer raskt utformes slik at de fremmer den

⁵ For husholdninger er dette knyttet til gjennomsnittet av tre uavhengig timer med høyest forbruk hver måned, for større kunder er tariffen basert på timen hvor kunden har det høyeste forbruket hver måned.

ønskede omstillingen til 2030 og utover på 30-tallet. Dette handler både om mer helhetlig planlegging av energisystemet og utformingen av gode incentiver for ulike aktører.

Forbedring av reguleringen i energisektoren vil ha ulike delmål:

- *Identifisere og fjerne barrierer* som nå hindrer de gode løsningene. Vi tenker her særlig på manglende økonomiske incentiver, roller som ikke helt er tilpasset en ny tid, og hva de ulike aktørene faktisk har lov til å gjøre.
- *Aktivt fremme nye og bedre energiløsninger* ved informasjon og tilstrekkelig sterke incentiver slik at man kan utvikle ny kunnskap og overvinne vanetenkning. Siden 90-tallet har NVE gjort en viktig jobb for å fremme kostnadseffektivitet i nettselskapene. Nå er tiden moden for å motivere nettselskapene (og andre) til å utnytte alle de mulige alternative løsningene som allerede finnes eller kan utvikles. Første steg er å gi selskapene *de nødvendige virkemidlene*.
- *Videreutvikle sektororganiseringen* slik at den er best mulig tilpasset kommende behov – og spesielt behovet for mer helhetlig planlegging.

Her er noen momenter vi vil fremheve:

- *Det kan være (svært) samfunnsøkonomisk lønnsomt å subsidiere alternativer til nett.* Selv om tariffsystemet forbedres med mer presise og smartere effekttariffer, vil det i mange tilfeller fortsatt være slik at forbruket som utløser store nettinvesteringer (f.eks. for å dekke sjeldne forbruks-topper), kun betaler en mindre andel av kostnadene. Resten dekkes av andre kunder i tariff-området. *Dette betyr at nettløsningen indirekte subsidieres.* Merkostnadene ved å bygge nett som brukes lite, kan være mange ganger så store som kostnadene ved alternativene. Det er bedre å subsidiere alternativet til nett når dette er klart billigere og totalt sett bedre. Reguleringsmyndighetene ønsker at nettselskapene skal analysere alternativer til nett, *men selskapene mangler virkemidler til å sikre gjennomføring av slike tiltak.* Sektorreguleringen må avklare hvem som kan og skal betale for alternativene og på hvilke betingelser.
- *Vi trenger et bredere perspektiv på forsyningsikkerhet i fremtidens energisystem.* Reduserte forbrukstopper for el (ved energieffektivisering, fjernvarme mm), mer fleksibelt elforbruk og lokal kraftproduksjon, kan gi viktige bidrag til å sikre balanse mellom forbruk og produksjon i ulike situasjoner. Når energisystemet nå skal gjennom store endringer, er det klokt å se ulike behov og muligheter i sammenheng. Et interessant eksempel på nytenkning, er Glitres prosjekt med å kombinere reserveforsyning for strøm og varme til nye Drammen sykehus med effektreserver som kan avlaste nettet i et større område. (Se tekstboks 14.)
- *Vi trenger visjonære satsninger* som kan utvikle nye og bedre løsninger og modne markeder slik at kostnadene kan gå ned. Dette gjelder særlig på områder hvor potensialet er stort. Slike satsninger kan bidra til ny kunnskap og vesentlig lavere kostnader. Her er noen aktuelle kandidater:
 - Nye totalløsninger for energiforsyning i kystsamfunn og i andre områder hvor kraft-forsyning fra nettet er dyrt
 - Programmer for å redusere behovet for el til oppvarming. Dette kan bl.a. omfatte tiltak for å utvikle
 - Bedre og billigere løsninger for varmelagring
 - Billigere løsninger for vannbåren varme i bygg
 - Metoder for (raskt) å få ned energibehovet til oppvarming i eksisterende bygg uten full renovering
 - Bedre planleggingsmetoder og incentiver til utnyttelse av spillvarme

Dette er noen gode kandidater. Det kan være mange flere.

Knappt noen vil være uenig i at vi må tenke helhet og utvikle de beste løsningene. Likevel er det langt fra opplagt at dette vil skje. Reguleringer, institusjoner og tenkning er ofte tilpasset fortiden, i beste fall nåtiden. Det trengs målbevisste satsninger fra myndighetene og nytenkning for å utvikle det beste energisystemet for 2030 og årene etter dette.

1. På vei mot et annerledes energisystem

Energisystemet i Europa skal endres radikalt. Dette gjelder også Norge, selv om vannkraften fortsatt vil utgjøre en viktig del av vårt energisystem i overskuelig fremtid. Fossil energi som har dekket store deler av energibehovet, skal ut. Elektrifisering og nye grønne næringer vil gi stor vekst i elforbruket. En enorm vekst i fornybar energi, særlig vind- og solkraft, blir avgjørende for å dekke forbruksveksten og fase ut fossil energi. Det blir viktig å bruke energi mer effektivt og utnytte alle utslippsfrie energiløsninger. Overgang fra fleksibel fossil kraftproduksjon til en stor andel væravhengig kraftproduksjon, skaper behov for mye ny fleksibilitet. Forbruksfleksibilitet, nye typer energilager og et effektivt samspill mellom ulike energibærere og løsninger, blir sentralt for å sikre den nødvendige balansen mellom forbruk og produksjon av kraft og for å sikre effektiv ressursbruk.

En vellykket omlegging av energisystemet forutsetter en helhetlig tilnærming til hvordan det skal utformes. Systemsmart energibruk er en viktig del av dette.

Omfattende og rask energiomstilling i hele Europa

For å nå klimamålene må bruken av fossil energi i Europa kuttes til nær null i løpet av et par tiår. I Norge dekker fossil energi nesten halvparten av energiforbruket (inkludert energibruk offshore), og i EU er andelen [om lag 70%](#). Behovet for rask omstilling forsterkes nå av Europas ønske om å gjøre seg helt uavhengig av russisk gass innen 2027. Mer fornybar energi er sentralt for å lykkes med dette og med utfasingen av all fossil energi før 2050. Under navnet *Repower EU* foreslår EU-kommisjonen (mai 2022) å heve fornybarmålet fra 40% til 45% i 2030 og å øke ambisjonene for energieffektivisering.

Noen eksempler kan illustrere de planlagte endringenes omfang og tempo:

- I mai 2022 økte Danmark, Tyskland, Nederland og Belgia ambisjonene for havvind [til 65 GW havvind i 2030](#) og 150 GW i 2050. Til sammenlikning er maksimalforbruket i Norge en kald vinterdag om lag 25 GW.
- Danmarks mål er minst 10 GW havvind til 2030, bygge mer [vindkraft på land](#), installere mye mer solkraft (PV) og bygge ut mer fjernvarme for å fase ut naturgass. I 2021 hadde Danmark 2,3 GW havvind og [4,7 GW landvind](#). I 2030 kan Danmark dermed ha mer enn 15 GW vindkraft og dessuten mye mer solkraft enn nå. Det danske elforbruket er nå i gjennomsnitt omkring 4 GW. Selv om elforbruket skal øke på grunn av elektrifisering, vil produksjonen av sol- og vindkraft i mange perioder langt overstige det ordinære danske elforbruket. Dette illustrerer den økte nytten av handel med kraft og behovet for utvikling av forbruksfleksibilitet som kan utnytte den variable kraftproduksjonen på en god måte.
- Sverige har i første kvartal 2022 [nesten 13 GW vindkraft på land](#) og vil bygge mer landvind i årene som kommer. 15. februar 2022 pekte den svenske regjeringen ut havområder hvor man skal produsere 20-30 TWh vindkraft, som tilsvarer 5-8 GW installert kapasitet. Samtidig ba regjeringen energimyndighetene om å peke ut områder hvor det på lengre sikt kan bygges ytterligere 90 TWh (20-25 GW) havvind. Innen 2030 kan samlet effekt i svensk vindkraft ha passert 20 GW og på lengre sikt kan man få vesentlig mer, inkludert mer enn 30 GW offshore. Sverige bruker i dag ca. 140 TWh pr. år, noe som tilsvarer et gjennomsnittlig effektforbruk på 16 GW. (Norge er på samme nivå.) Som i andre land vil også det svenske elforbruket stige på grunn av elektrifisering og nye grønne næringer. I Sverige kan bl.a. grønt hydrogen for å fremstille utslippsfritt stål kreve mye kraft.
- Storbritannia hevet våren 2022 sitt [mål for havvind i 2030](#) fra 40 GW til 50 GW, og har en strategi som kan bety at 95% av elektrisiteten i 2030 vil komme fra utslippsfrie kilder. I Skottland har myndighetene nå lagt til rette for [utbygging 25 GW havvind](#), herav halvparten er flytende havvind. Elforbruket i Storbritannia er om lag 300 TWh pr. år, tilsvarende 34 GW i gjennomsnitt.

Ifølge NVE er det til nå bygget ut [4,75 GW vindkraft i Norge](#), og det kan komme noe mer vindkraft i 2022 i prosjekter som allerede har fått konsesjon. Deretter vil det skje lite før nye konsesjoner blir gitt. Den norske regjeringen har våren 2022 presentert et mål om å lyse ut 30 GW havvind innen 2040,

noe som tilsvarer omtrent 120 TWh årlig kraftproduksjon. Samlet produksjon fra vindkraft offshore og på land kan dermed bli på nivå med den norske vannkraften, ca. 140 TWh.

Vi er på vei mot et energisystem preget av store mengder væravhengig kraftproduksjon. I Norge er vi vant til at vannkraftproduksjonen varierer med nedbøren, men dette er endringer som skjer gradvis over uker og sesonger og blant annet kan gi tørre og våte år. I fremtiden vil vi se mye større og raskere endringer i tilgang på kraft. Variasjoner i kraftproduksjonen, både i Norge og i våre naboland, vil få kraftprisene til å variere mye mer enn før. Utfasing av fossil kraftproduksjon og høyere kvotepriser på utslipp fra fossil kraftproduksjon vil også bidra til større prisvariasjon. Dette vil stimulere endringer i kraft- og energisystemet.

Energi- og kraftsystemet skal endres betydelig. Tempoet i omstillingen var allerede høyt før Russlands angrep på Ukraina. Nå blir det enda høyere.

Et energisystem med høy andel variabel kraftproduksjon og stort behov for fleksibilitet

Energisystemet endres raskt og får andre egenskaper enn vi er vant til. Elektrifisering blir sentralt for å erstatte fossil energi innen oppvarming, transport og industri. Dette vil dels skje ved direkte bruk av strøm på nye områder (som i ulike kjøretøy og anleggsmaskiner, varmepumper og en rekke industriprosesser) og dels ved at elektrisitet brukes til å produsere grønt hydrogen som skal erstatte fossil energi i industriprosesser og i transportformer som ikke egner seg for direkte elektrifisering.

*Elektrifiseringen betyr at samlet kraftproduksjon trolig må dobles i Europa. Samtidig skal kull- og gasskraft som til nå har dekket en stor del av kraftforbruket i Europa, fases ut. Det trengs svært mye ny kraftproduksjon for både å dekke bortfallet av fossil kraft og å levere kraft til det nye forbruket. Vind- og solkraft vil dekke mesteparten av behovet for utslippsfri kraft, noe de refererte tallene for vekst i vindkraft illustrerer. Vind- og solkraft blir en sentral del av løsningen på grunn av lave og fallende kostnader og god ressurstilgang. Dette har mange fordeler, men det skaper også **betydelige systemutfordringer som må løses**: Innmating og uttak av kraft fra nettet må hele tiden være i balanse. Fleksibel kull- og gasskraft har vært avgjørende for å sikre balansen ved å tilpasse produksjonen til et varierende forbruk. Nå skal denne kraftproduksjonen fases ut og i stor grad erstattes av sol- og vindkraft som varierer mye over døgn, uker og sesonger.*

Europa skal gå fra et kraftsystem der kraftproduksjonen ble tilpasset forbruket til et system der forbruket i stor grad må tilpasse seg kraftproduksjonen.

Forbruksfleksibilitet og ulike former for energilagring blir viktig for å sikre balanse mellom tilbud og etterspørsel. Mens kraftsystemet i Europa tidligere kunne balanseres av noen relativt få og store fossile kraftverk i hvert land, må det i fremtiden balanseres ved et samspill mellom et stort antall kraftprodusenter og millioner av forbrukere, på tvers av gamle sektorskiller og land, time for time. Samspillet mellom de ulike delene av energisystemet blir viktig for å sikre at energibehovene dekkes på en effektiv og bærekraftig måte.

Elektrifisering og sektorintegrasjon kutter utslipp og kan gi betydelig forbruksfleksibilitet

Når elektrisitet tas i bruk i varmesektoren, i industri og transport og når den brukes for fremstilling av hydrogen, kan man både oppnå utslippskutt og økt fleksibilitet i kraftforbruket. Mye av det nye kraftforbruket kan tilpasses tilgangen på (eller prisen på) kraft. For eksempel kan kjøretøy i stor grad lades om natten og særlig når det er overskudd av kraft og god plass i nettet. Produksjon av grønt hydrogen kan økes når elektrisitet er billig, og stoppe i (kortere) perioder når det er knapphet og høye priser. Når elektrisitet skal brukes til oppvarming i bygg, i fjern- og nærvarmeanlegg og i en del industriprosesser, kan man i mange tilfeller *lagre varme* for en periode og bruke den lagrede varmen når det er knapphet på kraft. Det vil også være viktig å utvikle **et samspill mellom energibærere**, slik at man f.eks. bruker bioenergi når det er knapphet på kraft, og bruker elektrisitet når det er god tilgang på sol- og vindkraft. Dette samspillet på forbrukssiden blir en viktig del av løsningen for det utslippsfrie energisystemet. I tillegg må Europa utvikle mer fleksibel og utslippsfri kraftproduksjon der det er mulig.

Et effektivt samspill mellom elektrisitet og andre energibærere og med ulike former for energilagring blir viktig for å dekke forbrukernes behov for energitjenester og for effektiv utnyttelse av ulike fornybare energiresurser. Dette er systemeffektivitet.

Energieffektivisering og andre tiltak som reduserer forbruket generelt og *særlig i perioden med knapphet på fornybar kraft*, blir også viktig. I tillegg blir det naturligvis også viktig å utnytte ulike former for spillvarme og andre energiløsninger som kan bidra til et mer effektivt og robust energisystem.

Kraft- og energisystemet i Norden og Norge endres også radikalt

Norden og særlig Norge, har mye fleksibel vannkraft som vil spille en viktig rolle i fremtidens energisystem. Norden har også relativt god tilgang til bioenergi og et stort oppvarmingsbehov hvor bruk av elektrisitet kan samspille mer effektivt enn nå med varmelagring, bioenergi og spillvarme. I Norge kan energieffektivisering, varmepumper og andre energiløsninger gi redusert behov for elektrisitet til oppvarming. Men hos mange av våre handelspartnere vil elektrifisering av oppvarming (til erstatning for gass), gi økt kraftetterspørsel når det er kaldt. Det blåser mer om vinteren enn om sommeren, men i kuldeperioder blåser det dessverre ofte mindre enn normalt. Stor kraftetterspørsel kombinert med lite tilbud av vind- og solkraft gir systemutfordringer som kan og må håndteres.

Elektrifisering og nye grønne industrier vil også gi stor forbruksvekst i Norge og Norden. Dette kan gi knapphet på produksjonskapasitet (effekt) i kalde perioder. Og selv om vi beholder vannkraften og kanskje øker denne produksjonen noe i Norge, vil det meste av veksten i kraftproduksjon komme fra vindkraft. Både på grunn av krafthandel med naboland og på grunn av endringene i det norske kraftsystemet, vil vi få mye større variasjon i kraftprisene innenfor døgn, uker og sesonger. Utfordringene med å balansere forbruk og produksjon blir mye større. Forbruksfleksibilitet og bedre samspill mellom energiløsninger blir derfor viktigere.

Energibruken må være systemsmart

Prosjektet *Systemsmart energibruk* ble startet fordi *vi trenger et mye tydeligere systemperspektiv* når vi skal utvikle fremtidens energisystem. Det er bra at de ulike delene i energisystemet fungerer godt hver for seg, men det er helt avgjørende at systemet samlet sett er robust og effektivt. Dette innebærer blant annet:

- Vi bør til enhver tid bruke den best egnede energibæreren eller energiløsningen. Og vi må få ulike energibærere og energiløsninger til å spille godt sammen.
- Elektrifisering blir viktig, men det finnes mange andre utslippsfrie løsninger som kan bidra og gjøre omstillingen billigere, la den skje raskere og som dessuten kan gjøre energisystemet bedre i stand til å håndtere ulike sjokk.

2. EUs strategi for systemintegrasjon

I dette kapitlet beskriver vi hovedtrekkene ved EUs strategi for sektorintegrasjon, eller sektorkobling som det også kalles. Denne strategien handler om å bryte med tradisjonell sektortenkning og optimalisere energisystemet ut fra et helhetlig perspektiv. Dette er viktig for å nå ambisiøse klimamål, sikre en robust energiforsyning og samtidig begrense naturinngrep og kostnader. Denne strategien vil på ulike måter bli implementert i nasjonale strategier.

Den pågående energipriskrisen knyttet til Russlands angrep på Ukraina og Europas ønske om å frigjøre seg fra russisk gass, gjør det enda viktigere å utnytte alle tilgjengelige energiløsninger og gjøre det ut fra et systemperspektiv.

2.1. To hovedelementer: Riktige priser og helhetlig planlegging

Sommeren 2020 lanserte EU-kommisjonen rapporten [Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration](#).

Rapporten definerer energisystemintegrasjon (heretter forkortet **SI**) slik:

Energy system integration refers to the planning and operating of the energy system “as a whole”, across multiple energy carriers, infrastructures, and consumption sectors, by creating stronger links between them with the objective of delivering low-carbon, reliable and resource-efficient energy services, at the least possible cost for society.

Dette målet ligger ganske nært den norske energilovens intensjon om at energisystemet skal være samfunnsmessig rasjonelt.

EU-kommisjonens strategi har mange elementer, men to hovedelementer peker seg naturlig ut: (1) gi riktige incentiver (priser og tariffer) til alle beslutningstakere og (2) sørge for at ulike typer infrastruktur i energisektoren utvikles slik at totalløsningen blir så god som mulig. Disse elementene kan oppsummeres slik:

1. **Å skape likeverdige rammevilkår for energibærere ("a level playing field") for at forbrukere skal velge den beste energibæreren til enhver tid.** Dette betyr at klima- og miljøkostnader og andre samfunnsmessige kostnader skal legges på de ulike energibærerne, men *utover dette skal man ikke skape vridninger mellom dem*. For elektrisitet betyr dette også at markedsprisene bør stimulere til å bruke strømmen *på det beste tidspunktet*. Riktige forbrukervalg forutsetter effektive markeder der energi prises riktig. Likebehandling av energibærere vil trolig fremme elektrifisering i EU fordi avgifter i mange land i dag favoriserer andre løsninger som f.eks. direkte bruk av gass. Selv om det ikke sies eksplisitt i strategien, blir også *utformingen av nettleien* viktig for å gi incentiver som fremmer bruk av den beste energibæreren til enhver tid, inkludert bruk av strøm på rett tidspunkt. Samfunnsmessig er bruk av eksisterende overføringskapasitet svært billig så lenge det er ledig kapasitet. Det er først når kapasiteten ikke strekker til, at økt forbruk tvinger fram rasjonering eller nettinvesteringer og dermed driver opp kostnadene. (Jamfør pågående diskusjon om effekttariffer i Norge.)

In an integrated energy system, trustworthy and efficient markets should guide customers towards the most energy-efficient and cheapest decarbonisation option, on the basis of prices that properly reflect all the costs of the energy carrier used. (side12)

In many EU Member States, taxes and levies on electricity are higher than for coal, gas or heating oil, both in absolute value and as a share of total price. Over the past years, charges and levies on electricity, such as those financing renewable support schemes, have continued to increase. At the same time, the energy component of the final (retail) electricity

price has reduced both in absolute and relative terms. This has widened the asymmetry in non-energy costs between electricity and gas... (side 12)

2. **Å fremme helhetlig planlegging av ulike typer energiinfrastruktur.** Dette skjer i liten grad i dag. Utbygging av fjernvarme i Norge skjer f.eks. uten hensyn til om dette vil spare nett-investeringer eller bidra til økt forsyningssikkerhet i et område. Når Statnett og regionale nettselskap (DSOer) planlegger nett, kartlegger man hva som er *besluttet* for ny produksjon og nytt forbruk i det aktuelle området, og man gjør omfattende vurderinger av hva man *tror* kan komme til å skje. *Men det er ingen koordinering på tvers av sektorer for å sikre at de beste tiltakene blir gjennomført.* Det er dette EUs nye politikk vil endre.

3.5. A more integrated energy infrastructure

Energy system integration will translate into more physical links between energy carriers. This calls for a new, holistic approach for both large-scale and local infrastructure planning, including the protection and resilience of critical infrastructures. The objective should be to make the most of the existing infrastructure while avoiding both lock-in effects and stranded assets. Infrastructure planning should facilitate the integration of various energy carriers and arbitrate between the development of new infrastructure or re-purposing of existing ones. It should consider alternatives to network-based options, especially demand-side solutions and storage." (side17) (Våre understrekinger.)

Future network planning will require a more integrated and cross-sectoral approach, notably of the electricity and gas sectors. It will also require full consistency with climate and energy targets, including alignment with National Energy and Climate Plans, an adequate consideration of all relevant actors, and should be informed by local conditions. (side 18)

De to pilarene i strategien, riktige priser og helhetlig planlegging, suppleres med en rekke delmål og politikk på flere områder. Etter å ha definert SI (sitat i innledningen) skriver kommisjonen:

It encompasses three complementary and mutually reinforcing concepts.

First, a more 'circular' energy system, with energy efficiency at its core, in which the least energy intensive choices are prioritised, unavoidable waste streams are reused for energy purposes, and synergies are exploited across sectors. This is happening already in combined heat and power plants or through the use of certain waste and residues. There is however further potential, for example, in reusing waste heat from industrial processes, data centres, or energy produced from bio-waste or in wastewater treatment plants.

Second, a greater direct electrification of end-use sectors. The rapid growth and cost competitiveness of renewable electricity production can service a growing share of demand – for instance using heat pumps for space heating or low-temperature industrial processes, electric vehicles for transport, or electric furnaces in certain industries.

Third, the use of renewable and low-carbon fuels, including hydrogen, for end-use applications where direct heating or electrification are not feasible, not efficient or have higher costs. Renewable gases and liquids produced from biomass, or renewable and low-carbon hydrogen can offer solutions allowing to store the energy produced from variable renewable sources, exploiting synergies between the electricity sector, gas sector and end-use sectors. Examples include using renewable hydrogen in industrial processes and heavy-duty road and rail transport, synthetic fuels produced from renewable electricity in aviation and maritime transport, or biomass in the sectors where it has the biggest added value.

Energieffektivisering blir viktig for å nå målene, og rapporten henviser til prinsippet om *Energy Efficiency First* og "Renovation Wave initiative, announced in the European Green Deal".

Kommisjonen understreker også behovet for å utnytte eksisterende infrastruktur optimalt. Det vil både gjøre det enklere å kutte utslipp raskt og redusere kostnadene ved omstillingen av energisystemet.

Målene og tenkningen rundt SI vil trolig prege fremtidig energipolitikk og dermed reguleringer i EU. Samtidig er det åpenbart at SI vil bli implementert ulikt i ulike land:

"Obviously, system integration will not be a one-size-fits-all process: despite a common objective of EU climate neutrality by 2050, EU Member States have different starting points. As such, Member States will follow different pathways, depending on their respective circumstances, endowments and policy choices, which are already reflected in the respective National Energy and Climate Plans (NECPs). This strategy offers a compass to direct these efforts in the same direction."

EU vil innarbeide tenkningen knyttet til systemintegrasjon, eller sektorkobling som det også kalles, i kommende reguleringer. For å nå 55% utslippskutt innen 2030, anser Europakommisjonen SI som helt sentralt. Dette reflekteres i de ulike politikkpakkene som kom i løpet av 2021. Som sitatet viser, må imidlertid reglene ta høyde for store nasjonale forskjeller, så det er vanskelig å si hvor konkrete føringer EU vil utvikle. EUs reguleringer på dette området vil trolig også bli relevante for Norge, både gjennom EØS og gjennom klimasamarbeidet med EU. Danmark har tatt en aktiv rolle i EU på SI, og setter det i sentrum for hele energiomstillingen. [Denne rapporten](#) fra Dansk Energi m.fl. beskriver hva de oppfatter som sentrale muligheter ved sektorkobling.

2.2. Sektorintegrasjon gir effektiv energiomstilling

EU-kommisjonens ønske om å optimalisere energisystemet som en helhet, er drevet av fundamentale utfordringer man møter når man skal fase ut fossil energi: Det er veldig mye fossil energi som skal erstattes med utslippsfrie løsninger. Kostnadene for sol- og vindkraft har falt dramatisk over noen tiår, og de vil fortsette å falle. Men billigere sol- og vindkraft løser ikke alt. Det er et enormt behov for ny ren energi, og de nye løsningene krever areal, de er ofte kontroversielle og de møter mange ganger lokal motstand. Og kraftproduksjonen fra sol og vind varierer som kjent mye over tid. Transmisjonslinjer er heller ikke så populære, og det tar lang tid å få dem på plass. Derfor blir smart utnyttelse av alle energikilder, og et effektivt samspill mellom dem, så viktig.

Den gang man kunne bruke fossil energi ubekymret fordi man ikke visste bedre, kunne man overlate til transportsektoren å velge drivstoff, til kraftsektoren å velge brensel til kraftverk osv. Hvis man i dag hadde et par nye løsninger som var uproblematisk og tilgjengelige uten vesentlige begrensninger, kunne man fortsette med å overlate hver sektor til seg selv.

Men vi har ingen problemfrie løsninger. Verden, Europa og Norge trenger svært mye ren energi samtidig som vi også skal begrense naturinngrep og ressursbruk. Da blir det viktig å utnytte alle ressurser effektivt.

De siste årene har vi fått demonstrert dette i Norge. For få år siden så det ut til at vi kunne bygge rikelig med vindkraft på land, men stor motstand har gjort dette langt mer krevende og usikkert. Foreløpig har vi et komfortabelt kraftoverskudd, men køen av bedrifter som ønsker mer kraft til elektrifisering og fremtidsrettet industri, er lang. Norge tvinges til vanskeligere valg: Skal vi droppe elektrifisering av petroleumsvirksomhet offshore? Skal vi forsere utviklingen av flytende vindkraft som foreløpig er dyrt?

I en slik situasjon er det smart å snu alle steiner på nytt. Kan vi utnytte spillvarme bedre? Og hvordan kan vi best utnytte temporære kraftoverskudd som vil oppstå i perioder med ekstra stor vindkraft-

produksjon? Kan vi *realisere* et energieffektiviseringspotensial i bygg på 8 eller 10 TWh innen 2030? (Se Thema Consulting: [Grønn rehabiliteringsbølge i Norge](#)). Noen mener det er mulig å oppnå mer.⁶ Kanskje kan en ambisiøs offentlig satsing sammen med høyere vinterpriser og riktigere overførings-tariffer bidra til å utløse 10-15 TWh i bygg mot 2030? I tillegg til dette kommer effektiviserings-muligheter i industri og på noen andre områder.

2.3. Fremtiden er elektrisk, men ikke helelektrisk

I EU dekker elektrisitet vel 20% av energibruken, mens andelen i Norge er [anslått til 53%](#). Det er bred enighet i internasjonale forsknings- og analysemiljøer om at elektrifisering blir viktig for å nå klimamål. Kraftforbruket vil derfor øke betydelig i alle land, også i Norge. Samtidig er det grunn til å minne om at ikke alt skal eller bør elektrifiseres.

Et naturlig mål for alle land er å utnytte andre utslippsfri energikilder enn elektrisitet der dette gir en bedre totalløsning. Og alternativene til elektrisitet er mange flere enn bioenergi. Dette gjelder særlig innen oppvarming som utgjør nesten halvparten av energibruken i Europa.

Et sentralt mål for SI er også å få til et best mulig *samspill* mellom elektrisitet og andre energikilder. En god miks av energikilder, og et godt samspill mellom dem, kan også bidra til at energiforsyningen blir mer robust.

Det er lettere å få til raske og omfattende utslippskutt hvis vi utnytter alle muligheter. Dette er naturligvis en selvfølge, men det er likevel ikke opplagt at det følges opp i praksis. Båstenkning er godt innarbeidet, både i de ulike delene av energisektoren og hos myndighetene. Det er dessuten mer krevende å se mange tiltak og sektorer i sammenheng og man må utvikle praktiske og organisatoriske løsninger som kan få dette til i praksis.

2.4. Helhetlig planlegging er viktig, men ikke uten videre enkelt

Når investeringer i ulike typer infrastruktur skal samordnes, kan det bli tungt å få til en rask utvikling. Mer koordinering kan gi mer byråkrati, men det kan også gi flere muligheter og bedre løsninger. Blant annet kan en del alternative tiltak redusere tidspresset for bygging av nett ved at de kan realiseres raskere. Dette gjelder særlig på høyere spenningsnivå hvor etablering av nye kraftlinjer kan ta svært lang tid. Det blir viktig å utvikle verktøy og samarbeidsformer som bidrar til gode løsninger uten at systemutviklingen blir altfor tungrodd eller at planleggingen krever unødig lang tid. Det er kort tid til 2030.

⁶ En [Sintef-studie](#) mener det er mulig å spare 23 TWh til 2050, men at dette ikke utløses av seg selv. [NVE har nylig anslått](#) et potensial for lønnsomme energibesparelser i bygg på opp mot 13 TWh, herav 3 TWh i småhus, 1 TWh i blokker og 9 TWh i næringsbygg. Dette er ved bruk av internrenter på henholdsvis 12%, 6-9% og 6%.

3. Nytt energisystem gir utfordringer og muligheter

3.1. Vi må utnytte hele verktøykassa

Norden og Norge har rikelig med fornybare kraftressurser, vi har mye fleksibel vannkraft og vi kan bygge ut mye vindkraft hvis vi vil.⁷ Norge er kanskje verdens mest elektrifiserte land, og vi skal elektrifisere mer. Men som påpekt foran er det ikke hensiktsmessig å elektrifisere alt. For å kunne kutte utslipp raskt og begrense kostnader og naturbelastning, må vi tenke mer helhetlig om utviklingen av energisystemet.

Vi skal i dette kapitlet drøfte hvordan ulike former for forbrukerfleksibilitet, generelle endringer i elforbruket og i bruken av andre energiløsninger og energibærere, kan legge til rette for utslippskutt, ny verdiskaping og et mer robust energisystem. Vi skal se mest på energiforbruket utenom kraftintensiv industri. Utenom denne sektoren er oppvarming av bygg sentralt fordi det brukes mye energi til dette formålet og i Norge dekkes dette energibehovet i stor grad med elektrisitet.

Forbrukstoppene i kraftsektoren i Norge er drevet av elektrisk oppvarming i kuldeperioder. Når mer forbruk skal elektrifiseres og nytt grønt kraftforbruk kommer til, kan disse forbrukstoppene legge beslag på kapasitet i nett og kraftproduksjon og dermed bremse energiomstillingen. Samtidig er dette en utfordring som det er forholdsvis enkelt å gjøre noe med: elforbruk i oppvarming kan bli vesentlig mer fleksibelt⁸, det kan effektiviseres på flere måter og det kan i mange tilfeller og over tid erstattes av andre utslippsfrie energiløsninger. Vi skal derfor se nærmere på hvordan eloppvarming skaper forbrukstopper og hva man kan gjøre for å begrense forbrukstoppene.

I tillegg til tiltak knyttet til oppvarming finnes det også andre viktige tiltak som kan bidra til bedre utnyttelse av energiressursene og dempe forbrukstopper. Dette gjelder særlig for nye typer elforbruk som gir store muligheter for fleksibel kraftteterspørsel, for eksempel lading av elektriske kjøretøy, fremstilling av hydrogen ved elektrolyse og kanskje også elforbruk i datasentre. For elektrolyse og datasentre er det også interessant å utnytte spillvarme til oppvarming. Alt dette vil bidra til en vellykket energiomstilling.

Dette kapitlet drøfter mange former for fleksibilitet og andre tiltak som kan frigjøre plass i nettet og frigjøre kraft til nye formål. Hvert av deltemaene vi tar opp kan gjøres til gjenstand for omfattende videre studier for å utvikle kunnskap om potensialer, kostnader og hvor lang tid som trengs for å realisere løsningene. Mange muligheter er godt kjent og kan tas i bruk direkte. På andre områder kan det være behov for nytenkning og en viss læring for å kunne utnytte mulighetene. Og for å få de beste svarene om muligheter og kostnader ved nye og uvante løsninger må man prøve dem ut. Bare det kan gi den læringen som trengs.

Vi skal nedenfor presentere og underbygge et resonnement som går slik:

1. Forbrukstoppene for elektrisitet i byer og tettsteder er tett knyttet til elektrisk oppvarming. Eloppvarming gir mye høyere forbruk om vinteren, og spesielt høyt forbruk i kuldeperioder.
2. Når mer av energiforbruket skal elektrifiseres og man skal utvikle nye kraftintensive næringer, kan det mange steder bli knapphet på kapasitet i nettet (MW) og dessuten knapphet på kraft, både effekt (MW) og energi (TWh).
3. Sjeldne forbrukstopper knyttet til kuldeperioder, kan medføre at nettet ikke kan gi plass til det nye forbruket. Hvis man ikke kan redusere de relativt sjeldne forbrukstoppene, er det fare for at man må begrense eller forsinke tilknytningen av nytt forbruk, og/eller at man må investere vesentlig

⁷ Utbyggingen av fornybar kraft i Norge vil stoppe opp i Norge om få år når pågående utbygginger er ferdige, og anlegg med konsesjon er bygget. Men mer utbygging kan komme lenger ut i tid hvis det gis konsesjoner. Sverige og de andre nabolandene våre har store planer for videre utbygging, både på land og offshore.

⁸ Se for eksempel Kirkerud, Nagel og Bolkesjø: [The role of demand response in the future renewable northern European energy system](#). ScienceDirect, 2021. Forfatterne oppsummerer bl.a.: "Based on a detailed assessment of the DR potentials in different sectors and regions the study shows that space heating in households and tertiary sector as well as heated water in households will be major sources of DR flexibility in the Nordics. Somewhat surprisingly, the model results show that the activation of DR will be largest in the hydro power dominated countries Norway and Sweden since these countries have large DR potentials from electric heating appliances."

mer i overføringsnettet. Det siste kan imidlertid ta tid og vil derfor lett begrense tempoet i omstillingen.

4. Elforbruket varierer en del innenfor døgnet og uka. I kuldeperioder hvor det gjennomsnittlige forbruket er høyest, kan man trolig oppnå en *reduksjon i maksimalt kraftuttak på opptil 10-12%* ved *relativt billig flytting av elforbruk* fra timene med høyest uttak til timene med lavest uttak. Dette handler særlig om å flytte mer av oppvarmingen av bygg og tappevann til natten og å lade elektriske kjøretøy på tider hvor nettet er mindre belastet. Denne fleksibiliteten, eventuelt supplert med liknende fleksibilitet i andre sektorer, vil trolig kunne utnytte hele det realistiske potensialet for utjevning av forbruk innenfor uka. *Når man har oppnådd en tilnærmet utflating av forbruket innenfor uka, får man ikke redusert maksimalforbruket mer ved flytting av forbruk innenfor uka.* For å oppnå ytterligere reduksjoner i maksimalforbruket trengs det tiltak som kan redusere forbruket gjennom en lengre kuldeperiode, dvs. i flere uker eller permanent.
5. *Det er mange tiltak som kan redusere elforbruket gjennom lengre kuldeperioder.*
 - a. *Fleksibelt forbruk.* Noen tiltak kan flytte forbruket bort fra en lengre kuldeperiode og må ta igjen det tapte når presset på kraftsystemet er mindre. Andre tiltak kan redusere forbruket uten at det økes tilsvarende i andre perioder. Begge typene tiltak frigjør effektkapasitet i nett og produksjon (MW), og det siste tiltaket frigjør dessuten energi (MWh) som kan brukes til andre formål.
 - b. *Varig effektreduserende tiltak kutter også forbrukstoppene.* Viktige eksempler er tiltak som reduserer varmetap fra bygg (som etterisolering og varmegjenvinning i ventilasjon), flere og bedre varmpumper og bruk av andre energibærere enn elektrisitet til oppvarming (spillvarme, geotermisk varme, bioenergi). Varig effektreduserende tiltak vil naturligvis gi en større *energigevinst* enn tiltak som kun kutter forbruket i en begrenset periode.
6. Energieffektivisering og utnyttelse av andre utslippsfrie energibærere og energiløsninger enn elektrisitet, har verdi langt utover å kutte forbrukstoppene for elektrisitet. Slike løsninger gir muligheter til å bruke lokale ressurser, og kan være billigere, gi mindre naturinngrep og gjøre energisystemet mindre sårbart.

Vi må bruke hele verktøykassa og få de ulike energiløsningene til å samspille godt slik at energisystemet som helhet fungerer best mulig. Det vil fremme utslippskutt og næringsutvikling, begrense kostnader og naturinngrep og gjøre energisystemet mer robust.

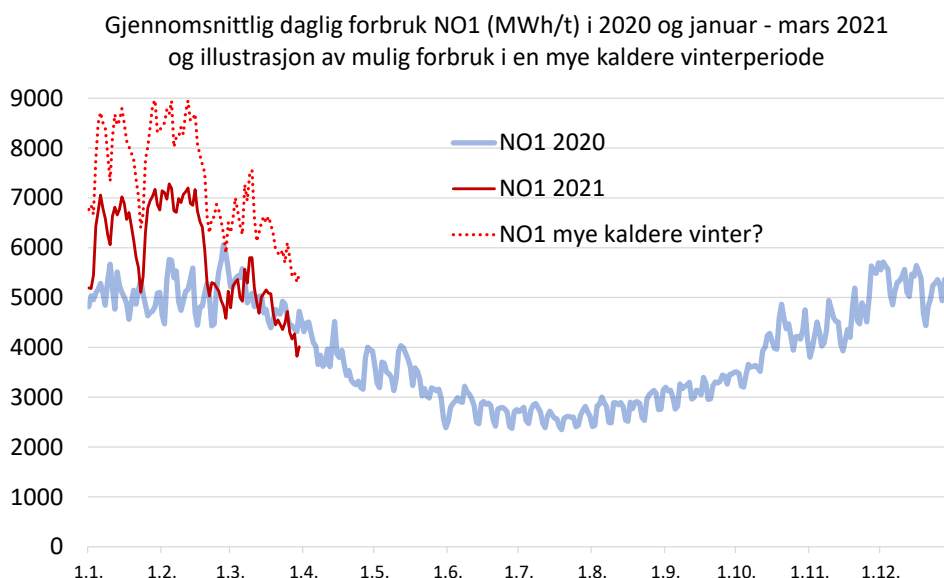
3.2. Elektrisk oppvarming gir forbrukstopper i kuldeperioder

I Norge dekker elektrisitet 80% av oppvarmingen i husholdningene og 65% i tjenesteytende sektor. Dette gjør at forbrukstoppene for elektrisitet i byer og bygder i *all hovedsak opptrer i perioder med streng kulde.*

Forbrukstoppene drives av kuldeperioder og av forbruksvariasjon innenfor uka

Figuren nedenfor gir et godt utgangspunkt for å forstå den rollen elektrisk oppvarming spiller i det norske kraftsystemet. Den blå kurven viser elforbruket i 2020 og deler av 2021 i NO1 (Østlandet). Man ser et tydelig sesongmønster. Variasjonen over året skyldes i all hovedsak bruk av strøm til oppvarming. Legg merke til det mye høyere forbruksnivået i de første månedene av 2021 (rød kurve). Dette skyldes kaldere vintervær som løftet forbruket betydelig. Vinteren 2021 var relativt kald, men det kan bli mye kaldere enn vi opplevde i 2021. Se Tekstboks 1 om klimaendringer og kuldeperioder.

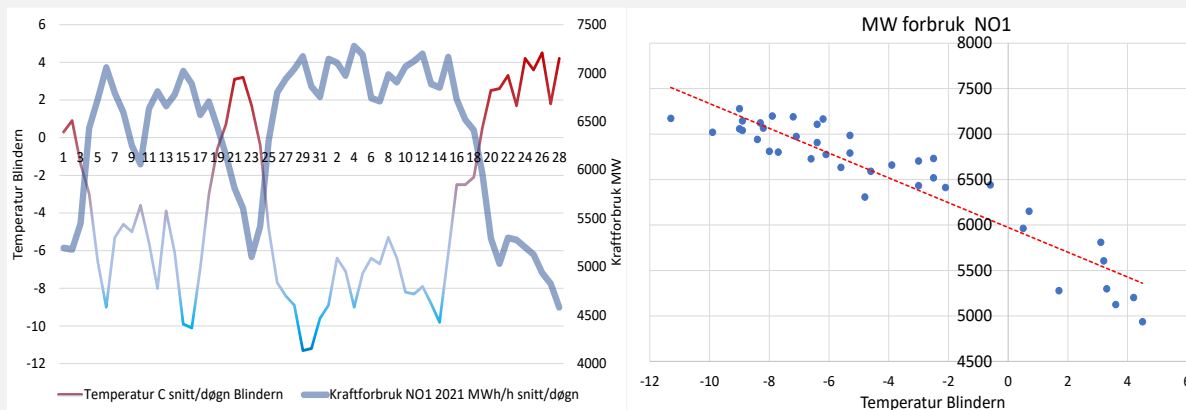
Den røde stiplede kurven illustrerer hva forbruksnivået *trolig ville blitt* hvis det hadde vært 10-12°C kaldere i kuldeperioden i 2021.⁹



Figur 6. Sesongmønsteret i strømforbruket er i stor grad drevet av elektrisk oppvarming. Kaldt vær gir ekstra høye forbrukstopper i enkelte år.

Kilde: Nord Pool. Den stiplede kurven er egen simulering av mulig forbruksmønster basert på sammenhengen mellom temperatur og oppvarming som beskrives i Tekstboks 1.

Tekstboks 1. Sammenhengen mellom temperatur og strømforbruk i NO1, januar og februar 2021



Figur 7, a og b. Figur a til venstre viser gjennomsnittlig forbruksnivå pr. dag i NO1 og gjennomsnittlig temperatur på Blindern (Oslo) for januar og februar 2021. Figur b til høyre bygger på de samme dataene, men omfatter kun virkedager. Kilder: Nord Pool og Meteorologisk Institutt

Energisystemet er i endring, og vi har ikke erfaring med *veldig* streng kulde i dagens energi- og kraftsystem. De siste årene er bl.a. oljekjeler faset ut, og vi vet ikke helt hvor effektkravende alternativene til oljekjelene er. Prisene var ganske høye vinteren 2021 og de var spesielt høye på noen av de kaldeste dagene, med priser opp til 2 kr/kWh. Vi vet at dette reduserte elforbruket i fjernvarmen i Oslo med inntil 200 MW. Det kan også ha vært en viss prisrespons i annet forbruk.

⁹ Dette anslaget er basert på en enkel lineær regresjonsanalyse med forbruksdata for NO1 vinteren 2021 og temperaturen ved Blindern målestasjon i samme periode. Se tekstboks 1.

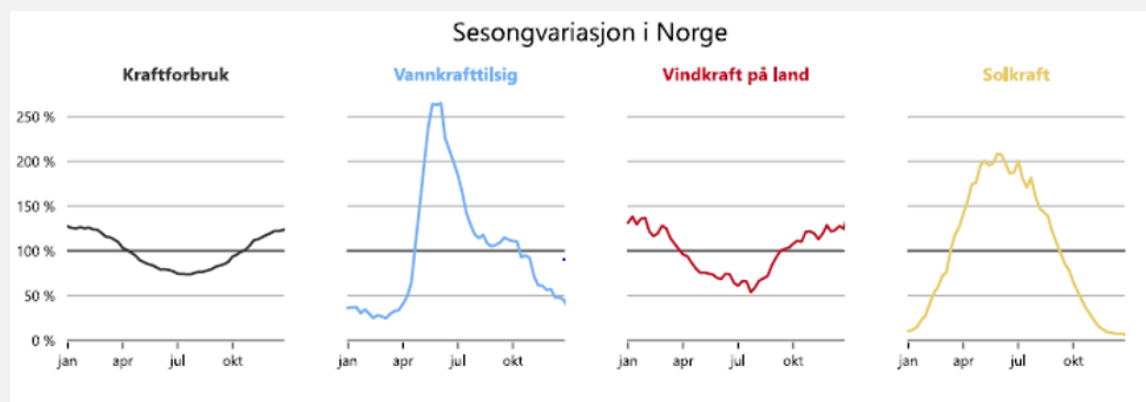
Tekstboks 2. Et mer væravhengig kraftsystem – og Nord-Europa svinger ofte i takt

I 2020 la NVE fram rapporten [Det svinger mer med fornybar strøm](#). Undertittel: *Sammenhengende vær i Nord-Europa skaper utfordringer i et fornybart kraftsystem.*

Rapporten bygger på omfattende værdata for de 41 årene fra 1979 til og med 2019 og trekker blant annet følgende konklusjoner:

- **I år med lite vannkrafttilsig er vindkraftproduksjon lav og det er kaldt.** Tilsiget varierer mye fra år til år, og årene med lite nedbør kan være utfordrende for kraftsystemet, selv med store flerårsmagasiner. I disse årene er det også lite tilsig i Sverige og Finland. Det er samtidig mindre vind. Kraftforbruket er som regel høyere siden det ofte er kaldere enn normalt. Høyere kraftforbruk og mindre tilgang på fornybar kraft vil svekke effekt- og energibalansen i disse årene.
- **Norge er et langstrakt land med stor variasjon i vær mellom regionene.** Dette fører blant annet til at vindkraftproduksjon i Sør-Norge sammenfaller mer med vindkraft i andre regioner rundt Nordsjøen enn med vindkraft i Nord-Norge. Når det blåser mye i Sørvest-Norge, produseres det også mye vindkraft i området rundt Nordsjøen, et område hvor det skal bygges svært mye vindkraft i årene som kommer. På høsten faller høy vindkraftproduksjon ofte sammen med mye nedbør og dessuten noen fulle vannmagasin i Norge. Dette kan gi perioder med mye uregulerbar kraft, dvs. kraft som må produseres straks for ikke å gå til spille.
- **Det produseres mer vindkraft på vinteren når kraftforbruket er høyt, men i dagene med høyest kraftforbruk blåser det ikke mye.** I slike perioder vil regulerbar vannkraft spille en viktig rolle.

NVEs rapport illustrerer også sesongmønstrene i forbruk og tilsig i vannkraft samt produksjonsmønster for vindkraft på land og solkraft:



Figur 8. Hentet fra NVEs rapport [Det svinger mer med fornybar strøm](#).

I tillegg til momentene NVE løfter frem, er det et poeng at elektrifisering av oppvarming kan gi større forbruksøkninger i Nord-Europa i fremtidige kuldeperioder. Det vil bidra til høyere kraftpriser i slike perioder.

NVE har også drøftet disse problemstillingene i en fersk rapport om effektutfordringer i kraftsystemet mot 2030. Se [Rapport Nr. 20/2022](#).

I tekstboks 9 ser vi på sammenhengen mellom vindkraft, kulde og forbruk i Norge og Sverige vinteren 2021. Vi finner også der at kulde gir høyere forbruk og gjennomgående mindre vindkraftproduksjon.

Vi kan fortsatt få streng kulde i lengre perioder

Vinteren 2021 opplevde Texas et kuledesjokk. Minimumstemperaturen var på det verste hele 25°C lavere enn normalt for årstiden. Det er mulig at klimaendringene øker sannsynligheten for slike ekstremer ved at jetstrømmer som går rundt polområdene og holder kulde på plass i Arktis, blir mer ustabile. Det kan medføre at man i noen tilfeller får lengre perioder med svært kaldt vær så langt syd som Texas. I andre perioder kan man få mildere vintre lenger nord. Se for eksempel artikkelen [Freak US winters linked to Arctic warming](#) i Nature. Se også youtube-video [How climate change is making winters colder](#) som omtaler og forklarer det samme fenomenet med fokus på Nord-Amerika. Det er en viss debatt rundt disse værphenomenene og teoriene, men vi kan altså ikke se bort fra at vi fortsatt kan oppleve svært kalde vintre noen ganger. *Energisystemet må være forberedt på dette.*

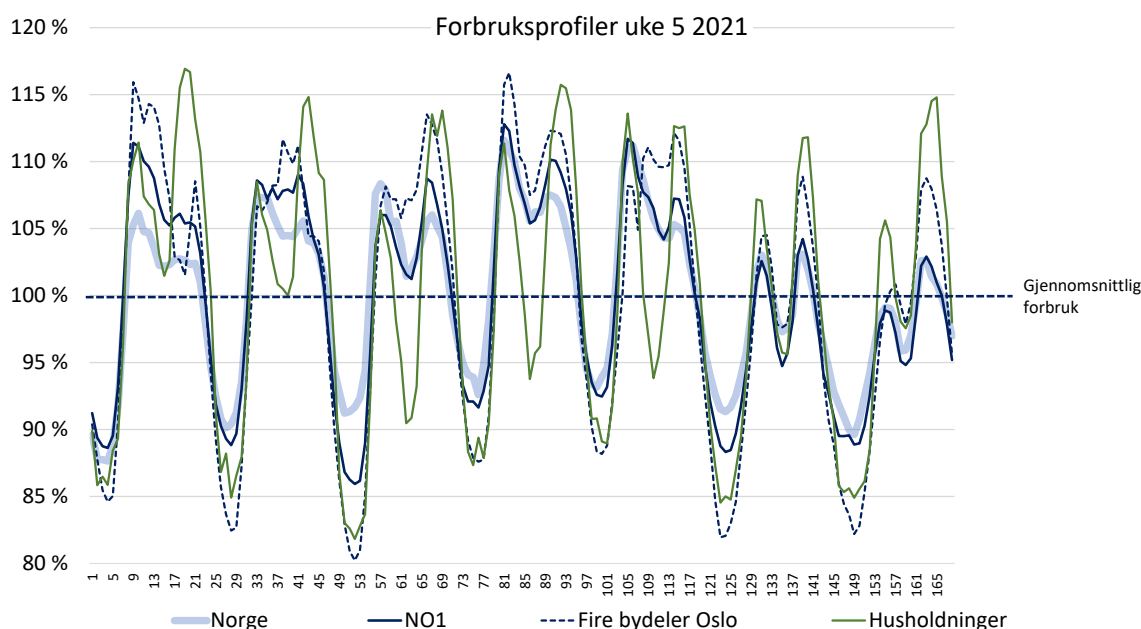
Figur 6 foran viser gjennomsnittlig daglig forbruk over året og skjuler dermed variasjonen i forbruk innenfor døgnet og uka. Når forbruket i et område vokser jevnt, vil man vanligvis først få problemer med manglende overførings- eller produksjonskapasitet i timene med aller høyest forbruk. De første tiltakene for å sikre at forbruket ikke overstiger kapasiteten i nettet, kan derfor være å redusere forbruket i akkurat disse timene. Det er derfor naturlig at mange har fokusert på å gjøre noe med de få timene med forbrukstopper.¹⁰ Med ytterligere forbruksvekst må imidlertid forbruket begrenses i flere timer og kanskje i flere uker.

Det er ikke opplagt at veksten i maksimalt forbruk er jevn fra år til år. Hvis man en vinter skulle få ekstrem kulde, kan det oppstå en situasjon hvor man trenger å redusere forbruket i mange timer av gangen hver dag i flere uker. Dette kan også skje dersom man knytter et stort forbruk til nettet og opplever en moderat kuldeperiode.

For å få en forståelse av hva som kan oppnås ved ulike typer av tiltak, må vi både se på tiltak som reduserer utfordringene ved kortsiktige forbruksvariasjoner, og tiltak som får ned det gjennomsnittlige forbruket i en kald uke.

Forbruksvariasjon innen uka er først et problem når det gjennomsnittlige nivået også er høyt og stanger i taket for nettets kapasitet eller for produksjonskapasiteten. Dette vil typisk skje i en kald vinteruke. Vi starter derfor med å se på forbruksvariasjon i en ekstra kald uke, og hva som kan gjøres for å få ned toppene.

Figuren nedenfor viser *forbruksvariasjon* gjennom uke 5, 2021 for Norge som helhet, for Østlandet (NO1), for fire bydeler i Oslo og for et utvalg av husholdninger i Oslo-området. Uke 5 representerer en kald uke vinteren 2021. Forbruket er vist som prosent av gjennomsnittlig forbruk gjennom uka for hver forbruksgruppe.



Figur 9. Ulike forbruksprofiler for uke 5, 2021. 100% er gjennomsnittlig forbruk gjennom uka for hver forbruksgruppe.

¹⁰ Helt lokalt, for eksempel i et mindre boligområde, kan det tenkes at kapasitetsproblemene først oppstår i enda kortere perioder. For den enkelte forbruker vil det være store "tilfeldige" variasjoner i forbruket, for eksempel knyttet til når varmtvannstanker kobler seg inn. Slike mer tilfeldige variasjoner kan gi betydelige utslag på belastningen i et lite område med få kunder. Når man kommer lenger opp i nettet vil slike variasjoner jevnes ut og forbrukstoppene vil bli noe mer glattet.

Figuren viser at de prosentvise variasjonene i forbruket for de ulike aggregeringene i stor grad følger det samme mønsteret gjennom døgnet og uka, men med noen forskjeller. De samme timene som gir press på nettet helt lokalt, for eksempel i et boligfelt, vil også ofte gi press for nettet på høyere nivå og for kraftproduksjon.

Innenfor uka er forbruksmønsteret i alminnelig forsyning i stor grad styrt av aktivitetsmønsteret i husholdninger og næringsliv. Et element i dette er også nattsinking av temperaturen i bygg for å spare strøm.

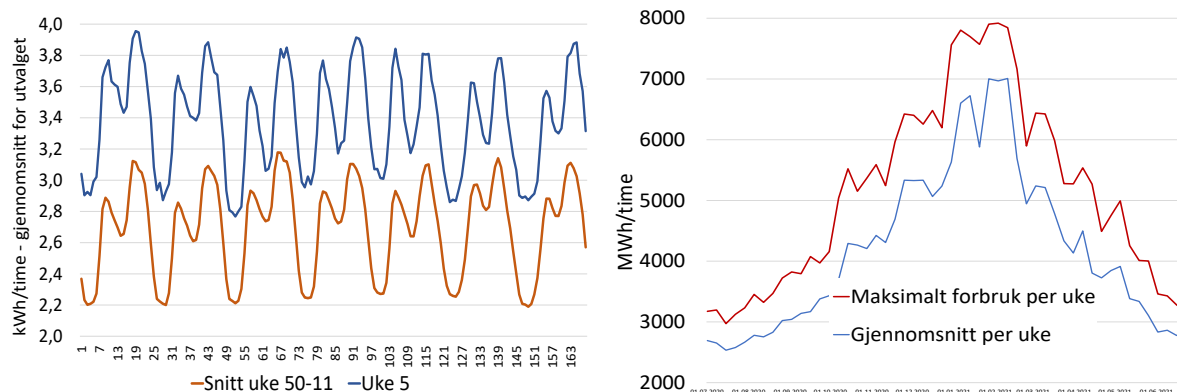
Østlandet (NO1) har noe større prosentvis forbruksvariasjon enn Norge som helhet. Det skyldes at Østlandet har en mindre andel kraftintensiv industri som bruker strøm jevnt over uka og året.

De fire bydelene i Oslo representerer forbruk under stasjonene Smestad, Sogn, Ulven og Furuset. Dette er områder med boliger, kontor- og servicebygg. Sammenlikner vi denne forbruksprofilen med et utvalg av husholdninger i Oslo-området, ser vi at husholdningene har noe mindre morgentopp, høyere ettermiddagstopp, større forbruksreduksjon midt på dagen og høyere forbruk i helgene. Dette er som forventet.

Maksimalforbruket i de fire bydelene i Oslo var om lag 17% høyere enn det gjennomsnittlige forbruket i uke 5. For utvalget av husholdninger i Oslo-området finner vi tall i samme størrelsesorden. For Østlandet var maksimalforbruket 13% høyere enn gjennomsnittet og for Norge var maksimalforbruket 12% høyere enn snittet gjennom uka.

Uke 5 i 2021 var en kald uke i en kald periode (jmfør figur 6). I kuldeperioder er forbruksnivået på det høyeste og timene med høyest forbruk i slike uker vil derfor normalt være de mest utfordrende for nettet og for kraftproduksjonen.¹¹ Så lenge maksimalforbruket er klart lavere enn nettets kapasitet på alle nettnivåer, er det ikke noe problem at forbruket varierer betydelig innenfor uka.

Figur 10 a nedenfor viser gjennomsnittlig forbruksvariasjon innenfor uka for utvalget av husholdninger gjennom vinteren 2020-2021 (uke 50 til uke 11) sammenholdt med forbruksvariasjonen i uke 5. Figur 10b viser forskjellen mellom timen med høyest forbruk hver uke og gjennomsnittlig forbruk pr. uke for Østlandet (NO1) fra sommeren 2020 til sommeren 2021.



Figur 10 a. (Venstre) Forbruksprofilen for utvalget av husholdninger i en gjennomsnittlig vinteruke (2020-2021) versus i en ekstra kald uke (uke 5). Figur 10 b: Maksimalt forbruk pr. uke og gjennomsnittlig forbruksnivå pr. uke for Østlandet fra 1. juli 2020 til 31. juni 2021.

Basert på tallene over synes det rimelig å anta at i byer og tettsteder kan det maksimale forbruket være om lag 15% - 18% høyere enn det gjennomsnittlige forbruket i en kald uke – jmfør tallene for

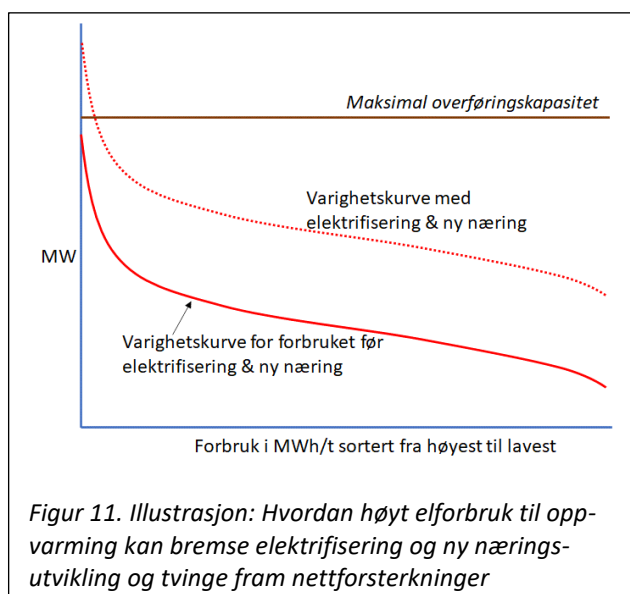
¹¹ Ved feil i nettet og ved utkoblinger for vedlikehold, kan det også oppstå utfordringer i andre perioder.

husholdninger og bydeler i Oslo i figur 9. Men det er mulig at man i enkelte områder kan finne noe større forskjeller. Generelt blir tilfeldige variasjoner viktigere når man ser på mindre grupper av forbrukere. (Se mer om dette i Vedlegg 2.) For større områder blir den prosentvise variasjonen mindre, noe vi ser i tallene for NO1 og for Norge som helhet. En viktig forklaring på dette er at forbruket i kraftintensive virksomheter er jevnt. Litt av forklaringen kan også være at noen lokale variasjoner utjevnes når man aggregerer over større områder.

Forbrukstopper for elektrisitet kan forsinke og fordyre elektrifiseringen

Figur 11 illustrerer en *typisk varighetskurve* for elforbruket i et tenkt område når man ser på forbruksvariasjon over flere år. Varighetskurven sorterer det forventede forbruket pr. time fra høyest (venstre) til lavest, og omfatter de kaldeste vinterdagene vi kan forvente (for eksempel over en tiårsperiode), milde sommernetter og alt mellom disse ytterpunktene. Timene med aller høyest forbruk helt til venstre i figuren er forbruk i timene med aller høyest forbruk innen uka i de kaldeste ukene.

Figuren illustrerer også maksimal overføringskapasitet inn til forbruksområdet, og vi ser at kapasiteten i utgangspunktet er tilstrekkelig til å dekke toppene i forbruket, også i de aller kaldeste periodene. (Heltrukket rød kurve overstiger ikke maksimal overføringskapasitet.) Vi legger så til et vesentlig økt forbruk knyttet til elektrifisering og ny næringsvirksomhet (f.eks. en batterifabrikk), og antar i utgangspunktet at dette forbruket er jevnt over året og ikke fleksibelt. Vi ser da at det nye samlede forbruket (rød stiplet kurve) *overskrider nettets overføringskapasitet relativt mye, men kun en liten del av tiden*. Dette kan bety at netteier må si nei til etablering av det nye forbruket inntil man har forsterket nettet. En slik nettforsterkning kan ta tid, og vil også øke nettkostnadene. Hvis vi klarer å redusere forbruket i den korte perioden det er høyest, kan vi både oppnå raskere tilknytning av nytt forbruk og lavere nettkostnader.



Figur 11. Illustrasjon: Hvordan høyt elforbruk til oppvarming kan bremse elektrifisering og ny næringsutvikling og tvinge fram nettforsterkninger

Forbrukstoppene kan reduseres med tre hovedtyper av tiltak

4. *Fleksibilitet som flytter elforbruk i tid.* Det er størst potensial for å flytte elforbruk innenfor døgnet og uka, men flytting kan også skje over en noe lenger tidshorison.
5. *Fleksibilitet som reduserer forbruket uten at dette tas igjen på andre tidspunkt.* Forbruksreduksjonen kan vare fra under en time og opp til mange uker.
6. *Generelle reduksjoner i elforbruket,* og særlig i det forbruket som normalt er høyt i perioder med stor kraftetterspørsel (kuldeperioder).

Konseptuelt er skillet mellom de to formene for fleksibilitet (flytting av forbruk og ren reduksjon) klart, men noen typer forbruk kan levere begge former for fleksibilitet. Skillet er derfor ikke alltid skarpt i praksis. Markedspriser og tariffer vil i stor grad fremme alle de tre hovedtypene av tiltak. Direkte støtte fra myndighetene vil derimot normalt være rettet mot bestemte typer tiltak og vil i praksis ofte omfatte et begrenset utvalg av tiltak. I praksis må tiltakene være av en viss størrelse og det bør være mulig å kontrollere gjennomføringen uten urimelige administrative kostnader.

Denne rapporten retter mest oppmerksomhet mot alminnelig forbruk i bygg og mindre næringer i byer og bygder og særlig ser vi på forbruk knyttet til oppvarming. Men fleksibilitet og energieffektivisering i

industrien er naturligvis også viktig. Med elektrifisering i flere industrier og vekst i nye grønne næringer, vil industriforbruket bli viktigere for den samlede belastningen på kraftsystemet.

Vi skal starte med å se på hvor mye man kan redusere det maksimale forbruket ved å flytte forbruk innenfor uka. De mest aktuelle tiltakene her er knyttet til døgnprofil for oppvarming av bygg og tappevann og til lading av kjøretøy. Disse tiltakene vil være tilgjengelige i alle byer og tettsteder. Deretter ser vi på noen former for fleksibilitet som kanskje også kan bidra med flytting av forbruk over noe lengre perioder, men som ikke vil være til stede i alle byer og bygder. Til slutt ser vi på tiltak som kan gi en mer varig reduksjon i strømforbruket, både i kuldeperioder og ellers. De fleste av disse tiltakene er også tilgjengelige alle steder i landet.

3.3. Flytting av forbruk i tid kan bli billig, utbredt og automatisk

Som vi allerede har vært inne på, finnes det flere former for kraftforbruk som i betydelig grad kan flyttes i tid basert på automatikk og til en relativt lav kostnad for forbrukerne. For vanlig forbruk gjelder dette særlig når man lader kjøretøy og når innenfor døgnet man bruker el til å varme opp tappevann og bygg (jamfør nattsinking). Dette er fleksibilitet som kan utvikles i alle byer og bygder. Vi skal her se nærmere på denne typen fleksibilitet og hvordan den kan bidra til å redusere maksimalforbruket og dermed også presset på nettet.

Flytting av forbruk innen uka kan neppe redusere forbrukstoppen mer enn 10-12%

Det er to faktorer som begrenser hvor mye man kan redusere forbrukstoppen ved å flytte forbruk innenfor uka

1. Flytting av forbruk innenfor uka kan pr. definisjon ikke bidra mer enn til at maksimalforbruket *nærmer seg gjennomsnittsfbruket i uka*. For stor flytting fra dag til natt vil gi nye forbrukstopper.
2. Hvis man ikke har tilstrekkelig tilgjengelig fleksibilitet for flytting av forbruk innen uka, kan dette *ytterligere* begrense hvor mye man kan oppnå. Men vår drøfting nedenfor og i *Vedlegg 1* tyder på at tilgang til de nevnte typene fleksibilitet neppe vil bli en begrensende faktor om noen år når disse mulighetene er mer utviklet.

Selv om man skulle ha mer enn nok fleksibilitet tilgjengelig, teknisk sett, er det ikke realistisk at man kan glatte forbruket helt innenfor en uke. Det er flere grunner til dette.

- Det er *usikkerhet* om behovet for strøm (f.eks. kulde) og om kraftpriser noen dager frem i tid. Forbrukerne må planlegge sitt forbruksmønster basert på forventninger til kommende kraftbehov og forventede kraftpriser (og eventuelt andre styringssignaler fra tariffen e.l.).
- Det er begrensninger ved virkemidlene som skal bidra til utjevning av forbruket. Disse virkemidlene vil først og fremst være kraftpriser og overføringstariffer. Når forbruket blir jevnere, vil forskjellene i kraftpriser ofte bli mindre og prisene vil ikke alltid bidra til utjevning. Standardiserte tariffen kan påvirke profilen på forbruket, for eksempel innenfor døgnet eller uka, men man trenger dynamiske tariffen som er tilpasset situasjonen i nettet til enhver tid, hvis man skal finstyre forbruket med tariffen. Nettselskap kan imidlertid utvikle og ta i bruk andre løsninger som kan gi mulighet til å finstyre noen typer forbruk, gjerne fra minutt til minutt, slik at man unngår overbelastning. Men dette vil neppe bli den dominerende metoden for å stimulere utjevning av forbruket i større områder. (Vi kommer tilbake til dette i kapittel 4.3. delkapittel *Betaling for redusert forbruk kan være nyttig, men har klare begrensninger*.)

Det er altså ikke realistisk å oppnå full utjevning av forbruket over døgnet og uka i ulike områder ved hjelp av kraftpriser og overføringstariffer. For større områder er det trolig heller ikke realistisk at andre virkemidler kan bidra til full utjevning. Det er for mange aktører involvert, og det er for mange usikre faktorer som påvirker forbruket gjennom uka.

Vi har sett at maksimalforbruket i uke 5 2021 var 17% høyere enn gjennomsnittsfbruket for bydeler i Oslo og for et bredt sammensatt utvalg av 414 husholdninger i Oslo-området. Vi har også sett en tilsvarende variasjon i andre deler av året. For hele Østlandsområdet var forskjellen kun 13%. Disse

tallene representerer et teoretisk maksimum for hvor mye forbrukstoppen kan reduseres ved kun å flytte forbruk i tid innenfor uka. *Siden det ikke er realistisk å utjevne forbruksprofilen helt, kan et mer realistisk anslag på hva man kan oppnå med gode styringssignaler og tilstrekkelig utvikling av denne typen forbruksfleksibilitet, være en reduksjon i maksimalforbruket på inntil 10-12%.*

Som nevnt, og forklart mer utførlig i Vedlegg 1, kan utjevning av forbruket innenfor uka trolig i hovedsak oppnås ved *flytting av en del av oppvarmingen av tappevann og bygninger fra dag til natt, og ved smart lading* av en voksende flåte av elektriske kjøretøy. Fordelen med disse typene fleksibilitet er at de kan bli tilgjengelige i alle områder med næringsbygg og boliger, og at kostnadene trolig vil være lave. Dette gjelder særlig styrt lading av kjøretøy og flytting av tid for oppvarming av bygg, dvs. endret tid for nattsinking. Også styring av oppvarming av varmtvannsberedere ser ut til å kunne bli relativt billig. Samtidig er det åpenbart at lønnsomheten av slike tiltak vil variere og at tiltak som krever investeringer, vil bli gjennomført over tid. I områder som trenger mye lokal fleksibilitet raskt, kan det være behov for særlig støtte for å få løsningene på plass raskere.

Fleksibiliteten ved lading av elektriske kjøretøy vil bety mer etter hvert som dette forbruket vokser. Når vi om noen år når *6 TWh årlig forbruk til alle typer transport og anleggsmaskiner*, vil dette i en kald vinteruke representere et forbruk på om lag 140.000 MWh (inkludert 20% påslag pga. kulde). Vi skal trolig til mer enn 15 TWh totalt når elektrifiseringen av transport og anleggsmaskiner mm er fullført. Det brukes om lag 6 TWh til elektrisk oppvarming av tappevann i norske husholdninger og vi har grovt anslått at det går ytterligere 2 TWh til oppvarming av tappevann andre steder¹². Dette gir totalt 8 TWh per år eller 154.000 MWh per uke.

Vedlegg 1 drøfter de tre typene fleksibilitet mer i detalj. Her oppsummerer vi hovedfunnene med utgangspunkt i forbruksmønsteret for hele Norge i uke 5, 2021.

- 90% glatting i nasjonal forbruksprofil i uke 5, 2021 ville kreve flytting av **87.600 MWh** fra perioden med høyere forbruk enn gjennomsnittet for uka til periodene med lavere forbruk enn gjennomsnittet.
- Vi har ikke tallanslag for hva vi kan oppnå ved flytting av forbruk til oppvarming av bygg fra dag/morgen til natt, men antar at dette kan være betydelig siden det brukes mye strøm til oppvarming i en kald uke og en betydelig andel av døgnmønsteret (men ikke hele) er knyttet til nattsinking i bygg.
- Hvis kun 35% av oppvarmingen av tappevann som skjer på dagtid kan flyttes til natten, gir dette en flytting av **43.000 MWh**, og dekker nesten halve det realistiske potensialet for flytting av forbruk (jmfør 87.600 for 90% utjevning nasjonalt). Det kan bli mulig å flytte mer enn 35% av oppvarmingen av tappevann fra dagen til natta.
- Lading tilsvarende et årsforbruk på 6 TWh gir anslagsvis 140.000 MWh/uke i en kald uke. Hvis 80% av ladingen gjøres om natten og i andre perioder med lavere forbruk (helger) og resten (20%) plasseres i timer med høyt forbruk, vil lading *netto* bidra med om lag **84.000 MWh** til å redusere forbruksvariasjonen. Dette bidraget kan økes betydelig ved full elektrifisering i transportsektoren.

Vi ser her at mye lading om natten samt et moderat anslag for flytting av oppvarming av tappevann til natten (35% av forbruket om dagen) alene kan ha potensial til å flytte mer kraftforbruk enn det som trengs for å jevne ut forbruket. I tillegg kommer flytting av tid for oppvarming av bygg ved mindre bruk av nattsinking og kanskje noe "nattheving".

For alle de tre formene for flytting av forbruk vil teknologiutviklingen og valg av konkrete løsninger påvirke hvor fleksible de ulike forbrukstypene vil bli. Når batterier blir billigere og får høyere energitetthet (mindre vekt/kWh) kan mange ønske å utstyre kjøretøyene med mer batterikapasitet og dermed få større fleksibilitet mht. når man vil lade. Bygg med bedre isolasjon og større termisk treghet

¹² Hoteller, skoler, idrettsanlegg, sykehus, sykehjem, militærleirer, kontorbygg mm.

eller nye former for varmelagring (for eksempel basert på faseskifte) kan også få større fleksibilitet i elforbruket. Sistnevnte teknologi kan også bli aktuell for varmtvann. (Jamfør omtale tidligere i rapporten.)

Det samlede bildet er at flytting av tidsrom for oppvarming av bygg og tappevann samt lading av kjøretøy alene kan gi *mer enn tilstrekkelig fleksibilitet* til å jevne ut det meste av forbruksvariasjonen i en uke i løpet av et tiår eller så og at flere andre kilder til fleksibilitet også kan bidra. Sett ut fra dagens forbruksmønster synes det derfor rimelig å anta at slike typer fleksibilitet kan redusere maksimalforbruket i større områder med 10-12%. Da er forbruket nokså jevnt over uka, og det vil være behov for andre typer av tiltak hvis man skal redusere forbruksnivået i en lengre periode.

3.4. Noen typer forbruk kan flyttes mer enn en uke eller kuttes

Utforming av ulike forbruksanlegg for strøm vil avgjøre hvor lenge man kan flytte forbruk i tid og i hvilken grad man kan redusere forbruket uten å hente dette inn igjen senere. Noen typer anlegg vil først og fremst egne seg for å flytte forbruk i tid, mens andre også kan ha god evne til å kutte forbruk uten å hente dette inn igjen senere. Evne til å kutte forbruk helt eller flytte det lenge i tid kan bli viktig fordi kuldeperioder kan vare i mange uker.

Utformingen av nye forbruksanlegg vil bli påvirket av forventninger til prisvariasjoner, tariffer og regulatoriske forhold og av kostnadsutviklingen for teknologiene som muliggjør fleksibilitet.

Elektrolyse for produksjon av grønt hydrogen – mest flytting av forbruk i tid?

Mot 2030 kan elektrolyse bli en betydelig forbruker av strøm i Norge. For å dekke Yaras behov for hydrogen til kunstgjødselproduksjon i Telemark, kan det f.eks. være behov for [mer enn 4 TWh elektrisitet](#) per år.

Elektrolyseanlegg som har en leveringsforpliktelse til bestemte transport- eller industriformål (for eksempel til Yara), kan få *en viss fleksibilitet* i kraftteterspørselen ved at de bygger overkapasitet for elektrolyse og har tilstrekkelig stort lager for hydrogen eller et foredlet produkt fra hydrogen som f.eks. ammoniakk. Dette vil gi mulighet til å flytte strømforbruket i tid.

Hvor mye fleksibilitet det vil lønne seg for en markedsaktør å investere i, avhenger av forventet prisvariasjon i kraftmarkedet, tariffstrukturen i nettet¹³ og kostnadene bedriften har ved å holde høyere elektrolyse- og lagerkapasitet.¹⁴ Grønt hydrogen er en industri i rask utvikling og de faste kostnadene knyttet til elektrolysekapasitet ventes å falle betydelig. Kapasitet for fleksibelt uttak av strøm kan derfor bli klart billigere etter hvert. I beste fall kan det bli mulig for en del anlegg å kutte eller redusere elforbruket i mer enn en uke, kanskje i flere uker. Dette kan gi en betydelig avlastning for strømmettet gjennom en lengre kuldeperiode og dessuten gi bedre utnyttelse av kraftressursene ved at forbruket økes når prisene er lave og det er plass i nettet.

¹³ For lavere nettnivåer er dagens tariffmodell knyttet til *kundens* maksimale uttak fra nettet hver måned, *uavhengig av om dette uttaket skjer i perioder med press i nettet eller i perioder med mye ledig kapasitet*. En slik tariffutforming reduserer incentivene til å ha høyt uttak i perioder med god plass i nettet og den gir ingen spesielle incentiver til å kutte uttaket i perioder hvor nettet er presset. Et eksempel kan illustrere dette: Anta at kunden bruker maksimalt med strøm i noen timer en dag tidlig i januar fordi kraftprisen er lav. Kundens tariff for januar er da bestemt av dette maksimale forbruket og *tariffkostnaden* øker ikke ytterligere hvis man fortsetter med maksimalt elforbruk resten av måneden. Dersom det aktuelle området opplever en kuldeperiode og nettet får kapasitetsproblemer, har kunden *ingen tariffmessige incentiver til å ta hensyn til dette*. (Man kan utvikle markeds-løsninger hvor nettselskapet betaler kunden for å redusere forbruket, men det er ikke uten videre opplagt at dette gir en optimal løsning.) Dette er drøftet mer inngående i kapittel 4.3.

¹⁴ Siden det kan oppstå feil ved f.eks. elektrolyseanlegg eller være behov for periodevist vedlikehold, kan det uansett lønne seg å ha en viss overkapasitet. Det vil gi en viss fleksibilitet. Men de nevnte faktorene knyttet til prisvariasjon og tariffer kan gjøre det lønnsomt å velge større kapasitet og dermed større mulighet til å redusere forbruket i perioder med høye kraftpriser og høye tariffer (press på nettet).

Hvis et anlegg produserer grønt hydrogen for et stort "råvaremarked" f.eks. via innmating av hydrogen i gassrør til Europa og man ikke har faste leveringsforpliktelser, kan man i prinsippet kutte elforbruket i en periode uten å hente dette inn igjen senere. Det er imidlertid usikkert hvorvidt slike anlegg vil være lønnsomme i Norge.¹⁵

Datasentre kan både flytte forbruk i tid og kutte elforbruk – hvis man legger opp til det Mange datasentre har svært høye krav til tilgjengelighet for tjenestene de leverer. De ivaretar vanligvis dette ved å ha egen strømforsyning som en reserve for forsyningen fra nettet. Denne reserven består av en batteribank som sikrer mot avbrudd hvis nettforsyningen faller ut og dieselaggregater som kan levere strøm over en lengre periode. Batteriene kan fortsatt fungere som en intern fleksibilitetsressurs når aggregatene går, for å sikre optimal drift av disse. For noen sentre kan det også være aktuelt å flytte dataprosessering til et annet sted hvis strømforsyningen svikter eller hvis kraftprisene er svært høye. Noen anlegg kan også velge å forskyve visse typer dataprosessering i tid for å tilpasse seg variasjoner i kraftpriser og incentiver fra overføringstariffer. (Et eksempel er utvinning av Bitcoin.)

Mens man tidligere tenkte at datasentre burde lokaliseres ved sterke punkt i nettet, kan utviklingen nå i større grad gå i retning av at man bør samlokalisere slike sentre med et forbruk som kan utnytte spillvarmen. (Jamfør sektorintegrasjon og gjenbruk av energi.) Hvis sentrene dessuten kan redusere sitt uttak fra nettet i (relativt sjeldne) situasjoner hvor nettkapasiteten er presset, blir det enklere å finne plass til datasentrene i nettet, og de totale nettkostnadene kan bli lavere siden eksisterende kapasitet kan bli bedre utnyttet.

Datasentrenes høye krav til sikker strømforsyning kan bli en kilde til fleksibelt forbruk fordi de har egen reserveforsyning. Hvor mye eierne vil investere for å gjøre forbruket fleksibelt, vil først og fremst avhenge av lønnsomheten. Inntekter ved økt fleksibilitet kan komme fra lavere innkjøpspris for kraft (unngå de dyreste timene) og sparte tariffkostnader, samt ved eventuelle betalinger for å tilby fleksibilitet til netteier og systemoperatør.

Stasjonære batterier ventes å bli *vesentlig billigere* i årene som kommer. Det kan dermed bli lønnsomt å ha mye større batterikapasitet, slik at man kan *flytte kraftkjøp for å tilpasse seg kraftpriser og tariff*. Dette vil trolig først og fremst gi fleksibilitet innenfor døgnet og kanskje litt lenger. Dette kan jevne ut effektbelastningen i kraftsystemet, men øker ikke i særlig grad evnen til å håndtere langvarig knapphet på effekt i nett og produksjon eller energi.

Tilgang på tilstrekkelige mengder diesel kan derimot gi økt *energifleksibilitet* og dermed bidra mer ved en lengre kuldebølge eller ved en annen langvarig knapphetssituasjon, f.eks. ved feil i det lokale nettet. Dieselaggregater kan være kontroversielle, men når slike anlegg brukes relativt sjelden, kan selv fossil diesel være *klimamessig bedre*¹⁶ enn ikke å ha denne fleksibiliteten, og anleggene kan naturligvis også bruke *biodiesel* eller bygges om til bruk av *biogass*.

Hvis presset på nettkapasiteten (eller produksjonskapasiteten for kraft) kommer i februar eller senere utover våren, kan også solceller bidra til sikrere strømforsyning ved et datasenter. Kanskje er det en god ide å ha en solcellepark i tilknytning til datasentre. Slike anlegg bruker mye strøm også om sommeren, de kan ha en viss nytte av den økte forsyningssikkerheten og batteribanken i datasenteret kan trolig gi en gunstig effekt mht. utnyttelsen av solkraften.

¹⁵ Det er mulig lønnsomheten av slike anlegg vil være større i områder hvor kraftprisene varierer mer og oftere. Dette øker muligheten til å utnytte svært lave priser i en del perioder og unngå kjøp av kraft når prisen er høy. Gjennomsnittlig innkjøpspris for kraft til elektrolyse kan derfor bli billigere i f.eks. Tyskland selv om timeveid pris er høyere enn i Norge. Når hydrogen skal brukes i Norge vil derimot lokal hydrogenproduksjon trolig være mer lønnsom fordi man sparer transport mm.

¹⁶ Hvis alternativet er å bygge mer kraftlinjer, er det viktig å huske at dette også gir utslipp av klimagasser. I periodene med mest press på nettet og på kraftsystemet som helhet, vil marginal kraftproduksjon ofte være de minst effektive effektive kull- eller gasskraftverkene. Frigjort kraft i Norge vil i slike situasjoner ofte økt evnen til å eksportere mer til termisk baserte systemer – eller importere mindre.

Datasentre kan i prinsippet både bli fleksible forbrukere ved å flytte forbruk i tid og ved å redusere forbruket i perioder med press i nettet eller veldig høye kraftpriser. Kjøring av f.eks. diesellaggregater gir ikke billig strøm, så det trengs trolig ganske høye priser eller tariffer for at man skal bidra med større forbrukskutt over tid. Hvis prosessering kan flyttes til et annet sted, kan det tenkes at fleksibiliteten blir billigere. Kostnader ved fleksibiliteten og de økonomiske incentivene fra kraftpriser og tariffer samt ulike reguleringer, vil ha stor betydning for hvor mye fleksibilitet man faktisk utvikler.

Tekstboks 3. Effekt- og energiutfordringer - og sammenhengen mellom dem

Robust energiforsyning forutsetter at vi kan dekke både effekt- og energibehovet

Effekt betegner den kraften som produseres, overføres eller brukes i et gitt øyeblikk. I kraftsystemet måles effekt i Watt (kW, MW og GW). Energiforbruk eller energiproduksjon er *effekt ganget med tid* og måles i kilowattimer (kWh) eller MWh, GWh og TWh. (Matematiske kan man si at energiforbruket er integralet over tid av effektuttaket.) En elektrisk panelovn kan f.eks. ha en effektkapasitet på 1200 W (1,2 kW) og hvis den yter en slik effekt i 3 timer, har den brukt en energimengde på 3,6 kWh (1,2kW x 3t). Man kan illustrere *effektkapasitet* med antallet hestekrefter (eller watt) som en bilmotor kan yte, mens *energikapasitet* bilen har til disposisjon er gitt ved antall liter bensin på tanken (eller kWh batterier er oppladet med).

I praksis snakket man ofte om effekt litt mer løselig. For eksempel kan man, litt upresist, si at Norge hadde en effektrekord i forbruket i time fra kl. 9 til 10 den 12. februar 2021, med et forbruk på 25.023 MWh/time. I *gjennomsnitt* denne timen var altså effektuttaket i Norge 25.023 MW.

I noen situasjoner og i noen typer anlegg er effektkapasitet eller effekt viktigst, mens for andre anlegg og situasjoner er energi viktigst. Men det er mange mellomformer hvor begge deler har betydning. Stor evne til å flytte forbruk i tid kan for eksempel redusere et effektproblem, men har man ikke nok energi tilgjengelig får man etter hvert energiknapphet.

Man sier ofte at vannkraftverk er *energidimensjonert* mens fossil kraft er *effektdimensjonert*. Et vannkraftverk kan ikke produsere mer kraft (energi) over tid enn nedbøren (tilsigene) tillater. Har man magasin kan man regulere produksjonen opp til installert turbinkapasitet (effekt), men *over tid er energimengden gitt*. Det er ofte mye billigere å øke installert effekt i vannkraftverk enn i et fossilt kraftverk. Men fossile kraftverk kan på den annen side produsere med maksimal effekt så lenge man får tak i brensel (bortsett fra feil og vedlikehold). Derfor sier man at slike anlegg er effektdimensjonert.

For vind- og solkraft er effekten begrenset av installert kapasitet og dessuten begrenset av sol- og vindforhold. Her er både løpende effektbidrag og energiproduksjon (over uker, måneder og år) bestemt av værforholdene og vil derfor variere.

Tilgjengelig vintereffekt i vannkraft har vært definert som hvor mye effekt (MW) et vannkraftverk kan yte sammenhengende i 6 timer. Bakgrunnen for dette er at en del anlegg har inntaksmagasin som gjør at det er grenser for hvor lenge de kan yte maksimal effekt. Effektkapasiteten har her en energiskranke som gir begrenset utholdenhet for effektytelsen. Størrelsen på magasinene varierer mye. Energiinnholdet i magasinene og tilsigene påvirker hvor mange dager, uker eller måneder anlegget kan levere full effekt.

Termisk kraftproduksjon kan i praksis også ha energibegrensninger. Lageret av kull for et kullkraftverk kan være begrenset og det kan være begrensninger i transportkapasitet for å få levert mer kull. For en periode kan man da ha en energibegrensning: Hver enkelt time eller dag kan man produsere for full kapasitet, men ikke hele tiden. Dette vil likne situasjonen til et vannkraftverk med magasin. Når energitilgangen blir begrenset stiger verdien av lagerbeholdningen. (Vannverdien i et vannmagasin.) *Dette har skjedd i gassmarkedet i 2021:* Knapphet og forventet knapphet, har økt lagerverdien (og dermed markedsverdien) av gass. Tilsvarende vil gjelde andre energilager, for eksempel ved til vedfyring. Det finnes et lager av ved i verdikjeden, men dette energilageret er ikke ubegrenset, og økende etterspørsel gir knapphet som driver prisen opp.

Kapasiteten i nettet er definert ut fra effekt, dvs. antall MW som kan transporteres. Siden overføringsbehovet varierer over tid, vil knapp kapasitet på levering av strøm til et område først komme til syne som et problem i korte perioder med ekstra høy belastning. Ved å flytte noe forbruk i tid kan man unngå slike problemer, men hvis forbruket fortsetter å vokse vil det bli mer og mer forbruk som må flyttes fra timene med høy belastning til andre timer. Til slutt får man et *energiproblem*: man klarer rett og slett ikke å transportere den energimengden som etterspørres over tid (for eksempel gjennom en kuldeperiode), uansett hvor mye forbruket jevnes ut. Ønsket forbruk *over tid* er større enn tilgangen.

Forbruksfleksibilitet kommer i mange varianter. Noen typer forbruksfleksibilitet hjelper kun på effektutfordringen ved at de flytter forbruk tid, for eksempel innenfor døgnet. Et eksempel er valg av tid for å lade en elbil. Andre former for fleksibilitet reduserer forbruk i en periode uten å øke det tilsvarende på andre tider. Da sparer man også energi og det blir lettere å takle en energibegrensning. Man vil oppnå mye av det samme hvis man kan flytte forbruk fra perioden med energiknapphet (for eksempel en lengre kuldeperiode), til en periode hvor det ikke er knapphet. **Utholdenheten til forbruksfleksibiliteten er derfor viktig for å håndtere lengre perioder med energiknapphet.**

Samspill mellom ulike løsninger. Vindkraft er isolert sett et ganske usikkert virkemiddel for å løse effektutfordringer i strømforsyningen, for eksempel i kuldeperioder. Men sammen med et energilager (magasin) kan vindkraft gi viktige bidra selv om det ofte blåser mindre når det er ekstra kaldt. Vindkraften vil bidra til energioppdekningen og lageret sørger for å dekke forbruket når det trengs. **På samme måte kan et samspill mellom ulike løsninger på forbrukssiden bidra til å løse utfordringer i nett og kraftproduksjon.**

Varmeanlegg med elkjeler og alternativ energibærer er i en klasse for seg

Elkjeler bruker strøm for å varme opp vann til bruk i fjernvarme og i andre varmesentraler. Elkjeler har relativt lave kapitalkostnader og i varmesentraler kan de tilby hele spekteret av forbruksfleksibilitet, fra momentan støtte til frekvens og spenning via tilpasninger til kraftpriser og tariffer time for time og til mer langsiktig energifleksibilitet.

Den helt korte fleksibiliteten i slike varmesystemer kan utnytte termisk treghet i vannet som brukes til å distribuere varmen. Flexibilitet over timer, døgn, uker og sesong, kan oppnås ved et større varmelager eller ved veksling mellom elektrisitet og andre energibærere.¹⁷

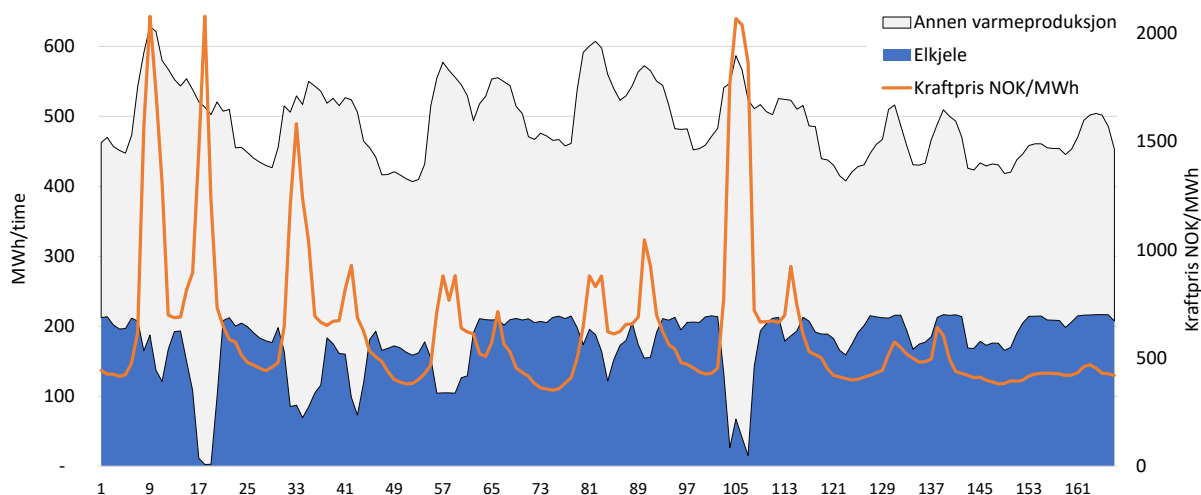
Varmesentraler vil normalt ha flere energibærere og til enhver tid bruke den billigste kombinasjonen av disse. Tidligere brukte man en del fossil energi i fjernvarmeanlegg, men dette er nå helt marginalt og på vei ut. De vanligste energibærerne (energiløsningene) er spillvarme som vil fungere som grunnlast der man har dette, varmpumper som også vil bli brukt mye av tiden og ulike former for bioenergi. Tilgang til flere energibærere gjør at varmesentraler kan bruke strøm i elkjeler når dette er lønnsomt og kutte dette strømforbruket når strømprisen er for høy eller når tariffene gjør det lønnsomt. Også varmpumper kan i prinsippet erstattes med andre varmekilder dersom strømprisen er for høy, men siden varmpumper gir i størrelsesorden 3-4 kWh varme per kWh strøm, skal strømprisen være svært høy før det lønner seg å stoppe en varmpumpe.

Det blir etter hvert mer aktuelt å bygge akkumulatortanker for varme i varmesentraler. Da kan elkjelene (og andre energibærere) utnytte varmelageret innenfor døgnet og uka og eventuelt for lengre perioder dersom lageret er stort nok. Strømprisene vil variere mer over dager og uker og man kan bruke elkjeler til å lagre varme når strømprisen er lav og hente ut lagret varme når strømprisen er høy. Sesonglager blir også mer aktuelt for varmesentraler og vil i stor grad utnytte ulike former for spillvarme eller solvarme. Likevel kan varme fra elkjeler supplere slike anlegg: Når kraftprisen er lav, for eksempel i en periode hvor mye vindkraft presser prisen ned, kan det være lønnsomt å bruke elkjeler og la den lagrede varmen vente til perioder med høyere kraftpriser. Dette samspillet blir ikke så ulikt samspillet mellom el og biovarme, hvor biomassen er energilageret. Også varmpumper kan ofte utnyttes bedre hvis de kan samspille med et energilager. I en kortere periode hvor varmebehovet er mindre enn kapasiteten i varmpumpen, kan man lagre varme. Det gir mer kapasitet til å levere varme i en kuldeperiode.

Når utnyttelsen av en elkjele spiller mot en akkumulatortank har vi en fleksibilitet som flytter elforbruk i tid. Varigheten av flyttingen vil avhenge av størrelsen på akkumulatortanken relativt til varmeforbruket. Når bruken av elkjelen reduseres til fordel for andre energibærere, vil vi ha en reell reduksjon i forbruket sett over tid. Med tilstrekkelig stor tilgang på de andre energibærerne (f.eks. flis eller pellets) kan en elkjel være utkoblet lenge dersom prisene tilsier dette.

Figuren nedenfor viser hvordan fjernvarmesystemet i Oslo (tidligere Fortum Oslo Varme, nå *Hafslund Oslo Celsius*) tilpasset bruken av elkjelene til kraftprisen i uke 5, 2021.

¹⁷ Veksling mellom bruk av elektrisitet og andre energibærere har vært en god løsning i større varmeanlegg lenge før energiloven og markedsreformen kom. Tidligere vekslet varmesentralene (også i borettslag, andre bygg og industri) mellom fyringsolje og elektrisitet. Denne løsningen med et svært fleksibelt forbruk, var et naturlig tiltak i Norge fordi store variasjoner i tilgang på vannkraft gjorde at man i mange perioder hadde uutnyttet kraftproduksjon, mens man enkelte år kunne ha knapphet og fare for rasjonering.



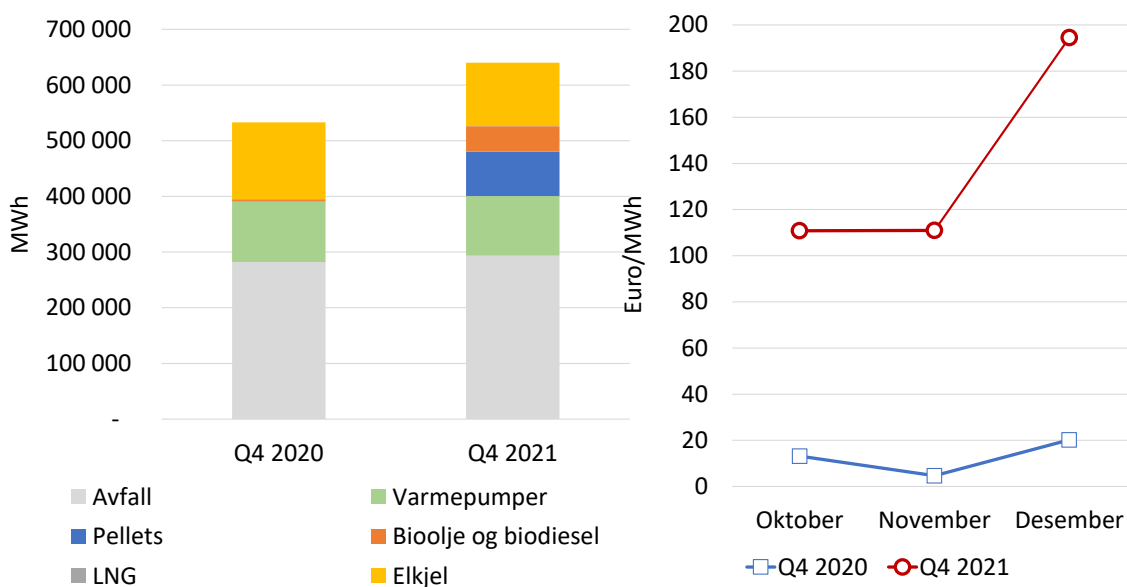
Figur 12. Utnyttelse av elkjeler og andre varmekilder i Oslos fjernvarmesystem i uke 5, 2021

Kilde: Fortum Oslo Varme

Man ser tydelig i figuren hvordan periodene med høye kraftpriser førte til betydelige kutt i bruken av elkjeler. Responsen på kraftprisen var minst mandag morgen (første pristopp til venstre i figuren). Dette kan trolig forklares med at varmeetterspørselen var aller høyest på dette tidspunktet og at alternativet til bruk av elektrisitet derfor var å bruke ganske dyr spisslast.

Figuren viser hvordan forbruket reagerte på varierende kraftpris, men uttaket av strøm kan naturligvis også tilpasses kapasiteten i nettet. Dette forutsetter tariffen eller avtaler som utløser en slik fleksibilitet.

Vi har også sammenliknet bruken av elkjelene hos Fortum Oslo Varme i 4. kvartal 2020 med bruken i 4. kvartal 2021. Dette er interessant fordi kraftprisene høsten 2021 som kjent var unormalt høye, mens de var svært lave i 2020. Sammenlikningen gir et bilde av hva *energifleksibiliteten* i slike anlegg kan være. Figur 13 viser sammensetningen av varmeproduksjon hos Fortum Oslo Varme i 4. kvartal 2020 og 2021. Det er verdt å merke seg at samlet varmelieferanse var vesentlig større i 2021 enn i 2020. Dette skyldes litt tilknytning av nytt forbruk, men mest at 2021 var kaldere.



Figur 13. Varmeproduksjon fra ulike kilder hos Fortum Oslo Varme i Q4 2020 og Q4 2021. Høyre del: Gjennomsnittlig kraftpris per måned i €/MWh.

Pellets samt biodiesel og bioolje dekket kun 0,4% av varmeproduksjonen i Q4 2020, men utgjorde hele 19,6% av produksjonen i Q4 2021. Denne økningen dekket mer enn hele forbruksveksten. Varmeproduksjonen fra elkjelene sank med 18% og som andel av totalen gikk elkjelene fra å dekke 26% til 18%.

Spillvarme fra avfallsforbrenning og bruk av varmepumper har lave marginalkostnader og kan her oppfattes som grunnlast. Disse ressursene leverte omtrent samme mengde varme i begge periodene. De lave kraftprisene i 2020 gjorde det lønnsomt å la elkjelene dekke praktisk talt hele varmebehovet utover det varmepumper og avfall dekket. Man kan spørre hvorfor de ekstreme kraftprisene i 2021 ikke førte til en større nedgang i bruken av elkjelene. Svaret er knyttet til begrensninger i lagre og i forsyningskjeder for bioenergien. Når forbruket av en type bioenergi stiger mye over lengre tid oppstår det også flaskehals i forsyningen på dette området og prisene går opp eller man klarer rett og slett ikke å få tak i nok. Større buffere for slike energibærere vil øke energifleksibiliteten i forbrenningsanlegg. En parallell til dette kan man finne i markedet for vedfyring, hvor høye kraftpriser vinteren 2021-22 førte til flaskehals i forsyningskjeder, mens en del husholdninger med store private lager av fyringsved ikke møtte slike begrensninger.

Elkjeler i større varmesentraler er trolig det mest fleksible kraftforbruket vi kan ha ved at de både kan tilby rask og kortsiktig fleksibilitet og relativt langsiktig energifleksibilitet. Kombinasjonene av stor fleksibilitet og relativt store enheter, gjør det lettere å få på plass en effektiv styring som fortløpende kan ta hensyn til kraftsystemets tilstand.

Fleksibilitet som kutter forbruk uten å øke det senere

Foran har vi sett på forbruk som i ulik grad kan flytte forbruk i tid eller kutte det varig. Her skal vi kort se på forbruk som primært kutter strømforbruket uten å hente dette inn senere.

Husholdningene kan først og fremst redusere sitt elforbruk ved å redusere temperaturen i noen rom og ved å fyre mer med ved enn man ellers ville gjort. Vedsalget økte betydelig etter at kraft ble mye dyrere i andre halvdel av 2021 og det er sannsynlig at en del forbrukere har begrenset innetemperaturen i enkelte rom. Foreløpige analyser som korrigerer for utetemperaturen, tyder på at forbruket har vært en del lavere på grunn av de høye prisene, kanskje i størrelsesorden 6-9% i de tre siste månedene i 2021.

I noen næringer kan elektrifisering skje på en måte som gir fleksibilitet til å kutte elforbruket i kritiske perioder. Her er noen eksempler:

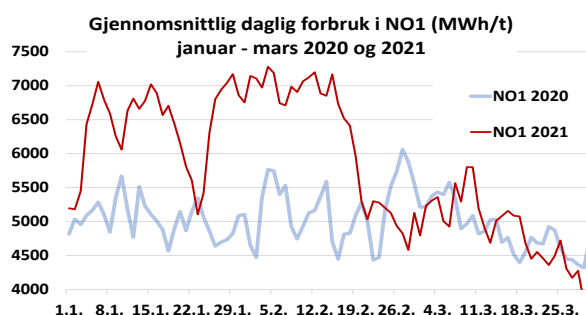
- *Petroleumsanlegg som elektrifiseres* kan oppnå fleksibilitet hvis man beholder gassturbiner som reserve. Dette kan gi en betydelig effekt- og energireserve. I hvilken utstrekning dette er praktisk mulig og samfunnsøkonomisk lønnsomt, kan trolig variere.
- *Landstrøm til skip* kan kuttes ved knapphet på overføringskapasitet siden skipene selv kan produsere strøm. Denne formen for fleksibilitet vil først og fremst *redusere* effektbelastning og energiuttak fra nettet og i liten grad flytte elforbruket til andre tider.
- *Elektrifisering i industrien bør så langt som mulig bevare muligheter for fleksibel bruk av strøm.* Her er et eksempel: I noen industrier som trenger varme med svært høy temperatur, har man til nå brukt gass til oppvarming. Her er direkte elektrifisering et alternativ, men ikke varmepumpe, fordi man trenger svært høy temperatur. Hvis det er mulig å elektrifisere varmetilførselen og samtidig beholde anlegget for gassoppvarming, kan man bruke strøm når prisene gjør det lønnsomt og det er plass i nettet, og man kan bruke gass i anstrengte situasjoner. Dette kan gi betydelig energi- og effektflexibilitet og dermed hjelpe kraftsystemet til å håndtere både korte knapphetssituasjoner (effekttopper) og en lengre kuldeperiode hvor det både kan være energi- og effektutfordringer.

98% elektrifisering kan være klart bedre enn 100% elektrifisering. Det er viktig at man i pågående prosesser for elektrifisering undersøker mulighetene for å beholde fleksibilitet ved at man viderefører muligheten til å bruke en annen energiløsning når det er for lite kapasitet i nettet eller veldig høye kraftpriser. Både kraftpriser og tariffer kan gi et samfunnsøkonomisk riktig incentiv til tilpasning av anlegg slik at man beholder fleksibilitet. Det vil trolig bli langt dyrere å etablere en tilsvarende fleksibilitet senere.

3.5. Elforbruket til oppvarming kan reduseres permanent

Varig effektreduserende tiltak kan spille en stor rolle

Kuldeperioder kan vare lenge. Det fikk vi illustrert vinteren 2021 – se den røde kurven i figur 14. Flytting av forbruk innen uka og i litt lengre perioder, kan som vi har sett kutte forbrukstoppene med inntil 10-12%, men skal vi oppnå større reduksjoner enn dette trenger vi fleksibilitet som kan kutte forbruket gjennom en lengre kuldeperiode, eller tiltak som gir en varig effektreduksjon. I dette kapitlet skal vi se nærmere på mulighetene knyttet til såkalte *varige effektreduksjoner*. Det finnes et stort potensial for slike forbruksreduksjoner, og de kan bli viktige fordi de kan redusere effektbehovet (MW) i nett og produksjon og dessuten reduserer energiforbruket (TWh). Både spart effekt og energi er viktig for elektrifisering og ny verdiskaping.



Figur 14. Kuldeperioder kan vare i mange uker. Merk at y-aksen starter på 4000 MWh/time

Vi ser av figur 14 at forbruket i NO1 i kuldeperioden i februar 2021 i snitt lå om lag 2.000 MW høyere enn i tilsvarende periode i 2020. Og dersom vi skulle oppleve en mye kaldere vinter enn 2021, kunne det gjennomsnittlige forbruket pr. dag kanskje nå helt opp til 9.000 MW i dette området. (Se figur 6.)

Basert på disse vurderingene kan vi anta at forskjellen på det daglige gjennomsnittlige forbruket i en ganske mild og en veldig kald vinterperiode i NO1 kan bli i størrelsesorden 4.000 MW. Til sammenlikning kunne omfattende flytting av forbruk innenfor uka eller litt lenger, redusere det maksimale forbruket med om lag 800 MW. NVE fremhever også i en fersk rapport at varige reduksjoner kan være mer pålitelige fordi de i mindre grad avhenger av forbrukernes adferd.¹⁸

Hvis ulike tiltak kan få forbruket i en ekstra kald vinter ned til nivået i en mild vinter, kan man redusere det maksimale forbruket på Østlandet med om lag 3.500 MW. Dette kan godt bli mulig ved en

Tekstboks 4.

Noen tiltak frigjør både energi og effekt

Flytte forbruk i tid –
Til perioder med mindre press

**Frigjør effekt-
kapasitet**

Redusere forbruk
Energieffektivisering og bruk av annen energibærer i pressede perioder

**Frigjør energi
(TWh)**

Noen tiltak kutter maksimalforbruket uten å øke strømforbruket tilsvarende i andre perioder. Dette frigjør både effektkapasitet i nett og produksjon og energi (TWh) Det er to hovedtyper av slike tiltak:

- *Fleksibilitet* som kutter elforbruk uten å ta dette igjen senere. Dette kan for eksempel være å skifte fra el til en annen energibærer i kuldeperioder.
- *Varig effektreduserende tiltak*. Dette kan være tiltak som reduserer varmetapet i bygg eller overgang til andre energibærere, f.eks. utnyttelse av spillvarme

¹⁸ I rapport [Nr. 20/2022, Norsk og Nordisk effektbalanse fram mot 2030](#), heter det i sammendraget: "I tillegg til økt fleksibilitet i forbruket, vil også energieffektivisering, bruk av andre energibærere og distribuert produksjon kunne bidra til å redusere effekttoppene på kalde vinterdager. Tiltak innenfor disse områdene vurderes til å være mer pålitelige enn tiltak innen forbruksfleksibilitet, siden de i mindre grad avhenger av forbrukernes adferd og preseranser."

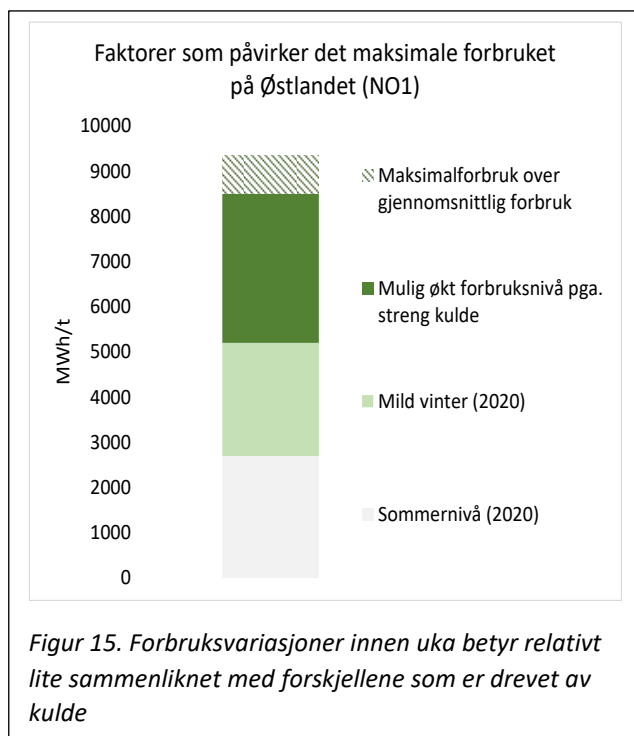
kombinasjon av tiltak over en del år. Her kan varig effektreduserende tiltak spille en sentral rolle, men fleksibilitet som kan holde ut gjennom en lang kuldeperiode kan også være viktig. Dette kan være fleksibilitet knyttet til varmesektoren eller til andre og nye industrier som hydrogen, datasentre mm.

Figur 15 gir et inntrykk av hvor mye ulike faktorer kan bety for variasjonen i effektuttaket over tid.

Det er i prinsippet likegyldig om det er el til oppvarming eller annet strømforbruk som begrenses i lengre kuldeperioder, *men en stor del av de billigste og enkleste tiltakene finnes trolig i tilknytning til oppvarming av bygg*. Dette gjelder både for fleksibilitet i forbruket og for permanente reduksjoner.

Nedenfor skal vi derfor se nærmere på mulighetene for varige effektreduksjoner og spart energi i varmesektoren.

Varmesektoren er stor, og den er ganske sammensatt. Hva som er beste løsning vil ofte avhenge av lokale forhold. Mange av tiltakene vi skal se på nedenfor, kan med fordel kombineres på ulike måter avhengig av lokale muligheter og behov. Mange av tiltakene vil kreve investeringer som gjerne må tilpasses til andre tiltak i bygg. En del av tiltakene er mest aktuelle hvis man ser energibehovet i flere bygg i sammenheng.



Figur 15. Forbruksvariasjoner innen uka betyr relativt lite sammenliknet med forskjellene som er drevet av kulde

1. Varmetapet fra bygninger kan reduseres vesentlig

Dette kan gjøres ved at bygningskroppen blir bedre isolert og ved (bedre) varmegjenvinning fra ventilasjon (eller avløpsvann). Balansert ventilasjon ved varmeveksler kan gjenvinne 80-90% av varmen i ventilasjonslufta. Bedre isolasjon og varmegjenvinning er robuste løsninger som sparer energi mye av året, og som sparer aller mest effekt og energi i periodene hvor utfordringene i energisystemet er størst. I en del tilfeller er det mulig å redusere varmetap gjennom vegger og tak uten å renovere hele bygget. Analyser utført for prosjektet "Alternativer til nett" (Statnett, Enova), tydet på at enkle forbedringer og optimalisering av styringen i ventilasjonssystemer i større bygg kan gi redusert maksimal effektbelastning og samtidig være lønnsomme ved at man sparer energi.

2. Varmepumper kan levere varme 2 - 4 ganger så effektivt som panelovner

Varmen kan hentes fra utelufta, fra sjøen eller grunnen. Moderne luft-varmepumper kan de aller fleste steder i Norge bidra også ved de laveste temperaturene man kan tenke seg. Noen luft til luft varmepumper fungerer ved temperaturer helt ned til -35°C. Men luft-varmepumper blir mindre effektive når det blir kaldere, og samtidig gjør strengere kulde at behovet for tilført varme øker. Varmepumper som henter varme fra en kilde med stabil temperatur, er derimot like effektive ved streng kulde. Begge typer varmepumper blir imidlertid ofte dimensjonert for å bruke direkte elektrisk oppvarming som supplement når det er ekstra kaldt. Så lenge varmepumpen også bidrar på det kaldeste, blir effektbehovet mindre enn om man kun hadde direkte el-oppvarming, men valg av løsning (eks. bergvarme versus luft) og dimensjonering av anlegget kan ha vesentlig betydning for hvor mye en varmepumpe bidrar på det kaldeste og dermed for effektbehovet. Høyere kraftpriser når det er ekstra kaldt og tariffen som legger mer av kostnadene på forbrukstoppene om vinteren, vil styrke lønnsomheten ved anlegg som reduserer effektbehovet. (Vi kommer tilbake til dette temaet i kapittel 4.2 om kraftmarkedet og i 4.3 om overføringstariffer.)

Differansen mellom helelektrisk oppvarming og bruk av bergvarmevarmepumper i alle nye bygg bygget etter TEK20 tilsvarer i overkant av 2 GW lavere effektbelastning fra bygg i 2050 ved dimensjonerende utetemperatur.¹⁹

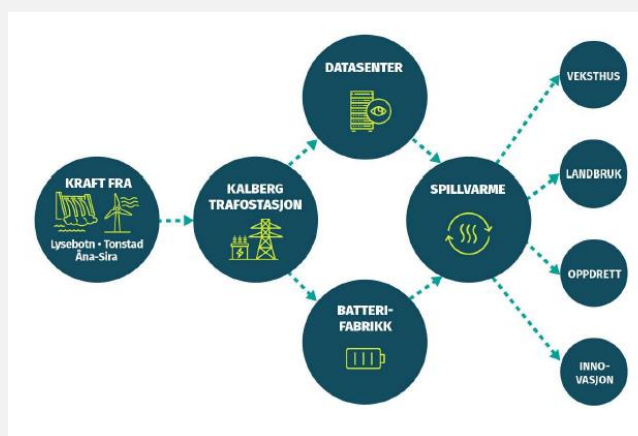
3. Spillvarme kan utnyttes bedre

Spillvarme produseres i mange næringer og er fremhevet i EUs strategi for systemintegrasjon. Den norske regjeringen har varslet en veileder om utnyttelse av spillvarme. [Norsk industri har ifølge Sintef anslagsvis 20 TWh uutnyttet spillvarme per år](#). Samlokalisering av virksomheter som produserer spillvarme og virksomheter som kan utnytte spillvarme (næringer, fjernvarme) kan gi betydelige energibesparelser.²⁰

Avfallsforbrenning bidro i 2021 med 3,47 TWh gjenvunnet varme. (Se mer hos [fjernkontrollen.no](#).) Vekst innen data-sentre, fremstilling av hydrogen ved elektrolyse og en del annen industri kan gi vesentlig mer spillvarme.

Spillvarme blir i mange tilfeller produsert nokså jevnt over året. Energigevinsten er størst hvis man kan utnytte hele årets varmeproduksjon, f.eks. i industrielle prosesser. Men man kan også få god utnyttelse ved å bruke spillvarme som grunnlast i fjernvarmesystemer. Bidraget i kuldeperioder kan bli større dersom man kan lagre varmen fra sommer til vinter. I mange tilfeller er mengden spillvarme så stor at den langt overgår det man kan utnytte til oppvarming av bygg i nærmiljøet. Utvikling av næringer som kan utnytte spillvarmen kan da være en interessant mulighet. Se Tekstboks 5 om hvordan Lyse planlegger omfattende utnyttelse av spillvarme.

Tekstboks 5. Lyse vil lage "motorvei" for spillvarme



Energiselskapet Lyse i Rogaland planlegger en større utbygging hvor spillvarme fra flere kilder skal brukes til ulike formål som vist på figuren. [Her](#) kan du se en presentasjon av planene.

Løsninger som dette forutsetter at planleggingen ser ulike behov og muligheter i sammenheng, og at man kan plassere leverandører og brukere av spillvarme tilstrekkelig nær hverandre.

Dette er et eksempel på hvordan helhetlig planlegging kan legge grunnlaget for bedre energiløsninger. Jmfør EUs strategi for systemintegrasjon.

4. Solvarme og spillvarme kan lagres i lengre perioder – også fra sommer til vinter

På steder med relativt gode solforhold i sommerhalvåret kan man dekke mye av varmebehovet gjennom året med solvarme, blant annet ved å lagre varme fra sommer til vinter. Dette kan f.eks. skje ved at man borer en rekke hull i fjell og sender ned overskuddsvarme som lagres i fjellet og senere kan hentes opp igjen. Dersom anlegget er tilstrekkelig stort, blir energitapet moderat. Har man gratis eller billig overskuddsvarme fra sommeren (solvarme eller spillvarme, f.eks. fra kjøling) og borekostnadene ikke er for høye, kan slike løsninger bli lønnsomme. Denne typen energilagring har vært brukt i mange år i det kanadiske prosjektet [Drake Landing Solar Community](#). Det er også flere prosjekter i Norge for å lagre varme på denne måten.

- Les [her](#) om hvordan Kvitebjørn Varme i Tromsø skal lagre varme fra sommer til vinter.

¹⁹ Kilde: Framskrivning av energibruk og effektbehov i nye bygg, Multiconsult, 2020

²⁰ Ved termokjemisk varmelagring kan det bli mulig å transportere varme med lastebiler fra en lokasjon til en annen og bruke varmen på et helt annet tidspunkt. Men hovedregelen vil nok være at lønnsomhet er knyttet til geografisk nærhet mellom varmekilde og behov.

- Les [her](#) om hvordan Båsum Boring blant annet skal hjelpe Fjell Skole i Drammen med oppvarming fra en "geotermos". Artikkelen nevner også en rekke andre relevante prosjekter.
- Denne [artikkelen](#) i Teknisk Ukeblad beskriver noen ideer og utviklingsmuligheter og hvordan et slikt system kan fungere.
- [Her](#) kan du lese om et prosjekt med energilager for gatevarme i Asker

Varmepumper kan spille sammen med ulike lagringsløsninger ved å løfte temperaturen til det nivået man trenger for ulike typer oppvarming. Ved mindre temperaturløft kan virkningsgraden til varmegjellerne (COP) bli svært høy, forutsatt hensiktsmessig design av anlegget.

Noen typer sesonglager for varme kan både bidra til mer effektiv kjøling om sommeren og mer effektiv oppvarming om vinteren.

Mange typer varmelagring har store skalafordeler, slik at kostnadene per kWh lagret blir vesentlig lavere når energilageret er stort. Dette gjelder for eksempel den omtalte løsningen med lagring av varme i fjell (typiske sommer til vinter), og det gjelder store tanker med vann.

Nye typer varmelager med høyere energitetthet gir nye muligheter

Det utvikles varmelager som også egner seg og kan bli lønnsomme for mindre forbruksenheter som villaer, men disse blir neppe store nok til å bidra mye gjennom en lang kuldeperiode. Varmelager basert på faseskifte (typisk mellom fast og flytende fase) kan ha høy energitetthet. Det samme kan termokjemisk varmelagring. Høy energitetthet er ofte en fordel fordi man lettere kan innpasse lageret i et eksisterende bygg eller anlegg og det kan også være lettere å redusere varmetapet. Termokjemiske løsninger kan også lagre varme i lang tid, praktisk talt uten varmetap. Et EU-støttet prosjekt, [CREATE](#), har jobbet med utvikling av en slik løsning for mindre bygg. Her er en eksperts gjennomgang av ulike [kompakte teknologier for varmelagring](#). Noen teknologier for varmelagring er allerede i bruk, mens andre er på ulike trinn i utviklingen. Se for eksempel artikkelen [Har utviklet varmebatteri til et marked som kan bli 3000 milliarder kroner](#).

Varmelager basert på faseskifte markedsføres allerede nå til husholdninger i Storbritannia, og trolig andre steder, blant annet for oppvarming av tappevann. Ifølge reklamen kan [denne løsningen](#) holde på varmen til tappevann i opptil et par uker. Det betyr at det er lite varmetap. Dette er trolig i stor grad knyttet til at energitettheten kan være opp til fire ganger så stor som med en vanlig varmtvannstank slik at det er mindre overflate som må isoleres.

For alle typer varmelager kan kostnadene gå betydelig ned ved "learning by doing", dedikert forskning og ved at økt utbredelse gir skalafordeler. Varmelager gir fleksibilitet i elforbruket, men kan også ha en betydelig nytteverdi ved å gi bedre utnyttelse av for eksempel solvarme, spillvarme og varmegjellerne.

Varmelager i ulike former blir viktig når Europa nå skal redusere bruken av gass raskere enn man tidligere så for seg og øke bruken av fornybar energi. Det vil trolig øke innovasjonstakten, gi mer konkurranse og skalagevinster slik at vi får en raskere kostnadsreduksjon.

5. Geotermisk varme er en nesten ubegrenset ressurs

Dypt i grunnen finnes det mer enn nok varme, og mye tyder på at boring etter denne varmen kan bli vesentlig billigere i årene som kommer.²¹ Grunnforholdene varierer og påvirker både hvor raskt temperaturen stiger når man borer ned i jordskorpen, og hvor lett det er å bore og hente opp varmen. En rekke steder hvor man har testet i Norge, stiger temperaturen med vel 2°C for hver 100 meter man borer nedover i grunnen, slik at temperatur på 5000 meters dyp er i overkant av 100°C. Slike temperaturer er mer enn nok for oppvarming av bygg, og man kan også anvende vesentlig lavere temperaturer

²¹ Se f.eks. denne [artikkelen](#) og denne [forelesningen](#) som forklarer hvorfor kostnadene kan falle betydelig.

dersom varmesystemer er tilrettelagt for dette. Som nevnt kan varmepumper også løfte temperaturen der det trengs. Mindre temperaturløft gir mindre behov for kraft for å dekke varmebehovet.

Forbedret boreteknologi gjør også at noen forskere mener det vil bli mulig å produsere kraft fra geotermisk varme de fleste steder i verden. Her er en oppsummering av status fra den amerikanske TV-kanalen CNBC: [This Overlooked Energy Source Could Supply 50% Of Electricity - YouTube](#).

De geologiske forholdene i Norge og Norden er gunstige for varmeuttak fra grunnen og ifølge bransjen kan grunnvarme og geotermisk varme i dag leveres til konkurransedyktige betingelser. Anvendelsene er mange og varmen fra dype brønner kan brukes direkte til oppvarming og ismelting utendørs (fotballbaner, fortau, flyplasser, lagerbygg etc.). Varme fra både grunne systemer og dypere energi-brønner er godt egnet til oppvarming og varmtvann, særlig ved bruk av varmepumper for å løfte temperaturen til det nivået man trenger i hvert tilfelle. Varmen kan brukes direkte i bygg, i fjernvarme og i andre applikasjoner. I Norge brukes i dag ca. 33 TWh strøm pr. år til oppvarming. Potensielt kan alt dette dekkes av lokal energi fra grunnvarme og geotermiske energibrønner.

Ifølge Asplan Viak henter man i Norge ut 3,5 - 4 TWh varme fra 65.000 anlegg fra grunnvarme og energibrønner. Varmepumper er her en sentral del av løsningen. Til sammenlikning henter man i Sverige ut hele 23 TWh fra 500.000 slike anlegg.

6. Bioenergi kan bidra med fleksibilitet og begrense forbrukstopper for elektrisitet

Det er vesentlige begrensninger på hvor mye *bærekraftig* bioenergi verden har tilgang på, og etter hvert som fossil energi skal fases ut må bruken trolig vris mot råstoff til materialer, plast og biodrivstoff til langdistanse flytrafikk. Det er ulike syn på hvor mye bioenergi som kan brukes bærekraftig og hvilke anvendelser som bør prioriteres. Like fullt kan flere former for bioenergi, blant annet fra ulike typer avfall, være egnet til oppvarming i mange år fremover.

De nordiske landene kan ha mulighet til å utnytte flere hundre TWh bioenergi basert på avfall, først og fremst fra skogindustrien.²² Dersom dette avfallet får mer verdifulle anvendelser i andre sektorer eller land vil potensialet for bruk til oppvarming bli mindre. Noen former for bioenergi kan også anvendes til kombinert kraft- og varmeproduksjon (se mer om det nedenfor) og dermed bidra til å redusere presset på kraftsystemet i perioder med kulde og lite vindkraftproduksjon.

Ressurser til bioenergi kommer i ulike former og det kan i en del tilfeller være betydelige fordeler ved lokal utnyttelse av ressursene. Men det kan som nevnt også tenkes at biomassen vil ha større nytte i land med mindre tilgang på slike ressurser, eller i andre sektorer.

Flis, pellets, biogass og bioolje kan lagres relativt enkelt og billig. I tillegg kan uttaket fra skogen i noen grad tilpasses systemets behov for biovarme. Moderne bioolje kan lagres i flere tiår og egner seg godt som spisslast i varmesentraler når det er ekstra kaldt eller til nøddaggregater. I villaer har vedfyring i alle år spilt en rolle, særlig når det er ekstra kaldt. Denne rollen bør kanskje primært videreføres utenfor byene, siden luftforurensning fra vedfyring kan være et problem i tett befolkede områder.

Rapporten [Nordic Clean Energy Scenarios](#) ble lansert i september 2021 og er laget av et nordisk team av forskere og konsulenter fra ulike fagmiljøer, og finansiert av Nordisk Energiforskning. Rapporten har en bred drøfting av bioenergiens muligheter og begrensninger. Et hovedbudskap, på linje med det vi har sagt over, er at det er betydelige ressurser tilgjengelig, men at bioenergi over tid vil få en mindre

²² Ifølge en studie laget av Pöyry for Nordisk Energiforskning i 2019, er det et potensial på mer enn 300 TWh bærekraftig biomasse basert på avfall fra skogindustrien og til sammen mer enn 100 TWh fra avfall fra landbruk og forbrukere i Norden. Kilde: Pöyry & Nordic Energy Research (2019): [Potential for Bioenergy in the Nordics – Nordic Energy Research](#)

rolle innen oppvarming fordi behovet for denne innsatsfaktoren øker i andre sektorer etter hvert som fossil energi fases ut.²³

Bioenergi har spilt en viktig rolle ved energipriskrisen i 2021-2022 og biogass inngår som en viktig del av løsningen når Europa skal fase ut russisk gass i løpet av få år - og etter hvert også fase ut annen fossil gass. Det er en fordel at biogass kan brukes direkte i anlegg som nå bruker naturgass og at det er lett å erstatte fossil diesel med biodiesel.

Metan er en meget potent klimagass og slippes bl.a. ut fra landfyllinger og naturlig nedbryting av biomasse. Det er derfor store klimagevinster knyttet til at metangass fanges og utnyttes fremfor å slippes ut i atmosfæren.

7. Kombinert kraft- og varmeproduksjon er gunstig for både effekt- og energibalanse

Kombinert kraft- og varmeproduksjon (CHP) har en lang historie, og nevnes i EUs strategi for system-integrasjon som et eksempel på at man også tidligere har sett på tvers av sektorer (kraft og varme) for å oppnå mer effektiv energibruk. Varmekraftverk klarer bare å utnytte en del av energien i brenselet til elektrisk kraft. De beste gasskraftverkene kan f.eks. oppnå en elektrisk virkningsgrad på rundt 60%, mens de fleste andre typer termisk kraftproduksjon har lavere el-virkningsgrad. Når man kan utnytte spillvarmen, blir den totale virkningsgraden vesentlig høyere.

CHP avlaster kraftsystemet ved å produsere kraft når det er kaldt, og ved at anleggene dekker mye av det lokale varmebehovet.

Les om Eidsiva Bioenergi som vant innovasjonspris for [nytt CHP-anlegg i Elverum](#).

CHP har tradisjonelt vært knyttet til fossil energi, men man kan også bruke bioenergi. Biogass kan brukes på samme måte som fossil gass. Andre former for bioenergi vil ofte ha lavere el-virkningsgrad pga. lavere oppnådd temperatur ved forbrenning. Dette gir høyere andel spillvarme og øker derfor verdien av å koble slike anlegg til et system som kan utnytte spillvarmen.

Hydrogen kan også bli aktuelt for CHP. I fremtidens europeiske kraftsystem vil hydrogen høyst sannsynlig bidra med kraftproduksjon i perioder med lite vind- og solkraft. I slike perioder vil det ofte også være kaldt og dermed høy etterspørsel etter kraft og varme. Hydrogen kan produsere kraft i gassturbiner, men man kan også bruke brenselceller for å produsere kraft fra hydrogen. Brenselceller kan lettere være distribuert i mindre, lokale anlegg, gjerne i et næringsbygg. I brenselceller konverteres opptil 60% av energien til elektrisitet mens om lag 30% blir til spillvarme. Dersom det ikke koster for mye, kan det være gunstig å integrere brenselceller med oppvarmingssystemer slik at man kan utnytte spillvarmen.

Hydrogen til kraftproduksjon er særlig aktuelt i land som ikke har fleksibel vannkraft, men kan også bli aktuelt som reserveforsyning for kraft i Norge. Slike løsninger kan være motivert av ekstra høye kraftpriser i kuldeperioder, av overføringstariffer som belønner redusert forbruk når nettet er presset og kanskje særlig av at noen institusjoner og bedrifter har ekstra høye krav til forsyningssikkerhet. Dette kan gjelde datasentre som vi allerede har omtalt, og det kan gjelde en rekke andre institusjoner som for eksempel sykehus.

Dagens regulering fanger ikke den fulle verdien av CHP og annen lokal kraftproduksjon.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av CHP kan være vesentlig bedre enn den bedriftsøkonomiske. Det skyldes at anlegg som ligger nær forbrukssentre kan avlaste nettet og øke forsyningssikkerheten. Dette kan gjelde mange typer lokal kraftproduksjon, men er særlig relevant for CHP fordi slike anlegg produserer kraft og varme når behovet er aller størst – jamfør også drøftingen av hydrogen til brenselceller.

²³ Hvor mye rollen endres vil avhenge av kostnader ved alternativene, konkurranse mot andre anvendelser av biomasse og landareal samt i hvilken grad man lykkes med å utvikle bærekraftig bioenergi fra alger og sjøvekster mm.

Med dagens regulering får ikke CHP betalt for slike bidrag til energisystemet.

Solceller kan også styrke forsynings sikkerheten, men langt fra i samme grad som CHP. Det skyldes at solceller på våre breddegrader bidrar svært lite gjennom mye av vinteren og det er da behovet for kraft i alminnelig forsyning er størst. Vindkraft kan også bidra til forsynings sikkerheten og har en gunstig sesongprofil, men bidrar ofte mindre når det er ekstra kaldt. I kombinasjon med energilager kan imidlertid vindkraft også bidra til å sikre forsyningen på de kaldeste dagene. Slike sammenhenger er drøftet på generelt grunnlag i Tekstboks 3 om effekt- og energiutfordringer. I kapittel 3.6. ser vi nærmere på et beslektet tema: Hvordan fleksibilitet og særlig energilagring kan gi oss økt tilgang på energi.

Tekstboks 6. Vannbårene varmesystemer gir fleksibilitet på kort, lang og veldig lang sikt

Vannbåren varme gir mulighet til å veksle mellom energibærere og gjør det også enklere å utnytte varmelager. Det er vanligvis billigst å utvikle fleksibilitet i større varmesystemer hvor man lettere kan integrere *flere energibærere* uten at anleggskostnadene blir for store. Mange former for *varmelagring* har dessuten betydelige skalafordeler og er derfor mer lønnsomme i større anlegg.

Også i enebolig gir vannbåren varme større muligheter for fleksibilitet fordi det er enklere å integrere et varmelager. Som nevnt tidligere utvikles det nå varmelager som har vesentlig høyere energitetthet enn en vanntank. Når slike løsninger får større utbredelse, kan det bli lønnsomt å øke fleksibiliteten i vannbårene varmesystemer, også i mindre bygg. Det kan f.eks. gi bedre utnyttelse av varmepumper (bergvarme eller luft-vann) og mer fleksibelt elforbruk.

Systemer med vannbåren varme kan også lettere endre sin energimiks over tid. Dette har tidligere skjedd i anlegg som installerte oljefyring den gang dette var lønnsomt og miljømessig akseptabelt. Mange fjernvarmeanlegg utnytter nå mye spillvarme fra avfallsforbrenning. Dersom det etter hvert blir mindre spillvarme tilgjengelig fra avfall (f.eks. på grunn av mer resirkulering) kan man utvikle andre løsninger for å dekke varmebehovet. Det samme kan man gjøre hvis eller når bioenergi blir mindre tilgjengelig eller dyrere. Man kan da bygge flere energibrønner og lagre mer overskuddsvarme fra sommer til vinter, utnytte andre former for spillvarme (som datasentre) eller hente dypere geotermisk varme. I tillegg kan man naturligvis også bruke overskudd av kraft i perioder med stor vindkraftproduksjon og lagre varmen. I det siste tilfellet vil man oppnå mye med en lagerkapasitet som dekker noen ukers forbruk.

3.6. Flexibilitet kan ofte gi mer tilgjengelig energi

Flexibilitet i forbruk, produksjon og energilager er viktig for å ha balanse mellom innmating og uttak i alle delområder av nettet til enhver tid, og for å overholde begrensningene i nettet. Man trenger flexibilitet for å håndtere raske og tilfeldige variasjoner i forbruk, produksjon og overføringskapasitet, men også for å håndtere langsomme og mer forutsette variasjoner. Noen typer flexibilitet er spesielt egnet til å håndtere perioder med knapphet på kraft, som ved streng kulde. Her skal vi se på eksempler på en annen nyttig egenskap ved mange flere former for flexibilitet: *Flexibilitet som lar oss utnytte energi som ellers ville gått til spille.*

Pumpekraftverk kan redusere spill og øke importmulighetene

Et pumpekraftverk kjøper strøm fra nettet for å pumpe vann opp til høyere liggende magasin. Dette vannet kan brukes til å produsere kraften når kraftprisen er vesentlig høyere. Virkningsgraden er rundt 80%, så noe energi går til spille. Likevel kan vi samlet sett få mer tilgjengelig energi ved pumpekraft. Årsaken er den store variasjonen i tilgang på fornybar kraft.

Norge har mange ganger opplevd at kraft går til spille fordi det ikke finnes avsetningsmuligheter for kraften. Dette har historisk gjerne vært knyttet til perioder med stor kraftproduksjon fra elvekraftverk, flere fulle vannmagasiner og lavt forbruk.

Det er anslått at 15 TWh kraft gikk til spille²⁴ i 2020, fordi det ikke var avsetningsmuligheter for kraften. Flere muligheter til å pumpe vann opp i magasiner kunne trolig bidratt til å utnytte mer av denne kraften ved å lagre den til senere.

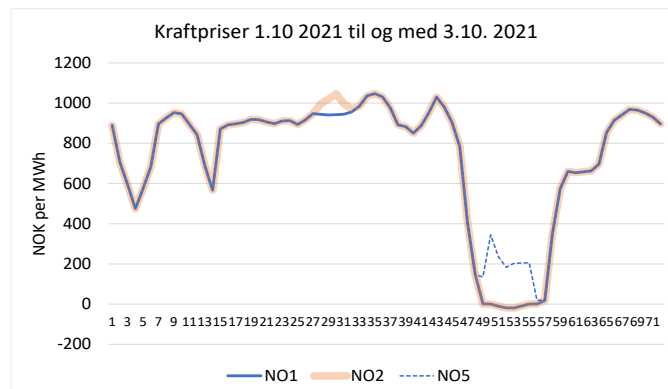
Når vannkraftverk ikke har plass til mer vann i magasinene, må de enten produsere kraft fra vannet som renner inni magasinet eller la energien gå til spille. Produsentene er derfor villig til å produsere og selge kraft til en pris nær null. Når tilstrekkelig store volumer tilbys til en slik pris vil kraftprisen i området også bli null eller nær null.

I Norge har nullpriser vært mest vanlig om sommeren pga. snøsmelting i fjellet og flom, eller om høsten når flere magasin er fulle.

I fremtiden blir det lettere å eksportere et kraftoverskudd i et veldig vått år, men vi kan fortsatt få nullpriser. Det skyldes blant annet at det skal bygges ut mer vindkraft i Norge og det skal bygges veldig mye vindkraft i våre naboland og i Nordsjøen. En massiv utbygging av solkraft i Europa trekker i samme retning. Norge kan også få veldig mye offshore vindkraft etter hvert. (Jmfør den norske regjeringens visjon om å lyse ut felt for 30 GW havvind innen 2040.) Alt dette vil gi perioder med nullpriser, eller veldig lave priser, særlig i våre naboland, og stor import. Vi har allerede sett situasjoner med full import og nullpriser i Sør-Norge. Se et eksempel fra oktober 2021 i Tekstboks 7. Liknende situasjoner har også forekommet våren 2022.

Når kraftprisen er null, går fornybar kraft til spille. Flexibilitet som kan lagre denne kraften til senere, vil da bidra til at vi samlet sett har mer kraft tilgjengelig. Siden denne kraften ellers ville gått til spille, eller har liten verdi, kan dette være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det kan trolig bygges ut minst 10 GW pumpekraft i Norge og enda flere GW økt produksjonskapasitet. (Dette er mye sett i relasjon til dagens tilgjengelige vinterkapasitet på om lag 27 GW i vannkraftsystemet. Pumpemulighetene vil bidra til at vi utnytter overskuddskraft bedre (egen eller import) samtidig som økt effekt-kapasitet gir mer kraft tilgjengelig når vi trenger det. Når man pumper opp mer vann i magasinene er det mer kraft (energi) som kan produseres når prisene er høye. FME CEDREN og prosjektet [HydroBalance](#) har tidligere analysert disse mulighetene.

Tekstboks 7. Perioder med mye vind vil gi prisfall



Figur 16. Mye vind i Nord-Europa ga negative priser

Figuren viser hvordan høy vindkraftproduksjon i Nord-Europa ga negative priser, også i Sør-Norge i starten av oktober 2021. I dette tilfellet var det ikke nok at vannkraftverkene sparte så mye vann som de kunne i magasinene. Elvekraft, regler om minstevannføring, lokal vindkraftproduksjon og ikke minst gratis import, gjorde at tilbudet av kraft ble større enn forbruket. Dermed stupte prisene. Tilsvarende prisfall så vi våren 2022. Også da var stor vindkraftproduksjon hovedårsaken.

Med utbygging av mye mer vindkraft de kommende årene vil prisene langt hyppigere bli presset ned, og periodene med lave priser kan vare mye lenger enn vi så 3. oktober. Dette vil belønne forbruk som kan være fleksibelt og utnytte de lave prisene.

Når kraftprisen er null, går fornybar kraft til spille. Bedre utnyttelse av kraft i slike situasjoner bidrar ikke til CO₂-utslipp i kraftsektoren og er et eksempel på **systemsmart energibruk**.

²⁴ Dvs. at vann måtte renne forbi driftsklare turbiner fordi man ikke hadde avsetningsmuligheter.

Vi må videreutvikle samspillet mellom elektrisitet og bioenergi i varmesektoren

En viktig side ved bioenergi er at den kan lagres og ofte også transporteres relativt enkelt. Dette gjør at bioenergi kan spille en viktig rolle som fleksibel energiressurs, selv om volumet som til oppvarming kanskje vil bli redusert over tid.

Mer av oppvarmingen i Nord-Europa vil bli elektrisk, noe som kan heve forbrukstoppene knyttet til kuldebølger. Samtidig blir mer av kraftforsyningen, og særlig forsyningen vinterstid, avhengig av vindkraft. Og som nevnt produserer vindkraft i gjennomsnitt mindre når det er kaldt. Vi får dermed ofte et sammenfall i tid av høyere etterspørsel og mindre tilbud. Gjennom vintersesongene vil vi, gitt dagens utviklingstrekk, oppleve både perioder med overskudd av kraft og veldig lave priser, og perioder med knapphet og svært høye priser. Vinteren 2021 så vi at kuldeperioden løftet kraftprisene opp til 2 kr/kWh, mens prisene på den tiden ellers var vesentlig lavere. (Dette var før gassprisene i Europe skjøt i været og ga et gjennomgående mye høyere prisnivå.)

Bioenergi kan brukes for å dekke hele oppvarmingsbehovet et sted og vil da avlaste kraftforsyningen ved at det trengs mindre effektkapasitet (MW) i nett og produksjon og ved at man frigjør kraft (MWh) til andre formål. *Men med stor utbygging av vindkraft og dermed større prisvariasjon, vil det ofte være bedre å konsentrere bruken av bioenergi til periodene med stram kraftforsyning (høye kraftpriser), og bruke elektrisitet når kraftprisen er lav og det er plass i nettet. Dette vil både spare bioressurser og bidra til at strømproduksjonen kan utnyttes bedre i perioder med mye vindkraft.*

Vekslingen blir viktig for å utnytte både bioenergien og kraften effektivt.

Som vi var inne på tidligere kan det fleksible samspillet videreutvikles ved å trekke inn varmelager. Et varmelager kan også gi bedre utnyttelse av varmepumper. Hva som er den mest lønnsomme kombinasjonen av teknologier avhenger av blant annet prisvariasjonen for kraft, tariffen i nettet, forbruksnivået for oppvarmingen og størrelsen på anlegget.

Et effektivt samspill mellom bioenergi, elektrisitet og varmelager forutsetter at oppvarmingssystemene er tilrettelagt for dette. En slik tilrettelegging er enklest ved vannbåren oppvarming og gjerne i litt større systemer som fjern- og nærvärme. (Jmfør tekstsaks 6.) Det er også enklere å utvikle fleksibilitet hos større og profesjonelle aktører som allerede har styringssystemer for å optimalisere driften.

Myndighetene bør vurdere skjerpede krav til energifleksibilitet i nybygg og ved rehabilitering. I de fleste tilfeller vil økt fleksibilitet være knyttet til bruk av vannbåren varme.

Fleksibilitet i større varmesystemer er studert i det norske FoU-prosjektet [Flexelterm](#) og i det nordiske prosjektet [Flex4res](#).

Utnyttelse av midlertidige kraftoverskudd kan også være lønnsomt når man bruker geotermisk varme eller i hovedsak baserer seg på lagring av varme fra sommer til vinter. Det kan da være lønnsomt å dimensjonere anleggene for mindre enn 100% dekning og supplere energilageret eller varmemeforbruket med kraft i perioder med lave kraftpriser. Samspill med bioenergi kan også være aktuelt.

Resonnementene over er også relevante for kombinert kraft- og varmeproduksjon (CHP). Det er en fordel om anleggene kan være fleksible og bruke kraft fra nettet til å dekke oppvarmingsbehovet når det er overskudd av kraft og svært lave kraftpriser, og produsere både kraft og varme når prisene er høyere.

Solenergi trenger fleksibelt forbruk og energilager

Solceller har i Norge en brukstid på 700-1000 timer per år.²⁵ Når omfanget av installert solenergi (PV) øker, vil dette gi et prispress nedover når solforholdene er gode og forbruket lavt. Dette kalles kannibalisering av prisene og gjelder i prinsippet for alle typer kraftproduksjon, men kan slå ekstra hardt for solceller fordi brukstiden er så kort.

Omfattende installasjon av solceller i et mindre område kan gi visse utfordringer i det lokale nettet. Hvis lokal kraftproduksjon i noen perioder blir vesentlig større enn forbruket, må overskuddet sendes ut av området, lagres lokalt eller gå til spille. Kraftflyten ut av et område kan potensielt bli større enn nettet tåler. (De fleste steder er vi langt unna dette foreløpig.) Lokal forbruksfleksibilitet og energilager kan imidlertid gi plass til langt mer solkraft, ved at man unngår å overbelaste nettet i timene med størst produksjon. Dette forutsetter en viss samordning av forbruk, lagring og lokal kraftproduksjon, enten hos produsenten (prosumenten) eller internt i området. En uavhengig kraftprodusent uten forbruk kan velge å ha batterier for å fordele innmatingen av kraft til nettet i tid. Det kan minske belastningen på nettet, og ofte kan produsenten også oppnå bedre pris.

Prosumenter i et område vil først få problemer med nettet når netto flyt ut av området overstiger kapasiteten i nettet. De fleste steder skal det en del til før dette skjer, men enkelte steder kan det allerede nå oppstå problemer, for eksempel med for høy lokal spenning. Det finnes eksempler på at dette kan bli dyrt for nettet – og dermed for forbrukerne i området. Sett fra et *systemperspektiv* bør man vurdere om ikke det kan utvikles andre og bedre løsninger. Prosumenter kan i mange tilfeller tilpasse eget forbruk ved f.eks. å styre tidspunkt for oppvarming av tappevann eller lading av kjøretøy, eller ved å ha egne stasjonære batterier. Det siste vil bli mer lønnsomt etter hvert som batterier blir billigere.

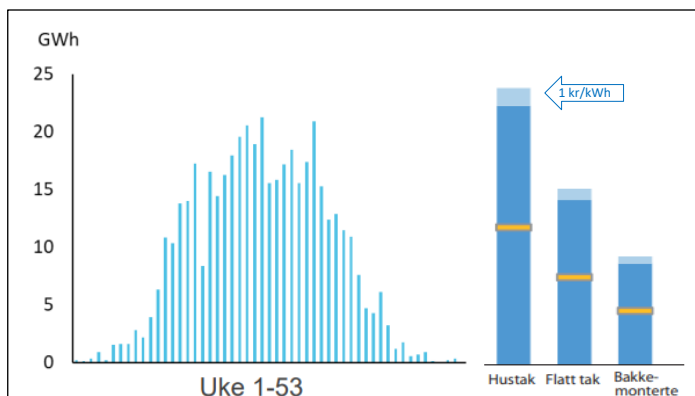
I første omgang vil lagring av kraft fra dag til kveld, natt og morgen gi plass til mer solkraft, men hvis den lokale eller regionale produksjonen blir stort nok, kan det være behov for å lagre kraft i lengre perioder. Ved en eventuell stor utbygging kan det også være samfunnsmessig rasjonelt å akseptere at noe av solkraften går til spille i de mest solrike periodene. Dette blir mer aktuelt jo billigere solcellepaneler blir.

På regionalt nivå kan det være lettere å finne muligheter til å lagre energi for lengre perioder, for eksempel fra sommer til vinter. Lavere kraftpriser i solrike perioder om sommeren vil øke incentivene til å holde tilbake vann i eksisterende magasin, og kan også bidra (som en av flere faktorer) til at det blir lønnsomt å bygge ut mer pumpekraft i Norge. Slike utbygginger og andre tiltak for å lagre energi lenge, kan bli lønnsomme hvis man har en betydelig prisforskjell.

Via samspillet i energisystem kan solkraft fra sommerhalvåret i betydelig grad foredles til kraft- og varmetilgang om vinteren, eller til hydrogen.

²⁵ Brukstid er total forventet årlig produksjon delt på installert (maksimal) produksjonskapasitet. En brukstid på 900 timer betyr at kraften produseres relativt ujevnt. For solkraften er produksjonen knyttet til daglys og særlig til direkte solskinn.

Solkraft (PV) vil bli stadig billigere. Samtidig kan det være store forskjeller i kostnad per kWh produsert, og det kan også være betydelige forskjeller i den lokale nytten av kraften. Generelt er større anlegg vesentlig billigere (se figur 17), særlig når anleggene er på steder med gode solforhold. I tillegg kan solkraft være mer verdifull eller lettere å integrere nært et forbruk som også er stort om sommeren (for eksempel bygg med kjøling). Solkraften kan også ha større samfunnsmessig verdi der den øker forsyningssikkerheten (for eksempel sykehus eller datasentre) og eventuelt avlastet nettet.



Figur 17. Venstre: Svensk solkraftproduksjon pr. uke i 2021. (kilde: Statnett) Høyre: Anslag kostnad (LCOE) for solkraft (PV) i 2021 og forventet kostnad i 2030 (gult). Kostnaden i 2021 for solceller på hustak er anslått til vel 1 kr/kWh. Kilde: Meld. St 36 og NVE 2021.

Sterkest incentiv til solkraft der kostnaden er høyest

Det er et paradoks at stimulanser til utbygging av solceller er sterkest der kostnadene er høyest og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten svakest. Husholdninger betaler fortsatt relativt høye energiledd i tariffen og betaler dessuten full elavgift. Dette har bidratt mye til den *privatøkonomiske* lønnsomheten. Mye av Enova-støtten til installasjon har også vært rettet mot dette segmentet. For boligblokker og større borettslag har reguleringen av prosumenter vært hemmende. I juli 2022 sendte regjeringen ut en høring med [et forslag](#) som i større grad legger til rette for at disse også installerer solenergi.

Større næringskunder har hatt mye lavere energiledd i tariffene og dermed litt svakere incentiv til å installere solceller. Og datasentre betaler kun 0,546 øre pr. kWh i elavgift i 2022, mens vanlig forbruk i husholdninger og tjenesteyting i Sør-Norge betaler 15,41 øre. Hverken tariffene eller elavgiften er designet for å gi stimulans til installasjon av solceller og det er grunn til å undersøke om det samlede virkemiddelapparatet kan endres slik at man i større grad prioriterer installasjoner som gir mest systemnytte i forhold til kostnadene.

Mer fleksibilitet i energisystemet øker nytten av solkraft

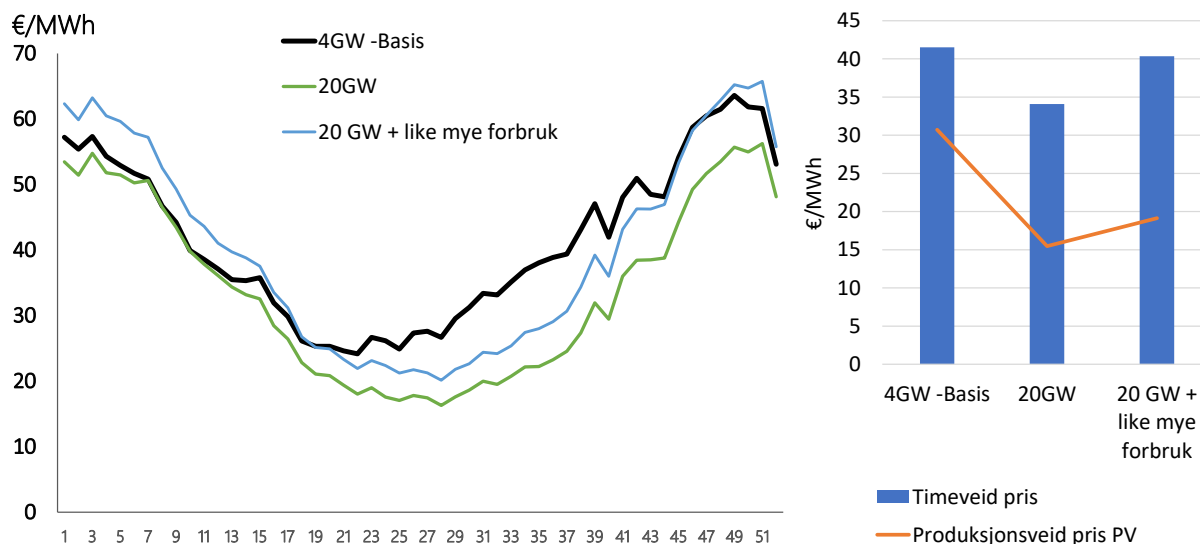
Økninger i for eksempel installert kapasitet av vindkraft vil bidra til at kraftprisene blir lavere når det blåser mye fordi større tilbud gir lavere pris. Dette fenomenet som ofte kalles kannibalisering, gjelder mange former for kraftproduksjon og effekten kan bli spesielt stor for solkraft fordi produksjonen skjer på relativt kort tid. I Norge forsterkes denne effekten av at en stor del av solkraften vil komme i sommerhalvåret hvor strømforbruket er lavere og hvor Norge dessuten har mye uregulert elvekraft og hvor mindre vannmagasin kan bli fulle, bl.a. på grunn av snøsmelting i fjellet.²⁶

Fleksibiliteten i vannkraft med magasin er en fordel både for vind- og solkraft, siden en del av vannkraftproduksjonen kan flyttes til perioder hvor sol- og vindkraft produserer mindre. Figuren nedenfor viser modellsimuleringer fra Statnett for ulike scenarier for 2030²⁷. Figuren viser gjennomsnittlige

²⁶ Enhver økning i tilbudet av kraft vil, alt annet likt og for alle praktiske formål, senke prisen. For variabel og ikke-regulerbar kraftproduksjon er denne effekten lett å observere i markedet. Timer med høy produksjon av vindkraft eller solkraft gir lavere priser. Dette gjelder også vannkraft hvor man ser at våte år gir klart lavere priser, og spesielt kan prisene falle til null når det er mye uregulert vannkraftproduksjon. Dette skjer typisk om sommeren og delvis om høsten. Kraftprisene i 2020 er en fersk påminnelse om dette. Det samme er kraftprisene man så i Nord-Norge og Midt-Norge gjennom sommerhalvåret 2022. I begge tilfeller var kraftprisene i lange perioder nær null. Dette betyr at praksis at vann måtte sendes forbi driftsklare turbiner fordi det ikke var avsetningsmuligheter for kraften.

²⁷ Hensikten med simuleringen var å få et *overordnet bilde* av hvordan vannkraftsystemet kan tilpasse en stor utbygging av solkraft (20 GW). Simuleringen er gjort høsten 2021.

priser per uke i et basisscenario (4GW – Basis) og med to endringer: Først økes kraftproduksjonen fra solceller fra 3 TWh (4 GW) til 15 TWh (20 GW), en økning på 12 TWh fra Basis-scenarioet. Her er det også lagt inn en betydelig økning i solkraft i våre naboland. Dette forsterker prisnedgangen. I den siste simuleringen er industriforbruket i Norge økt med 12 TWh, jevnt fordelt over året. Simuleringene er gjort med 29 ulike værår, slik at man fanger virkningene av ulike tilsig, temperaturer og vind- og solforhold. Kurvene viser *gjennomsnittspriser pr. uke* for alle værårene.



Figur 18. Prisvirkninger på Østlandet (NO1) i scenario for 2030 som følge av 12 TWh økt solkraftproduksjon i Norge og mer solkraft i naboland, og deretter også 12 TWh økt industriforbruk
Kilde: Statnett

Vi ser at i 4GW - Basis²⁸ er kraftprisene vesentlig lavere om sommeren enn om vinteren. Økning i solkraftproduksjonen kommer i hovedsak i sommerhalvåret og forsterker dette bildet, men vi ser at den økte produksjonen av solkraft *også gir lavere kraftpriser gjennom høsten og tidlig på vinteren*. Det skyldes at vannkraft med magasin vil lagre mer vann fra sommeren. Magasinene kan altså hjelpe oss å utnytte solkraften. Når både solkraft og industriforbruk øker like mye i Norge (12 TWh), får vi omtrent samme gjennomsnittlige prisnivå over året som i 4GW - Basis.²⁹ Men vi får klart større prisforskjell mellom sommer og vinter enn vi hadde i 4GW - Basis.

Høyre del av figur 18 viser endringene i timeveid gjennomsnittspris og i produksjonsveid pris for solkraft på Østlandet (NO1). Prisene er i utgangspunktet lavere om sommeren når solkraften produserer mest. Gjennomsnittsprisen over året er i 4GW - Basis vel 40 €/MWh, mens solkraften i gjennomsnitt får ca. 30 €/MWh. Kannibalisering av prisene forsterkes ved en stor utbygging av solkraft (til 20 GW) og vi ser at produksjonsveid pris for solkraft halveres.

Samtidig er det et poeng at magasinene et stykke på vei demper kannibaliseringen ved å flytte mer produksjon til vinteren. Kannibaliseringen ville derfor vært større uten denne flytting av vannkraftproduksjon. Vi ser også at økt industriforbruk som antas å være jevnt over året, vil dempe kannibaliseringen. Pumpekraft og større vekst i forbruket om sommeren kan dempe kannibaliseringen ytterligere.

²⁸ Navnet reflekterer at det er lagt inn 4 GW (om lag 3 TWh) PV i Norge i dette scenarioet for 2030.

²⁹ Gjennomsnittsprisen faller litt her (jamfør høyre figur) fordi man også har økt mengden solkraft i nabolandene sammenliknet med Basis, mens man kun har økt forbruket i Norge.

Tekstboks 8. Mikronett (microgrid) kan gi bedre utnyttelse av lokale ressurser.

Mikronett kan driftes i samspill med det lokale distribusjonsnettet eller som et helt frittstående nett, dvs. i såkalt øydrift. Ved å se flere energibehov, energiressurser og fleksibilitetmuligheter i sammenheng i et område, kan man ofte utvikle mer effektive og robuste energiløsninger enn om man kun skal utvikle løsninger for det enkelte bygg. For eksempel kan det være aktuelt å utvikle felles varmeløsninger med felles varmelager som er mye billigere i større skala.

Statsbygg har over flere år bygget ut et mikronett for Campus Evenstad som er knyttet til Høyskolen i Innlandet. Dette er en innovasjonsarena hvor man utnytter både solceller og solvarme samt produserer kraft og varme om vinteren ved hjelp av treflis. Dette mikronettet har også varmelager og en batteribank, og i tillegg vil man utnytte batterier i elbilparken for å balansere det elektriske systemet. Dette systemet gjør at anlegget kan klare seg en stund uten forsyning fra nettet dersom det oppstår feil i kraftoverføringen. Systemet vil også redusere effektbelastningen på nettet.

Mer informasjon her: <https://www.systemsmart.no/andre-relevante-prosjekter/campus-evenstad>

Her er en [kort film om Campus Evenstad](#) og her beskrives [energiløsningene på Evenstad](#).

Det hjelper å flytte kraftforbruk i tid

Når kraftprisene periodevis blir veldig lave eller null, vil det være ekstra lønnsomt å lade elbilen, varme vannet i varmtvannsberederen, bruke kraft til å lagre varme i akkumulatortanker i større varmesystemer eller bygge opp lagre av hydrogen. Slike tilpasninger vil bidra til *systemeffektivitet* ved at det blir mindre utslippfri kraft som går til spille.

Som vi har vært inne på, kan elektrolyse ha en viss fleksibilitet og dermed unngå kraftkjøp i periodene med ekstra høye kraftpriser eller når det ikke er mer ledig kapasitet i nettet. Tilsvarende kan det være mulig for slike anlegg å bygge opp større lagre av hydrogen (eller avledede produkter som ammoniak) når kraftprisen er spesielt lav. Flexibiliteten knyttet til elektrolyse kan gjøre samlokalisering med vindkraft mer aktuell. Dette kan for eksempel være aktuelt ved offshore vindkraft. Elektrolyse i et område kan også gi plass til mer installert solkraft (PV) eller redusere spill av kraft.

Krafthandel mellom områder og land utnytter den samlede fleksibiliteten bedre

Krafthandel gir sikrere kraftforsyning, lavere produksjonskostnader og kan også bidra til at man samlet sett får mer tilgjengelig energi. Det siste gjelder særlig for variabel fornybar kraftproduksjon. Norge har en lang historie med vannkraft som i starten ble bygget opp regionalt uten et nasjonalt nett. Etter hvert ble imidlertid behovet for sammenkobling og handel tydelig.

Tilsiene til vannkraftsystemet varierer ikke i takt i de ulike landsdelene i Norge og kapasiteten i magasinene er også forskjellig. Ett område kan på et tidspunkt ha overskudd av kraft, mens et annet har lite kraft tilgjengelig. Derfor knyttet man områder sammen, og startet med handel mellom kraftselskapene i de ulike områdene. *Dette skjedde lenge før dereguleringen i 1990.* Det ble etablert handel med naboland og Norge hadde også et marked for såkalt "tilfeldig kraft". Kunder som deltok her fikk billigere kraft, mot at leveransene kunne stoppes hvis det ikke var nok kraft eller overføringskapasitet.³⁰ Dette gjorde det mulig å utnytte overskudd i nedbørsrike år til oppvarming, mens man i tørre år brukte olje til oppvarming.

³⁰ Med dereguleringen innførte man skillet mellom overføringstariff (nettleie) og kraftpris som settes i markedet. Tilfeldig kraft har blitt omdøpt til utkoblbar kraft og man har i mange år gitt dette forbruket lavere overføringstariff.

2020 var et år med store tilsig til vannkraftsystemet, blant annet fordi det var mye snø i fjellet og derfor store tilsig gjennom sommeren. Det var også mindre eksportkapasitet enn normalt dette året. Som nevnt har kraftselskapet Lyse anslått at vann tilsvarende en kraftproduksjon på 15 TWh måtte sendes forbi driftsklare turbiner i 2020. Dette skyldes at det ikke fantes avsetningsmuligheter for kraften. Pumpekraft kunne bidratt til å utnytte denne kraften. Større eksportkapasitet i 2020 kunne hatt en tilsvarende effekt.

4. Hva kan utløse de rette tiltakene?

4.1. Riktige incentiver og helhetlig planlegging

Nye og bedre energiløsninger kommer ikke av seg selv, særlig ikke hvis de bryter med vanetenkning og dagens institusjonelle rammer og reguleringer. En effektiv utvikling av energisystemet bygger på hovedelementer som vi også kjenner igjen fra EUs strategi for sektorintegrasjon: Riktige incentiver til alle energibrukere og produsenter og helhetlig planlegging og utvikling av infrastruktur for energi.

For at millioner av små og store forbrukere og produsenter skal investere i de nødvendige løsningene og utnytte dem effektivt, er det viktig med gode incentiver. Samtidig må samfunnet også bygge den felles infrastrukturen som trengs for å realisere de gode løsningene. Dette krever helhetlig planlegging og egnede institusjonelle rammer for å gjennomføre investeringene. En vellykket utvikling av dette vil kreve politiske avklaringer lokalt og nasjonalt.

Gode incentiver er også viktig for at de beste infrastrukturløsningene skal bli etterspurt. Interessen for å knytte seg til fjernvarme er ikke uavhengig av hvordan kraft og annen energi prises, og hvilke forventninger folk har til fremtidige energipriser.³¹ Det samme gjelder tiltak for å utnytte spillvarme eller å utvikle felles løsninger for sesonglagring av energi.

Gode incentiver vil først og fremst komme i form av prissignaler fra energimarkedene, og særlig fra kraftmarkedet og fra overføringstariffer. *Mer av energiforbruket skal elektrifiseres og samspillet mellom elektrisitet og andre energibærere og energilagere blir viktigere enn før.* For å få en riktig avveining mht. valg av energibærer, utnyttelse av energilagere og tidspunkt for bruk av kraft, bør kraft- og energiprisene reflektere fulle samfunnsmessige kostnader. Dette innebærer at prisene også bør reflektere varierende knapphet og overskudd av kraft. Prisingen av kraft og kraftoverføring er spesielt viktig fordi kraft er ferskvare. Marginalkostnaden ved produksjon og bruk av kraft vil dermed variere betydelig over tid og endog fra time til time.

Kostnadsriktige energipriser og overføringstariffer blir viktig for effektiv utnyttelse av energiressursene, men det vil trolig også være behov for ulike subsidier og nye reguleringer for å stimulere den ønskede utviklingen. Vi kommer tilbake til dette etter at vi først har drøftet rollene til kraftmarkedet og overføringstariffene.

4.2. Mer variabel kraftproduksjon gir markedet en viktigere rolle

Kraftmarkedet skal balansere produksjon og forbruk og fremme effektiv ressursbruk

*I våre naboland skal (styrbar) fossil kraftproduksjon fases ut, og noen land vil også fase ut kjernekraft som har en relativt jevn kraftproduksjon over året. Samtidig gjør elektrifisering at etterspørselen etter kraft vil øke betydelig.³² Vindkraft og solkraft skal i stor grad dekke bortfallet av fossil kraftproduksjon og kjernekraft, og dessuten dekke den økte etterspørselen fra elektrifisering. Vindturbiner produserer mest kraft om vinteren og solkraft mest om sommeren, og begge formene for kraftproduksjon varierer som kjent mye over tid. Det vil komme en del ny fleksibel kraftproduksjon (biogass, hydrogen), men *alt i alt får Europa en kraftproduksjon som er vesentlig mer væravhengig.* Elektrifisering av oppvarming i bygg, kan også *gjøre forbruket i våre naboland vesentlig mer væravhengig enn det er nå.* Økt etterspørsel etter strøm i kuldeperioder vil gi klare utfordringer fordi vindkraften ofte produserer mindre enn ellers når det er ekstra kaldt (høytrykk).*

³¹ I dag er fjernvarme regulert slik at prisen skal være i underkant av prisen på elektrisitet. Det kan bli aktuelt å endre dette, bl.a. fordi elprisene vil variere mye mer enn før og for å sikre at man får et effektivt samspill mellom energibærere. De overordnede målene er at forbrukere ikke skal tape over tid på å knyttes til fjernvarme og at fjernvarmeselskapene skal kunne ha en rimelig avkastning over tid.

³² I [Statnetts Nettutviklingsplan 2021](#) viser basisscenario en forbruksvekst på 50 TWh i 2050, fra ca. 140 TWh nå til 190 TWh) i 2050, mens et høyt scenario har en vekst på hele 80 TWh. Det skjer her en relativt rask vekst allerede mot 2030. Zero har i sin rapport [ZERO2030: Slik når vi klimamålene \(2022\)](#) anslått et økt kraftbehov til 2030 på 55 TWh.

Mens det gamle kraftsystemet i Europa ble balansert av noen relativt få sentrale fossile kraftverk i hvert land, skal fremtidens kraftsystem balanseres av millioner av aktører. Nye typer energilager og forbrukerfleksibilitet vil spille en mye viktigere rolle for å skape balanse mellom forbruk og produksjon. Markedet vil være det sentrale verktøyet for å koordinere alle de ulike, små og store aktørene.

I Norge vil vi fortsatt ha den fleksible vannkraften i 2050, og trolig lenge etter dette. Kanskje kan reguleringsevnen også økes en del, men vi får neppe mye mer magasinkapasitet. Samtidig stiger kraftforbruket i Norge, og det er langt fra sikkert at fleksibiliteten i vannkraften vil bli økt tilsvarende. Fleksibel vannkraft skal i fremtiden betjene et vesentlig større norsk forbruk og den vil også bli etterspurt fra våre handelspartnere. Mer fleksibelt norsk forbruk vil derfor bli et viktig supplement til vannkraftens fleksibilitet og bidra til at energiressursene, både i Norge og Nord-Europa, kan utnyttes mer effektivt. Fleksibelt forbruk som kan økes i perioder med stor produksjon av fornybar kraft og senkes i andre, vil gi bedre ressursutnyttelse. Fleksibelt forbruk kan også øke forsynings sikkerheten og redusere behovet for nettinvesteringer.

I Norge er vi vant til at varierende tilsig gir perioder med store nasjonale eller regionale kraftoverskudd, og at vi kan ha perioder hvor tilsigene er unormalt små. I fremtiden vil dette bli supplert av svingninger i vindkraftproduksjonen i Nord-Europa og også av varierende produksjon av solkraft. I tillegg vil forbruket i Nord-Europa som nevnt bli mer værdrevet når mer av oppvarmingen skal elektrifiseres. Det blir derfor spesielt viktig å utvikle forbruksfleksibilitet som kan utnytte periodevis overskudd av elektrisitet så mye som kraftnettet tillater, og redusere forbruket når det er knapphet på kraft eller knapphet på overføringskapasitet i deler av nettet.

Kvotepriisen for CO₂ (EU ETS) har steget betydelig de siste årene, og ambisiøse klimamål vil trolig bidra til at den holder seg ganske høy og kanskje stiger ytterligere i årene som kommer.³³ Høyere kvotepriiser gjør at energi- og kraftmarkedene vil spille en viktigere rolle som drivkraft for det grønne skiftet.

*Kraftprisen sørger for den nødvendige balansen mellom tilbud og etterspørsel og den forteller markedsaktørene om marginalkostnaden ved å bruke kraft, inkludert kostnaden ved utslippskvoter.*³⁴

- Når kraftprisene er nær null, vil økt kraftforbruk ikke gi økte CO₂-utslipp. Kull- og gasskraft er da ikke på marginen og i Norge sparer magasinkraftverk så mye vann de kan. I en slik situasjon vil redusert kraftforbruk kun føre til at utslippsfri kraftproduksjon går til spille. I Norge vil dette typisk skje ved at vann renner forbi driftsklare turbiner, men det kan også skje ved at vindkraft eller solkraft ikke kan utnyttes i enkelte perioder.
- I situasjoner med høye kraftpriser vil økt forbruk vanligvis utløse kraftproduksjon som, direkte eller indirekte, gir økte CO₂-utslipp i land Norge handler kraft med.³⁵

³³ 2017 ble kvoter handlet til kun €5/tonn. Siden har prisene steget betydelig, men også vært volatile. Tidlig i 2021 var kvotepriisen rundt €40 og i oktober 2021 ble kvoter omsatt for rundt €60. Tidlig i 2022 var kvotepriisen en kort stund oppe i €95, men den har siden falt tilbake. Se f.eks. [her](#). Mye av volatiliteten fra siste halvdel av 2021 kan tilskrives gasspriskrise og usikkerhet knyttet til europeisk gassforsyningen. En rekke langsiktige analyser fra 2021 forventet kvotepriiser i størrelsesorden €100/tonn i 2030. (Se f.eks. [2022 State of the EU ETS Report – ERCST](#), figur 31 side 33.) Dersom EU skal nå mål om 55% utslippskutt til 2030, må man trolig ha kvotepriiser i størrelsesorden €100/tonn.

³⁴ Den viktigste balanseringen skjer i døgnmarkedet på Nord Pool. Her settes prisene for neste dag. Prognoseavvik og feilhendelser, gjør at det også skjer en videre balansering frem mot driftstimen. Dette skjer ved såkalt intradag handel og i systemoperatørens markeder for balansering.

³⁵ Virkningen kan komme umiddelbart ved høyere import eller lavere eksport og tilsvarende høyere produksjon i fossile kraftverk i naboland, eller den kan komme ved at magasinfillingen blir lavere og at vannverdien dermed stiger. Mindre magasinfilning og høyere vannverdi vil gi økt nettoimport senere. Når CO₂-prisen er tilstrekkelig høy og gass- og kullprisen er på "normale" nivå, vil marginalkostnaden ved kullkraft være høyere enn marginalkostnaden ved gasskraft. Høyere pris vil da utløse kraftproduksjon som gir høyere

Kraftprisene i et anmeldingsområde (prisområde) påvirkes mest direkte av tilbud og etterspørsel i området og i nærliggende områder, men også – og i økende grad – av markedsbalansen i hele Nord-Europa. Det skyldes økt handelskapasitet mellom landene.

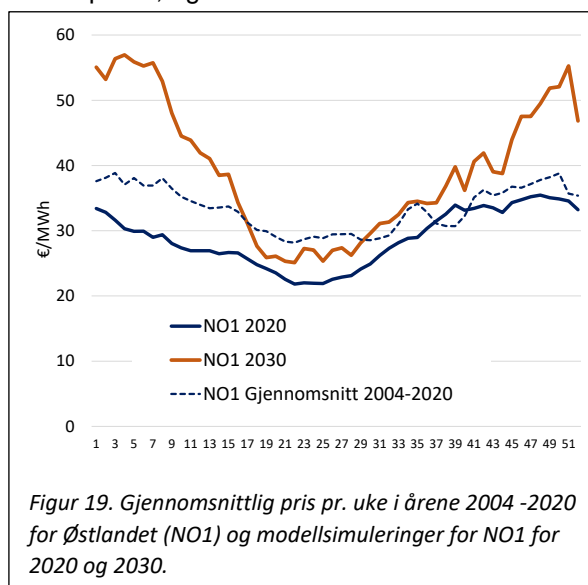
Større og hyppigere prisvariasjon og ekstra høye kraftpriser i kuldeperioder

I årene som kommer vil vi se nye prismønstre: vi får mer kortvarige prisvariasjoner, både innenfor døgnet og innenfor uker, og i tillegg forventer vi at kraftprisen i gjennomsnitt vil bli vesentlig høyere om vinteren enn om sommeren.

Kraftforbruket i Nord-Europa er høyest når det er kaldt, fordi alle landene bruker *noe* elektrisitet til oppvarming. Når man i årene som kommer skal fase ut fossil energi til oppvarming, vil dette trolig gi en betydelig økning i bruk av elektriske varmepumper i bygg og dessuten en del bruk av el til oppvarming i større varmesentraler. Kraftforbruket i varmesentraler kan trolig bli ganske fleksibelt fordi slike anlegg kan ha alternative energibærere eller varmelager, slik at de kan kutte elforbruket når kraftprisen er høy. (Jmfør responsen til Fortum Varme Oslo/Hafslund Oslo Celsio, vist i figur 12.) Men mindre forbrukere med varmepumper vil neppe bli like fleksible. *Alt i alt kan vi derfor få betydelig høyere kraftetterspørsel i Nord-Europa når det er kaldt.* Dette vil bidra til høyere kraftpriser når større deler av Nord-Europa opplever kuldeperioder. (Se mer om dette i Tekstboks 9 nedenfor.) Prisøkningen vil forsterkes i perioder hvor det også er lite vind. Generelt produserer vindkraften mer i vinterhalvåret, men produksjonen er ofte lavere enn gjennomsnittet i perioder med høytrykk og tilhørende kulde. *Det vil derfor komme en god del perioder hvor det både er høy kraftetterspørsel og moderat eller lav vindkraftproduksjon.* Dette vil løfte kraftprisene i slike situasjoner. Denne effekten forsterkes av utfasing av fossil kraftproduksjon og av høyere produksjonskostnader i fossile kraftverk pga. høyere kvotepris (EU ETS). Det blir nødvendig å utvikle mye ny fleksibilitet for å håndtere situasjoner med lav fornybar kraftproduksjon og høy etterspørsel. Tiltak for å begrense oppvarmingsbehovet og bruk av andre utslippsfrie oppvarmingsløsninger enn elektrisitet blir også viktig.

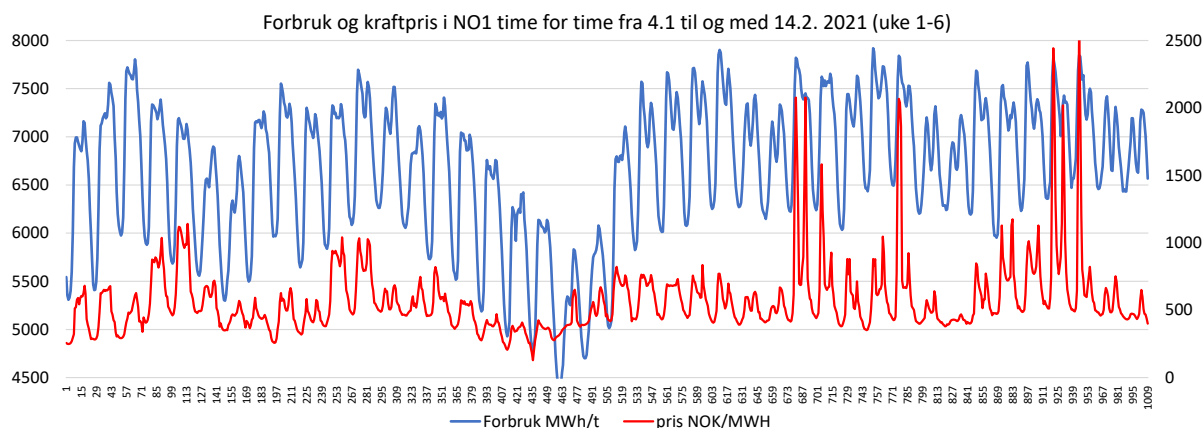
I perioder med stor vindkraftproduksjon vil vi oftere se lave priser, også om vinteren. Dette mønsteret blir tydeligere etter hvert som det bygges ut mer vindkraft, og det vil være mest tydelig når det er mildt vær. I Norge vil prisene dessuten lettere falle når det er høy produksjon fra elvekraft (vårflom eller mye nedbør) og når en del magasiner er fulle eller nesten fulle (typisk om høsten i et vått år). I perioder med gode solforhold, typisk i sommerhalvåret, vil solkraft bidra til lave kraftpriser.

Figur 19 viser at vi i gjennomsnitt kan vente større prisforskjell mellom sommer og vinter. Simuleringen er gjort med Statnetts modellapparat med et representativt utvalg av værår og forutsetninger fra Statnetts langsiktige markedsanalyse 2020 (LMA 2020). Historiske priser er fra Nord Pool.



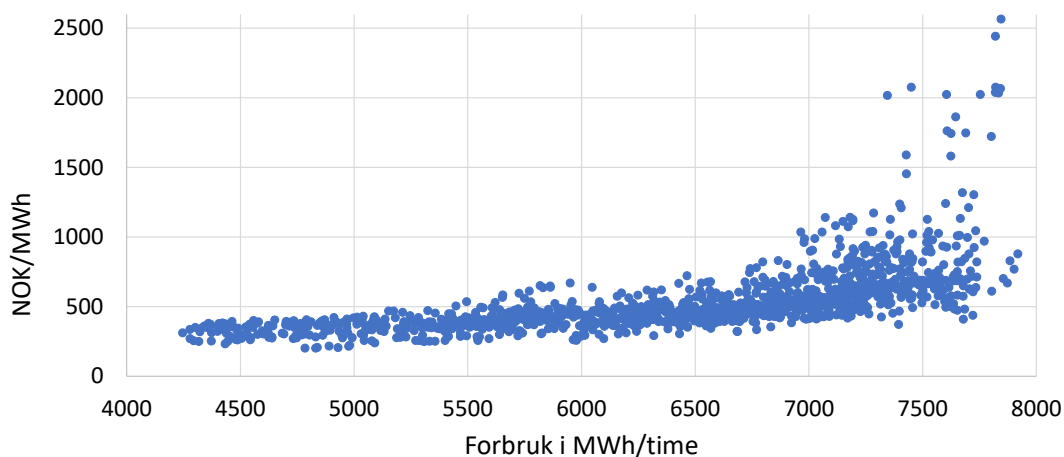
Figur 20 nedenfor viser hvordan kraftprisene på Østlandet (NO1) samvarierte med forbruket over døgnet i noen kalde uker i starten av 2021. Vi ser ganske store prisforskjeller mellom dag og natt, og spesielt kan vi merke oss at prisene steg mot 2500 NOK/MWh (2,5 kr/kWh) på dagtid i noen dager i første halvdel av februar.

utslipp. Når prisen går spesielt høyt, vil man også starte de minst effektive kraftverkene, som ofte også har høyest utslipp pr. kWh. Høyere pris vil dermed som en hovedregel fortelle om høyere marginale utslipp pr. kWh.



Figur 20. Kraftpriser i NOK/MWh (høyre akse) og kraftforbruk i MWh/t (venstre akse), time for time i NO1 fra 4. januar til 14. februar 2021. Merk at akse for forbruk starter på 4500 MW.

De høyeste prisene inntraff i timer med høyt forbruk, men alle timer med høyt forbruk hadde ikke like høye priser. Det kan man se tydelig i figur 21 som plottet alle timer i perioden med pris på y-aksen og forbruk i NO1 på x-aksen.



Figur 21. Timer plottet ut fra forbruksnivå (x-akse) og kraftpris (y-akse). Data for NO1 fra 4. januar til 14. februar 2021

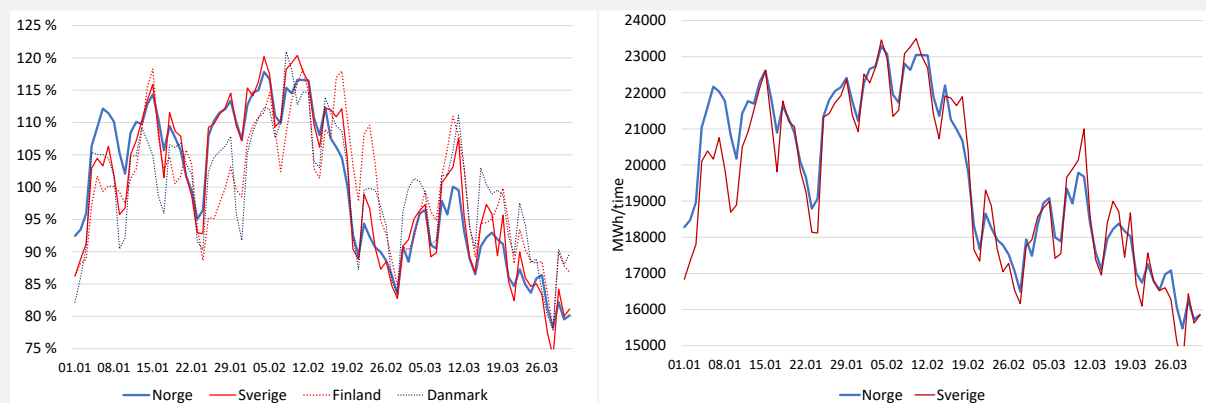
Etterspørselen kan ha stor betydning for kraftprisen, særlig når markedet er stramt slik det ofte vil være i kuldeperioder. Prisen i et område påvirkes av tilbud og etterspørsel i området og indirekte av pris og markedsbalanse i tilknyttede områder. Som vi skal se nedenfor kan det ofte være en betydelig *samvariasjon* i forbruket i ulike prisområder og land og vindkraftproduksjonen vil også i stor grad variere i takt. Se mer om dette i Tekstboks 9.

Når kapasiteten i fossil kraftproduksjon er redusert (og dyrere å bruke) kan kombinasjonen av lav vindkraftproduksjon og høy kraftetterspørsel gi *svært høye kraftpriser*. I enkelte perioder eller timer kan prisene godt bli vesentlig høyere enn 2,5 kr/kWh som vi opplevde i uke 5 i 2021.³⁶

³⁶ I 2022 fremstår ikke 2,5 kr/kWh som en ekstremt høy pris. Det skyldes at prisnivået er løftet av ekstreme gasspriser kombinert med relativt lave tilsig gjennom 2021 og inn i 2022 sør for Midt-Norge. Dette løfter vannverdiene til uvante høyder og gir et generelt høyt prisnivå. Med et slikt prisnivå er svært mange tiltak innen gass- og kraftsektoren svært lønnsomme, men det vil ta tid for Europa å gjennomføre dem. Det er grunn til å vente at det generelle prisnivået på kraft over noen år vil nærme seg kostnadene ved å bygge ut ny fornybar kraft. Uavhengig av disse spesielle begivenhetene kan vi forvente at kuldeperioder også i fremtiden vil gi betydelige pristopper. Dette vil være sentralt for å stimulere til balanse mellom forbruk og produksjon i disse periodene.

Tekstboks 9. Temperatur og vind påvirker vinterprisene og vind er en stadig viktigere faktor

Værsystemene er ofte store, og kuldeperioder kan treffer alle landene samtidig.

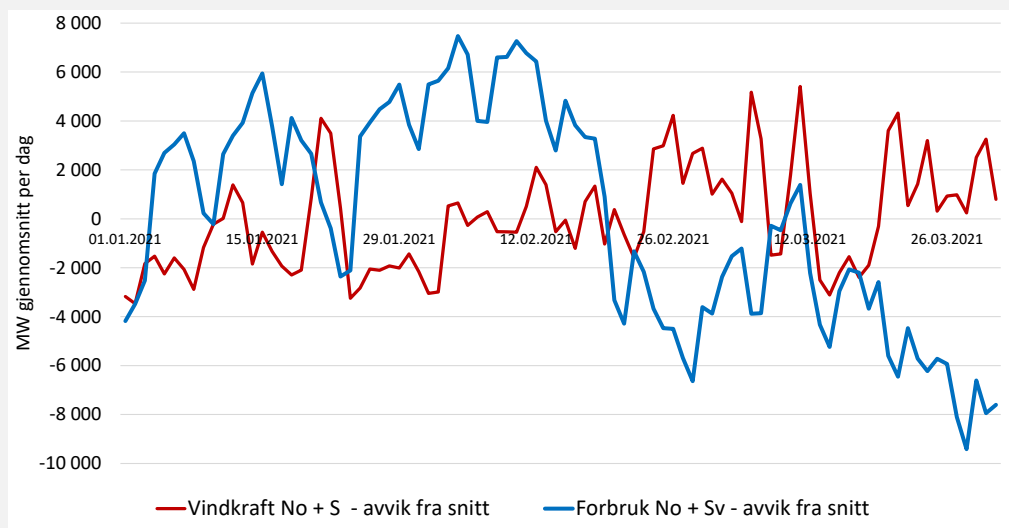


Figur 22. Relativ variasjon i kraftforbruket i Norden (venstre) og absolutt variasjon i Norge og Sverige (høyre). Begge figurer viser periode fra 1 januar 2021 til 31.3 samme år. Forbrukstallene er hentet fra Nord Pool.

Det er verdt å merke seg at forbruksnivået (i MWh/time) i Norge og Sverige varierte omtrent like mye i denne perioden, og i takt. Sverige har omtrent dobbelt så stor befolkning som Norge, men bruker i mindre grad strøm til oppvarming. Dette skyldes bl.a. større utbredelse av fjernvarme i Sverige. I Sverige dekker fjernvarme om lag halvparten av alle bygg mens kun 10% av varmebehovet i norske bygg dekkes på denne måten. Kanskje bruker Sverige også mer bioenergi til oppvarming i bygg hvor man ikke har fjernvarme. Nettoeffekten er at man får omtrent like store utslag i kraftetterspørselen.

I Norge kan energieffektivisering, flere og bedre varmepumper og bruk av andre oppvarmingsløsninger i fremtiden gi mindre forbruksøkningen i kuldeperioder. I mange andre land i Nord-Europa har man tradisjonelt brukt mye fossil energi og særlig gass til oppvarming. Her vil elektrifisering av oppvarming bidra til klart høyere etterspørsel i kuldeperioder.

Figuren nedenfor sammenstiller *variasjonen* i samlet vindkraftproduksjon pr. døgn for Norge og Sverige og samlet forbruk pr. døgn fra og med januar til og med mars 2021.



Figur 23. Variasjon i forbruk og variasjon i vindkraftproduksjon. Avvik fra snittet for perioden

Korrelasjonen mellom forbruk og vindkraft er her $-0,35$. Sett over hele perioden er variasjonen i forbruket større enn variasjonen i vindkraftproduksjonen. Men med økende utbygging av vindkraft vil variasjonen i vind få større betydning for prisen enn variasjoner i forbruket. Stor vindkraftutbygging i andre land i regionen og offshore, vil forsterke prissvingninger drevet av vind.

Nye prismønstre vil fremme forbruksreduksjon om vinteren og mer fleksibelt forbruk

Det at det oftere blir høye kraftpriser i kuldeperioder vil styrke incentivene til (1) *generell reduksjon* av kraftforbruk om vinteren (særlig elektrisk oppvarming) og (2) til *fleksibilitet* for å redusere forbruket i periodene med høy pris. Dette vil gjelde både kortsiktig fleksibilitet innenfor døgnet og uka og mer utholdende fleksibilitet. Økt fleksibilitet vil i sin tur dempe prisvariasjonene, men ikke fjerne dem.

Norge har siden dereguleringen i 1991 hatt betydelige prisforskjeller mellom våte og tørre år. Effekten av store årlige variasjoner i tilsigene vil bli dempet av økt utvekslingskapasitet, mens mer vind- og solkraft, mindre fossil kraft og elektrifisering av oppvarming i Nord-Europa vil øke prisvariasjonene innen døgn og uker også i Norge.

Det er verdt å merke seg at prisene *ikke alltid* må bli veldig høye når det er ekstra kaldt i Norge. I noen perioder kan man oppleve streng kulde i (deler av) Norge og samtidig ha mye kraft tilgjengelig fra egen produksjon og import. I disse situasjonene vil markedsprisen ikke gi ekstra drahjelp for å utnytte forbruksfleksibiliteten. *Det kan derfor tenkes situasjoner hvor norsk forbruk trekkes opp både på grunn av relativt lave kraftpriser og på grunn av kulde.* Dette kan gi problemer i nettet ved at *ønsket* forbruk overstiger kapasiteten i nettet på ett eller flere nettnivåer. Dette illustrerer behovet for at tariffen eller andre ordninger sikrer at forbruket ikke overstiger kapasiteten i nettet.

Markedsprisene vil ofte dra i riktig retning, men som vi skal se nedenfor, kan man ikke basere seg på at markedsprisene alene skal løse utfordringene i distribusjonsnettet. Det er behov for tariffen og kanskje også andre virkemidler som sikrer at flyten i det lokale nettet ikke overstiger kapasiteten. (I transmisjonsnettet bidrar bruken av prisområder i stor grad til å håndtere utfordringene med å holde kraftflyten innenfor nettets kapasitet.)

4.3. Bedre overføringstariffer er viktig for effektiv utnyttelse av nett og energiresurser

Rask elektrifisering og utvikling av nye grønne næringer øker presset på nettet. Endringer i normal forbruksprofil og økt forbrukerfleksibilitet kan redusere investeringsbehovet i nettet og gi plass til nytt forbruk som ofte er nokså jevnt over året. Teknologiutviklingen gjør det mulig å ha mer fleksibelt forbruk og åpner også for vesentlig smartere tariffen enn vi har hatt til nå.

Nettleien utgjør en betydelig kostnad for forbrukerne, særlig for husholdningene. Med et normalt prisnivå på kraft, kan nettleien for husholdningene være i samme størrelsesorden som kostnadene for kraft. Utformingen av overføringstariffer kan få vesentlig betydning for forbruksprofilen over året og døgnet og for utviklingen av mer fleksibelt forbruk.

Det er komplisert å utforme gode, fremtidsrettede tariffen og temaet diskuteres heftig. Vi skal derfor bruke en del plass her for å drøfte prinsipper, utfordringer og muligheter.

Hovedbudskapet fra analysen kan oppsummeres slik:

- Tariffene bør i stor grad knyttes til kundens forbruk i periodene hvor det samlede presset på nettet er størst. Dette presset er særlig knyttet til kuldeperioder. I alle områder med vanlig forbruksmønster (alminnelig forsyning: byer og tettsteder) betyr dette at en større del av den årlige tariffkostnaden knyttes til forbrukstoppene om vinteren. (Men betalingen kan godt fordeles over året.)
- Effekttariffer som baseres på kundens *eget* maksimale forbruk hver måned (eller en variant av dette), gir ikke optimale styringssignaler og kan straffe fleksibilitet som flytter forbruk fra tider med stor belastning på nettet til perioder med liten belastning.
- Det bør bli mulig å differensiere tariffene mer for å ta hensyn til lokale nettforhold og stimulere smartere styring av forbruk.

- Smart styring av fleksibelt forbruk, som f.eks. lading av elbiler, kan gi nye lokale effekttopper og tilhørende problemer i nettet dersom styringen kun tar hensyn til kraftprisen. Tariffer eller andre virkemidler må hindre overbelastning av nettet lokalt, også utenom kuldeperioder.
- Betaling fra nettselskapet for midlertidige forbruksreduksjoner kan være en egnet løsning i noen tilfeller, men har klare begrensninger som virkemiddel sammenliknet med høyere pris for uttak av strøm når det er knapphet på kapasitet. Betaling for midlertidige reduksjoner vil for eksempel ikke belønne *generelle* reduksjoner i forbruk som f.eks. etterisolering av bygg.
- *Tariffsystemet må videreutvikles for å tilpasses de store endringene i kraft- og energisystemet og for å utnytte nye digitale muligheter.* Sektorregulering og ulike virkemidler må ses i sammenheng for å stimulere til en samfunnsøkonomisk effektiv utvikling og utnyttelse av ressursene.

Nedenfor utdyper vi disse punktene og drøfter utfordringer og muligheter mht. utformingen av tariffene. Til slutt i kapittelet gir vi en litt lengre oppsummering.

Tariffene skal dekke nettkostnader og bidra til effektiv ressursutnyttelse

Tariffene bør utformes slik at de fremmer en samfunnsøkonomisk effektiv *energisektor*. Dette innebærer at de, så langt mulig, bør stimulere til effektiv utnyttelse av nettet.

Effektiv utnyttelse av nettet har to dimensjoner:

1. ***Vi må unngå overbelastning av nettet***, og når det er knapphet på kapasitet bør den tilgjengelige kapasiteten gå til det forbruket som har størst betalingsvilje for (eller nytte av) kraften. Kapasitetspriser (effekttariffer) skal bidra til at det mest fleksible forbruket reduseres i situasjoner hvor det er fare for overbelastning av nettet, og de skal også få forbrukerne til å vurdere *langsiktige tiltak* som kan redusere forbruket i periodene med stort press på nettet. For samfunnet er det ønskelig at forsterkninger av nettet blir avveid mot alternative tiltak som demper etterspørselen i kritiske perioder, slik at den beste og billigste løsningen blir valgt. Godt utformede tariffer vil gi forbrukerne et signal om at kapasitet koster, og kan dermed dempe presset på nettet.
2. ***Vi bør ikke begrense utnyttelsen av nettet unødvendig***. Uheldig utformede tariffer kan føre til at ledig nettkapasiteten ikke utnyttes i situasjoner hvor dette er mulig og gunstig. Unødvendige begrensninger vil medføre at *kraftressursene* ikke utnyttes effektivt. Det er ønskelig at fleksible forbrukere kan *øke* sitt forbruk når kraftprisene er spesielt lave, så lenge dette ikke gir overbelastning i nettet. Det er for eksempel gunstig at elbiler lades når kraftprisene er lave så lenge det er ledig kapasitet i nettet. Uheldig utforming av tariffer kan begrense en slik ønsket tilpasning.

En sentral utfordring ved utforming av tariffer er å ta hensyn til begge disse målene på en god måte. Denne utfordringen er ekstra stor når man samtidig krever at tariffene skal være enkle og like for alle kunder av samme type i et konsesjonsområde. Slike krav gir færre frihetsgrader mht. tariffutformingen. Vi kommer tilbake til dette i slutten av dette delkapitlet.

Nettleien skal også dekke nettets totale kostnader. Videre er det et mål at tariffene oppfattes som rimelige, og for mindre forbrukere er det også et mål at tariffene ikke skal være for vanskelige å forstå. De to siste momentene kan vektlegges og vurderes ulikt, og hva som er vanskelig å forstå, kan avhenge av hva man er vant til. Her skal vi konsentrere oss om tariffenes betydning for effektiv utnyttelse av nettet og av kraftressursene.³⁷

³⁷ Henvisningen til kraftprisene bygger på punkt 2 over: Når det er (tilstrekkelig) ledig plass i nettet, bør forbruket stimuleres til å tilpasse seg kraftprisene og kun disse. Uheldig utforming av tariffer kan imidlertid hindre dette. Et eksempel: Effekttariffer som baseres kun på *kundens* maksimale forbruk og ikke på *belastningen i nettet*, kan begrense kjøp av billig kraft i situasjoner hvor nettet har rikelig med kapasitet. Det betyr ikke samfunnsøkonomisk effektivt. Vi kommer vi tilbake til dette senere i dette kapitlet.

Kraftsystemet er i rask endring, mens tariffene har vært tilpasset Norge anno 1991

Vi får stadig mer variabel kraftproduksjon, vi får mye nytt kraftforbruk som *kan* bli fleksibelt, og vi får kraftpriser som vil variere mer innenfor døgnet og uker. Elektrifisering og annen forbruksvekst gir nye utfordringer i nettet. Heldigvis får vi også nye muligheter til å håndtere utfordringene. Timesmåling og nye digitale løsninger gir stadig bedre muligheter for forbrukere til å respondere raskt og automatisk på prissignaler fra markedet og fra tariffene.

Som påpekt flere ganger tidligere i rapporten, blir det viktig å få til et effektivt samspill mellom elektrisitet og andre energibærere, og mellom kraftforbruk og energilagere. *Dette vil gi bedre utnyttelse av variable fornybare kraftressurser, av andre energiresurser og av nettet.*

Effektiv ressursutnyttelse fremmer bærekraftsmål og vil også bidra til lavere kostnader for forbrukerne.

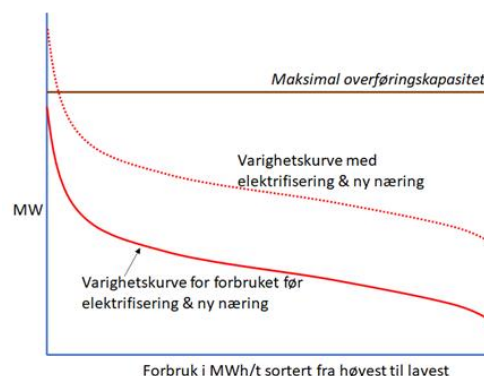
Mye av den nye forbruksfleksibiliteten vil være tilknyttet kraftsystemet på lavere spenningsnivåer, i distribusjonsnettet. Tariffer og andre reguleringer må utformes slik at fleksibiliteten blir utviklet og utnyttet i et hensiktsmessig omfang. *Tariffsystemet bør bidra til at vi utnytter de teknologiske mulighetene til å lage et mer bærekraftig og effektivt kraft- og energisystem.*

Elektrifisering og forbruksvekst gir nye utfordringer i nettet. Heldigvis får vi også nye muligheter til å håndtere utfordringene.

Når det er ledig kapasitet, er rundt 90% av nettkostnadene uavhengig av bruken

Det meste av kostnadene i nettet er knyttet til etablering og vedlikehold av overføringskapasiteten. Så lenge nettet har ledig kapasitet, er kostnadene ved bruk tilnærmet lik overføringstapene. I gjennomsnitt for Norge er overføringstapene i underkant av 10%. (Se mer om overføringstap og prising av dem nedenfor.) Mens bruk av ledig kapasitet normalt er ganske billig, er utvidelser av overføringskapasiteten vanligvis ganske dyrt – og det kan dessuten ta lang tid.

Knapp overføringskapasitet fører ikke kun til investeringskostnader i nettet. *I dagens situasjon med rask elektrifisering, kan mangel på overføringskapasitet også gi betydelig tapt verdiskaping og forsinkede utslippskutt.* Det skjer når nytt forbruk ikke kan slippes til i nettet fordi det ikke er nok ledig plass. Som vi tidligere har drøftet kan forbruks-topper i enkelte, kortere perioder hindre tilknytning av nytt forbruk. Se også figur 11 som også er gjengitt her, og drøfting i kapittel 3.2.



Strømnettet tåler ikke overbelastning

En bilvei kan teknisk sett godt håndtere kø, selv om køen er til betydelig ulempe for de reisende. For nettet er situasjonen en annen. Kraftflyten stopper ikke av seg selv dersom den overstiger tillatt kapasitet, og konsekvensene av overbelastning kan bli svært alvorlige både for nettet og for kundene. Blant annet kan kostbart utstyr bli ødelagt, og man kan få en blackout der mange mister all strømforsyning i en periode. De store negative konsekvensene medfører at man i praksis vil sikre at kraftoverføringen ikke overstiger kritiske grenser. Dette har man først og fremst gjort ved å bygge ut nettet *i forkant* av forventet forbruksvekst, eller ved å si *nei til tilknytning* av nye store forbrukere inntil man rekker å forsterke nettet.

Så lenge nettet må bygges ut i forkant av forventet vekst, vil det aldri oppstå en *synlig* knapphet på kapasitet.³⁸ I situasjoner hvor nye aktører nektes tilknytning, vil kun disse merke en praktisk konsekvens av knapphet. Når eksisterende kunder velger å bruke mer av den kapasiteten de allerede har tilgjengelig, f.eks. ved at husholdninger kjøper elbil, kan ikke netteier hindre dette. Det er også

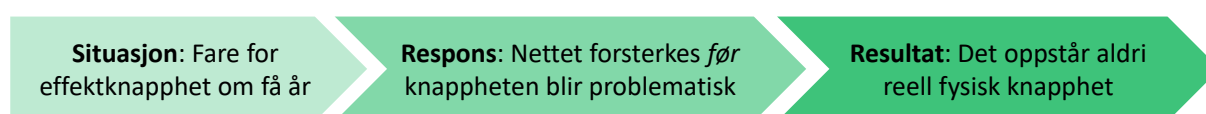
³⁸ I transmisijsnettet får ulike budområder forskjellig pris når det er overføringsbegrensninger. Dermed blir begrenset nettkapasitet synlig. På lavere nettnivåer har man i dag ikke mulighet til å bruke en slik prisme-konsekvens.

vanskelig å hindre små og mellomstore forbrukere i å knytte seg til nettet i et område, selv om mange slike tilknytninger til sammen kan gi utfordringer på høyere nettnivåer. Konsekvensen av dette er at nettselskapene må bygge ut på forhånd for å ta høyde for forventet vekst. *Forbruksveksten presser fram investeringer i nettet, men forbrukerne får i liten grad prissignaler om knappheten.*³⁹

Utfordringen med at nettet må investere ut fra *forventet vekst* i maksimalforbruk, er størst på høyere spenningsnivåer hvor det tar lengre tid å få på plass økt nettkapasitet. Dette gjør at man må investere flere år i forkant. Dermed er det også større usikkerhet om det faktiske behovet.⁴⁰ Men denne utfordringen er reell også på lavere nettnivåer hvor man rekker å bygge. Det skyldes at nettselskapet kan bli presset til å forsterke nett selv om alternative løsninger samfunnsmessig sett kunne vært bedre.

Forbruksveksten presser fram investeringer i nettet, men forbrukerne får i liten grad prissignaler om knappheten.

Den investeringslogikken vi har omtalt over kan beskrives slik:



Så lenge netteier rekker å øke overføringskapasiteten før knapphet oppstår, er den største faren ved denne modellen at man kan ende med å bygge for mye overføringskapasitet og gjøre for lite av alternative tiltak hos forbrukerne. I noen tilfeller vil det uansett være mest samfunnsøkonomisk effektivt å forsterke nettet. Da skaper ikke dette et effektivitetstap. Effektivitetstapet oppstår når andre tiltak er bedre og billigere enn økning i overføringskapasitet. For å begrense omfanget av et slikt tap trenger man tariffen som gir et tydelig signal om å begrense forbruket *i situasjoner med lite ledig kapasitet* i nettet. (Og kanskje trenger man også andre virkemidler – mer om det senere.) Tariffer som i tilstrekkelig grad begrenser forbrukstoppene, må (i dagens system) komme *i god tid* før nettkapasiteten er fullt utnyttet. Mange av forbrukstilpasningene vil skje over flere år og det maksimale forbruket må dempes slik at netteier kan være tilstrekkelig trygg på at nettet ikke blir overbelastet. Hvis ikke vil netteier lett bli tvunget til å forsterke nettet selv om forbruksreducerende tiltak hadde vært bedre.

I noen situasjoner rekker ikke netteier å forsterke nettet raskt nok til å gi plass til nytt ønsket forbruk. Da kan netteier bli nødt til å si nei til tilknytning av nytt forbruk inntil man har forsterket nettet. Avvisningen av det nye forbruket kan gi *mindre verdiskaping* enn om man hadde lyktes med å redusere toppene i det eksisterende forbruket. Tariffer som i større grad treffer forbruket når den samlede belastningen på nettet er høy, vil redusere denne typen tap fordi etablerte forbrukere får et sterkere incentiv til å redusere det kostnadsdrivende forbruket. (Jamfør at sjeldne forbrukstopper knyttet til kulde kan føre til at nytt forbruk ikke kan tilknyttes nettet.)

Dynamiske tariffen som teoretisk referanseramme

Vi skal her beskrive en teoretisk mulig fremtidig løsning og bruke den som et referansepunkt, og som noe man kan nærme seg over en del år ved å videreutvikle tariffsystemet. Altfor ofte diskuteres kraftsystemet og tariffen kun ut fra dagens eller endog fortidens situasjon. Men kraft- og energisystemet er i rask endring, og vi trenger både å ha i tankene hva vi kan gjøre de nærmeste årene og hvordan vi kan utvikle systemet på litt lenger sikt.

³⁹ Mellomstore forbrukere har hatt effekttariffer siden dereguleringen, men disse er basert på kundens høyeste månedlige timeforbruk, uavhengig av om dette er i en situasjon med mye ledig kapasitet eller i en situasjon med knapp kapasitet.

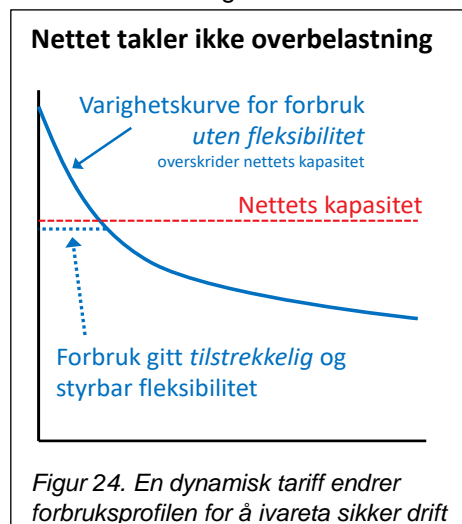
⁴⁰ Noen ganger kan det være mulig å gjøre mindre grep som øker utnyttelsen av nettet relativt raskt. Slike tiltak er viktige, ofte lønnsomme og kan vinne tid, men de løser ikke alt. Også ved denne typen smarte løsninger vil man øke kapasiteten før det oppstår reell fysisk knapphet. Forbrukerne vil derfor normalt ikke bli stilt overfor en situasjon med "rasjonering" av kapasitet. Ved *en større vekst* i forbruket, vil det gjerne være behov for økt kapasitet i transformatorstasjoner og linjer, og i mange tilfeller må man bygge helt nye kraftlinjer.

Den teoretisk mulige fremtidige løsningen kan beskrives slik:

Dersom man har tilstrekkelig forbruksfleksibilitet (eller fleksibel kraftproduksjon) tilgjengelig i et område i distribusjonsnettet, kan man i prinsippet håndtere knapphet på overføringskapasitet uten å bygge nett i forkant av en forventet forbruksvekst – i hvert fall så lenge forbruksveksten ikke skjer i for store sprang.

Dette er illustrert i figur 24. Det som skjer her, er at en *dynamisk tariff* får det fleksible forbruket til å respondere, slik at kapasiteten i nettet ikke overskrides. En dynamisk tariff vil fungere som en *økonomisk rasjoneringsmekanisme* for tilgjengelig kapasitet, og tariffen må, time for time, være akkurat så høy at kraftflyten holdes på et forsvarlig nivå. Dette tariffleddet må derfor variere med den lokale etterspørselen etter kraftoverføring, og det skal være null når det er ledig kapasitet. Tariffen kalles *dynamisk* fordi den tilpasses situasjonen til enhver tid. *Forbruksresponsen på den dynamiske tariffen sikrer at kapasiteten ikke overskrides, og ideelt sett skal forbruket kun begrenses til kapasitetsgrensen.*⁴¹

Høye dynamiske tariffer i anstrengte situasjoner vil både begrense forbruket på kort sikt (i situasjonen) og vil dessuten fremme langsiktige endringer i forbruksprofil. Høye dynamiske tariffer over tid vil også være en indikator på verdien av økt overføringskapasitet.



Man kan se på dynamiske tariffer som en parallell til prisdannelsen i engrosmarkedet for kraft (elspot). Her er prisfastsettelsen i de ulike budområdene det viktigste virkemiddelet for å sikre at kraftflyten ikke overstiger de fysiske begrensningene i transmisjonsnettet. Den teoretiske løsningen vi har beskrevet over, kan oppfattes som en videreføring av disse prinsippene nedover i nettet.

Tradisjonelt har ikke slike løsninger vært mulig pga. manglende timesmåling av forbruk, manglende IKT-løsninger og utilstrekkelig lokal fleksibilitet. Det har derfor ikke vært mulig å basere seg på at lokale forbrukstilpasninger skal sikre at kapasiteten ikke overskrides. I stedet har man måttet bygge ut overkapasitet i forkant av forventet forbruksvekst. Dette kan endres betydelig i dette tiåret og det neste. Og det *bør* endres: Vi får mer variabel kraftproduksjon, og en del av denne vil også være knyttet til lokale nett. Da er det gunstig at mer av balanseringen skjer hos små og store forbrukere som er tilknyttet nettet på lavere spenningsnivå.⁴² Det finnes en god del forbruk som i løpet av få år kan respondere på en dynamisk tariff, forutsatt at man utvikler de nødvendige styringsmulighetene.

Tariffer som rasjonerer tilgjengelig kapasitet, vil gjøre fleksibelt forbruk mer lønnsomt og vil også belønne andre tiltak som reduserer den maksimale etterspørselen. Dette gjelder f.eks. energi-effektivisering som reduserer forbruket i periodene med knapp kapasitet, bruk av andre energibærere

⁴¹ En større reduksjon enn til kapasitetsgrensen innebærer en unødvendig begrensning i forbruket i den konkrete situasjonen og dermed et velferdstap. Fra et driftsperspektiv skal derfor en teoretisk ideell dynamisk tariff til enhver tid være akkurat så høy at kraftflyten holder seg rett under (eller egentlig på) kapasitetsgrensen. I praksis vil dette være vanskelig å oppnå med mindre det finnes tilstrekkelig mye forbruk som kan justeres minutt for minutt som respons på prisen.

⁴² Norge og Norden er i en gunstig situasjon ved at vi har mye fleksibel vannkraft som fortsatt kan bidra til løpende balansering i et helt utslippsfritt, fremtidig kraft- og energisystem. Andre land har i hovedsak balansert kraftsystemet ved *fossile kraftverk* som skal fases ut, helst i god tid før 2050. En del av fleksibiliteten kan erstattes ved at biogass tar litt av den rollen naturgass har hatt, men man vil også trenge store volumer med ny fleksibilitet – både for kortsiktig og langsiktig balansering. Dette kan komme fra en rekke kilder inkludert lading av kjøretøy, stasjonære batterier, produksjon og bruk av grønt hydrogen (elektrolyse som stopper nå kraftprisen er høy, kraftproduksjon fra hydrogen som starter når det er veldig høye priser) og fra mange ulike former for forbrukerfleksibilitet. Selv om Norge er i en privilegert situasjon med mye magasin kraft, har også vi gode grunner til å utvikle mer fleksibilitet på forbrukssiden. Dels fordi dette kan spare kostnader i nettet og trolig også bidra til høyere forsyningssikkerhet, og dels fordi kraftsystemet vokser betydelig og den nye kraftproduksjonen vil i hovedsak være variabel. Videre har mange nye forbrukstyper gode muligheter til å være fleksible, og el brukt til oppvarming kan bli mer fleksibelt. Vi er tjent med å utnytte alle disse mulighetene.

til oppvarming (særlig i kuldeperioder), eller endog lokalisering av nye store forbruksenheter i områder med mindre press i nettet.

Men dersom et område kan få knapp overføringskapasitet i fremtiden, men ikke har knapphet i dagens situasjon (dvs. dynamisk tariff er lik null hele tiden), kan det være vanskelig for forbrukere å forutse hvor høy en slik tariff kan bli. *Usikkerhet eller uvitenhet om fremtidens kapasitetskostnad* kan føre til mindre langsiktige tiltak enn ønskelig. Dette kan bety at eventuelle dynamiske tariffer bør suppleres med andre tariffer som gir mer forutsigbare langsiktige signaler om å redusere maksimalforbruket før man når kapasitetsgrenser.

Det er en god leveregel å ikke gjøre det perfekte til det godes fiende. En løsning med dynamiske tariffer kan ikke tas i bruk i full skala nå. De fleste steder finnes det ikke tilstrekkelig fleksibilitet til at en dynamisk tariff kan løse kapasitetsutfordringer hvis de oppstår, det vil ta tid før tekniske systemer er på plass, og nettselskapene kan ikke være trygge på at fleksibiliteten er tilstrekkelig stor og til å stole på når knappheten oppstår. *Nettselskapene kan derfor bli nødt til å bygge nett i forkant av en forventet forbruksvekst eller innføre tariffer og andre virkemidler som demper forbrukstoppene i god tid før maksimalforbruket er ved nettets kapasitetsgrense.*

Det kan oppstå en ond sirkel der man på grunn av ledig kapasitet ikke har kapasitetsprising og der manglende kapasitetsprising fører til at det ikke utvikles tilstrekkelig forbruksfleksibilitet. Dette kan i sin tur gjøre at nettselskapet ikke føler seg trygg på at fleksibilitet vil være der nå den trengs. For å unngå en slik ond sirkel kan man ta i bruk ulike virkemidler:

- For å gi nettselskapet sikkerhet for at kapasiteten ikke overskrides, kan man utvikle *eksplisitte avtaler* med enkelte kunder om forbruksreduksjoner for kortere eller lengre perioder når det oppstår kapasitetsutfordringer i nettet. Slike løsninger kan gi nettselskapene vesentlig større sikkerhet for at kapasiteten ikke overskrides. Ordningen med utkoblbar kraft har (med ulike navn over tid) hatt en slik funksjon siden lenge før kraftmarkedsreformen i 1991. Det er mulig å tenke seg ulike avtaler eller incentiver for å utvikle og utnytte mulighetene til fleksibilitet, og for å sikre at fleksibiliteten er tilgjengelig i tilstrekkelig grad.
- En annen svært aktuell mulighet er å basere mer av tariffene på forbruk i perioder hvor det *samlede* forbruket er størst – selv om forbruket ikke når opp til kapasitetsgrensen. Slike tariffer vil stimulere investeringer som gir mer fleksibelt forbruk samtidig som de gir et forståelig incentiv til å justere forbruksprofilen bort fra periodene med størst belastning på nettet.

Det kan være motstand mot en rendyrket dynamisk tariff på grunn av fordelingsvirkninger eller manglende forutsigbarhet for tariffen og dermed for kostnadene til kundene. Denne tariffen skal jo nettopp variere med situasjonen.⁴³ Siden krafttettersspørselen kan variere mye vil en dynamisk tariff også variere mye. Mange steder vil den kanskje kun slå inn i sjeldne situasjoner med streng kulde. Denne typen variasjon i knapphetspriser har klare likheter med kraftmarkedet og med mange andre markeder, særlig råvaremarkeder. Dette kan gi upopulære kostnadssjokk lokalt.

Disse utfordringene hindrer ikke at dynamisk tariffing kan være et egnet referansepunkt for utvikling av nye tariffmodeller og dessuten et utgangspunkt for å vurdere hva man kan gjøre med andre virkemidler for å kompensere for begrensninger i tariffsystemet. *Kunder med stor fleksibilitet, og gjerne alternative energibærere, kan for eksempel være mer enn villige til å akseptere større usikkerhet om løpende tariffkostnader, forutsatt at dette lønner seg for dem over tid.* Det bør være mulig å tilby

⁴³ Bekymringen for at nye tariffer blir for kompliserte, kan være overdrevet. Vi må leve med at kraftprisene svinger time for time og vi får etter hvert IT-løsninger og annet utstyr som hjelper oss å tilpasse forbruket til kraftprisene. Nye tariffer vil også bli bedre forstått etter hvert, og man vil få utstyr som hjelper forbrukeren til å tilpasse seg automatisk. Folk klarte for 50 år siden å forstå tariffer med langt høyere priser for "overforbruk". Nye app-baserte løsninger for å tilpasse forbruket til tariffer er allerede under utvikling og noen finnes på markedet. Man bør uansett tenke grundig gjennom hvordan man kan gjøre nye løsningene så enkle og forståelige som mulig, men ikke enklere enn at man får gitt gode incentiver til forbrukerne.

avtaler som både er lønnsomme for kundene og gir lavere kostnader for nettet og kraftsystemet - og dermed samfunnet.

Overføringskapasiteten økes ofte i større trinn og behovet kan utløses av mange kunders økte forbruk. Av bl.a. fordelingsmessige grunner kan det være uaktuelt å plassere de fulle kostnadene ved slik ekspansjon hos det forbruket som utløser tiltaket. Hvis alternative tiltak likevel er bedre enn økt nettkapasitet, kan det da være samfunnsøkonomisk lønnsomt å subsidiere de alternative tiltakene slik at de blir gjennomført. (Se mer om det nedenfor.)

Konklusjon

Så lenge nettet må bygges i forkant av en forbruksvekst for å unngå forsyningsproblemer, må også knapphetsprising (som effekttariffer) komme i god tid før kraftflyten passerer kapasitetsgrensen. Nettselskapet trenger tid dersom kapasiteten skal økes, og forbrukerne vil trenge tid til å gjennomføre investeringer i smart forbruksstyring og i tiltak som reduserer forbrukstoppene generelt.

Dette hindrer ikke at en mer dynamisk knapphetsprising kan spille en større rolle når mer omfattende løsninger for forbrukerfleksibilitet kommer på plass. Det er særlig viktig å utvikle tariffer og eventuelt andre virkemidler for en slik dynamisk tilpasning hos kunder som har stor forbrukfleksibilitet.

Tiltak som reduserer forbrukstoppene, er viktigst der det er *størst sannsynlighet* for at man får knapp kapasitet i nettet i årene som kommer, og der *kostnadene* ved å øke overføringskapasiteten er størst. Tiltak som reduserer presset på lavere spenningsnivå, vil ofte også redusere sannsynligheten for at man må forsterke nettet på høyere nivå, siden forbrukstoppene på ulike nettnivå ofte faller sammen i tid og er knyttet til kuldeperioder og tid på døgnet.

I byene skjer det en fortetning som øker presset på det eksisterende nettet. Elektrifisering og næringsutvikling foregår både i byer og i små utkantsamfunn. De fleste steder i landet er det derfor stor sannsynlighet for at redusert samlet maksimalforbruk kan gi mer plass til nytt forbruk og utsette eller redusere behovet for nettinvesteringer.

Hvis fleksibelt forbruk *kun* styres av kraftprisen, kan det lokale nettet få problemer

Fleksibelt forbruk blir en viktig del av det grønne skiftet, og mye flytting av forbruk i tid (lading, oppvarming) vil kunne skje automatisk ved hjelp av nye IKT-løsninger. Uten en slik automatikk er det neppe realistisk med mye kortsiktig fleksibilitet blant mindre forbrukere.

Men hvis tilstrekkelig mye forbruk styres automatisk og *kun på grunnlag av kraftprisene*, kan dette om få år skape nye utfordringer for nettet, både helt lokalt og i noe større områder som byer. Vi skal her se nærmere på denne utfordringen og hvilke implikasjoner den kan ha for utformingen av tariffer eller eventuelt for andre virkemidler.

Som vi drøftet tidligere, er kraftprisen påvirket av balansen mellom tilbud og etterspørsel i hele prisområdet og av handel med alle tilgrensende områder i Norden og Nord-Europa.⁴⁴ Etterspørselen i et nabolag, en bydel eller et litt større område, kan derfor godt være uvanlig høy i noen timer uten at dette gir vesentlig utslag i kraftprisen. En automatikk som styrer lading eller annet fleksibelt forbruk til timene med lavest kraftpris i det aktuelle prisområdet, kan dessuten respondere på ganske små prisforskjeller. Elbiler skal lades og varmtvann skal man ha selv om prisnivået er høyt gjennom døgnet og uka. De automatiserte løsningene vil bare styre forbruket til de timene som er billigst i den relevante

⁴⁴ Eksempel: Mye vind i Nord-Europa kan i *noen tilfeller* gi svært lave kraftpriser samtidig som det er sterk kulde på Østlandet (NO1) (eller tilsvarende for et annen område). Statistisk vil mye vind i Nord-Europa oftere forekomme sammen med mildere vær, men dette hindrer ikke at vi kan få kombinasjoner av lave priser og kaldt vær i noen områder.

perioden. Som vi skal se kan stor fleksibilitet og mulighet til høyt effektuttak⁴⁵ gi nye effekttopper lokalt. *Vi skal analysere dette forholdsvis detaljert knyttet til lading av elbiler, men problemstillingen er mer generell: Optimal automatisk styring av forbruk forutsetter at man tar hensyn til kapasiteten i nettet.*

Vi har sett nærmere på forbruksmønsteret pr. time i uke 5 i 2021 for et utvalg på 414 husholdninger i Oslo-området.⁴⁶ Siden denne uka var ganske kald, er dette et godt utgangspunkt for å analysere situasjoner hvor man lettere kan få kapasitetsproblemer i nettet. Selv om utvalget kan avvike noe fra gjennomsnittet i andre landsdeler (noe større innslag av leiligheter), gir det trolig betydelig innsikt i et forbruksmønster som er utbredt i hele Norge.

Det er interessant å se på sammenhengen mellom tariffer, forbruksmønsteret og mulig fleksibilitet i norske husholdninger. Husholdningenes samlede elforbruk er om lag 40 TWh av et totalt norsk elforbruk på ca. 140 TWh (se [Energifakta](#)). Kostnadene ved kraftoverføring til husholdningene er vesentlig høyere per kW enn for større forbruksenheter. Samtidig har husholdningene gode muligheter til å gjøre sitt elforbruk mer fleksibelt i årene som kommer. Det kan de gjøre ved bl.a. å styre periode for lading og for oppvarming av tappevann og bolig. Dette er fleksibilitet som i stor grad kan automatiseres og som handler om å flytte forbruk i tid.

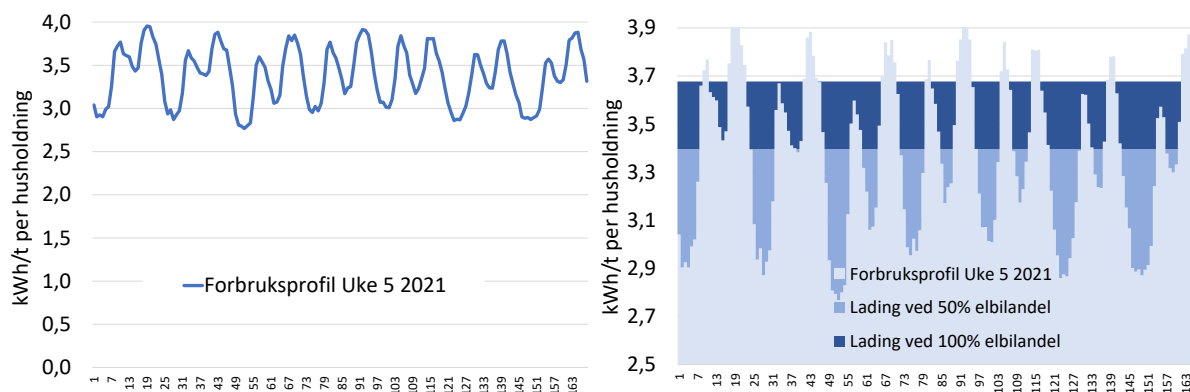
Lading av elbiler er svært godt egnet for fleksibel krafttettersspørsmål innenfor uka, og mange elbileiere har allerede løsninger som styrer ladingen til timene med lavest kraftpris innenfor døgnet. Ca. 12% av husholdningene i utvalget hadde elbil som de lader hjemme, og dette forbruket inngår dermed allerede i tallene for husholdningenes forbruk. Vi kjenner ikke profilen på denne ladingen, men trolig skjer en god del av ladingen om natten siden dette er praktisk. Vi er interessert i å forstå virkningen på forbruksmønster når langt flere husholdninger får elbil, og spesielt hvis man installerer styring for å lade i timene hvor kraftprisen er lavest.

Resonnementene nedenfor er også i betydelig grad relevante for smart oppvarming av tappevann og for flytting av tidspunkt for oppvarming av bygg, samt for annet forbruk som kan flyttes i tid (jamfør drøfting i kapittel 2.3 og i Vedlegg 1). Når flere typer forbruk kan flyttes i tid, vil forbruksstyring basert på kraftprisen gi sterkere utslag enn om det kun er lading av kjøretøy som styres.

For å gjøre det lettere å forholde seg til tallstørrelsene, har vi i fremstillingen vist det *gjennomsnittlige* forbruket pr. uketime (time 1 – 168, mandag - søndag) pr. husholdning. Til venstre i figuren nedenfor viser vi faktisk forbruksprofil for uke 5 med en y-akse som starter på null. Til høyre er den samme forbruksprofilen for utvalget vist som et lyst felt, og y-aksen starter her på 2,5 kWh/time. Her har vi lagt inn en tenkt "perfekt" fordeling av lading for nye elbiler sett fra nettets perspektiv. Vi forutsetter her at de nye elbilene systematisk lader i timene hvor forbruker i utgangspunktet er lavest. Lading ved 50% elbilandel betyr at vi har antatt økt forbruk knyttet til at 38% av husholdningene skaffer seg en elbil (12% antas allerede å ha elbil og lade hjemme). Tilsvarende er gjort for 100% elbilandel.

⁴⁵ En hjemmelader kan ha en kapasitet på hele 22kW og fortsatt være innenfor det en vanlig hovedsikring takler – og man kan gjerne ha en styring som sikrer at effekten på ladingen reduseres hvis summen av forbruk i boligen kan få hovedsikringen til å gå.

⁴⁶ Utvalget er fra Asker (24), Bærum (79), Drammen (20), Lillestrøm (31) og Oslo (260). Det er ulike boligtyper og størrelser. 35 av boligene har fjernvarme. 48 oppgir å ha elbil som de lader på samme måler som husholdningsforbruket. Det betyr at 12% av husholdningene også har oppgitt at lading av elbil inngår i det oppgitte forbruket.



Figur 25. Forbruksmønstre for utvalget i uke 5 (venstre) og illustrasjon av "perfekt" lading i lavlast

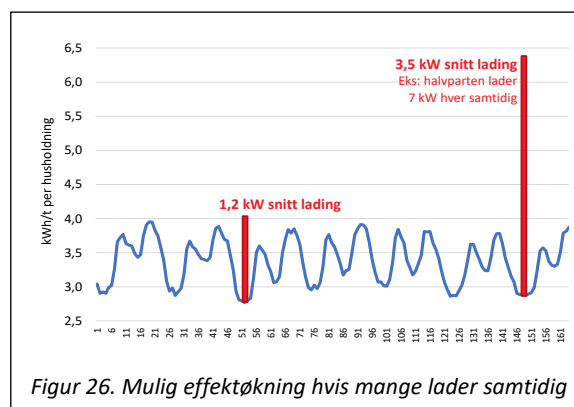
Lading til 100% elbiler betyr her at gjennomsnittsforsbrukeren har én elbil og lader for å kunne kjøre 40 km pr. dag i snitt denne uka. Dette gir et anslått ladebehov gjennom uka på 62 kWh pr. husholdning.⁴⁷ Det gjennomsnittlige strømforbruket til alle formål i utvalget var 3,38 kWh/time for hele uke 5, og det høyeste timeforbruket i samme uke var 3,95 kWh. Hvis alle husholdninger skaffer seg én elbil og kun 12% hadde elbil i utgangspunktet (88% kjøper), vil gjennomsnittlig forbruk i dette regneeksempelet stige fra 3,38 kWh/time til 3,71 kWh/time.

Lademønstret i den høyre figuren er selvsagt urealistisk, bl.a. fordi biler ikke nødvendigvis er tilkoblet hjemmelader i alle timene hvor annet forbruk er lavt, særlig midt på dagen. Selv med veldig smart og smidig fordeling av ladingen til timene med lavest forbruk, vil det derfor være vanskelig å unngå at man får *en viss økning* i det maksimale forbruket med det angitte ladebehovet ved 100% elbiler, men denne økningen kan være ganske liten fordi mye av ladingen skjer om natta.

Det vil ta opp mot 15 år før nesten alle personbiler er byttet ut med elbiler, men i noen områder kan utskiftingen skje langt raskere, og det er mer enn personbiler som skal elektrifiseres. Og som vi skal se nedenfor, kan utfordringene med lading også komme selv om kun en mindre andel av den samlede bilparken i et område er elektrifisert.

Forskjellen på minste og største timeforbruk i den *gjennomsnittlige* forbruksprofilen i utvalget er kun 1,2 kWh/time. Dette betyr at dersom *gjennomsnittskunden* øker sitt forbruk til lading med mer enn 1,2 kW i timen med lavest forbruk, vil man få en ny forbrukstopp denne uka (se figuren). Hvis halvparten av husholdningene i et boligområde lader med 7 kW hver *samtidig*, vil dette gi en økning i gjennomsnittlig effektuttak på 3,5 kW. Figur 26 illustrerer et slikt tilfelle hvor halvparten av husholdningene lader med effekt 7 kW på det gunstigste tidspunktet innenfor uka. Som den røde søylen til høyre i figuren viser, vil man få en betydelig økning i samlet (og gjennomsnittlig) effektuttak. Det maksimale forbruket øker fra 3,95 kWh/time til om lag 6,4 kWh/time, en økning på hele 66%.

Det er verdt å merke seg at selv om det hadde vært sommer og det gjennomsnittlige forbruket i utvalget i utgangspunktet kun var 1 kWh/time, ville 3,5 kW *gjennomsnittlig* effekt til lading i et begrenset antall timer, gitt *høyere maksimalt forbruk enn man hadde i uke 5 i 2021*. (1 kW + 3,5kW = 4,5 kW.)



Figur 26. Mulig effektøkning hvis mange lader samtidig

⁴⁷ 40 km eller 280 km pr. uke tilsvarer 14.600 km pr. år. Vi har anslått elforbruket pr. km til 0,22 kWh i en kald vinteruke, siden elbiler bruker en del mer strøm pr. km når det er kaldt.

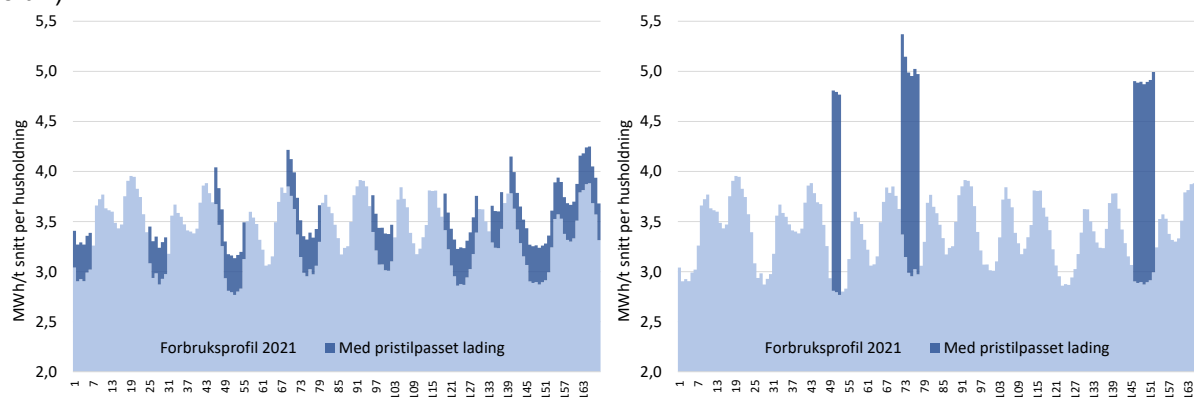
Tilfeldige individuelle variasjoner i forbruket blir jevnet ut når man aggregerer over større grupper. Derfor kan eneboliger ha en hovedsikring som tillater dem ganske stort uttak (ca. 25 kW for en typisk enebolig), men nettet vil få problemer dersom mange kunder bruker i nærheten av dette nivået samtidig.

Det er flere faktorer som kan bidra til at mange lader samtidig, og dermed gir høy samlet effekt:

1. Det er hensiktsmessig for de aller fleste privatpersoner og næringsdrivende å sette biler til lading om natten.⁴⁸
2. Det er lønnsomt å anvende automatikk som styrer lading til timene med lavest kraftpris. De laveste kraftprisene i løpet av døgnet er også ofte i nattetimene eller i helgene. Automatikken vil i stor grad legge ladingen for alle kundene til de samme timene på natta.
3. Noen ladebokser kan levere 22 kW og mange nyere elbiler takler lading på 7kW eller mer fra en hjemmelader. Ved 7 kW effekt på lading, kan en ukes forbruk (62 kWh antatt i vårt eksempel) dekkes i løpet av kun 9 timer. Dette kan for eksempel skje ved at man lader to og en halv time annenhver natt eller ved å lade mindre gjennom uka og mer i nattetimene i helgen, siden disse timene ofte kan være enda billigere.

Se eksempel på muligheter for rask hjemmelading her: [Easee planlegger hurtigladdere – som du også kan få hjemme - Tu.no](#)

Figurene nedenfor illustrerer to hypotetiske lademønstre i tilknytning til forbruksprofilen i uke 5, 2021. I begge tilfeller har vi antatt at halvparten av husholdningene kjøper elbil og at hver bileier har et ladebehov på 62 kWh gjennom uka. Husholdningene i hele utvalget lader altså i *gjennomsnitt* 31 kWh mer enn dagens forbruk i denne uka. (Vi antar her at de som allerede hadde elbil forsetter med samme forbruksmønster som før. Med den antatte økningen vil totalt 62% av husholdningene eie en elbil.)



Figur 27. Illustrasjon av to ulike lademønstre

I figuren til venstre har vi antatt at den samlede ladingen fordeler seg med like mye effekt hver time over den halvparten av ukens timer som har lavest kraftpris⁴⁹, dvs. pris lavere enn medianprisen. Effektøkningen i timene med lading er 0,37 kW for gjennomsnittet av forbrukerne. Dette er ikke så mye, men vi ser at maksimalforbruket likevel blir høyere enn uten elbiler *fordi en del av ladingen skjer i timer som både har lav pris og relativt høyt forbruk i utgangspunktet.*

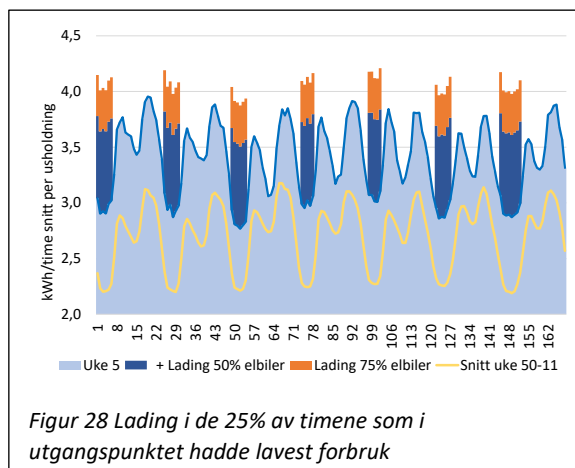
⁴⁸ Busser kan trenge å lade noe i løpet av dagen hvis ikke batteriet er stort nok til å dekke hele dagens kjøring, men det vil generelt være praktisk å legge opp til at bussen er fullt ladet før den starter kjøringen om morgenen. Det samme vil gjelde mange andre nyttekjøretøy.

⁴⁹ Vi har brukt faktiske kraftpriser time for time i NO1 i uke 5 i 2021 i disse beregningene.

I figuren til høyre har vi antatt at hver nye elbil lades med 4 kW og at den smarte automatikken velger å lade i de 16 timene i uka med lavest pris. Vi ser at dette gir en vesentlig større økning i maksimal effekt for hele gruppa. Siden husholdningene velger de samme 16 timene for lading, stiger den *gjennomsnittlige* effektbelastningen med 2 kW i de berørte timene.

... en del av ladingen skjer i timer som både har lav pris og relativt høyt forbruk i utgangspunktet

Et tredje mulig lademønster er illustrert i figur 28. Her har vi antatt at ladingen skjer i de 25% av timene i uka som gjennom vintersesongen har lavest forbruk i utgangspunktet. (Definert av forbruksprofilen for ukene 50 – 11. Gul profil.) Som man ser av figuren, skjer ladingen da om natten og mest natt til søndag. Vi har her sett på ett tilfelle hvor 50% har elbil og lader på denne måten og ett med 75%. Med 50% som lader på denne måten, blir de nye forbrukstoppene ved lading om natten marginalt lavere enn forbrukstoppene om dagen. Men når vi øker andelen elbiler til 75%, blir maksimalt forbruk klart høyere enn tidligere forbrukstopp.



Figur 28 Lading i de 25% av timene som i utgangspunktet hadde lavest forbruk

De lademønstrene vi har vist er stiliserte, og i praksis vil det naturligvis variere hvordan folk vil lade. Analysen viser likevel at uten en hensiktsmessig styring av lademønsteret, kan vi lett få nye og til dels høyere effekttopper lokalt i nettet.

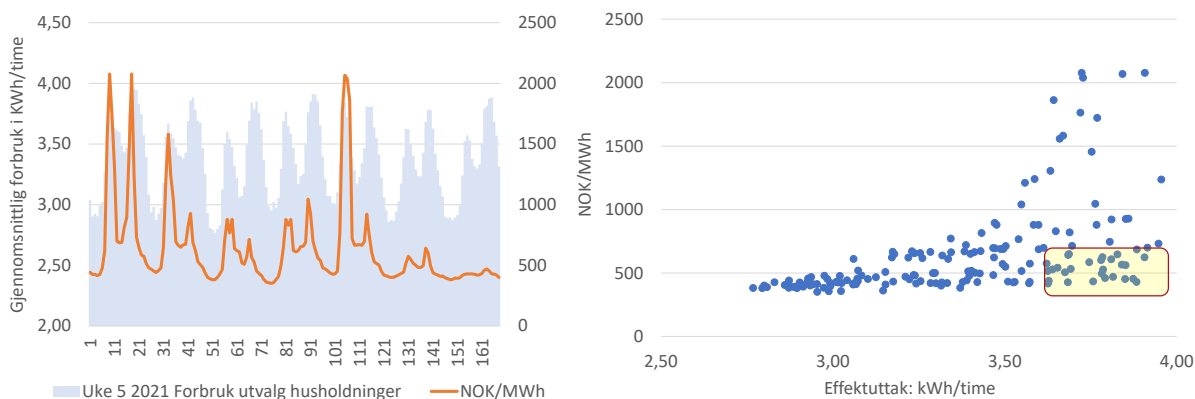
Tilfeldige variasjoner kan være en fordel når man ser på store områder, men lenger nede i nettet kan også uavhengige, tilfeldige variasjoner gi nye forbrukstopper. Faren for dette øker når forbrukerne har utstyr som kan ta ut stor samtidig effekt.

Ser vi på større boligfelt eller bydeler, jevnes tilfeldige variasjoner ut, og problemene oppstår først og fremst når vi står overfor **felles koordinerende faktorer som får mange til å lade samtidig. Kraftprisen er åpenbart en slik koordinerende faktor.** I årene som kommer vil kraftprisen variere mer og dermed gi sterkere incitament til å flytte forbruk til bestemte timer. (Se f.eks. hvordan Zaptec [beskriver](#) mulighetene for lading tilpasset kraftprisen.) En annen faktor som kan gi stor samtidig lading, er at mange kan ønske å lade bilen fullt før en utfartshelg.

100 MAND KAN IEG BÆRE, MEN SVIGTER UNDER TAKTFAST MARSCH

Skilt ved Aamodt bru i Oslo

Det finnes allerede perioder i uka hvor kraftprisen kan være lav samtidig som noen typer forbruk kan være på et høyt nivå. Dette er tydelig når vi ser på forbruket i uke 5 2021 for vårt utvalg av husholdninger. Figur 29 viser tydelig at *en del av timene med relativt sett lave priser har høyt forbruk i husholdningene.* Dette gjelder særlig søndagen i uke 5. Plottet til høyre viser de samme dataene (forbruk, pris) og vi har markert timene som både har høyt forbruk og relativt lav pris i nedre høyre hjørne.



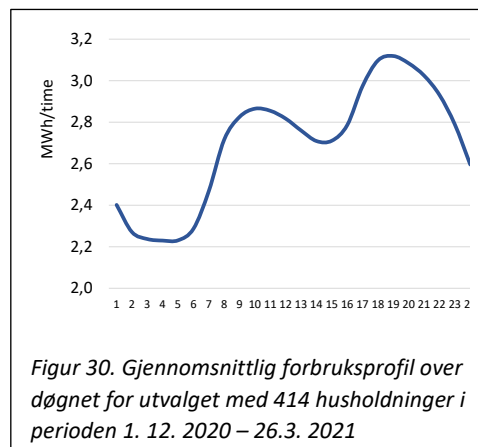
Figur 29. I en del tilfeller har vi både høyt forbruksnivå i deler av nettet og relativt lave priser

Foran har vi sett mest på mulige forbrukstopper i en kuldeperiode. Dette er et naturlig utgangspunkt for analyse av press på nettet, fordi kuldeperioder driver opp det samlede forbruket. Mens man om vinteren ofte vil få vesentlig høyere priser på dagtid (som illustrert i figuren over), kan vi i vår- og sommerhalvåret i en del tilfeller etter hvert få de laveste kraftprisene på dagtid når solcellepanelene i Nord-Europa produserer mest. Dette kan flytte noen former for fleksibelt forbruk og kan også gi forbrukstopper i slike perioder. For eksempel kan det godt tenkes at nullpriser på en søndag formiddag i mars kan føre til omfattende lading av kjøretøy og oppvarming av varmtvann og kanskje også at noe annet forbruk økes. Mange ulike faktorer vil avgjøre i hvilken grad dette vil gi utfordringer i nettet.

Direkte oppvarming av tappevann, induksjonsovner og lading: viktige forskjeller

Direkte elektrisk oppvarming av tappevann (dvs. uten varmtvannsbereder) og kokeplater med induksjon har ofte blitt nevnt som effektøkende utstyr. Som vi har sett, kan det samme gjelde lading av elbiler, men det er noen viktige forskjeller mellom de tre forbrukstypene.

- **Induksjonsovner** kan yte veldig høy effekt over kort tid. Dette kan skape problemer i eldre bygg med svakt elanlegg. Men induksjonstopperne er mer energi-effektive enn eldre kokeplater. Korte høye effekttopper vil bli jevnet ut når vi ser flere forbrukere samlet, og perioden med matlaging (ettermiddagstoppen – jmfør figuren) kan derfor totalt sett få mindre forbruk og mindre effektbelastning ved at man tar i bruk induksjonsovner.
- **Direkte oppvarming av tappevann** vil flytte strømforbruket til periodene hvor vi bruker varmt vann. Slike løsninger er så langt – heldigvis – lite utbredt i Norge. Direkte oppvarming av tappevann vil heve morgentoppen i forbruket fordi mange dusjer da, og kan også øke forbruket om ettermiddagen og kvelden. Tar vi bort varmtvannsberederne, vil mer av elforbruket skje i periodene hvor det allerede er høyt forbruk og vi reduserer evnen til å jevne ut forbruket over døgnet.
- **Lading av elektriske kjøretøy** er et raskt økende forbruk som kan bli svært fleksibelt og i stor grad tilpasses nettets og kraftsystemets behov. Men som vi har vist må denne styringen også ta hensyn til nettets begrensninger. Kraftbehovet for lading av alle personbiler vil for øvrig bli i samme størrelsesorden som elforbruket til tappevann i boliger.



Figur 30. Gjennomsnittlig forbruksprofil over døgnet for utvalget med 414 husholdninger i perioden 1. 12. 2020 – 26.3. 2021

I noen områder med mange elbiler kan utfordringene med nye forbrukstopper melde seg innen få år dersom ladingen kun styres av kraftprisen. Hvis varmtvannsberedere og boligoppvarming også styres automatisk og kun basert på kraftpriser, kan dette som nevnt forsterke utfordringene.⁵⁰

Nye løsninger for smart oppvarming av tappevann er på vei fra leverandørene [OSO Energy](#) og [Høiax](#) og [Enova skal tilby støtte til smarte varmtvannsberedere](#).

Også annet fleksibelt forbruk må ta hensyn til lokale nettforhold

Elektrolyseanlegg som skal produsere grønt hydrogen kan bygges slik at forbruket av strøm til en viss grad kan tilpasses kraftprisene. Det skaper neppe problemer i nettet hvis slike anlegg reduserer forbruket i perioder med spesielt høye kraftpriser. Derimot kan større forbruksøkninger i timer med ekstra lave priser gi utfordringer, særlig hvis dette sammenfaller med stort forbruk hos andre (fleksible) forbrukere i samme område. Man må derfor sikre at det finnes tilstrekkelig samlet kapasitet i nettet eller at man har tariff- og eventuelt andre styringsmuligheter for å unngå overbelastning.

Datasentre vil trolig ha et relativt jevnt forbruk av strøm, men med mye billigere batterier i årene som kommer og større kortsiktige prisvariasjoner, kan det tenkes at de vil øke sin batterikapasitet og kjøpe mer av strømmen når den er billig, eller på andre måter tilpasse forbruket mer til strømprisen.⁵¹

Inntil nå har man i praksis måttet bygge nettkapasitet for å håndtere alle forbruksvariasjoner.⁵² Nå øker forbruk raskt, særlig i noen områder, og mer av forbruket kan etter hvert respondere på prissignaler. Dette gir muligheter til å utnytte kraftproduksjonen og nettet bedre, men som vi har sett, kan det også gi utfordringer hvis forbruket ikke tilpasses kapasiteten i nettet.

Stor variasjon i de enkelte husholdningenes forbruksmønster

I Vedlegg 2 presenterer vi en mer detaljert analyse av forbruksmønsteret til de 414 husholdningene i utvalget. Her gjengir vi de viktigste funnene fra denne analysen:

- Husholdningenes individuelle forbruk varierer mye over døgnet og en stor del av variasjonen skyldes tilfeldige individuelle forhold. I gjennomsnitt for utvalget er den enkelte husholdnings maksimale timeforbruk 150% større enn dens gjennomsnittlige forbruk. Dette tallet er noe mindre for husholdninger med høyt forbruk, men selv for husholdninger med et gjennomsnittlig forbruk over 8 kWh pr. time (eller over 1344 kWh for hele uke 5), er høyeste timeforbruk i snitt 73% høyere enn det gjennomsnittlige forbruket. *Ser vi derimot på det samlede forbruket for hele utvalget, er høyeste timeforbruk kun 17% høyere enn gjennomsnittlig forbruk. Mye av variasjonen i forbruk forsvinner når vi aggregerer for en større gruppe forbrukere.*
- Hele 25% av husholdningene har sitt høyeste timeforbruk i en time hvor utvalget som helhet bruker mindre enn gjennomsnittet for uka.
- Hvis hver husholdning kutter sitt maksimale forbruk med 20% (dvs. kutter forbruket i alle timer som har mer enn 80% av tidligere maksimalt forbruk ned til 80% av maks), reduseres det samlede maksimale forbruket for utvalget med *kun 2,2%*. *Hvis alle kutter maksimalforbruket sitt med 30% reduseres det maksimale forbruket for utvalget som helhet med 6,6%*. Den svake reduksjonen i

⁵⁰ Hver varmtvannsbereder har mindre effektkapasitet (typisk 2 kW for en 200 liters tank) enn det som er mulig effektuttak ved lading av kjøretøy (7 kW og mer i mange tilfeller). Oppvarmingen av tappevann vil derfor vanligvis skje over flere timer av døgnet enn man trenger til lading av en personbil. Smart oppvarming av tappevann har derfor *isolert sett* mindre mulighet til å skape nye effekttopper, men utfordringen blir likevel reell fordi smart oppvarming av tappevann (basert på kraftpris) i betydelig grad vil sammenfalle i tid med smart lading og andre forbrukstilpasninger til lave kraftpriser.

⁵¹ Noen datasentre kan ha mulighet til å flytte oppgaver mellom anlegg som ligger i ulike prisområder eller land. De kan dermed bli i stand til å gjøre mer av databehandlingen i områder hvor prisene for tiden er lave. Vi vet ikke i hvilken grad dette vil skje i praksis.

⁵² For mange år siden var det også en viss aksept for at man kunne oppleve rasjonering og man hadde også en form for *effektariffer*, hvor husholdninger betalte mye høyere pris når effektforbruket gikk over en avtalt grenseverdi ("overforbruk"). Man hadde en godt synlig effektindikator på veggen og passet på å jevne ut forbruket slik at man unngikk høyere pris for "overforbruk".

sammenlagret forbruk skyldes at mange av timene med høyest forbruk for den enkelte husholdning ikke sammenfaller med timene hvor gruppen som helhet har høyt forbruk.

Resultatene indikerer at kutt i hver husholdnings maksimale forbruk innenfor en kortere periode som en uke eller måned, ikke bidrar så mye til å få ned den samlede forbrukstoppen for en større gruppe forbrukere. Virkemidler som styrer reduksjonen mot *timene med størst samlet belastning* kan være mer effektive for å oppnå en slik tilpasning, men slike virkemidler kan også være mer krevende å utvikle.

Med økte muligheter for hurtiglading kan det også oppstå *tilfeldige* forbrukstopper som overstiger nettets kapasitet i mindre områder. Dette kan være et argument for å dempe de mest ekstreme *individuelle* toppene selv om disse forekommer utenfor periodene med høyt forbruk for større områder.

En beslektet situasjon kan oppstå i borettslag hvor mange etter hvert skal ha elbil og ofte vil ønske å lade i løpet av kvelden eller natta, og gjerne i timene med lavest strømpris. I slike tilfeller kan kostnadene til anleggsbidrag for nettførsterkninger bli høye dersom man skal ha tilstrekkelig kapasitet til at alle kan lade når det passer dem. Det kan også tenkes at overliggende nett ikke har kapasitet til et slikt lademønster. Hvis man derimot har en automatikk som fordeler samlet ladekapasitet mellom de ulike bilene over kvelden og natta, er det lettere å sikre at alle får ladet. Man kan også tenke seg apper hvor de som trenger full lading kan be om prioritet, mens en som ikke trenger dette kan lade mindre. Og det er mulig å lage løsninger hvor de som vil ha prioritet betaler noe for dette. Det som her løses privat i et borettslag, må finne en annen løsning i et villastrøk, hvis man får utfordringer med nettet. Tariffer som demper maksimalforbruket og stimulerer til å jevne ut forbruket i tid, kan være et slikt virkemiddel.

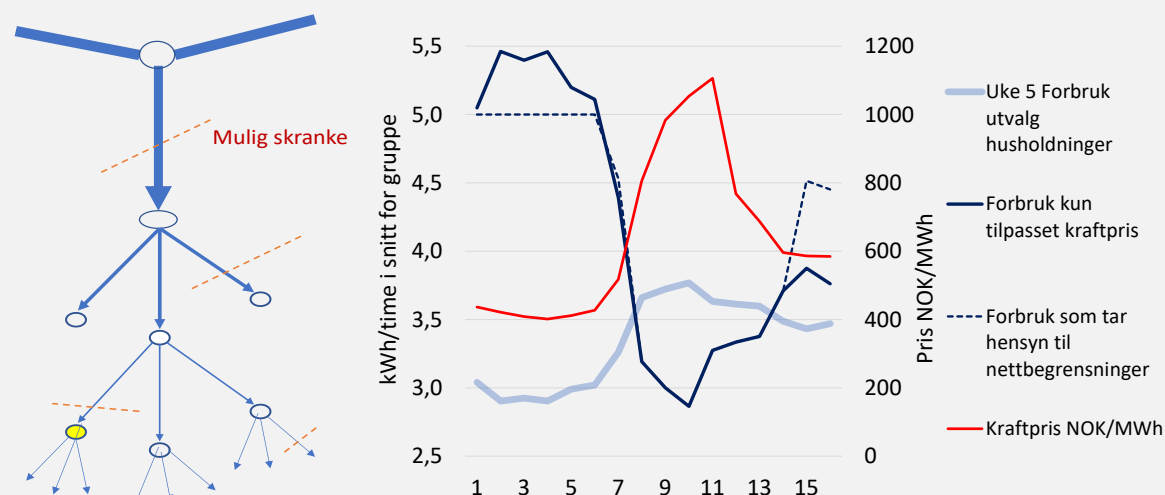
*Så langt nettet har ledig kapasitet, bør det fleksible forbruket få tilpasse seg for å utnytte variasjon i kraftprisene. Det fremmer samfunnsøkonomisk effektiv bruk av kraftressursene. Tariffer og tilhørende regulering bør legge til rette for dette og samtidig må de hindre overbelastning av nettet. Til dette trengs det tariffer eller andre virkemidler som demper forbrukstopper før kraftflyten nærmer seg kritiske nivå og som ikke demper dem når det er god plass i nettet. **Dette krever et smartere tariffsystem.***

Tekstboks 10. Overføringsbegrensninger kan oppstå på mange nettnivåer

Figur 31 a (venstre del) gir et *stilisert* bilde av kraftnettet og kraftflyten. Uttak av kraft skjer på ulike nettnivåer. Det skjer en trinnvis nedtransformering fra 420 kV som er høyeste spenning i transmisjonsnettet, og ned til 400V/230V i siste ledd til husholdningene. Større forbrukere er gjerne koblet til høyere spenningsnivå. Overføringsbegrensning (skranke) kan opptre på alle nivåer. For eksempel kan forbruksvekst i et boligområde (på grunn av fortetning av boliger, erstatning av oljefyring med elektrisk oppvarming og innkjøp av elbiler mm) gi utfordringer lokalt. På dette nettnivået kan det gå relativt raskt å øke kapasiteten. Ny industri vil vanligvis gi forbruksøkninger på høyere nettnivå. Ulike forbrukstyper følger ikke helt samme forbruksmønster, men det er også en betydelig samvariasjon for mange typer forbruk. (Høyere forbruk i kuldeperioder og på dagtid.)

Når mange kunder i et område bruker mer strøm samtidig, kan det oppstå lokale kapasitetsutfordringer lenger opp i nettet. Inn mot storbyene er det nå et betydelig press på nettkapasiteten i kuldeperioder, og kraftflyten overstiger det såkalte n-1-kriteriet i noen perioder. (Dette betyr at en utfall av nettkomponenter vil føre til at noe forbruk må kobles ut.) På høyere nettnivå, og spesielt der nettselskapet må søke konsesjon, kan det ta mange år å forsterke nettet.

Figur 31 b (høyre bilde) illustrerer en tenkt situasjon hvor mye forbruk i en gruppe husholdninger flyttes til natten for å tilpasse seg kraftprisene. Flyttingen kan omfatte deler av oppvarmingen av boligene og oppvarming av tappevann samt lading av elbiler. (Jamfør drøfting foran.) Figuren viser gjennomsnittlig kWh/time i gruppen, og hvor mye forbrukerne ville ønsket å endre forbruksprofilen dersom nettet tillot det. I eksemplet har vi antatt at det lokale nettet takler et *gjennomsnittlig* forbruk på 5 kWh/time, men ikke 5,5 kWh/time som forbrukerne ville valgt hvis de kun tok hensyn til kraftprisen. En tariff eller et annet virkemiddel må her sørge for at det *gjennomsnittlige* forbruket ikke overstiger 5 kW. (Jamfør drøfting tidligere av forbruket i et utvalg husholdninger.)

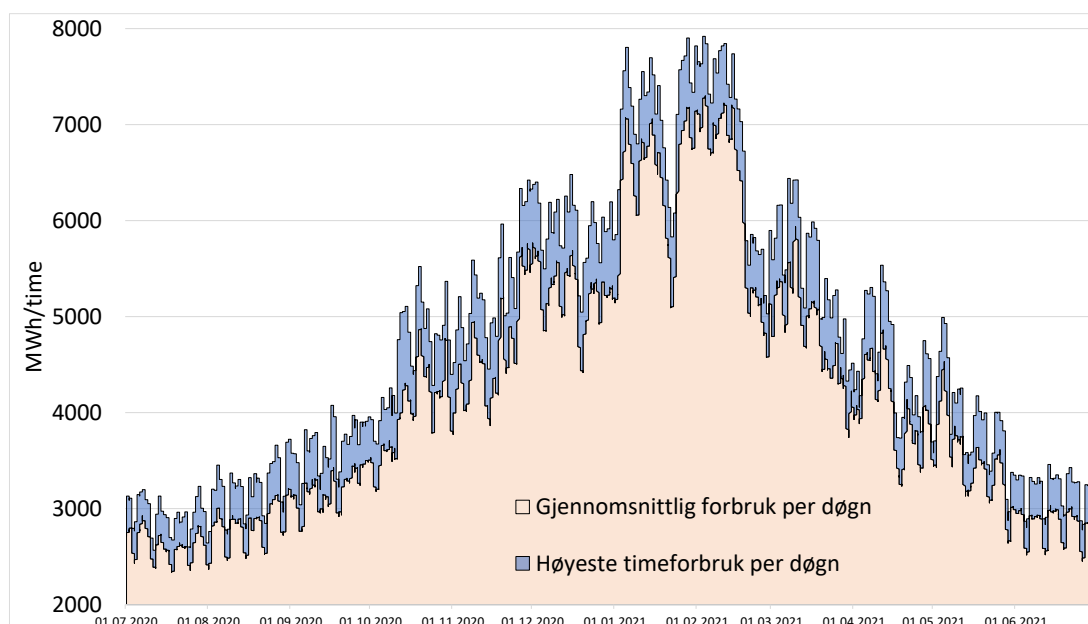


Figur 31 a: Stylisert bilde av nettet ned til de de minste forbrukere og 31 b: illustrasjon av behov for å begrense forbrukstopper av hensyn til lokalt nett.

Tariffene må reflektere at den største utfordringen for nettet er kuldeperioder

Figur 32 viser maksimalt forbruk og gjennomsnittlig forbruk (MWh/time) pr. døgn for Østlandet (NO1) fra 1.7. 2020 til 30.6.2021.

Ved å flytte forbruk fra dag til natt kan maksimalforbruket *nærme seg* gjennomsnittsforbruket i døgnet eller uka, og som vi har vært inne på tidligere kan det trolig bli mulig å senke maksimalforbruket 10-12% ved en slik styring. Men figuren minner oss om at kuldeperioder er den store utfordringen. Vi ser tydelig effekten av en relativt kald periode i januar og februar 2021. Det er også verdt å gjenta at det kan bli klart kaldere enn vinteren 2021. Det kan kanskje gjøre forbruket i størrelsesorden 1000 MW høyere enn vi så i 2021.



Figur 32. Elektrisitet til oppvarming er den store driveren for maksimalforbruket

Alt elforbruk som kan reduseres i kuldeperioder, vil redusere forbrukstoppen (for eksempel mindre el til elektrolyse), men de viktigste tiltakene, særlig i byer og tettsteder, vil være knyttet til å redusere bruk av strøm til oppvarming. Dette handler om redusert varmetap i bygg, bedre og flere varmepumper og en rekke alternative oppvarmingsløsninger inkludert bruk av varmelager som kan holde ut gjennom en kuldeperiode og eventuelt hele vinteren. (Jamfør drøfting i kapittel 3.4 og 3.5.) Mange av disse tiltakene vil både frigjøre kapasitet (MW) i nettet, redusere kraftforbruket (TWh) og redusere utfordringene med å ha tilstrekkelig produksjonskapasitet for kraft i kuldeperioder.

Forbruksmønsteret som er vist i figur 32 finner man i stor grad igjen på alle nettnivåer knyttet til alminnelig forsyning. Kuldetoppene representerer det store presset på nettet i de fleste områder. Det er viktig at dette reflekteres i overføringstariffene.



Det kan være behov for å dempe lokale forbrukstopper på andre tider av året, men gjennomgående er det kuldeperiodene som skaper press på nettet inn til byer og bygder.

Vi har hatt tre hovedtyper av tariffer – knyttet til kundenes størrelse og nettnivå

Hovedstrukturen i overføringstariffene for forbrukere er slik:

- *Transmisjonsnettets forbrukskunder* er store industribedrifter og dessuten nettselskap som distribuerer kraften videre til sine kunder. Kundene betaler et effektledd basert på deres forbruk (uttak) i den timen i året hvor *regionen* de tilhører har høyest kraftforbruk. I tillegg betaler kundene for kostnadene ved overføringstap. Effektleddet i et uttakspunkt i transmisjonsnettet justeres ned med økende andel kraftproduksjon bak punktet. Prinsippene over brukes også for kunder som er direkte tilknyttet regionalnett.
- *På lavere nettnivå har kunder* med forbruk over 100.000 kWh pr. år hatt effekttariffer og timesmåling siden tidlig på 90-tallet. Denne forbruksgruppen omfatter mindre industri og offentlig og privat tjenesteyting. Disse kundene betaler også et relativt lavt energiledd, nært nivået for forventede kostnader ved de marginale overføringstapene. Effekttariffen baseres på *kundens* høyeste målte timeforbruk hver kalendermåned. Effektleddene kan settes ulikt i ulike måneder.

Noen selskap som Elvia⁵³ har betydelige høyere effektledd om vinteren, mens andre kun har hatt en liten forskjell.

- *Kunder med forbruk under 100.000 kWh pr. år har til nå betalt et bruksuavhengig fastledd (et gitt kronebeløp pr. år) og et energiledd som har vært mye høyere enn kostnadene knyttet til overføringstap, og som dessuten har variert lite over året. Husholdninger dominerer i denne kundegruppen, men den omfatter også en del mindre næringsvirksomheter samt fritidsboliger. Denne tariffmodellen gir svake signaler til å dempe maksimalt uttak og den gir nesten samme kostnad ved forbruk om vinteren som om sommeren. Historisk ble tariffene utformet på denne måten fordi man kun hadde måling av energiforbruk over lengre tidsperioder og ikke timesmåling. Det ble innført effektledd også for husholdningskundene i 2022. Dette betegnes "fastledd" og størrelsen baseres hver måned på gjennomsnittet av de tre timene i måneden med høyest forbruk. På grunnlag av dette havner forbrukeren på et bestemt trinn og betaler fastleddet som gjelder for dette trinnet. Her er et eksempel fra [Elvias priser](#): Dersom gjennomsnittet av forbruket de tre høyeste timene for en kunde ligger mellom 5 og 10 kW havner kunden på trinn 3 og skal betale 325 kr i fastledd den måneden. Hvis gjennomsnittet lå mellom 10 og 15 kW måtte kunden i stedet betale 450 kr den aktuelle måneden. Prisen på hvert trinn er den samme over hele året, men mange kunder med eloppvarming kan havne på et høyere trinn om vinteren og vil dermed betale mer om vinteren. Tariffen har også et energiledd som er lavere om natten og i helgene. I Elvias tariffen for 2022 er denne forskjellen 6,25 øre inkludert mva.*

En rekke selskaper jobber intenst med å tilby kundene smarte styringsløsninger slik at de kan tilpasse seg best mulig til de nye tariffene og dermed redusere belastningen på nettet. Dette illustrerer hvordan nye rammevilkår kan stimulere nye teknologiske løsninger og dermed legge til rette for endret forbrukeradferd. Se mer om dette i denne artikkelen i Teknisk Ukeblad 9.7. 2022: [Ny nettleie: slik skal strømselskapene hjelpe deg med å kutte effekttoppene](#) (bak betalingsmur).

Den løsningen man har kommet til enighet om, kan være et greit kompromiss i dagens situasjon. På lenger sikt vil det være hensiktsmessig å øke effektprisen om vinteren eller på annen måte knytte effektleddet og tariffbelastningen tettere til forbruket i de kaldeste periodene.

Tariffene bør knyttes sterkere til kundens forbruk når nettet er mest belastet

En tariff basert på kundens eget maksimalforbruk, er ikke tilstrekkelig målrettet mht. å redusere forbruket *når nettet trenger det mest*. Det er godt mulig at man også må ha tariffen som begrenser de mest ekstreme individuelle forbrukstoppene, slik vi antydte i drøftingen knyttet til høye forbrukstopper ved samtidig lading. Men vi så foran at kutt i husholdningenes individuelle maksimalforbruk må være store for å gi vesentlig utslag i deres samlede maksimalforbruk, i hvert fall med dagens forbruksmønster. Kutt i individuelt maksimalforbruk på 30% ga for utvalget med 414 husholdninger kun 6,6% reduksjon i samlet maksimalforbruk. Dette viser et tydelig behov for å styre mer av forbruksreduksjonene til periodene med størst samlet belastning på nettet. Samtidig kan vi som vist foran få stor samlet belastning i et område hvis mye forbruk blir styrt automatisk til timene med lavest kraftpris.

Vi har sett at for alminnelig forsyning er maksimalt forbruk og maksimal belastning på nettet tett koblet til vinter og særlig til kuldeperioder. Dette bør reflekteres tydeligere i tariffene, både for større næringskunder og for husholdningene. Det enkleste tiltaket vil være å ha klart høyere effekttariffer i vintermånedene og tilsvarende lavere effekttariffer i andre perioder, slik Elvia har for næringskunder. Det kan også tenkes andre tariffmodeller som ivaretar begge hensyn. NVE foreslo i sin tid en tariff basert på abonnert effekt med en årlig betaling som gir rett til å ta ut det antallet kWh/time som man abonnerer på. I tillegg skulle det være en tariff på 1 kr per kWh som overskrider abonnert effekt. En

⁵³ Elvias effektledd for 2022 i Oslo/Viken i vinterperioden fra november til mars er henholdsvis 2,4 og 2,6 ganger så høye som resten av året for to ulike typer tilknytning. Elvia skriver på sin [hjemmeside](#): "Elvias effekttariffer for tilmålte anlegg har en betydelig vinterdominert prising. Dette for å gjenspeile at kraftnettet må bygges ut for å tåle forbrukstoppene om vinteren samt at kostnadene ved å bygge nett i stor grad bestemmes av disse toppene."

modell av denne typen vil både gi incentiv til å redusere de store toppene om vinteren og gi et incentiv til å holde seg innenfor abonnert effekt også i resten av året. Strømnettutvalget har også fremmet tanker om abonnert effekt, også for å prise kapasitet som bindes opp uten at noen bruker den.

Man bør raskt utrede hvordan tariffene i distribusjonsnettet i større grad kan knyttes til periodene med størst samlet belastning i nettet.

En tariff basert på forbrukerens individuelle maksimalforbruk (eventuelt snitt av tre timer) stimulerer til å flate ut forbruket, men ikke til å redusere forbruket ekstra mye når nettet trenger det, og *den straffer økt forbruk i perioder hvor det er god plass i nettet*. Som vi har sett i kapittel 3.3 og 3.4 (samt i Vedlegg 1), er det mye forbruk som kan bli fleksibelt og flyttes i tid, innenfor døgnet og uka og kanskje enda litt lenger. Denne fleksibiliteten kan være relativt billig og ha to gunstige egenskaper:

1. Forbruket kan reduseres når det er stort press i nettet - mot å økes i andre perioder
2. Forbruket kan gi bedre utnyttelse av produksjonsressursene ved at det økes når kraftprisene er lave (og nettet har kapasitet), og senkes når kraftprisene er høye.

Tariff basert på maksimalt forbruk hver måned (eventuelt snitt av tre timer) kan også gi andre utilsiktede incentiver: Hvis en kunde allerede tidlig i en måned har hatt høyt effektuttak, for eksempel fordi kraftprisene var uvanlig lave eller på grunn av tekniske forhold, øker ikke fastleddet/effektleddet for kunden ved å holde et høyt uttak resten av denne måneden så lenge man ikke overstiger den gamle toppen.

Elkjeler i varmesentraler har stor fleksibilitet. Varmesentraler kan veksle mellom el og bioenergi eller utnytte termiske energilager. Elkjeler i slike anlegg kan redusere sitt forbruk til null i lange perioder når det er knapphet på nettkapasitet eller feil i nettet, eller hvis kraftprisene er høye. Dette hjelper nettet og kraftsystemet. *Når det er tilstrekkelig overføringskapasitet i nettet, har det ingen systemmessig hensikt å begrense elkjelenes effektuttak*. Økt forbruk i situasjoner hvor man f.eks. har kraftpriser nær null og plass i nettet, er viktig for effektiv utnyttelse av variable fornybare kraftressurser. En slik utnyttelse kan også bidra til at bioenergi i større grad kan reserveres til perioder med høye kraftpriser eller knapphet på kapasitet i nettet.

Argumentene for å utnytte fleksibiliteten i elkjeler er også relevante for anlegg som skal lage hydrogen ved elektrolyse⁵⁴ og for andre forbrukstyper som kan flytte forbruket i tid for å tilpasse det til belastningen i nettet og til kraftprisene.⁵⁵

Oppsummering: En tariff basert på kundens maksimale forbruk er uheldig for forbrukstyper som kan være fleksible og kutte forbruk når det er press i nettet, og den kan være spesielt uheldig for forbruk som oppnår fleksibilitet ved å flytte forbruket i tid. Det skyldes at tariffen kan straffe økninger i forbruket i perioder hvor det ikke er press i nettet, for eksempel om natten. En tariff basert på kundens

⁵⁴ Anta f.eks. at et anlegg som produserer hydrogen ved elektrolyse skal dekke et jevnt forbruk av hydrogen i et industrianlegg. Et slikt anlegg kan investere i et større elektrolyseanlegg enn man normalt trenger, og ha et større lager for hydrogen som buffer. Dette kan blant annet bli gjort for å sikre at industrien som bruker hydrogen ikke må stoppe hvis man får feil på deler av elektrolyseanlegget. I tillegg kan variable kraftpriser øke lønnsomheten av å ha ekstra elektrolysekapasitet og lagerkapasitet. Hensiktsmessig utformede tariffer kan ytterligere stimulere til at man legger opp til mer fleksibilitet for å unngå stort forbruk i perioder med press i nettet. En tariff som straffer økt uttak når det er god plass i nettet, vil derimot *begrense incentivene* til å utvikle en slik fleksibilitet.

⁵⁵ Lett gjenkjennelige eksempler for lesere av denne rapporten, er oppvarming av bygg og tappevann og lading av elektriske kjøretøy. Lenger fram i tid kan også forbruk knyttet til stasjonære batterier være relevante. Dette kan for eksempel gjelde datasentre som kanskje kan senke sine kostnader til kraftkjøp ved å ha større batterikapasitet. Da kan man kjøpe mer strøm enn man bruker i timer med lave priser og redusere kjøpet tilsvarende når prisen er svært høy. Det samme kan gjelde ladestasjoner. Med dagens tariffmodell får en ladestasjon incentiver til å redusere sin topplast og jevne ut sitt uttak fra nettet. Dette er trolig bedre for nettet enn svært ujevnt uttak i løpet av dagen, men det er like fullt et spørsmål om det ikke er enda bedre om ladestasjoner med batteri kjøper mer av strømmen når det er billig i markedet (natten) så lenge dette ikke fører til problemer for nettet.

maksimale forbruk, belønner jevnt forbruk og straffer unødvendig et forbruk som er i motfase til belastningen på nettet.

Det er ønskelig med en flytting av forbruk fra dag til natt så lenge dette reduserer kapasitetsproblemer i nettet, men det er ikke ønskelig med en så stor flytting at dette gir nye kapasitetsutfordringer om natten. Den beste måten å håndtere dette på, vil være tariffen som i større grad reflekterer den faktiske belastningen i nettet til enhver tid. Slike tariffen kan gjerne gjelde for alle forbrukere, men den viktigste målgruppen er forbruk som har betydelig fleksibilitet eller kan utvikle en slik fleksibilitet.

Tariffer som skal reflektere overføringstap bør bli definert i prosent av kraftprisen

Kostnadene knyttet til overføringstap er lik tapets størrelse (i kWh) ganget med kraftprisen i området. De samlede overføringstapene stiger tilnærmet i andre potens med overført kraft (MW), og det marginale tapet (tapet ved en MW ekstra kraftoverføring) i en gitt situasjon, er derfor om lag dobbelt så stort som det gjennomsnittlige tapet. *Når en forbruker velger å bruke (mer) strøm, er kostnadsøkningen for nettet lik marginaltapet ganget med kraftprisen.* Når kraftnettet belastes på det meste en kald vinterdag, kan marginaltapet ut til mindre kunder godt være 20% og i noen tilfeller mer. Hvis marginaltapet i en time er 20%, bør kunden ideelt sett også betale for dette. Med 20% marginaltap og en kraftpris på 80 øre/kWh, koster tapene som kunden påfører nettet ved å bruke en ekstra kWh 16 øre.

Det kan være vanskelig å beregne nøyaktige marginaltap og tapene endrer seg som nevnt med kraftflyten. Av praktiske grunner har man til nå for mindre kunder operert med energiledd definert i øre/kWh og med noe høyere satser i vintersesongen. For å komme fra en anslått prosentsats til en tariff i øre pr. kWh, må man legge til grunn en gjennomsnittlig kraftpris for tariffperioden som typiske er ett år. I fremtiden vil kraftprisen svinge vesentlig mer enn vi har vært vant til. Kraftprisen vil normalt være klart høyere om vinteren enn om sommeren, og først og fremst vil den svinge betydelig mellom perioder med stor og liten fornybar kraftproduksjon (særlig vindkraft). Kraftprisen kan derfor godt svinge fra null og opp mot en krone i løpet av et døgn, og den kan godt bli vesentlig høyere i kuldeperioder. Hvis kraftprisen er 10 øre/kWh og man har 20% marginaltap, er tapskostnaden kun 2 øre/kWh. Hvis kraftpriser derimot er 2 kr/kWh, blir den økte tapskostnaden hele 40 øre/kWh.

Et energiledd definert ved forventet marginaltap i prosent ganget med kraftpris, vil gi et riktigere signal om hva tapene reelt koster og forsterke incentivene til å utvikle forbruksfleksibilitet og redusere elforbruket i kuldeperioder. En slik omlegging bør vurderes selv om den vil kreve visse endringer i datasystemer og fakturarutiner. Hvis en slik omlegging er for krevende administrativt for de minste kundene, bør man vurdere å ha vesentlig høyere faste tapsledd om vinteren. Det skyldes at kraftprisene gjennomgående vil være klart høyere da samtidig som de prosentvise tapene også er større på grunn av høyere forbruk. Begge deler vil bidra til høyere tapskostnader.

Tariffer bør kunne differensieres etter lokale behov og tekniske muligheter

Det er en vanlig oppfatning at nettselskapene er pålagt å ha like tariffsatser for samme type kunder (f.eks. alle husholdninger, alle fritidsboliger etc.) i sitt konsesjonsområde. Dette bygger på signaler fra den norske regulatoren, RME. Samtidig gir ordlyden i kontrollforskriften § 13-1 et annet inntrykk. Se tekstboks 11.

Uansett hvordan man tolker gjeldende sektorregulering, bør man i fremtiden tillate og gi incentiver til at nettselskapene i større grad kan tilpasse tariffene til behovet i ulike deler av nettet og dessuten til kunders ulike muligheter for fleksibilitet. Det er tre grunner til dette.

Tekstboks 11. Kontrollforskriften § 13-1 kan åpne for mer differensiering av tariffene

Her heter det bl.a. i ledd d. at "*tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet*".

I ledd e. heter det at "*tariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold*".

1. *Ulikt press på nettet*

I noen deler av et nettselskaps konsesjonsområde kan man nærme seg en kritisk kapasitetsmangel, og marginale overføringstap vil da også ofte være høye. I andre deler av konsesjonsområdet kan man ha rikelig med kapasitet og ofte også lave tap. *Den samfunnsøkonomiske verdien av tiltak som reduserer maksimalforbruket er langt større i områder med press på kapasiteten og høye tap.* Dette er et argument for å ha langt høyere effektledd i de kritiske periodene i området hvor nettet er sterkt presset.

En innvending som raskt vil komme, er at ulike tariffer vil være urimelig for kundene i området med svakt nett. Det kan imidlertid utvikles mange tiltak som kan bøte på dette. Her er et knippe forslag som utgangspunkt for videre diskusjon og analyse:

- I. For mindre kunder som har et energiledd som er mye høyere enn tapskostnaden, kan man i det pressede området *senke energileddet og gjøre effektleddet høyere*. Hvis man i utgangspunktet har lik effektpris i alle årets måneder i hele konsesjonsområdet, mens området med utfordringer kun har kapasitetsproblemer i bestemte perioder (f.eks. vinteren), kan man *sette effektleddet mye opp i de pressede periodene og lavt i de andre periodene*. Det kan være mulig å justere tariffprofilen slik at totalkostnaden ikke blir høyere. Eventuelt kan man kompensere kundene hvis kostnaden blir høyere enn med tariffmodellen som brukes andre steder i konsesjonsområdet. En kompensasjon til husholdningene kan f.eks. være i form av et negativt fastledd pr. kunde.
- II. For større kunder som betaler det meste av tariffkostnaden via et likt effektledd per måned, kan man øke effektleddet mye i den eller de kritiske månedene og senke det i alle andre perioder. Som drøftet tidligere bør man uansett knytte tariffene mer til periodene hvor det samlede presset er størst. Dette er derfor en naturlig vei å gå uansett og i områder med stort press på nettet kan dette raskt gi gevinster. Her vil det også være naturlig at man raskt introduserer mer dynamiske tariffløsninger, slik at tariffen treffer mer presist på situasjonene med stort press. Dette kan godt være rettet mot særskilte kundegrupper med stort potensial for fleksibilitet. Utvikling av slike løsninger kan også suppleres med programmer for/støtte til investeringer som øker forbruksfleksibiliteten.
- III. For å sikre at kundene i det pressede området ikke taper på den alternative tariffen, kan man for eksempel la dem velge mellom standardtariffen, som gjelder andre steder i konsesjonsområdet, og den alternative lokale tariffen. Dette kan være et alternativ til å gi direkte kompensasjon slik vi var inne på i punkt I.
- IV. Forbrukstyper som ikke må ha strøm alltid, kan få en betydelig tariffrabatt mot at netteier kan koble dem ut ved behov. Dette er særlig relevant for forbruk som også kan dekkes med andre energibærere enn elektrisitet. En tariffordning for utkoblbar kraft har vært i bruk i Norge siden lenge før dereguleringen.

Tiltakene over handler om å gjøre *tariffendringer* som fremmer forbruksreduksjoner i de kritiske periodene, uten at totalregningen for de berørte forbrukerne blir større. I tillegg til å endre tariffer kan man også ta i bruk andre virkemidler for å redusere presset på nettet.

- Man kan subsidiere tiltak som gjør forbruket mer *fleksibelt* slik at det lettere kan reduseres i kritiske perioder. Nettselskapet [Lede delte for eksempel ut smarthusutstyr til kunder for å unngå en investering i ny trafo](#). Som nevnt kan dette gjerne kombineres med innføring og utvikling av mer dynamiske tariffer.
- Man kan subsidiere lokale tiltak som gir *generelle reduksjoner i forbruket* i de kritiske periodene. Dette kan f.eks. være energieffektivisering og bruk av alternative oppvarmingsløsninger. Noen vil reagere på at man skal subsidiere slike tiltak, men dette må ses i lys av at nettet nå ofte subsidierer forbruk som er kostbart. Når nettet må forsterkes til et område for å dekke toppene i forbruket, *blir kostnaden i stor grad båret av alle selskapets kunder, ikke bare kundene i det aktuelle området*. Slik vi forstår reguleringen har nettselskapene nå ikke generell adgang til å subsidiere

alternativer. Men reguleringen bør enten tillate at nettselskapet gjør dette eller sikre at det finnes andre institusjoner som kan ta en slik rolle. Siden nettselskapene sitter tett på behovet, kan det imidlertid være gode argumenter for å vurdere om de bør få videre fullmakter mht. slike tiltak og dessuten oppmuntres til å lete etter slike muligheter.⁵⁶

- Man kan også *betale forbrukere direkte* for å redusere forbruk i visse kritiske perioder. Dette kan f.eks. organiseres som et lokalt marked for fleksibilitet. Slike løsninger kan fungere, men de har noen klare begrensninger som vi skal komme tilbake til nedenfor.
- I California har selskapet PG&E et [Power Saver Rewards Program](#) som belønner kundene i ettertid hvis de har redusert forbruket i kritiske perioder som i California er knyttet til ekstra varme dager og tilhørende behov for kjøling. Kundene motiveres av samfunnsmessige gevinster og mindre CO₂-utslipp, men får også en belønning på hele \$2 pr. kWh om de reduserer forbruket. Besparelsen estimeres i ettertid basert på kundenes forbruk på liknende dager hvor det ikke er behov for reduksjoner i forbruket. Kundene som deltar i programmet, får varsel dagen før man venter en anstrengt situasjon.
- Man kan også *støtte lokal kraft- eller energiproduksjon*, forutsatt at dette hjelper i periodene hvor nettet er presset. Både for produksjon og forbruk kan kombinasjoner med energilager være en del av løsningen. Man må sikre at reguleringen tillater utnyttelse av slike muligheter.

EU-regulering som kan bli implementert i Norge, sier at nettselskapene skal trekke inn ulike alternativer til nett i sine planer for ekspansjon av nettet. Samtidig ser det ut til både å være (1) begrensninger i mulighetene til å justere tariffene slik at de "*gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet*" (jamf. Kontrollforskriften) og (2) begrensede muligheten til å subsidiere alternativene der dette er samfunnsøkonomiske billigere enn å forsterke nettet (og tariffen ikke er tilstrekkelig). Skal man få utnyttet alternativene til nett godt, må det både være mulig å tariffere mer kostnadsriktig og subsidiere alternativer der dette trengs for å utløse de beste tiltakene.

2. Ulik evne og vilje til å respondere fleksibelt

Mange forbrukere kan utvikle et potensial for fleksibel etterspørsel i årene som kommer. (Jamfør kapittel 3.3 - 3.4. og Vedlegg 1.) Men kostnadene ved å utvikle fleksibilitet og viljen til å investere i løsningene kan være svært ulik. I noen villaer kan det f.eks. være relativt enkelt og billig å utvikle en fleksibel forbruksrespons fordi oppvarmingssystemet er egnet for dette. Noen bygg skal kanskje uansett fornye energianlegg og kan velge en fleksibel løsning, slik kjøpere av elbil kan velge smarte ladeløsninger. Tilsvarende kan noen eiere av større bygg ha spesielt gode muligheter til raskt å utvikle fleksibelt kraftforbruk, for eksempel der man har vannbåren varme. Og noen vil også ha en sterkere motivasjon og interesse enn andre for å gjennomføre slike tiltak. Det kan skyldes teknisk interesse eller et ønske om å bidra til en bærekraftig omstilling. Slike forskjeller ser man f.eks. i bedrifters

Tekstboks 12. Elkjeler i varmesentraler kan bli smartere og bidra mer hvis tariffen og regulering tillater

Et godt eksempel på forbruk som lett kan være fleksibelt er elkjeler i varmesentraler – jamfør kapittel 3. Elkjeler kan både yte svært rask og kortsiktig fleksibilitet og utholdende fleksibilitet. Hvis man har alternative varmekilder med tilstrekkelig kapasitet, kan anlegget kutte forbruket i uker og kanskje måneder. Dette er et forbruk som i mange tiår har blitt brukt som fleksibel ressurs, men det er behov for å utvikle nye fremtidsrettede løsninger slik at dette potensialet kan utnyttes fullt ut. Disse kundene betaler nå (i likhet med andre litt større forbrukere), en effekttariff basert på deres *individuelle* maksimale timeforbruk hver måned. Som påpekt tidligere straffer dette høyt uttak når kraftprisene er lave og det er ledig plass i nettet. Dette er et forbruk som relativt lett kan styre unna periodene med stor belastning på nettet og som er godt egnet for en langt mer dynamisk tariff som reflekterer belastningen på nettet.

⁵⁶ Man bør utrede hvordan nettselskapene kan få en større rolle for utrulling av systemsmarte tiltak, både knyttet til fleksibilitet og generelle forbruksreduksjoner som avlaster i perioder med press på nettet. Dagens regulering av nettselskapene må gjennomgås slik at det gir mulighet for nettselskapene til en mer aktiv oppfølging av kundene for å stimulere til tiltak som flytter og/eller reduserer energibruk. Nettselskapene har en økonomisk egeninteresse i dette, slik at de ikke trenger å bygge ut eller forsterke mer nett enn nødvendig. Samtidig har de gjennom AMS en oversikt over hvilke kunder og områder som har et stort energibruk, og kan også trolig analysere de viktigste kildene til høyt energibruk.

interesse for å utvikle og ta i bruk bærekraftige løsninger. Og mer fleksibelt og smart elforbruk er et viktig bidrag til et mer bærekraftig energisystem.

Standardiserte og faste tariffer kan bidra til en *grovstyring* av forbruksprofilen, ved å jevne ut forbruket, flytte mer forbruk til natten og redusere forbruksnivået i kuldeperioder, men de kan ikke ta hensyn til den konkrete situasjonen fra dag til dag i nettet. *Kunder som har fleksibilitet og er villig til å ha mer dynamiske tariffer, kan derimot bidra til en forbruksstyring som er mer tilpasset situasjonen i nettet.* Forbrukerne med størst evne og vilje til å respondere på situasjonen i det lokale nettet, kan sikre at flyten i nettet ikke overstiger kapasiteten. Hvis de dynamiske tariffløsningene er godt utformet, blir kundene heller ikke straffet for å øke forbruket som respons på lave kraftpriser i periodene hvor nettet har rikelig kapasitet.

En gruppe forbrukere som har smartere tariffer kan også bidra til utvikling og utbredelsen av bedre løsninger for tariffer og styringsteknologi. Det er verdt å minne om at nesten alle tekniske og organisatoriske fremskritt først kommer hos noen mer "foroverlente" brukere.

En valgfri dynamisk tariff bør enten være utformet slik at den kun lønner seg for fleksible kunder, eller den kan være forbeholdt kunder som tilfredsstillende visse tekniske kriterier mht. styringsmuligheter og respons på signaler om knapphet i nettet. *Dette bør kunne defineres som en del av de objektive forholdene som skal ligge til grunn for tariffene.*

3. Ulike krav til forsyningssikkerhet

Forbrukere med lavere krav til alltid å få strøm, kan være billigere for nettet dersom man tar hensyn til dette ved dimensjoneringen av nettkapasiteten. Det kan også tenkes at kunder med lavere krav til sikker forsyning vil være villig til å inngå avtaler om utkobling av dette forbruket dersom det trengs.

Ulike krav til forsyningssikkerhet er beslektet med vilje og evne til å være fleksibel, men det kan likevel være noen viktige forskjeller. Elbileiere kan være svært fleksible mht. når innenfor døgnet eller uka de lader, men har svært høy betalingsvilje for å kunne lade før batteriet er tomt. En varmesentral med elkjele og alternativt brensel kan derimot lettere akseptere å stoppe elkjelene i flere uker.

Man bør vurdere om forbruk med lavere krav til sikker forsyning skal få en lavere tariff slik man har hatt for såkalt utkoblbart forbruk (tidligere også kalt uprioritert forbruk). Alternativt kan man tenke seg avtaler om kompensasjon for evne og vilje til å redusere forbruket. Begge løsningene kan gi incentiver til å akseptere utkobling ved behov. Det er viktig at incentivene er tilstrekkelig sterke slik at forbrukere aksepterer ordningen og gjør de nødvendige investeringene for å kunne takle en rask utkobling.

Når forbrukere forplikter seg til å redusere forbruk ved behov (enten via særegen tariff eller avtale om kompensasjon), er det viktig at de forplikte seg til for flere år fremover, slik at netteier kan ta hensyn til denne ressursen ved vurdering av investeringsbehovet i nettet. Både nettselskapet og forbrukerne trenger forutsigbarhet. Forutsigbar respons er særlig viktig når man er avhengig av responsen fra et lite antall forbrukere.⁵⁷

Betaling for redusert forbruk kan være nyttig, men har klare begrensninger

Når det er kapasitetsutfordringer i nettet, kan det være en løsning å betale forbrukere for å redusere forbruket (eller eventuelt betale kraftprodusenter for å øke kraftproduksjonen). En liknende løsning, kalt mothandel, brukes til en viss grad av TSOer i kraftmarkedet, når man ikke kan bruke prisområder for å sikre at kraftflyten er innenfor nettets kapasitetsgrenser. Mothandel kan være en smidig metode

⁵⁷ Dette handler om såkalt *eksplisitt fleksibilitet* som er avtalt i en eller annen form. Når forbrukere derimot kun responderer på en kraftpris eller tariff kan vi kalle det *implisitt fleksibilitet*. Dersom mange forbrukere er fleksible på denne måten og man får gode erfaringstall for faktisk fleksibilitet, kan responsen på en tarifføkning være tilstrekkelig forutsigbar til at netteier tør å stole på den. Dette er særlig tilfelle hvis prisen eller tariffen også kan økes inntil man får den nødvendige responsen.

for å håndtere mindre overføringsbegrensninger. Samtidig kan mothandel gi incentiver til strategisk og feilaktig budgivning. Hvis en vannkraftprodusent forventer å bli betalt for nedregulering av produksjon, kan produsenten by inn mer kraft (lavere pris) enn den ellers ville gjort og dermed få betalt for en større reduksjon. Ved bruk over lengre tid kan mothandel gi incentiver til feil vanddisponering. Ved bruk av prisområder har vannkraftprodusentene incentiv til å disponere vannet slik at man ikke må selge til en veldig lav pris i en flomsituasjon. Hvis produsenten derimot uansett får en høy pris (ikke riktig områdepris) og dessuten blir betalt for ikke å produsere, svekkes incentivene til god vanddisponering. Mothandel er derfor ikke en egnet metode for å håndtere større og hyppige overføringsbegrensninger. Kjøp av fleksibilitet i distribusjonsnettet kan ha en del av de samme utfordringene som mothandel i transmisjonsnettet.

Kjøp av fleksibilitet (bilateralt eller i et fleksibilitetsmarked) vil vanligvis bety betaling for å redusere forbruket. Fordelen med slike ordninger er at det kan være frivillig å delta, de krever ikke endring av tariffsystemer og reguleringen, og kanskje viktigst: *reduksjonen i forbruk kan i prinsippet finstyres til akkurat de situasjonene og stedene hvor det trengs.*

Det er to hovedtyper av utfordringene ved slike ordninger:

1. Det kan for noen forbrukstyper og i en del situasjoner, være **krevende å verifisere** at forbruket faktisk reduseres slik man har avtalt, eller vite at forbruket ikke bevisst er økt før reduksjonen skal skje. I det siste tilfellet observerer man en reduksjon, men den er ikke uten videre reell.
2. Betaling for å redusere forbruket i en periode **utnytter kun en begrenset del av mulighetene** vi har til å løse et kapasitetsproblem. Man får ikke utnyttet alle lønnsomme former for fleksibilitet og man stimulerer heller ikke generelle forbruksreduksjoner som avlaster nettet, for eksempel energieffektivisering eller bruk av annen energibærer.

Ad 1: Utfordringer med verifikasjon av reduksjon og med strategisk tilpasning fra forbrukere

For å verifisere at forbruket reduseres når nettselskapet ber om det, må man ha en referanse for hva forbruket ville vært uten reduksjonen. I noen tilfeller er dette relativt enkelt og i andre tilfeller er det krevende.

- Hvis forbruket er stabilt hele tiden, slik det kan være i en del industriprosesser, kan det normale forbruksnivået være en referanse som man måler reduksjonen mot.
- Ved en kortvarig reduksjon (for eksempel fra et kvarter opp til noen timer) hvor forbrukeren *ikke forventer* å bli bedt om å redusere forbruket, kan forbruksnivået da man fikk henvendelsen være referanse. Målt nedgang fra dette nivået kan da være leveransen, siden det er en rimelig antakelse (i gjennomsnitt) at forbruket ikke ville gått ned av seg selv i løpet av den korte tiden.
- Hvis forbruket normalt varierer over tid og kan varieres av forbrukeren (for eksempel til oppvarming i et bygg) og forbrukeren *forventer å bli betalt for en reduksjon* i en gitt periode, kan forbrukeren ha et *incentiv til å øke forbruket i forkant av den forventede henvendelsen*. Dette er neppe et problem i praksis hvis reduksjonen i liten grad koster forbrukeren noe og/eller hvis det er lav sannsynlighet for at man vil bli bedt om å redusere forbruket. Hvis forbruksreduksjonen derimot skal vare i flere timer eller dager og medfører betydelige kostnader eller ulemper for forbrukeren, kan utfordringene bli større. Forbrukere kan da øke forbruket i forkant av en forventet henvendelse og så bli betalt for å redusere forbruket til omtrent det forbruksnivået de uansett ville hatt. Man kan da observere en tilsynelatende nedgang i forbruket sammenliknet med tiden rett før kundene ble bedt om å redusere, men man vet ikke hvor mye av reduksjonen som er reell. Kanskje kan man bruke forbruket i en lengre periode før reduksjonen som referanse og eventuelt temperaturkorrigere forbruket. Dette vil gjøre det mindre fristende å legge seg på et kunstig høyt nivå fordi det koster mer å etablere det høye referansepunktet, men utfordringene med referansepunkt vil uansett øke desto lengre periode forbruket skal reduseres.
- Mens det er mange faktorer som påvirker det samlede forbruket i et bygg og derfor gir utfordringer med referanseforbruket ved en lengre reduksjon, kan det være mulig å måle forbruket til spesifikke formål som f.eks. lading eller oppvarming av tappevann eller visse industrielle

prosesser. Da kan man relativt sikkert verifisere at dette forbruket er redusert til et avtalt nivå i en gitt periode.

- Forbruk som i praksis kun kan flyttes i tid, for eksempel lading og oppvarming av tappevann, vil kompensere redusert elforbruk i én periode med økt forbruk på andre tider, ofte rett etter at perioden med reduksjon er over. I mange tilfeller kan det være bedre om lading og oppvarming av tappevann gjøres om natten *før* en mulig kritisk periode. For å oppnå dette må man ha et system som belønner hele flyttingen av forbruk i tid, og som aktiveres før selve knappheten opptrer. Hvis man for eksempel har knapphet på kapasitet fra morgenen og langt utover dagen, vil det være hensiktsmessig at tappevann i størst mulig grad er varmet opp natten i forveien. Dette oppnår man trolig lettere med høy kraftpris og tariff når det er kapasitetspress.
- For noen typer forbruk kan man tenke seg avtaler om forbruksreduksjoner for flere uker. Dette kan f.eks. gjelde elkjeler i varmesentraler med alternativ energibærer. Her er det ikke gitt hva forbruket ville vært uten utkobling, siden dette er avhengig av oppvarmingsbehovet i perioden og prisen på kraft og andre energibærere, *men det er enkelt å verifisere at forbruket ikke overstiger et avtalt nivå*. Datasentre kan trolig redusere uttaket fra nettet i lengre perioder ved å generere egen strøm (gjerne med biodiesel, biogass eller hydrogen) i kombinasjon med batterier, eller ved å overføre oppgavene til et datasenter et annet sted. Her kan man trolig ha relativt klar formening om hvor mye dette forbruket reduseres.

Avtaler om reduksjoner må begrunnes med nettmessige forhold, og det kan være nødvendig å avklare implikasjoner for kraftkontrakter mm.

Ad 2: Betaling for redusert forbruk stimulerer kun noen av de mulige tiltakene

Betaling for redusert forbruk når nettet er presset, belønner ikke tiltak som gir generelle forbruksreduksjoner i anstrengte situasjoner. Vi har sett at presset på nettet i alminnelig forsyning i hovedsak er drevet av eloppvarming i kuldeperioder. Smart flytting av forbruk innenfor uka, kan neppe redusere maksimal effektbelastning med mer enn 10-12%, men tiltak som generelt reduserer bruken av el til oppvarming kan bidra mye mer. Dette handler om energieffektivisering, varmepumper og alternative kilder til oppvarming. Effekttariffer som treffer maksimalforbruket om vinteren, vil belønne alle tiltak som reduserer disse forbrukstoppene. (Det samme ville gjelde dynamiske tariffer som rasjonerer ledig kapasitet.) *Betaling for redusert forbruk vil derimot kun belønne forbruk som kan reduseres på bestilling. Dette forutsetter at forbruket ligger inne i forkant av reduksjonen.* Betaling for redusert forbruk kan derfor ikke erstatte tariffer som treffer maksimalforbruket og belønner både generelle forbruksreduksjoner og fleksibilitet.

I verste fall kan betaling for redusert forbruk belønne forbrukere å ha et høyt forbruk i utgangspunktet for så å tilby det for nedregulering mot betaling.

I stedet for at nettselskapet kjøper fleksibilitet, kan man ha en løsning hvor *nettselskapet styrer noen typer forbruk direkte*. I det første tilfellet betaler nettselskapet en pris for det forbruksvolumet som reduseres. Med et fleksibilitetsmarked vil kundene som krever minst betaling pr. kW reduksjon bli valgt først. I det andre tilfellet er det ikke avtalt noen pris for volumet som reduseres og man trenger heller ikke å måle det. Slike ordninger er best egnet der forbrukeren ikke merker inngrepet. For en varmtvannsbereder vil dette bety at forbrukeren alltid er sikret tilstrekkelig varmt vann, men at strømforbruket kan justeres i noen kortere perioder. *Dette kan være en hensiktsmessig modell som åpner for å finstyre forbruket i et område for å unngå overbelastning, samtidig som transaksjonskostnadene ved ordningen kan være lave.* Forbrukeren kan få en fast godtgjøring for å stille fleksibilitet til disposisjon og vil ellers merke lite til at berederen noen ganger overstyres fra nettselskapet. Hvis styringen skulle gi kunden høyere kostnader knyttet til kraftkjøp eller tariffer, bør det være mulig å kompensere dette, slik at kunden alt i alt tjener på ordningen.

Metoder med betaling for fleksibilitet bør videreutvikles

Det er ønskelig å videreutvikle metoder for direkte forbruksstyring, lokale fleksibilitetsmarkeder og andre løsninger med betaling for redusert forbruk. Mange av løsningene som er utviklet eller testet i piloter, handler om relativt små volumer og flytting av forbruk i situasjoner hvor dette koster lite (i penger eller ulempe) for forbrukerne. I slike sammenhenger gir dette et billig og nyttig bidrag til bedre utnyttelse av nettet. Samtidig er det viktig å huske at den potensielle reduksjonen i maksimalforbruk, og dermed belastning på nettet i et område, neppe kan bli mer enn 10-12% når man kun flytter forbruk innenfor døgnet eller uka. Da har man i stor grad jevnet ut forbruket innenfor døgnet og uka. Ved flytting av forbruk i kortere tidsrom blir mulighetene ytterligere redusert.

Skal man oppnå større reduksjoner enn 10-12% i belastningen på nettet, trenger man forbruksreduksjoner som ikke øker forbruket igjen innenfor en kuldeperiode som kan vare i flere uker. Det er mulig å tenke seg avtaler om forbruksreduksjoner i flere uker. Men slike reduksjoner vil normalt ha betydelige kostnader for de involverte forbrukerne samtidig som aktiveringen av slike instrumenter i større grad kan bli forutsett av forbrukerne som deltar fordi varslene om kulde er kjent. Det blir viktig å tenke gjennom hvordan man kan gi riktigst mulig incentiver slik at man unngår uheldige strategiske tilpasninger fra deltakerne, og kan vite at forbruksreduksjonen er reell. Dette vil også henge sammen med gode metoder for å beregne baseline-forbruket. Som vi har vært inne på tidligere, kan utfordringene være ulike for ulike typer forbruk.

Generelt håndteres knapphet best ved at høyere priser eller tariffer gir incentiver til å begrense maksimalforbruket generelt eller ved fleksibilitet i periodene med høyest belastning i nettet. Ulike former for betaling for redusert forbruk har både fordeler og klare begrensninger, men kan videreutvikles til et nyttig supplement.

Krevende utvikling og omstilling for nettselskapene og kundene

Det er usikkerhet om hvordan forbrukere vil respondere på ulike prisendringer de kommende årene. For husholdningene er tariffstrukturen endret, og for alle forbrukerne vil kraftprisene variere mye mer enn før. Samtidig øker mulighetene til automatisk styring av forbruket. Sterkere økonomiske incentiver til å styre forbruket vil skape etterspørsel etter gode digitale løsninger som kan automatisere forbrukernes tilpasning til priser og tariffer. En del gode løsninger finnes allerede og flere og mer avanserte løsninger vil komme. Pilotforsøk kan gi verdifull innsikt i forbrukernes kortsiktige respons på tariffer, men de fanger ikke uten videre opp de samlede effektene av bedre tekniske muligheter til forbruksstyring, økt variasjon i kraftpriser og den økte oppmerksomheten som kan komme i offentligheten og folks omgangskrets rundt alt dette. På en rekke områder kan man observere at vi som forbrukere påvirkes vesentlig av hva andre gjør.⁵⁸ Økt fokus på den samfunnsmessige verdien av forbrukerfleksibilitet, energieffektivisering og verdien av reduserte effekttopper kan, sammen med mye sterkere økonomiske incentiver og nye tekniske muligheter, bidra til et trendskifte. Men det er vanskelig å vite hvor raskt et slikt skifte kommer og hvor sterkt det blir. Det er derfor behov for å få erfaringer og forstå mer av hvordan denne delen av kraftsystemet bør utvikles. Og siden det skal skje store endringer mot 2030 er det viktig at dette skjer raskt.

Oppsummering: Overføringstariffene må reflektere kostnadsdriverne i nettet

Vi startet kapittel 4.3. med å fremheve at overføringstariffer er et komplisert tema – og drøftingen har trolig bekreftet dette for de fleste leserne. Samtidig representerer tariffene en betydelig kostnad for forbrukerne, særlig på lavere nettnivå. En god utforming av tariffene, tilpasset den kommende utviklingen i kraft- og energisystemet, kan over tid få stor betydning for utviklingen i forbruksprofilen og forbrukerfleksibiliteten.

⁵⁸ Vi mennesker er flokkdyr og påvirkes av hva andre gjør. Det viser seg for eksempel av tilbøyeligheten til å installere solceller på eget tak påvirkes av om naboer og bekjente har gjort det samme. I analysene av dette har man korrigert for folks inntekt, alder, utdanning etc. Når noen starter, følger andre etter. Dette kan også bety at vi får en ketchup-effekt mht. andre typer endringer som tiltak for energieffektivisering når incentivene blir sterke nok.

Her er noen budskap vi vil fremheve:

- 1. Effekttariffene bør være vesentlig høyere i periodene hvor det samlede presset på nettet er størst.** I prinsippet kan effekttariffene knyttes kun til perioder hvor det er størst press på nettet, enten press helt lokalt eller på høyere nettnivå. Ofte vil dette handle om de samme periodene, men det kan være unntak fra dette. Som vi har sett kan omfattende smart styring av forbruk ut fra kraftprisen etter hvert gi nye forbrukstopper. Det er behov for tariffer som kan hindre at slike toppe overskrider det lokale nettets kapasitet. (Jamfør punkt 3 nedenfor.) Samlet sett er likevel nettet fram til byer og bygder desidert mest presset i kuldeperioder om vinteren. Dette bør reflekteres i tariffene på alle nettnivåer. I diskusjoner om tariffer har det vært mye fokus på kunders kortsiktige fleksibilitet. Men tiltak som reduserer forbruket i kuldeperioder *permanent* (energieffektivisering mm.) har langt større potensial for å redusere den maksimale belastningen på nettet. I tillegg vil slike tiltak også spare energi. Tariffer som treffer maksimalforbruket i kuldeperioder, forsterker virkningen av markedspriser som ofte vil være ekstra høye når det er kaldt. Dette sammenfallet skyldes at både presset på *produksjonskapasitet* for kraft og på *nettet* (som oftest) vil være størst i slike perioder. Disse prissignalene kan få stor effekt fordi direkte bruk av el til oppvarming relativt lett kan effektiviseres og til dels erstattes med andre utslippsfrie løsninger. Riktigere prising vil derfor ha stor betydning for utviklingen i forbruksmønsteret og forbruksfleksibiliteten over en del år.⁵⁹
- 2. Effektledd bør i stor grad baseres på kundens forbruk i timene og periodene hvor nettet er mest belastet, og ikke på kundens eget maksimale forbruk.** Dette er mer treffsikkert for å redusere belastningen på nettet og styrker dessuten incentivene til fleksibelt forbruk. Kunder som kan redusere sitt forbruk i timer med høy belastning på nettet, vil få lavere tariff. *Spesielt vil kunder som kan flytte forbruk i tid slippe å bli straffet for høyt forbruk i perioder med liten belastning på nettet.* Effekttariffer som kun baseres på kundens maksimale forbruk uavhengig av samlet belastning i nettet, svekker incentivene til å utvikle fleksibelt kraftforbruk. Slike tariffer stimulerer kun fleksibilitet inntil forbruket er utjevnet og over tid, de stimulerer ikke å være i motfase.
- 3. Nytt fleksibelt forbruk som kan styres automatisk, må ta hensyn til kapasiteten i det lokale nettet.** Vi får bedre utnyttelse av energiressursene når forbruk flyttes i tid for å utnytte variasjon i kraftprisene, men styringen *må også ta hensyn til (lokale) begrensninger i nettet.* Hvis for mye forbruk har automatisk styring kun basert på kraftprisene, kan det oppstå nye forbrukstopper som overbelaster nettet. (Time-of-use tariffer kan ha en liknende effekt dersom responsen er stor.) Disse utfordringene er trolig mest sannsynlig lokalt og på lavere spenningsnivåer. Utfordringene er trolig særlig knyttet til fleksibelt forbruk som kan ta ut høy effekt i flere timer, som for eksempel lading av elbiler. Nettproblemene kan oppstå fordi automatikk som styres kun av kraftprisene velger de samme timene for å øke det fleksible forbruket. Nettselskapene trenger virkemidler for å unngå en slik overbelastning i nettet. Dette kan være (moderate) effektledd knyttet til kundens eget forbruk eller andre virkemidler som sikrer at man unngår overbelastning.
- 4. Nettselskapene bør få adgang til å differensiere tariffer geografisk.** Dette skyldes at det kan være kapasitetsproblemer i noen deler av nettet, men ikke i andre. Det bør utredes løsninger som sikrer at man kan gjøre dette *uten urimelige fordelings effekter.* En mulighet kan være utforming av *valgfrie* tariffmodeller som kan tilbys i områder hvor man trenger sterkere stimuli til å redusere maksimalbelastninger. Dette leder til neste punkt:
- 5. Nettselskapene bør få mulighet til å tilby smartere tariffer til interesserte kunder.** Noen forbrukere er mer motivert for nye smarte løsninger og har kanskje også bedre muligheter til å utvikle smart respons på tariffer og markedspriser. Slike tariffer kan bidra til å redusere belastningen på nettet her og nå, og de kan også bidra til utvikling og bredere aksept av smartere og mer dynamiske tariffer. Behovet for slike løsninger er størst i områder med stort og økende press på nettet, men læringseffektene kan over tid få verdi for hele kraftsystemet.

⁵⁹ Selv om en stor del av tariffkostnaden blir knyttet til vintertoppen, kan tariffene bli betalt jevnt over året for å unngå en urimelig likviditetsbelastning for forbrukerne. NVE foreslo tidligere en tariff med abonnert effekt og en tilleggspris på en krone pr. kWh hvis man bruker mer enn den abonnerte effekten. Den abonnerte effekten vil i stor grad reflektere kundens forbruk i de kaldeste periodene, men kan likevel bli betalt jevnt over året. Overforbruket ville i stor grad kommet i de kaldeste periodene. Dette vil i hovedsak bli en tilleggskostnad som påløper om vinteren og som naturlig blir fakturert etter at måneden er avsluttet. Det vil gi en viss ekstra likviditetsbelastning i slike perioder og komme på toppen av at kraftprisene også normalt vil være vesentlig høyere i slike perioder. Det er imidlertid ingen ting i veien for at også slike tariffkostnader betales over en lengre periode.

6. **Betaling for redusert forbruk kan være et nyttig verktøy, men har klare begrensninger.** Lokale markeder for kjøp av fleksibilitet eller ulike avtaler om betaling for redusert forbruk, kan gjøre det mulig å styre forbruket mer presist ut fra nettets behov. Avtaler med langsiktige forpliktelser til å redusere forbruket på gitte betingelser, kan også gi større sikkerhet for at forbruket faktisk vil bli redusert når nettet trenger det. Hovedprinsippet for håndtering av nettbegrensninger bør likevel være at knapphet på nettkapasitet (og andre ressurser) skal håndteres ved *høyere priser*, ikke ved betaling for å unnlate å forbruke. Betaling for ikke å bruke strøm i en gitt situasjon, belønner ikke varige forbruksreduksjoner som trolig er det viktigste tiltaket for å redusere belastningen på nettet på sikt. Betaling for redusert forbruk kan også i noen tilfeller gi incentiver til å *øke forbruket* i forkant av forventet betaling for å redusere. (Man får mer å selge.) Man må også tenke gjennom hvordan slike ordninger best kan samspille med tariffene.
7. **Tariffsystemet må videreutvikles for å møte fremtidens behov.** Punktene over viser et stort behov for videreutvikling av tenkningen rundt tariffen og tilgrensende ordninger som markeder for fleksibilitet eller avtaler om betaling for redusert forbruk. Kraftsystemet er i rask endring med omfattende elektrifisering og forbruksvekst, vi får økt press på nettet og langt mer variable kraftpriser. Forbruksfleksibilitet blir viktigere for å utnytte nettet og kraftressursene best mulig. Samtidig forbedres de tekniske mulighetene til å styre forbruk automatisk ut fra kraftpriser, tariffen og eventuelt andre ordninger. Og lokale energiresurser blir billigere. Endringer i forbruksmønster og fleksibilitet vil i mange tilfeller kreve investeringer og aksept av nye løsninger hos forbrukerne. Dette tar tid. Det haster derfor å komme i gang med tenkning rundt hvordan den samlede reguleringen på dette området best kan utvikles for å bidra til en vellykket omstilling mot 2030. Pågående endringer i tariffsystemet og økt variasjon i kraftpriser vil bidra til utvikling av nye løsninger for fleksibilitet. Ordninger med mer avanserte tariffen for egnede kundegrupper vil også støtte en slik utvikling.

4.4. Reguleringene og politikken må støtte 2030-mål

Reguleringen av energisektoren skjer via lover og forskrifter, utforming av økonomiske rammevilkår og ved fordelingen av roller og ansvar. Dette gir viktige føringer for hvordan energisystemet kan utvikles. I tillegg til dette vil offentlige programmer, for eksempel støtteordninger, være viktig for å drive fram bedre løsninger. De siste tiårene har vist at bevisst satsing fra flere land har gitt dramatiske kostnadsreduksjoner for nye teknologier. I flere tilfeller har kostnadsreduksjonene vært i størrelsesorden 80-90% på ett tiår – og vesentlig mer sett over lengre perioder. Større satsinger bør være koblet til nasjonale og internasjonale mål, og bør ses i sammenheng med FoU-virksomheten.

Sektorregulering og energipolitikk må ses i sammenheng og understøtte målene for bærekraft, verdiskaping og en robust energiforsyning.

En mer fremtidsrettet sektorregulering

Som vi så i gjennomgangen av EUs strategi for sektorintegrasjon, vil gode helhetlige løsninger og effektiv ressursbruk avhenge av at (1) energibrukere og produsenter får økonomiske incentiver til å velge de beste løsningene, og (2) at beslutninger om utvikling av ulike typer infrastruktur også tas med tanke på å utvikle de beste helhetsløsningene (det EU kaller holistisk planlegging). Reguleringen av energisektoren påvirker begge disse elementene.

1. Reguleringen *påvirker millioner av enkeltbeslutninger* via markedsdesign og hvilke kraftpriser som når fram til forbrukerne, ved regler for utformingen av tariffen, ved avgiftsnivået for ulike energibærere, ved støtteordninger for nye løsninger og ved andre rammevilkår
2. Reguleringen påvirker også *hvordan investeringer i infrastruktur planlegges og besluttes* og hvordan infrastrukturen utnyttes. Dette er både knyttet til krav og spilleregler for de ulike aktørene, deres økonomiske incentiver og hvordan roller i energisystemet er fordelt.

Begge disse elementene er viktige når vi skal utvikle en mer effektiv, bærekraftig og robust energisektor.

Forbedring av reguleringen i energisektoren vil ha ulike delmål:

- *Identifisere og fjerne barrierer* som nå hindrer de gode løsningene
- *Aktivt fremme nye og bedre energiløsninger* ved informasjon og tilstrekkelig sterke incentiver
- Videreutvikle sektororganiseringen slik at den er best mulig tilpasset kommende behov – og spesielt behovet for mer helhetlig planlegging

Det midterste punktet kan trenge en utdyping: NVE har gjennom mange år brukt økonomiske incentiver i inntektsrammereguleringen i kombinasjon med effektivitetsmålinger for å fremme kostnadseffektiv drift og utbygging av nettet. Dette har utvilsomt gitt mer fokus på kostnadseffektivitet. Nå er det på tide å videreutvikle incentivene slik at både nettselskaper og andre relevante aktører stimuleres til aktivt å utvikle og ta i bruk nye og bedre løsninger. Tradisjoner og vanetenkning kan være en betydelig barriere for nye energiløsninger. Da er det ikke tilstrekkelig å fjerne formelle hindre.

For å overvinne kulturelle barrierer, er det trolig behov for aktiv oppfølging og oppmuntring fra regulator, inspirert av det man har gjort over noen tiår for å øke interessen for kostnadseffektivitet.

Dagens regulering må forbedres på flere områder

Kraftmarkedet bidrar til effektiv utnyttelse av eksisterende produksjonsressurser, og bedre tariffer kan bidra til mer effektiv utnyttelse av nettet og av ulike energiressurser. Selv om det er krevende å avgjøre hvordan tariffsystemet bør utvikles i detalj, nå og over tid, er det ikke vanskelig å peke ut en retning og prinsipper for forbedringer, jamfør våre konklusjoner foran. Bedre tariffer og velfungerende marked er viktig og forutsetter at sektorreguleringen legger forholdene til rette. Men bedre tariffer og velfungerende marked er ikke alltid tilstrekkelig til å realisere de beste løsningene.

Energisystemet skal gjennom store endringer de kommende årene. Den største utfordringen er trolig at omstillingen ikke utnytter alle muligheter og at den mangler et helhetlig perspektiv. Vi har vært inne på flere slike svakheter allerede:

I noen områder er det behov for å subsidiere alternativene til nettførsterkning

En betydelig andel av kostnadene ved større forsterkninger i et nettområde betales av alle kunder som er tilknyttet selskapet. De som utløser ekstra dyre forsterkninger, får da *ikke tilstrekkelig incentiv* til å vurdere andre løsninger enn økt forsyning fra nettet. For samfunnet kan det i mange tilfeller være billigere med sterkere satsing på energieffektivisering, fleksibelt forbruk, energilager, alternative varmekilder eller lokal kraftproduksjon i et område med anstrengt strømforsyning. Mer helhetlig planlegging av energisystemet kan *synliggjøre* slike muligheter. *Men mulighetene skal også realiseres.* Da kan man trenge subsidier til de alternative løsningene. Noen misliker subsidier og mener det gir ineffektive løsninger. Men det er viktig å huske at når fellesskapet av nettkunder dekker mye av de økte nettkostnadene ved vekst i et delområde, er dette *en indirekte form for subsidie*. Gitt at vi i stor grad uansett må subsidiere nettførsterkninger på marginen, er det ønskelig å utvikle løsninger som kan subsidiere alternativer når disse er billigere. Subsidier til alternativene til nett er særlig aktuelle i to hovedtyper av situasjoner:

1. *Når tilknytning til det nasjonale nettet er urimelig dyrt.* Dette er aktuelt ved forsyning av en eller noen få kunder med lavt forbruk og relativt lange transportavstander. Her er spørsmålet om man skal ha strøm fra det sentrale kraftnettet i det hele tatt, eller om det bør utvikles alternative lokale løsninger, for eksempel mikrogrid. Dette er bl.a. en relevant problemstilling for mindre øysamfunn med lavt forbruk og der spørsmålet om reinvesteringer i sjøkabel er aktuelt. Se for eksempel Tekstboks 13 nedenfor. Det er også en relevant problemstilling for fritidsboliger, særlig når forbruket er lavt og avstanden til resten av kraftnettet er stor. Thema Consulting Group har på oppdrag fra reguleringsmyndighetene, RME, laget en rapport med en grundig drøfting av dette spørsmålet: [Vurdering av praksis rundt kraftnetteiernes leveringsplikt](#). RME skriver i forordet at *"Teknologiutvikling og reduserte priser på løsninger for lokal forsyning og lagring av strøm gjør*

*alternativer til vanlig strømforsyning mer aktuelt." Dette er bakgrunnen for at RME ønsket å få vurdert mulighetene for løsninger som kan være mer samfunnsøkonomisk effektive enn dagens praksis. Rapporten viser eksempler på at samlede nettkostnader ved kraftforsyning fra nettet kan være svært høye, for eksempel 44 kr pr. levert kWh for en fritidsbolig med et årlig forbruk på 1600 kWh. (Tabell 2, side 14.) Eksempelene viser også at alternative løsninger kan koste i størrelsesorden 20 % av kostnadene ved tilknytning til nettet. Likevel er praktiseringen av tilknytningsplikten streng og det gis få unntak. En grunn til dette kan være at forbrukerne uten tilknytning blir overlatt helt til seg selv. Rapporten peker bl.a. på at man i stedet kan gi nettselskapet plikt til å forsyne for eksempel øysamfunn med strøm fra nettet eller med alternative løsninger. Forutsatt nødvendige tilpasninger i inntekstreguleringen og kontroll med at den alternative løsningen er tilfredsstillende, kan nettselskapet da velge den beste løsningen. Rapporten peker også på at nettselskapene har kompetanse om behov og også kan bygge opp kompetanse på de alternative løsningene. Det poengteres også at en større satsing på alternative løsninger vil bidra til å modne markedet for slike løsninger. RME kan i samarbeid med bransjen ta en rolle ved å støtte piloter og forbindeprosjekter. Etter vår vurdering kan bidrag til å modne markedet for alternative løsninger være viktige for å få ned kostnadene og øke kvaliteten ved slike løsninger. Teknologier som kan inngå i alternative forsyningsløsninger blir stadig bedre og billigere, men det trengs læring mht. hvordan teknologier kan settes sammen til velfungerende forsyningssystemer og det må utvikles kompetanse blant de som skal levere løsningene. Se mer om verdien av slik læring nedenfor under overskriften *Myndighetene bør utvikle målrettede strategiske programmer.**

2. **Når alternativer til nett er billigere enn kapasitetsøkninger i eksisterende nett.** Her vil målet være å redusere forbruket eller øke lokal produksjon i perioder med stort press på nettet. Forsterkninger for å dekke sjeldne forbrukstopper kan også bli svært kostbare pr. levert kWh, og som drøftet tidligere kan forbrukstoppene også bidra til å fortrenge annet forbruk og utsette elektrifisering og næringsutvikling. Denne problemstillingen er aktuell også for litt større områder. Inn mot flere av de større byene i Norge blir for eksempel nettutnyttelsen i noen perioder presset til et nivå som kan gi utkobling av forbruk dersom det skjer en feil i nettet. I enkelte områder er dette situasjonen i større deler av året. Man kan vurdere høyere tariffer i slike områder for å dempe forbruket og i noen tilfeller kunne man kanskje definere et eget prisområde, men det er ikke sikkert dette gir tilstrekkelige sterke signaler. Og det er *ikke opplagt at man får aksept for å bruke slike virkemidler med tilstrekkelig styrke.* Da kan subsidier til utvikling av egnet forbruksfleksibilitet og til tiltak som gir generell reduksjon i belastningen være gode virkemidler. Også her kan man se for seg at en slik politikk kan stimulere til raskere modning av markeder.

Det trengs en rolleavklaring mht. hvem som kan og skal bidra med de ønskede subsidiene. Når man er veldig nær en situasjon med for lite nettkapasitet og tiltakene må innrettes for å løse akutte utfordringer, synes nettselskapet å være en god kandidat til å fylle rollen. Dette forutsetter at regler rundt inntekstregulering mm. tilpasses en slik rolle. Hvis det derimot handler om mer generelle tiltak for å forebygge fremtidig knapphet, kanskje for flere nettnivå, som f.eks. ved utbygging av fjernvarme, kan det være at andre instanser også bør trekkes inn. Dette er et område hvor mer helhetlig energi-planlegging for hele det berørte området kan spille en viktig rolle.

Vi trenger et bredere perspektiv på forsyningssikkerhet og robusthet i energisystemet

Nettselskapene har et ansvar for forsyningssikkerhet knyttet til feil i egne anlegg. Det er bra at Norge tidlig definerte et ansvar for kvalitet i strømforsyningen, men når energi- og kraftsystemet nå bygges om, kan det være gode grunner til å ha et bredere perspektiv på hva som kan gå galt, og hva man kan gjøre for å øke robustheten i energisystemet. Det er mer enn nettet som kan feile, og det er mer enn sterkere nett som kan bidra til økt forsyningssikkerhet. Lavere elforbruk i perioder med knapphet på energi og effekt (produksjon og nett) vil for eksempel også øke forsyningssikkerhet.

Større fleksibilitet i forbruket, inkludert evne til å veksle mellom el og andre energibærere, eller til å utsette forbruk lenge, vil også øke robustheten. Det samme kan være tilfelle for lokal kraftproduksjon.

Tekstboks 13. Kabel for 40 millioner til 12 fastboende på øysamfunnet Myken

NRK.no melder at det skal legges ny strømkabel til øysamfunnet Myken utenfor Nordland. Av næringsvirksomhet på øya nevnes [turisme](#) og fremstilling av brennevin. Brenneriet ble etablert i 2014. Kostnaden for å ta opp den gamle kabelen, som er fra 1965, og legge en ny anslås av nettselskapet Arva til 40 millioner. Det betyr en investering på 3,33 millioner pr. fastboende. Men som nettselskapet Arva sier, ifølge NRK: "Vi har investeringsplikt".

Vi kjenner ikke strømforbruket til innbyggerne, brenneriet og turismen, men gjetter at det kan ligge rundt 15.000 kWh i året pr. person. Det tilsvarer omtrent det vi bruker pr. innbygger i Norge inkludert alt unntatt større industri. Samlet forbruk blir i så fall 180.000 kWh pr. år. Dette gir en investeringskostnad på 222 kr pr. årlig levert kWh. Hvis forbruket holder seg på dette nivået i 50 år, blir kabelkostnaden 4 kr pr. levert kWh (uten påslag for avkastning på kapitalen og vedlikehold). Holder forbruket dette nivået i kun 10 år og øya fraflyttes blir kostnaden 20 kr pr. kWh.

Norsk politikk er at alle skal ha strøm, så det relevante spørsmålet her er: **Hva annet kunne man oppnådd for 40 millioner kroner eller mindre?** For eksempel en liten vindturbin, solceller og batterier? Eventuelt supplert med hydrogen i brenselceller? Kanskje bølgekraft? Og med grunnfjell under øya kan den være godt egnet for å lagre varme fra sommer til vinter. For 40 millioner kan man få til mye og prøve ut nye løsninger som ikke normalt er konkurranse-dyktige i markedet, men som kan være klart billigere enn en kabel som i beste fall koster 4 kr pr. kWh.

Hva er det som gjør at man velger konvensjonelle løsninger i situasjoner hvor alternativene trolig er mye billigere? Det ville stride mot norsk distriktspolitikk å pålegge innbyggerne på Myken så høye tariffer at de selv betaler kostnaden ved kabelen (de ville nok da valgt et alternativ). Normalt vil det være andre kunder i nettselskapet som subsidierer dyre nettførsterkninger via høyere tariffer. Da kan man spørre om ikke subsidier til alternative løsninger kan være bedre hvis disse løsningene alt i alt er bedre.

Det er mange tilfeller hvor fremføring av strøm til utkantsamfunn er kostbart, og hvor det kommer bedre alternativer som kan tas i bruk. Også i byer kan det bli dyrt pr. kWh hvis en mindre forbruksvekst tvinger fram en kostbar kapasitetsøkning.

Dette gjelder særlig for kraftproduksjon som kan bidra når forbruket er størst (som kombinert kraft- og varmeproduksjon – CHP), men også lokal vindkraft og solkraft kan gi høyere forsyningssikkerhet.⁶⁰

Det er sannsynlig at Norge og resten av Nord-Europa vil oppleve litt lengre perioder med streng vinterkulde kombinert med lav vindkraftproduksjon og kanskje også lave tilsig til vannkraftsystemet, jamfør det som skjedde i 2021. Da er det behov for *utholdende energifleksibilitet*. Norge er heldig stilt med store vannmagasin som kan yte en slik fleksibilitet. Magasinene vil derfor bli enda mer verdifulle i fremtiden. Samtidig kan det også være nyttig å ha betydelig energifleksibilitet hos forbrukere eller nær områder med stort forbruk. Dette kan gi ekstra sikkerhet ved feil i nettet. Flexibilitet til å skifte til annen energibærer enn elektrisitet for kortere eller lengre perioder vil være særlig verdifull.

Den europeiske gasspriskrisen ble i starten forsterket av naturlige værhendelser, og var et scenario ingen hadde planlagt for. Sommeren 2022 har tørke og hetebølge ytterligere forsterket utfordringene med at termisk kraftproduksjon har opplevd problemer med kjøling og ved at lav vannstand på elver kan begrense levering av brensel til kullkraftverk. Diskusjonen i etterkant bør reise spørsmålet om hvordan vi bygger inn tilstrekkelig robusthet i det fremtidige energisystemet, og hva slags sårbarheter man kan se for seg. Sårbarhet og evnen til å redusere denne, bør være en faktor vi trekker inn når vi nå former fremtidens energisystem. Veivalg som gjøres i de kommende årene vil ha betydning for hvor robust energisystemet blir.

⁶⁰ Hvis en del av overføringskapasiteten inn til et område faller bort kan lokal kraftproduksjon enten gjøre at man ikke trenger å koble ut forbruk eller at det er mindre volumer som må kobles ut. Hvis nettet inn til et område må driftes med større utnyttelse enn n-1, tar man en viss risiko for utkobling ved feilhendelser. Dersom det bygges ut mer vindkraft eller solkraft i området, kan det bli *færre situasjoner* hvor nettet må presses like hardt. Lokal produksjon kan gi enda større bidrag til forsyningssikkerheten i området hvis den kan kombineres med energilager eller fleksibelt forbruk.

Det er ikke åpenbart at noen tar et overordnet ansvar for å utvikle energisystemet på en måte som både er effektiv og robust. Dette vil kreve en mer helhetlig planlegging av utviklingen av energisystemet og at man ser ulike mål i sammenheng, inkludert målene om effektive løsninger og å ha energisystem som takler krevende situasjoner. Tekstboks 14 viser at Glitre Energi har tenkt nytt og helhetlig på dette området.

Tekstboks 14. Glitre Energi vil utnytte nødaggregater til å balansere det lokale nettet

Bladet *Energiteknikk* (nr 3, 2022) forteller at Glitre Energis kommende energisentral ved Drammens nye sykehus både skal være nødaggregat for sykehuset og bidra med fleksibel effekt for strømmettet og for fjernvarmen.

Et sykehus må ha sikker forsyning både av strøm og varme og det nye anlegget skal sikre begge deler. Når nødaggregatene går skal spillvarmen også utnyttes i varmesystemet slik at den totale virkningsgraden kan komme opp i hele 85%. Anlegget kan yte 7,5 MW elektrisk energi og kan også avlaste det lokale nettet ved effektknapphet i nettet. Det skal være operativt fra 2025. Dette er et eksempel på at anlegg som sikrer strømforsyning til en institusjon også kan utnyttes til å avlaste kraftsystemet. Det bør være mulig å utvikle flere slike løsninger. Når man uansett har nødaggregater kan de også brukes til andre formål uten at dette svekker forsyningsikkerheten for den som trenger aggregatet.

Her er [lenke til artikkelen](#) i *Energiteknikk* (bak betalingsmur).

Det trengs mer helhetlig planlegging av energisystemet

Behovet for helhetlig planlegging handler for eksempel om hvordan man sikrer at spillvarme utnyttes så samfunnsøkonomisk effektivt som mulig og om hvordan man kan avlaste nettet der alternativene til nett er best ut fra en samlet vurdering. Det må utvikles organisasjonsmodeller for hvordan en slik planlegging og koordinering kan skje mest mulig effektivt. Dette vil påvirke rollene til ulike aktører i energisystemet, og kanskje særlig DSO-enes rolle, siden elektrifisering, mer lokal kraftproduksjon og fleksibilitet gjør at disse selskapene får en viktigere rolle i fremtidens energisystem.

EU vil pålegge nettselskapene å utnytte alternativer til nett

Som en del av Clean Energy Package har EU utformet regler som skal bidra til at nettselskapenes planer også skal omfatte alternative tiltak som energieffektivisering, energilagring mm.

Common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU, (2019).

- DSOs: *The network development plan shall also include the use of demand response, **energy efficiency**, energy storage facilities or other resources that the distribution system operator is to **use as an alternative to system expansion**.*
- TSOs: *In particular, the regulatory framework shall ensure that transmission system operators are able to procure such services from providers of demand response or energy storage and **shall promote the uptake of energy efficiency measures, where such services cost-effectively alleviate the need to upgrade** or replace electricity capacity and support the efficient and secure operation of the transmission system.*

Disse reglene er ikke formelt bindende for Norge nå, siden Clean Energy Package foreløpig ikke er tatt inn i norsk EØS-lovgiving. Det er mulig at dette vil bli tatt inn i norsk regelverk, og det kan være god grunn til å gjøre det.

I NVEs veileder for kraftsystemutredninger står det i §13, syvende ledd:

Grunnlagsrapporten skal inneholde en vurdering av forbrukerfleksibilitet og utvikling av andre energibærere enn elektrisitet i utredningsområdet. Herunder skal det gis en vurdering av utvikling av energibruk og hvordan dette påvirker dimensjonering av nettet i utredningsområdet med et tidsperspektiv på minst 20 år.

I en [kommentar på hjemmesiden sin](#) sier NVE at man ønsker at nettselskapene skal undersøke nærmere hvordan behovet for nett kan reduseres dersom man får mer forbruksfleksibilitet.

Dette er en god begynnelse. Det er viktig å kartlegge mulighetene og det er viktig at slike undersøkelser blir grundige. Hvis ikke kan vanetenkning og tidspress gjøre at man går glipp av mange muligheter. Men dersom nettselskapene mangler muligheter til å fremme alternativene, eller straffes for det i inntektsreguleringen, er det også en fare for at de ikke vil legge så mye innsats i dette. Skal man klare å utvikle alternativene må man også sikre at noen har incentiver til å få de ønskede tiltakene gjennomført. Så langt har ikke nettselskapene generell adgang til å støtte alternativer til nett. Nettselskapene bør også få større handlingsrom mht. utformingen av tariffer for områder hvor nettet er mest presset.

Tariffsystemet må utvikles over tid

Det kan være mulig å utvikle langt smartere tariffer enn vi har nå, men det kan være vanskelig å gå direkte til "2030-løsningene". Dette skyldes både at teknologiske løsninger må bli mer utbredt og videreutvikles, og at husholdninger og næringsliv må venne seg til og akseptere nye tariffsystemer. Det er naturlig og ønskelig at tariffsystemer blir mer avanserte etter hvert, og alle elementer haster ikke like mye.

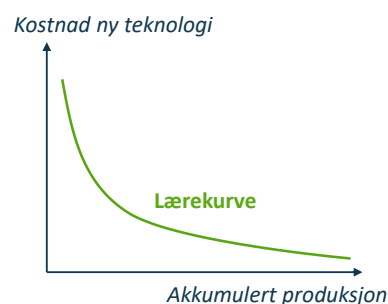
På noen områder er det viktig å formidle klare signaler raskt, slik at forbrukere og leverandører av energiløsninger kan forberede seg og ta hensyn til kommende utvikling i sine investeringsbeslutninger. Dette gjelder særlig behovet for å dempe effekttopper i nettet, spesielt forbruket i kuldeperioder som er en dominerende driver for kapasitetsbehovet inn mot byer og tettsteder. På samme måte er det viktig å sikre at tariffsystemet eller andre ordninger gir gode incentiver til å beholde og utvikle fleksibilitet, særlig knyttet til anlegg som kan bruke alternative energibærere når det er press på nettet.

Uten gode incentiver kan elektrifisering medføre at man fjerner mulighetene til å bruke andre energibærere, og dermed også mister vesentlig energi- og effektflexibilitet. Som påpekt mot slutten av kapittel 3.4, kan 98% elektrifisering være bedre enn 100%.

Myndighetene bør utvikle målrettede strategiske programmer

Bevisst satsing reduserer kostnadene

Målrettede politiske satsinger har bidratt til utvikling av ny og bedre teknologi og ført til dramatiske fall i kostnader for blant annet sol- og vindkraft, batterier og LED-lys. Nå skjer det samme for grønt hydrogen. Slik teknologiutvikling har i mange tilfeller vært initiert av noen få land, men gradvis har flere land kommet med og forsterket utviklingen. Kostnadsfallet beskrives gjerne med *læringskurver*, og *læringsraten* defineres som hvor mye kostnadene i snitt har falt for hver dobling av akkumulert produksjon. For flere viktige teknologier, som solceller og batterier, har man sett læringsrater i størrelsesorden 20%. *I mange tilfeller har nye og mer miljøvennlige løsninger nå blitt billigere enn de tradisjonelle løsningene.* Dette har skjedd med LED, det skjer med sol- og vindkraft i stadig flere områder og det er i ferd med å skje for elbiler. Det skjer spennende ting med ulike hydrogenløsninger (fremstilling, lagring mm.), og det kan skje veldig mye med ulike former for stasjonær lagring av el og varme det kommende tiåret.

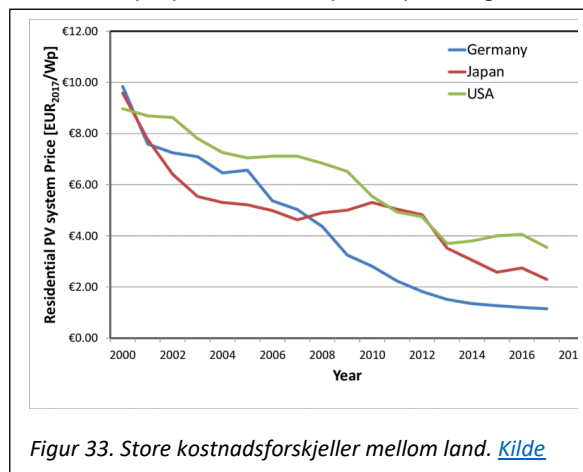


Det er to hovedgrunner til at kostnadene går ned når man produserer mer av en ny teknologi eller løsning:

- **Innovasjonseffekten.** Aktivitet skaper innovasjon i hele verdikjeden. Dette skjer dels ved erfaringer man gjør, problemer man løser og ideer som dukker opp underveis (såkalt *learning by doing*). Dette forsterkes av at større aktivitet stimulerer målrettet FoU i hele verdikjeden. Når omsetningen blir større, gir hver kostnadsreduksjon eller kvalitetsforbedring større gevinst. FoU fra industrien blir mer lønnsomt. Siden alle trinn i verdikjeden er viktig for kostnadene, blir innsatsen for innovasjon også rettet mot alle trinn.

- **Skalafordeler.** Når produksjonen skaleres opp, kan produsentene investere i mer spesialutstyr som øker effektiviteten. For eksempel kan større omsetning gjøre det mulig å robotisere produksjonen og utnytte produksjonsanleggene bedre. Dette kan gi store kostnadsgevinster.

Mye av gevinsten knyttet til lærekurver er global, men en del av læringen og gevinsten kommer også lokalt. Det har for eksempel vist seg at totalkostnaden ved å få på plass solcellepanel på bolighus har vært mye lavere i Tyskland enn i USA. Se figur 33. Siden panelene selges i et globalt marked, kan forskjellen i *stor grad tilskrives at man har hatt høy aktivitet på dette området i Tyskland over flere år*. Planlegging, offentlige godkjenningprosesser og arbeid med montasje mm. har blitt perfektionert slik at såkalte "soft cost" har gått mye ned. Noe liknende vil trolig skje hvis myndighetene satser aktivt på å utvikle og bygge ut nye energiløsninger i større skala i Norge.



Figur 33. Store kostnadsforskjeller mellom land. [Kilde](#)

I tillegg til den tekniske læringen, skjer det også ofte *en betydelig sosial læring*. Det utvikles forretningsmodeller, folk får øynene opp for nye løsninger og man blir tryggere på at de vil fungere. Selv når en ny løsning alt i alt er klart bedre enn den gamle, kan det være en utfordring å overvinne inngrrodde holdninger eller fordommer.

Det trengs både informasjon og klare incentiver for å endre gamle vaner og overvinne skepsis til uvante løsninger.

Alle disse forholdene peker i retning av at myndighetene kan og bør ta en langt mer aktiv rolle for å stimulere utviklingen av nye løsninger og fremme læring.

Norge har allerede gjort dette for å fremme nullutslippsløsninger i transport, først for elbiler og nå for bl.a. ferjer og hurtigbåter. Rask utvikling av utslippsfri kysttransport har bl.a. blitt fremmet ved et samarbeid mellom Forskningsrådet, Enova og Innovasjon Norge under paraplyen Pilot-e. Bevisst bruk av offentlige innkjøp kan også spille en viktig rolle for å utvikle og ta i bruk nye løsninger – og dermed få ned kostnadene.

Nå er det tid for å spørre om ikke myndighetene bør lansere flere ambisiøse satsinger. Slike satsinger kan fremme norske mål innen energi, klima og miljø, og dessuten stimulere næringsutvikling.

Gode satsingsområder kjennetegnes av at de er viktige for å nå overordnede mål, og at det kan være et betydelig potensial for å oppnå kvalitetsforbedringer og kostnadsreduksjoner. Når dette lykkes, kan Norge oppnå betydelige gevinster for egen del – og i mange tilfeller også gjøre det lettere for andre land å nå viktige bærekraftsmål.

Her er noen mulige kandidater til satsinger:

Energiforsyning i kystsamfunn og andre områder med lang transportvei for strøm. Her kan løsninger som supplerer eller endog erstatter strømforsyning fra nettet godt være samfunnsøkonomisk lønnsomme fra dag én. Det skyldes at forsterkninger av nettet i slike tilfeller kan være svært dyrt, og at selv relativt dyre alternative løsninger derfor kan gi besparelser. Samtidig er det naturligvis viktig å jobbe for at de alternative løsningene skal videreutvikles og bli bedre. For noen løsninger som lokal vindkraft, stasjonære batterier og hydrogenløsninger, kan tiltakene bli billigere som følge av en global teknologiutvikling, men det vil også være viktige læreprosesser knyttet til hvordan løsninger kan bygges lokalt, hvordan samspillet mellom aktører best kan organiseres osv. Flere pilotprosjekter har sett på slike løsninger, bl.a. Smart Senja.

Det kan være behov for flere piloter, men først og fremst er det behov for større innsats og at reguleringen fremmer slike løsninger.

Programmer for å redusere behovet for el til oppvarming – særlig i kuldeperioder. Vi har pekt på mange muligheter for å redusere avhengigheten av el til oppvarming, og at dette både kan frigjøre plass i nettet og frigjøre elektrisk energi til andre formål samt gjøre energisystemet mer robust. Dette er et stort felt hvor man kan sette inn innsats på mange områder. Her er noen aktuelle områder:

- *Få ned kostnadene ved ulike former for varmelagring.* Det finnes mange ulike løsninger for dette. De mest brukte og kjente teknologiene for varmelagring fungerer best i større anlegg, men det utvikles også løsninger som kan egne seg i bygg eller i nærvarmeanlegg. Varmelagring i tilstrekkelig skala kan gi fleksibilitet til å redusere elforbruket i dager og også i flere uker. Varmelager kan også øke evnen til å utnytte spillvarme og solvarme og endog effektivisere bruken av varme fra bioenergi.
- *Billigere løsninger for bruk av vannbåren varme i bygg.* Vannbåren varme kan gi økt energifleksibilitet og vil ofte gjøre det lettere å utnytte et varmelager eller knytte seg til sentrale anlegg for varmforsyning. Støtteordninger for å konvertere flere bygg til energifleksibel oppvarming kan kombineres med programmer for å videreutvikle løsninger og få ned kostnadene.
- *Forbedrede teknikker og planleggingsmetoder for utnyttelse av spillvarme.* Norge har allerede ganske mye spillvarme fra avfallsforbrenning og industri. Noe av dette utnyttes, men det er et naturlig mål å øke utnyttelsen betydelig. En satsing bør både se på muligheter for bedre tekniske løsninger og bedre metoder for planlegging, vurdere barrierer, planleggingsutfordringer og kanskje særlig behovet for sterkere incentiver. Det er på ingen måte gitt at gode muligheter blir identifisert bare ved at man pålegges å utrede.
- *Raskere reduksjon i energiforbruk til oppvarming i eksisterende bygg.* Standarder for nybygg og ved større renoveringer gir en gradvis og viktig omstilling i energibehovet, men gir ikke så store bidrag fram til 2030. [Sintef har anslått](#) at av bygningsmassen i 2050 vil kun 30% være bygget etter 2020, 20% vil være rehabilitert etter 2020 mens halvparten av bygningsmassen i 2050 vil ha uendret bygningskropp fra 2020. Tiltak som kan få ned forbruket uten å gjennomføre omfattende renovering, kan både redusere materialbehovet og tilknyttede utslipp, og bidra til raskere kutt i energiforbruket. Det er viktig å systematisere kunnskap om slike løsninger og vurdere hva som trengs for å få gjennomført samfunnsmessig lønnsomme tiltak.

Aldri har det hastet mer

Vi har lenge vært klar over klimakrisen, men bilde av at det haster med tiltak er forsterket år for år. Vi har også blitt smertelig klar over trusler mot biologisk mangfold og behovet for å begrense naturinngrep. På toppen av disse utfordringene har vi nå fått en geopolitisk energikrise med ekstreme energipriser. Aldri har offentlig satsing på mer effektiv energibruk og utvikling og forbedring av energiløsninger vært så viktig som nå. *Dette handler om langt mer enn teknologi:* Det er nå man må utvikle reguleringene som skal legge til rette for suksess, det er nå planene og tiltakene for å nå 2030-målene må besluttes. Og mange tiltak bør startes straks. Derfor er det også viktig å få på plass gode virkemidler raskt.

Effektive markeder og riktige priser og tariffer er viktig, men vi trenger også helhetlige planer som gir fart og retning, og vi trenger visjonære satsninger som kan utvikle nye og bedre løsninger og modne markeder slik at kostnadene kan gå ned. Dette gjelder særlig på områder hvor potensialet er stort.

Tekstboks 15. *Kraftkrise: Vi kan premiere (raske) forbruksreduksjoner og lære av de beste*

Priser og incentiver virker, og prissjokk kan endre vanetenkning: Oljekrisen i 1973-74 ga en dramatisk økning i oljeprisen. Før prisøkningen var det vanlig å bruke olje til oppvarming, men det høyere prisnivået har siden ført til en gradvis utfasing av slike løsninger. I etterkant av oljekrisen ble en norsk vekthuseier intervjuet om situasjonen. Han fortalte at prisøkningen hadde fått dem til å utvikle nye løsninger som kunne spare mye energi. Så kom det mest interessante poenget: *de oppdaget at flere av tiltakene også hadde vært lønnsomme med de mye lavere energiprisene man hadde før krisen.* De hadde sløst med energi. Dette treffer et sentralt poeng i menneskelig adferd: vi gjennomfører ikke alle tiltak som er lønnsomme og vi er ofte styrt av vaner. Da trengs det ekstra sterke økonomiske incentiver og kanskje også påvirkning fra omgivelsene for å utløse endring.

Kraftprisene kan gi gode incentiver og støtteordninger bør ikke svekke dem. Støtteordningen for husholdninger reduserer kostnadssjokket, men har vært utformet slik at den i stor grad begrenser incentivene til å spare strøm. Fra 1. september kompenseres husholdningene hver måned for 90% av gjennomsnittlig kraftpris over 70 øre. Ved en gjennomsnittlig kraftpris på 3,7 kr/kWh blir reell kostnad for en husholdning 1 kr/kWh. Dette svekker incentivene til å spare kraft, noe som forverrer krisen og gir svakere langsiktige signaler mht. energieffektivisering. Næringslivet har, [med noen unntak](#), så langt ikke fått kompensasjon for høye strømpriser, men dette kan komme og aktualiseres av at kraftprisene vinteren 2022-23 kan bli enda høyere enn i første halvår 2022.

Mange samfunnsøkonomer har påpekt at hvis husholdningene får en støtte som er *uavhengig av elforbruket*, vil de ha mye sterkere incentivene til å spare strøm. Støtten kan for eksempel baseres på antall voksne og barn i en husholdning. Med et støttenivå nær den økte kostnaden for en gjennomsnittlig husholdning, vil en slik ordning *overkompensere* husholdninger med lavt forbruk. Ofte har slike husholdninger også svak økonomi. Velstående husholdninger med stort elforbruk, vil få høyere total kostnad enn uten prisøkningen. En slik ordning vil både gi sterke incentiver til energisparing og kan dessuten ha gunstige fordelingsvirkninger.

En annen mulighet kan være å betale kompensasjon for inntil f.eks. 80% av det forbruket man hadde samme kalendermåned i 2021. Da vil forbrukerne på marginen være eksponert for markedsprisen med mindre de klarer å redusere forbruket sitt mer enn 20%. Lønnsomheten av å spare strøm blir stor. Samtidig begrenses den samlede strømkostnaden fordi storparten av forbruket får kompensasjon. Hvor mye strømkostnaden begrenses vil avhenge av hvor mye av merkostnaden utover normal pris som kompenseres. Denne modellen vil ikke favorisere husholdninger med svak økonomi slik direkte utbetaling etter antall personer kan gjøre. En modell av denne typen kunne også bli brukt for næringskunder.

Den skisserte modellen kan ha praktiske utfordringer for kunder som ikke hadde forbruk året før, f.eks. nye bygg eller industrier, eller der man har endret mye på virksomheten. Men dette kunne man kanskje løse ved hjelp av normtall for ulike typer boliger, næringsbygg og andre typer næringsvirksomheter. Slike modeller kan også tilpasses næringer som rammes spesielt hardt, mens man kan velge å holde andre næringer utenfor for å unngå for mye administrasjon. Man kan også gi støtte for inntil x% av et normtall for forbruket i ulike næringer. Det vil opprettholde sterke incentiver til energisparing. Alle slike løsninger vil kunne gi administrative utfordringer, men gevinstene i form av bedre incentiver kan være verdt dette.

Betaling for (store) forbrukskutt. California har [Power Saver Rewards Program](#) som betaler forbrukere hele \$2 pr. estimert spart kWh på dager med anstrengt strømforsyning. Estimater for spart kraftforbruk bygger på dataanalyser av kundens forbruk andre dager. I Norge er ikke utfordringen nå enkelt dager med høyt forbruk, men det samlede energiforbruket over tid. Det er mulig å utvikle et støtteprogram der frivillige deltakere belønnes for forbruksreduksjoner som er større enn f.eks. 10% eller 20%. For bygg kunne besparelsen gjerne beregnes ut fra temperaturkorrigerede normtall slik at man tar hensyn til om vinteren er mild eller kald. Dette kan gi sterke incentiver til å finne løsninger som sparer energi og vil ganske sikkert *bidra til utvikling av gode ideer til energisparing*. Programmet kunne også sørge for å spre slike ideer i media. I beste fall kunne programmet utvikle en positiv dugnadsånd og skape økt oppmerksomhet rundt mulighetene.

Flere har foreslått at man nå bør innføre sterkere støtteordninger for varmepumper og solcellepaneler. En utfordring med sterk støtte til spesifikke typer av tiltak, er at det *lettere oppstår flaskehals i leverandørkjedene*.

For at mye skal kunne skje raskt, må man utnytte alle mulighetene. Det omfatter også adferdsendringer og en rekke små og store tiltak som til sammen kan gi resultater. Full eksponering for kraftpris og betaling for å redusere forbruket vil stimulere solceller og varmepumper *i tillegg til* andre mulige tiltak som etterisolering av loft, bedre tetningslister, sparedusjer mm.

Systematisk oppfølging av energibruk i bedrifter kan trolig gi betydelige besparelser. Se for eksempel denne artikkelen som hevder at [norske bedrifter kan spare mye strøm ved enkle tiltak](#).

Vedlegg 1: Mer om flytting av el-forbruk innen uka

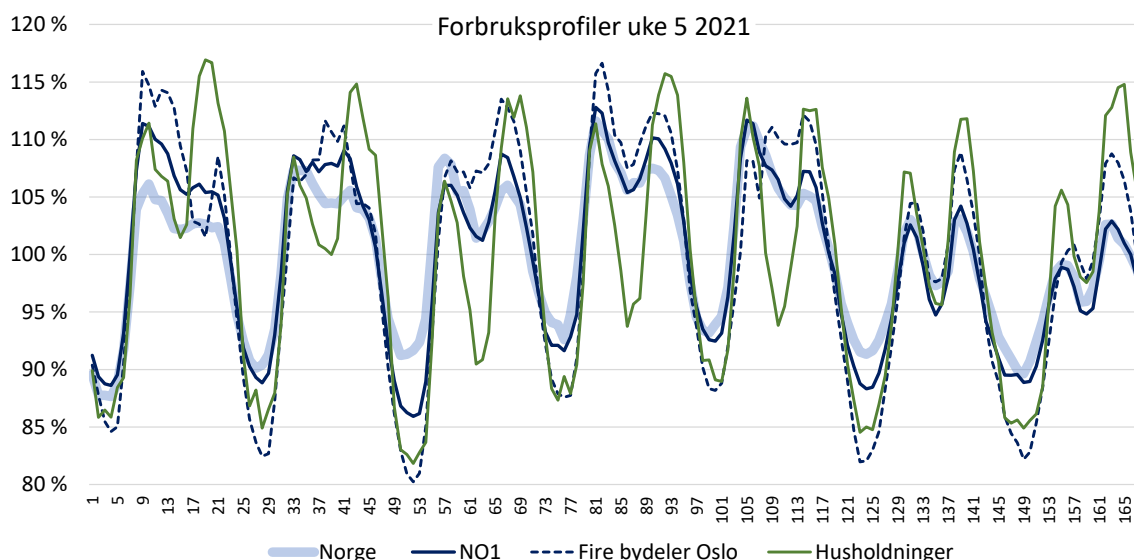
Vi skal her se nærmere på hvor mye man kan redusere det maksimale strømforbruket i en uke ved å flytte forbruk i tid innenfor uka. Dette er en interessant problemstilling fordi mulighetene til en slik flytting øker betydelig i årene som kommer. Mye av flyttingen kan trolig bli automatisk og ha relativt lave kostnader for forbrukerne. De viktigste formene for flytting av elforbruk i tid vil være oppvarming av bygg og tappevann hvor man kan flytte en del av forbruket fra dag til natt, samt utstrakt lading av kjøretøy om natten. Disse formene for fleksibilitet kan bli tilgjengelig i alle byer og tettsteder og de kan motiveres av variasjon i kraftpriser og av at nettet noen ganger har kapasitetsproblemer. Man kan også utvikle betydelige muligheter til å flytte elforbruk i tid ved elektrolyse, i datasentre og i varme-sentraler. Her skal vi se nærmere på fleksibilitet knyttet til lading og elektrisk oppvarming av bygg og tappevann, og hvilken evne denne fleksibiliteten kan ha til å begrense maksimalforbruket i et større eller mindre område.

To faktorer begrenser hvor mye maksimalforbruk kan reduseres ved å flytte forbruk innen uka

1. Flytting av forbruk i tid innenfor døgnet og uka kan pr. definisjon *ikke* redusere maksimalforbruket mer enn til gjennomsnittsförbruket i uka, og i praksis vil man aldri klare å glatte forbruket helt.
2. Hvis man *ikke har nok tilgjengelig fleksibilitet* for flytting av forbruk innen uka, kan dette ytterligere begrense hvor mye man kan oppnå. Men som vi skal se nedenfor blir dette neppe en begrensende faktor de fleste steder.

Maksimalforbruket i en kald vinteruke var ca. 15% høyere enn gjennomsnittet

Figuren nedenfor viser *prosentvis variasjon* i forbruk i uke 5, 2021, regnet som avvik fra gjennomsnittlig forbruk denne uka. Uke 5 representerer en typisk kald uke vinteren 2021.



Figur 34. Ulike forbruksprofiler for uke 5, 2021. 100% er gjennomsnittlig forbruk gjennom uka.

Østlandet (NO1) har noe større *prosentvis* forbruksvariasjon enn landet som helhet. Det skyldes at Østlandet har mindre andel kraftintensiv industri som bruker strøm jevnt over uka og året. De fire bydelene i Oslo representerer forbruk under stasjonene Smestad, Sogn, Ulven og Furuset. Dette er områder med både boliger og kontor- og servicebygg. Sammenlikner vi denne forbruksprofilen i et utvalg av husholdninger i Oslo-området⁶¹, ser vi at husholdningene har noe mindre morgentopp, høyere ettermiddagstopp, større forbruksreduksjon midt på dagen og høyere forbruk i helgene. Dette er i tråd med det man kunne forvente.

⁶¹ Figuren viser en aggregert forbruksprofil fra et utvalg på 414 husholdninger i Oslo-området. Kilde: Statnetts FoU-prosjekt *iFleks*.

Maksimalforbruket i de fire bydelene i Oslo var om lag 17% høyere enn det gjennomsnittlige forbruket i uke 5. For utvalget av *husholdninger* i Oslo-området finner vi også tall i denne størrelsesorden.

Ut fra foreliggende tall er det rimelig å anta at i byer og tettsteder kan det maksimale forbruket være vel 15% høyere enn det gjennomsnittlige forbruket i en kald uke. Dersom man har tilstrekkelig lokal fleksibilitet for å flytte forbruk *innenfor uka* og virkemidler til å få det til å skje, antar vi at det vil være mulig å redusere maksimalforbruket med *inntil 10-12%*.

Det er flere grunner til at man ikke kan regne med full glatting av forbruket selv om man i teorien har tilstrekkelig fleksibilitet til å oppnå dette.

- En grunn er *usikkerhet* om både behovet for strøm (kulde) og om kraftpriser noen dager frem i tid. Forbrukerne må planlegge sitt forbruksmønster basert på forventninger til kommende kraftbehov og kostnader ved kraftforbruket (pris og tariff). Eksempel: Blir det billigere å lade i helgen? Eller bør vi ha elbilen fullt ladet lørdag morgen?
- En annen grunn er *begrensninger ved virkemidlene* som kan bidra til utjevning av forbruket. Disse virkemidlene vil først og fremst være kraftpriser og overføringstariffer. Når forbruket blir mer glattet, vil prissignalene også ofte bli svakere og kanskje trekke i forskjellig retning.

Dette betyr at det ikke er realistisk å oppnå full utjevning av forbruket i ulike områder ved hjelp av kraftpriser og tariffer. En reduksjon i maksimalt forbruk på *inntil 10-12%* kan derfor være et rimelig anslag for hva man kan oppnå ved flytting av forbruk innenfor uka.

Introduksjon: Styling av tid for eloppvarming av bygg og tappevann samt lading **Flytting av tidspunkt for el-oppvarming av bygg**

Nattsinking av temperaturen i bygg sparer noe energi, men gjør at elforbruket blir ekstra høyt om morgenen i bygg med eloppvarming. Dette skaper forbrukstopper. I situasjoner hvor slike forbrukstopper gir problemer for kraftforsyningen og når kraftprisene gjør det lønnsomt, kan man i stedet starte oppvarmingen av byggene en del timer tidligere. Man kan også øke temperaturen litt over ønsket romtemperatur mot slutten av natten, for å kunne redusere forbruket mer om morgenen og kanskje formiddagen. Flytting av mer av oppvarmingen til natten (særlig siste del) kan gi *litt* høyere samlet kraftforbruk til oppvarming⁶², men problemet med morgentoppen reduseres. Mange bygg har betydelig termisk treghet, slik at man kan senke el-forbruket til oppvarming i noen timer uten at romtemperaturen faller vesentlig. Med bedre isolerte bygg øker evnen til å holde på varmen. Det kan også være aktuelt å bruke litt mer strøm til oppvarming midt på dagen, hvis nettet har ledig kapasitet og kraftprisene er lavere i denne perioden.

- ✓ Tilleggsmoment: Nye teknologier for varmelagring i bygg kan etter hvert øke evnen til å flytte elforbruk innenfor døgnet og kanskje for lenger tid, uten vesentlig energitap.

Flytting av tidspunkt for oppvarming av tappevann

Dette er mest relevant for boliger, men er også aktuelt i en del andre bygg og næringer. I Norge bruker vi 11-1200 kWh strøm i året pr. person på oppvarming av tappevann i husholdninger. Dette tilsvarer 6 TWh pr. år. I tillegg varmes det en del tappevann i hoteller, idrettsanlegg, skoler, sykehus mm.

- ✓ Tilleggsmoment 1: Standardisering av fleksible løsninger for varmtvannsberedere kan trolig senke kostnadene med smart styling vesentlig. Varmtvannsberederen er trolig det billigste batteriet man kan ha. [Enova](#) tilbyr nå inntil 5000 kr i støtte til slike løsninger. [Her er en artikkel](#) fra Aftenposten om kommende styringsmuligheter for varmtvannsberedere.
- ✓ Tilleggsmoment 2: Også her kan nye løsninger med varmelagring basert på faseskifte gi større fleksibilitet etter hvert.

⁶² Litt høyere temperatur i bygget gjennom deler av natten vil gi *litt* høyere varmetap. I bedre isolerte bygg blir denne effekten mindre og byggets termiske treghet vil bety relativt mer.

Smart lading av elektriske kjøretøy

Det er praktisk å lade elektriske kjøretøy om natten og for mange nyere elbiler med større batterier og normalt kjøremønster, vil man ha ganske stor fleksibilitet mht. når man lader innenfor uka. Om nødvendig kan mange med et normalt kjøremønster vente opptil 10 dager med å lade. Nyttkjøretøy som brukes mer intenst og derfor må lade hyppigere, kan trolig likevel ta en betydelig andel av ladingen om natten. Elektrifisering av transport, anleggsmaskiner mm. gjør at lading kan trenge 11-12 TWh pr. år når elektrifiseringen er helt gjennomført. Det er derfor store volumer som etter hvert kan bidra til *utjevning* av forbruket innenfor døgnet og uka.

- ✓ Tilleggsmoment 1: Teknologitvillingen går i retning av billigere batterier per kWh og større energitetthet. Det gjøre det aktuelt å velge større batterikapasitet som vil gi økt fleksibilitet mht. når og hvor hyppig man lader.
- ✓ Tilleggsmoment 2: Stasjonære batterier vil i årene som kommer bli vesentlig billigere i innkjøp og bruk – og trolig klart billigere enn batterier til kjøretøy fordi vekt og volum betyr mindre i stasjonære anvendelser. Dette gjør det mulig å velge billigere materialer. Stasjonære batteriene vil være særlig nyttig hos kunder med høye krav til sikker forsyning og i områder med presset nettkapasitet. Batterier kan også trolig få god lønnsomhet hos forbrukere som har installert solcellepanel med stor kapasitet eller i ladestasjoner. Videre kostnadsfall vil ha stor betydning for lønnsomheten.

Flytting av tidspunkt for oppvarming av bygg kan enkelt gjøres ved å justere tid for nattsinkingen, men kan også gjøres smartere enn dette. Flytting av tidspunkt for oppvarming av tappevann vil kreve visse investeringer i eller rundt berederen for å kunne styre oppvarmingen på en ønsket måte. De fleste elbiler og ladebokser kommer allerede med utstyr for å lade smart, bl.a. tilpasset kraftprisen, og det er også mulig å utvikle IT-løsninger som kan ta hensyn til overføringstariffene og eventuelt blir styrt basert på kapasiteten i nettet, lokalt eller regionalt. Også ulike typer oppvarming kan i prinsippet bli styrt slik at man tar hensyn til det lokale nettets behov uten å svekke komforten for forbrukerne.

Med dagens teknologier er det kun aktuelt å flytte en del av oppvarmingen av bygg og tappevann fra dag til natt, mens lading av mange kjøretøy *i større grad* kan bli fleksibelt innenfor uka og mye av ladingen kan relativt enkelt gjøres om natten.⁶³

Alle steder vil ikke ha like mye tilgjengelig fleksibilitet

I boligområder bruker man mye tappevann som kan varmes fleksibelt og når bilparken elektrifiseres kan den lades smart innenfor uka – for eksempel med en større andel av ladingen i helgene. I villaer og næringsbygg med nattsinking på oppvarmingen er det ganske enkelt å starte oppvarming tidligere på morgenen, for eksempel kl. 04 i stedet for kl. 06. I større borettslag vil mulighetene trolig variere en del. Disse byggene har ofte større termisk treghet (større bygg og betongkonstruksjon) og kan slik sett lettere ta mer av oppvarmingen om natten. En del boligblokker har vannbåren sentralvarme som kan være egnet for varmelager, eller de kan få tilgang til fleksibilitet, for eksempel ved å slutte seg til et større varmesystem (fjernvarme). Disse mulighetene gjelder også ofte bygg som brukes til tjenesteyting. I slike bygg vil det normalt være mindre lading av elbiler. Oppvarming av tappevann vil også ofte utgjøre en langt mindre andel av elforbruket i slike bygg.

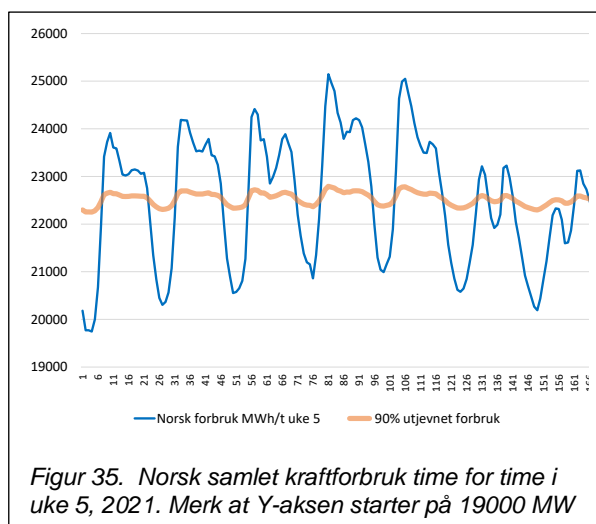
For bygg med flere eiere eller leietakere kan det være juridiske eller regulatoriske barrierer for å utnytte alle mulighetene effektivt. En viktig grunn kan være at de beste løsningene vil være felles for

⁶³ Dagens styringssystemer for lading er laget for å optimalisere utfra kraftpris innenfor døgnet og kjente kraftpriser. Men det kan enkelt utvikles systemer som er gode til å gjette på kraftpriser mange dager fremover og som derfor kan støtte automatiske eller manuelle ladebeslutninger med lenger tidshorison. Værvarsler flere dager fremover for store områder vil f.eks. gi indikasjoner om man kan forvente høyere eller lavere kraftpriser. Kunstig intelligens og algoritmer kan være sentralisert og kunden kan få tjenesten via en app, slik man nå får optimalisering for et døgn.

hele bygget og gjerne også for flere bygg. Det vil kreve koordinering og kanskje en endring av juridiske rammer.

De tre typene fleksibilitet får potensial til å jevne ut forbruket i en kald vinteruke

De tre omtalte typene fleksibilitet kan trolig alene utnytte muligheten til å jevne ut forbruket innenfor uka i store deler av nettet. Et greit utgangspunkt for å vurdere mulighetene, er variasjonen i forbruket for hele Norge i en kald vinteruke. Igjen bruker vi uke 5 i 2021 som eksempel. Forbruksmønsteret for Norge er vist i figur 35. Figuren illustrerer også en *hypotetisk* løsning hvor 90% av forskjellen mellom maksimalt forbruk og gjennomsnittlig forbruk er fjernet ved flytting av forbruk innenfor uka. For å oppnå en slik utjevning måtte vi flyttet 87.600 MWh fra periodene med høyest forbruk til periodene med lavest.



Figur 35. Norsk samlet kraftforbruk time for time i uke 5, 2021. Merk at Y-aksen starter på 19000 MW

Potensial: Endret oppvarmingsprofil for bygg

Redusert nattsenkning eller tidligere start på oppvarming av bygg, kan flytte elforbruk fra morgentoppen eller formiddagen til natten, men vi har ikke grunnlag for å anslå for hvor mye dette kan utgjøre. Trolig skyldes en betydelig andel av forskjellen i strømforbruk mellom dag og natt at mange bygg bruker nattsenkning av temperaturen for å spare strøm. (For industrier som bruker mye elektriske maskiner eller andre kraftkrevende prosesser og som kun jobber på dagtid, vil dette være annerledes. Her er forskjellen i forbruk mellom natt og dag knyttet til høyere aktivitet på dagtid.) For å ta hensyn til nettets behov trenger man bare å droppe nattsenkningen når det er knapp overføringskapasitet. Men i tillegg kan større prisvariasjon på kraft gjøre det lønnsomt med mer fleksible styring av oppvarmingen. Kraftprisene vil ofte være lavere om natten, særlig i kuldeperioder. Dette kan belønne økt flytting av forbruk til natten.

Potensial: Oppvarming av tappevann

Det brukes 1100-1200 kWh el pr. år pr. person til oppvarming av tappevann i husholdningene. Dette gir om lag 6 TWh pr. år eller 116.000 MWh pr. uke. (Basert på tall fra Enova.) Total installert effekt i varmtvannsberedere i norske boliger er ca. 4 000 MW. I teorien kan berederen i en gjennomsnittlig bolig varme opp alt tappevannet i løpet av vel 4 timer om natten.

Det brukes også en god del energi til oppvarming av tappevann i ulike tjenesteytende sektorer⁶⁴ og i noen andre næringer som f.eks. næringsmiddelindustri. I husholdningene er en svært høy andel av oppvarmingen basert på strøm. Blant næringskunder er en større andel basert på andre energibærere. Dette forbruket kan allerede være fleksibelt, f.eks. via tilknytning til fjernvarme, eller det kan i større grad skje med varmepumper. Vi har ikke tall for elforbruk til oppvarming av tappevann innen tjenesteytende sektorer, men anser 2 TWh som et rimelig anslag. Dette gir et samlet anslag på 8 TWh (ca. 6 TWh i husholdningene) pr. år eller 154.000 MWh elektrisitet pr. uke til oppvarming av tappevann.

En analyse fra SINTEF⁶⁵ fra noen år tilbake, viser vesentlig høyere strømforbruk til tappevann på morgenen og formiddagen og relativt lavt forbruk gjennom natten i husholdningene. På grunnlag av dette kan vi anslå at 80% av strømforbruket til tappevann, kanskje noe mer, skjer i timene fra kl. 07 til kl. 23. (Jevnt forbruk gjennom døgnet ville gitt 70% i denne perioden.) Hvis *halvparten* av forbruket

⁶⁴ Eksempler er idrettsanlegg, svømmehaller, treningssentre, hoteller, helseinstitusjoner og aldershjem. Også kontorbygg har et visst forbruk av varmtvann.

⁶⁵ Se [Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket](#)

gjennom dagen (07-23) og særlig forbrukstoppen om morgenen og formiddagen, kan flyttes til natten (23-07), vil dette gi en flytting av 62.000 MWh. Hvis kun 35% av elforbruket til tappevann om dagen kan flyttes til natten, gir dette 43.000 MWh økt forbruk om natten og tilsvarende mindre om dagen.

For å få en stor flytting av forbruk til natten er det viktig å kunne kjøre opp temperaturen på natten og holde en lavere temperatur gjennom dagen. Dette krever nye styringssystemer og vil trolig i stor grad være knyttet til utskifting av varmtvannsberedere. Lønnsomheten ved smart styring av beredere vil avhenge av prisvariasjon på kraft og utforming av tariffen, størrelsen på berederen, forbruksmønsteret og tilleggskostnader ved automatisk styring. I tillegg vil naturligvis støtte til kjøp av smarte beredere være viktig for å utløse investeringene. I årene som kommer vil økt prisvariasjon og mer effektbaserte tariffen øke kostnadsbesparelsen ved smart styring. Samtidig kan vi forvente at styringssystemene blir vesentlig billigere når teknologien blir mer utbredt og standardisert. I noen større anlegg kan det være forholdsvis enkelt å oppnå en betydelig styringsgevinst allerede nå.

Det kan være betydelige kostnadsgevinster ved standardisering av styringsmuligheter, slik at alle nye varmtvannsberedere er forberedt på smart styring. Da vil potensialet gradvis bli realisert ved utskifting av beredere. Full utskifting kan ta om lag 20 år.

Tiltak for smart styring av eksisterende beredere, kan gi mye raskere resultater. Dette kan særlig være aktuelt i områder hvor man allerede nå sliter med knapp overføringskapasitet i noen perioder. Her kan ekstra stimulans til investeringer for fleksibel oppvarming supplere prissignaler fra tariffen og kraftpriser.⁶⁶ Slike områder kan dermed bli tidlige test-arenaer for denne typen løsninger.

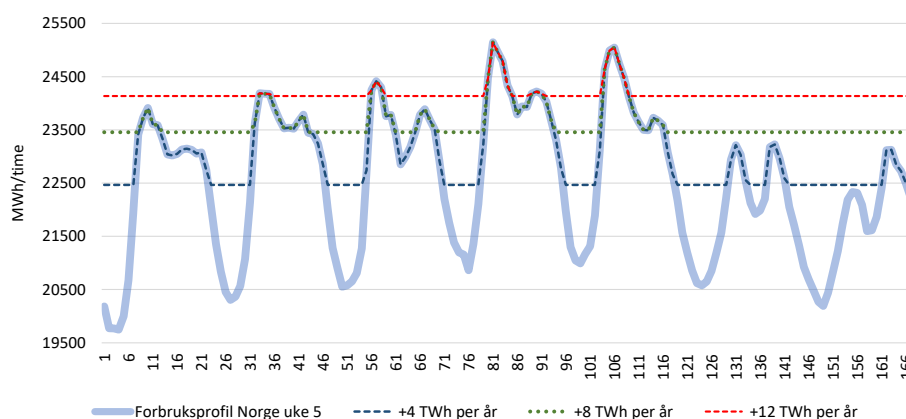
Potensial: Smart lading av kjøretøy

Styring av tidspunkt for lading av kjøretøy får større betydning etter hvert som transportsektoren elektrifiseres. Når vi om noen år skal bruke 6 TWh til lading pr. år, vil dette gi et økt forbruk i en kald vinteruke på om lag 140.000 MWh. Vi antar da at forbruket i en kald uke er 20% høyere enn gjennomsnittet over året. Både for privatbiler, nyttekjøretøy og anleggsmaskiner vil det være naturlig å ta det meste av ladingen om natten eller i helger. En stor andel av ladingen bør derfor relativt lett kunne styres til timene med lavest forbruk. Med videre elektrifisering av transport og økt bruk av stasjonære batterier⁶⁷, kan ladebehovet stige mot 12 TWh et stykke inn på 2030-tallen. Dette kan gi 280.000 MWh som i stor grad kan tas ut i om natten eller i helger og andre timer med lavt forbruk. Som drøftet foran vil fleksibiliteten avhenge av batteristørrelse og bruksmønster.

Figur 36 illustrerer virkningen på den samlede norske forbruksprofilen i uke 5 i 2021 dersom vi skulle lade batterier tilsvarende et ekstra forbruk på henholdsvis 4, 8 eller 12 TWh pr. år. Vi tenker oss her at det nye forbruket (ladingen) styres ved hjelp av kraftpriser og tariffen mm. til timene hvor forbruket i utgangspunktet er lavest. Det er naturligvis *urealistisk* å oppnå en så perfekt styring som i figuren, men den kan illustrere hvor mye av den opprinnelige variasjonen i totalforbruket som denne fleksibiliteten i *teorien* kan fjerne.

⁶⁶ Et samarbeid mellom Elvia og OSO Energy tester ut smarte varmtvannsberedere for å redusere forbrukstoppen i lavspenningsnettet for å redusere investeringsbehovet og dermed holde nettleien nede. Varmtvannsberederne kan her både utsette og fremskynde oppvarmingen.

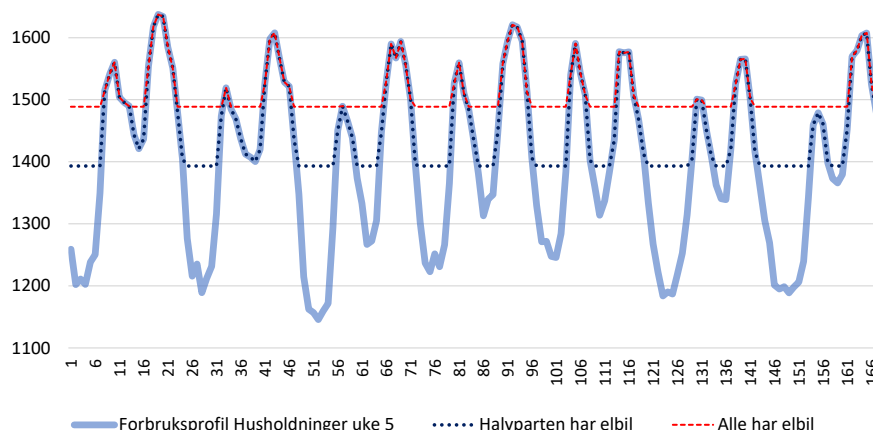
⁶⁷ Kostnaden pr. kWh lagringskapasitet for batterier til elbiler har falt nesten 90% siden 2010. Akkurat nå stiger prisene på viktige råvarer til batterier og kostnadene kan derfor stige noe i et par år. Men på lengre sikt er det grunn til å tro på et *betydelig videre kostnadsfall*. Dette skyldes bl.a. at det finnes mange ulike og lovende teknologier som er på vei til industriell produksjon. En av disse teknologiene er LFP (Litium, jern, fosfor) som allerede er tatt i bruk i en stor andel av de nye bilene fra Tesla. Disse batteriene unngår kobolt og magnesium, har litt lavere energitetthet enn tradisjonelle Li-ion-batterier, men er vesentlig mer brannsikre og tåler mye flere ladesykluser. Dette kan også gjøre dem godt egnet for stasjonær bruk i anvendelser hvor de kan brukes ofte. Der man sjeldnere trenger tilført kraft kan andre batterityper være mer egnet. Batterier i transportsektoren er designet for å muliggjøre transportløsningene, men har som tilleggstjeneste at de kan lade smart. Tilsvarende kan stasjonære batterier primært bli installert for et behov, og i tillegg yte andre tjenester. For eksempel kan batterier i en ladestasjon bidra til å dekke ladebehovet når mange skal hurtiglade. Dermed kan man begrense effektbelastningen på nettet. Men når batteriet først er på plass kan det også levere tjenester til nettet og kjøpe elektrisitet når dette er mest gunstig ut fra kraftpriser og tariffen.



Figur 36. Forbruksprofil Norge uke 5, 2021 og økt forbruk til transport med lading på optimale tider

Vi ser at hvis lading tilsvarende 12 TWh på årsbasis kan fordeles perfekt fleksibelt innenfor uka, vil dette nesten glatte ut forbruket i dette eksemplet. I den analyserte uka gjenstår kun noen mindre forbrukstopper onsdag, torsdag og fredag morgen. Siden ladingen kommer i tillegg til eksisterende forbruk, vil gjennomsnittlig forbruk her nærme seg det maksimale timeforbruket som man ville hatt uten ladingen.

I figuren nedenfor viser vi en tilsvarende beregning for et utvalg av husholdninger i Oslo-området. Her ser vi hvordan forbruksprofilen vil endres hvis henholdsvis halvparten eller alle har en elbil med normal kjørelengde og fordeler ladingen til periodene hvor det samlede forbruket i utgangspunktet er lavest.



Figur 37. Forbruksprofil for et utvalg med 414 husholdninger i Oslo-området, uke 5, 2021 og økt forbruk til lading av elbil i periodene hvor forbruket i utgangspunktet er lavest

Vi ser at "perfekt smart lading" av elbiler kan glatte forbrukskurven for en gruppe av husholdninger ganske mye ved å fylle på "fra bunnen". Som påpekt tidligere vil generelle virkemidler som kraftpriser og tariffer ikke gi en slik perfekt tilpasning, men med god utforming av tariffene kan man trolig komme et godt stykke i riktig retning i periodene hvor nettet har mest behov for å jevne ut forbruket. I mange tilfeller vil det uansett være praktisk å lade kjøretøy om natten.

V2G. En del elbiler kommer nå med mulighet til å levere strøm tilbake til bygget/nettet (Såkalte Vehicle to grid - V2G). Slike løsninger kan *yte mer fleksibilitet* ved at de kan lade mer når det er plass i nettet og *levere strøm tilbake til nettet* når kraftpriser og tariffkostnader er høye. Dette kan bidra til kutt av forbrukstoppene, men forutsetter naturligvis at bilene står tilknyttet nettet i den aktuelle situasjonen. Siden styring kan automatiseres kan man i et større område utnytte at noen til enhver tid står tilknyttet nettet. Og man kan få betaling for tjenesten man leverer.

I tillegg til batterier i kjøretøy, kan stasjonære batterier etter hvert også bidra til balansering av forbruket. Det er en fordel at disse alltid vil være tilknyttet nettet. De kan derfor egne seg godt til å redusere den maksimale belastningen på nettet. Slike batterier kan bl.a. være knyttet til solcelleanlegg, ladestasjoner eller til anlegg hvor batterier gir økt forsyningssikkerhet (for eksempel datasentre eller sykehus) eller sparer nettinvesteringer. Det produseres svært lite solkraft i de kaldeste periodene, men batteriene knyttet til solcelleanlegg kan likevel være til nytte i slike perioder.

Elektrifiserte anleggsplasser kan bl.a. bli betjent av store batterier i containere med strøm. Disse kan lades på natten. Se mer her: [Her tester BKK batteridrift på byggeplassen - Tu.no](#)

Oppsummering for tre typer flytting av forbruk

- 90% glatting i nasjonal forbruksprofil i uke 5, 2021 ville kreve flytting av **87.600 MWh** fra perioden med høyere forbruk enn gjennomsnittet for uka til periodene med lavere forbruk enn gjennomsnittet.
- Vi har ikke tallanslag for hva vi kan oppnå ved flytting av forbruk til oppvarming av bygg fra dag/morgen til natt, men antar at dette kan være betydelig, siden det brukes mye strøm til oppvarming i en kald uke og en betydelig andel av døgnmønsteret (men ikke hele) er knyttet til nattsinking i bygg.
- Hvis kun 35% av oppvarmingen av tappevann som skjer på dagtid kan flyttes til natten, gir dette en flytting av **43.000 MWh**, og dekker nesten halve det realistiske potensialet for flytting av forbruk (jamfør 87.600 for 90% utjevning nasjonalt). Det kan bli mulig å flytte mer enn 35% av oppvarmingen av tappevann fra dagen til natta.
- Lading tilsvarende et årsforbruk på 6 TWh gir et forbruk på om lag 140.000 MWh/uke i en kald uke. Hvis 80% av ladingen gjøres om natten og i andre perioder med lavere forbruk (helger) og resten (20%) plasseres i timer med høyt forbruk, vil lading *netto* bidra med om lag **84.000 MWh** til å redusere forbruksvariasjonen. Dette bidraget kan økes betydelig ved full elektrifisering i transportsektoren.

Vi ser her at mye lading om natten samt et moderat anslag for flytting av oppvarming av tappevann til natten (35% av forbruket om dagen) alene kan ha potensial til å jevne ut forbruket. I tillegg kommer mindre bruk av nattsinking og kanskje noe "nattheving".

For alle de tre formene for flytting av forbruk vil teknologiutviklingen og valg av konkrete løsninger påvirke hvor fleksible de ulike forbrukstypene vil bli. Når batterier blir billigere og får høyere energitetthet (mindre vekt/kWh) kan mange ønske å utstyre kjøretøyene med mer batterikapasitet og dermed få større fleksibilitet mht. når man vil lade. Bygg med bedre isolasjon og større termisk treghet eller med nye former for varmelagring (for eksempel basert på faseskifte) kan også få større fleksibilitet i elforbruket. Sistnevnte teknologi kan også bli aktuell for varmtvann. (Jamfør omtale tidligere i rapporten.)

Datasentre og elektrolyseanlegg kan også få mulighet til å flytte en del forbruk i tid, kanskje i mer enn en uke. Det samme gjelder elkjeler i varmesentraler. Disse kan flytte forbruk i tid ved å investere i varmelager og de kan dessuten kutte forbruket i en lengre periode ved å bruke mer bioenergi. (Jamfør kapittel 3.4.) Stasjonære batterier kan også etter hvert bidra med fleksibilitet over døgn og litt mer.

Det samlede bildet er at flytting av tidsrom for oppvarming av bygg og tappevann samt lading av kjøretøy alene kan gi *mer enn tilstrekkelig fleksibilitet* til å jevne ut det meste av forbruksvariasjonen i en uke i løpet av et tiår eller så, og at flere andre kilder til fleksibilitet også kan bidra. Sett ut fra dagens forbruksmønster synes det derfor rimelig å anta at slike typer fleksibilitet kan redusere maksimalforbruket i større områder med 10-12% dersom man klarer å gi tilstrekkelige styringssignaler. Da er forbruket nokså jevnt over uka, og det vil være behov for andre tiltak hvis man skal redusere forbruksnivået ytterligere. Da trengs det fleksibilitet som kan holde ut gjennom en lengre kuldeperiode eller tiltak som reduserer forbruket generelt – og særlig om vinteren.

Fleksibiliteten blir også viktig for effektiv utnyttelse av kraftressursene og for balansering

I drøftingen foran har vi kun sett på hvordan flytting av forbruk i tid *kan redusere maksimalforbruket* i et område og dermed redusere press på nett- og produksjonskapasitet. Drøftingen viser at det kan bli mulig å utvikle langt mer fleksibilitet enn det som trengs for å jevne ut forbruket innenfor uka. Og mer fleksibilitet ved flytting av forbruk kan bli svært nyttig, selv om dette ikke reduserer behovet for nett:

- Rask, automatisk og billig forbruksfleksibilitet kan gi viktige bidrag til å håndtere kortsiktige ubalanser som oppstår lokalt og nasjonalt.
- Flexibelt forbruk øker evnen til å utnytte variabel kraftproduksjonen på en samfunnsøkonomisk effektiv måte. Et forbruk som kan økes når prisene er svært lave, reduserer faren for at fornybar kraft går til spille. Når dette forbruket kan reduseres i andre situasjoner med høye priser eller for lite kapasitet i nettet, bidrar det til økt forsyningssikkerhet i kraftsystemet.

Begge disse egenskapene blir svært viktigere i fremtidens kraftsystem fordi vi får mye mer variabel kraftproduksjon og større utfordringer med å balansere kraftsystemet over sesonger, uker, timer og minutter.

Vedlegg 2. Mye større forbruksvariasjon lokalt

De store talls lov – sammenlagringseffekten

Når man aggregerer forbruket for større grupper, får de individuelle og uavhengige variasjonene mindre betydning, og man sitter igjen med **variasjoner som er styrt av felles faktorer** som døgnrytme og helligdager, værforhold (i Norge mest behovet for oppvarming) og av *prissignaler* fra kraftmarkedet og tariffen. For husholdninger og store deler av næringslivet har prissignaler til nå hatt liten kortsiktig⁶⁸ virkning på forbruksmønsteret, men to faktorer vil trolig endre dette: 1) billigere automatisk styring av forbruk og 2) vesentlig sterkere prissignaler.

Vi skal i dette vedlegget illustrere hvor stor forskjell det kan være mellom *individuelle* forbruksvariasjoner for husholdningene og variasjonen i aggregert forbruk for større grupper. Vi benytter data for det tidligere omtalte utvalget på 414 husholdninger i Oslo-området, og vi ser på forbruket i uke 5, 2021. Dette var en relativt kald vinteruke.

Store tilfeldige variasjoner i forbruket – og store forskjeller mellom husholdningene

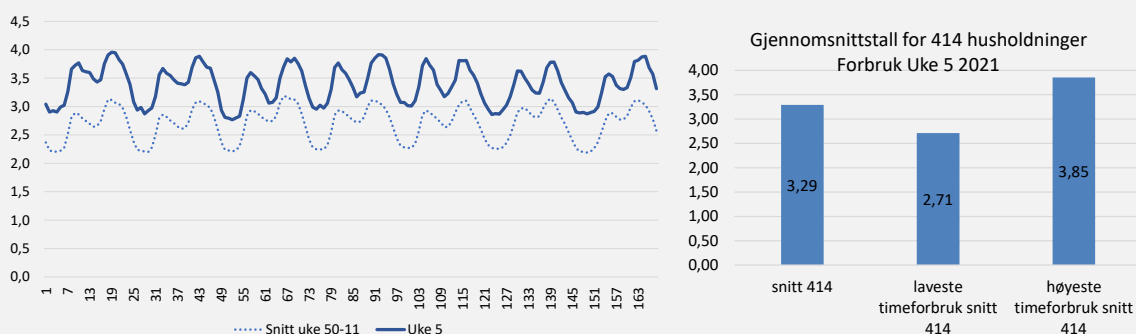
Høyeste gjennomsnittlige timeforbruk for hele utvalget i uke 5 (3,85 kWh/time) var *kun 17% høyere enn gjennomsnittlig forbruk* (3,29 kWh/time) i alle ukens timer. For de enkelte husholdningene er imidlertid maksimalforbruket med få unntak *mye høyere enn gjennomsnittsfbruket*.

Tekstboks 16. Gjennomsnittstall for hele utvalget

For å gjøre det enklere å sammenlikne forbruksmønsteret for den enkelte husholdning og for grupper, oppgir vi alle tall som gjennomsnitt for de husholdningene som inngår i beregningen. I denne tekstboksen ser vi på gjennomsnittstall for alle 414 husholdningene i utvalget.

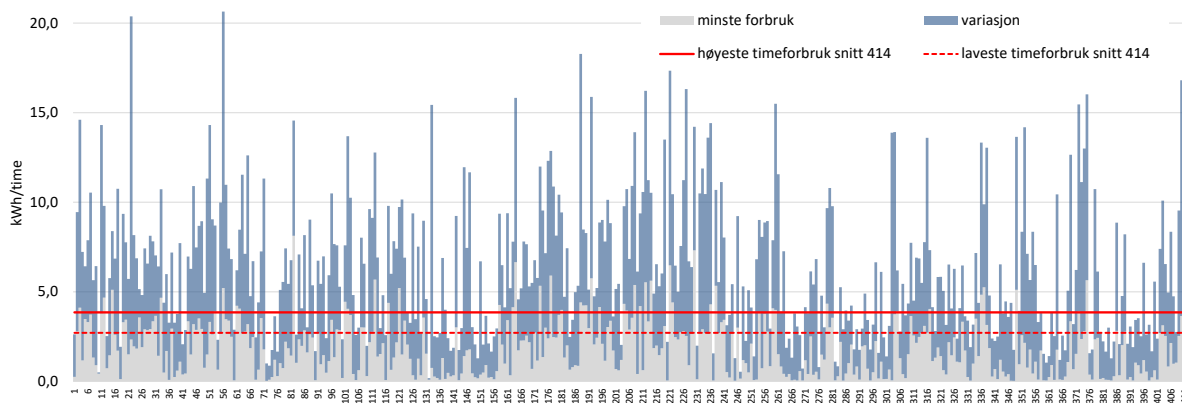
Venstre figur nedenfor viser gjennomsnittsfbruket for utvalget i hver av ukens timer (1-168), henholdsvis for uke 5 og i gjennomsnitt for alle ukene fra og med uke 50 til og med uke 11. Siden uke 5 var en kald uke, er det naturlig at forbruket da er høyere.

Søylene i høyre figur under viser *gjennomsnittlig* forbruk pr. time for hele utvalget i uke 5 (3,29 kWh/time), det laveste gjennomsnittlige forbruket *i en og samme time* (2,71 kWh/time i time 4 onsdag 3. februar) og det høyeste gjennomsnittlige forbruket *i en og samme time* (3,85 kWh/time i time 19, mandag 1. februar).



Figur 38. Venstre del: Forbruksprofil for utvalget over ukens timer for uke 5, og for uke 50 til og med uke 11. Høyre del: Laveste og høyeste samtidige gjennomsnitt og gjennomsnitt for hele utvalget for alle timer i uke 5.

⁶⁸ Det er *kortsiktige* pristilpasninger man lettest kan observere. Slike tilpasninger vil i økende grad være knyttet til automatisk tilpasning av forbruket til prissignalene, og særlig til flytting av tidspunkt for lading, oppvarming av tappevann og oppvarming av bygg og i fremtiden også flytting av strømmuttak for elektrolyse og noen andre prosesser. Prissignaler påvirker også langsiktige forbrukstilpasninger. Over tid kan dette ha større betydning, men slike tilpasninger synes ikke like lett i statistikken fordi de skjer med en forsinkelse og ofte kan ha betydning for forbruksnivå og tidsprofil i flere tiår. Et eksempel er installasjon av varmepumper.

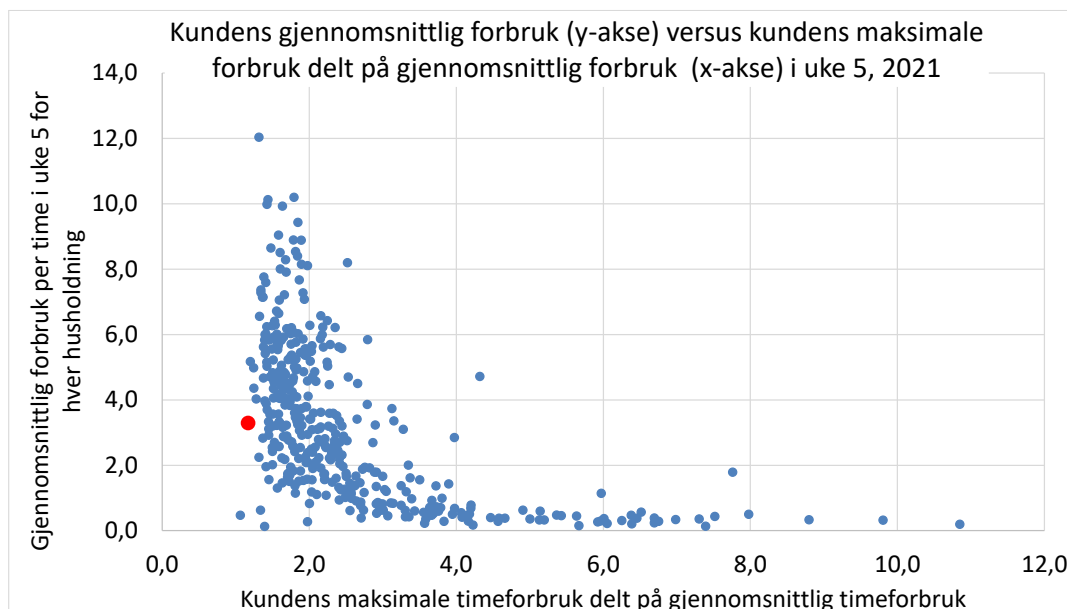


Figur 39. Individuelle variasjoner i husholdningenes forbruk i uke 5 i utvalg med 414 husholdninger.

I figur 39 viser høyden på det grå feltet hver enkelt husholdnings minste timeforbruk i uke 5, mens høyden av begge søylene viser største timeforbruk. Variasjonen mellom maksimum og minimum er dermed reflektert i den blå søylen.

De røde horisontale linjene viser henholdsvis høyeste og laveste gjennomsnittlige timeforbruk for hele utvalget. Her er variasjonen mye mindre fordi mange av de individuelle variasjonene er uavhengige av hverandre. De individuelle variasjonene utjevnes dermed i betydelig grad når man aggregerer for en større gruppe. Dette kalles *sammenlagringseffekten*.

Fra figuren over kan man se at noen kunder har moderat variasjon i forbruket sitt, mens andre har svært stor variasjon. Dette vises enda tydeligere i figuren nedenfor. Her representerer hvert blått punkt en husholdning, mens det røde punktet representerer gjennomsnittet for utvalget.



Figur 40. Gjennomsnittlig forbruk versus maksimalforbruk delt på gjennomsnittlig forbruk. Det røde punktet viser tilsvarende tall for hele utvalget.

I gjennomsnitt er hver husholdnings maksimale timeforbruk 2,5 *ganger så stort* som husholdningens gjennomsnittlige timeforbruk i uke 5. Som man ser av figuren, er dette forholdstallet som hovedregel høyest for små forbrukere, selv om en del husholdninger med lavt forbruk også har lavt forholds-

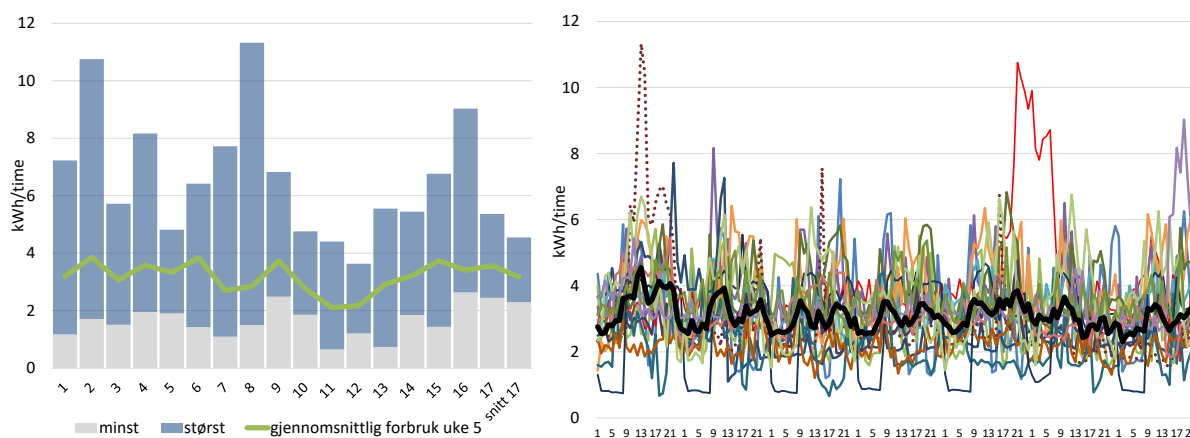
tall.⁶⁹ Ser vi kun på husholdningene med gjennomsnittlig forbruk over 3 kWh/time i uke 5, finner vi at maksimalt timeforbruk i snitt var 81% høyere enn gjennomsnittlig forbruk. Og for forbrukere med gjennomsnittlig forbruk over 8 kWh/time var maksimalforbruket i snitt 73% høyere.

Forskjellen mellom maksimalt og gjennomsnittlig forbruk for hver enkelt husholdning er altså veldig mye større enn forskjellen i de aggregerte tallene for utvalget. For utvalget som helhet var maksimalforbruket kun 17% høyere enn gjennomsnittlig forbruk.

Sammenlagringseffekten skyldes at mange av de individuelle variasjonene i forbruket er uavhengige av hverandre, og at variasjonen blir vesentlig mindre når man ser på summen (eller gjennomsnittet) for mange forbrukere.

Vi har sett nærmere på denne effekten for et mindre utvalg og på noen forskjeller i forbruksmønstre mellom ulike husholdninger. Vi har trukket 17 husholdninger fra utvalget og det eneste kriteriet var at de hadde et gjennomsnittlig forbruk nær gjennomsnittet for hele utvalget. Man kan se på dette som en gruppe av relativt like strømforbrukere, slik man f.eks. kan finne i et boligfelt hvor alle har samme type oppvarming, ikke fjernvarme, ikke veldig stort eller dårlig isolert hus.

Største, minste og gjennomsnittlig timeforbruk for hver enkelt husholdning er vist i den venstre figuren nedenfor. Til høyre i denne figuren viser vi også en søyle for høyeste og laveste gjennomsnittlige timeforbruk for hele gruppen (kalt "snitt17"). Høyre figur nedenfor viser forbruk time for time for alle husholdningene i den utvalgte gruppen, samt gjennomsnittlig forbruk hver time for hele gruppen (tykk svart kurve).



Figur 41. Forbruk i uke 5 for 17 husholdninger med forbruksnivå nær gjennomsnittet i utvalget

Også for en gruppe på kun 17 husholdninger er individuelle variasjoner i forbruket *mye større* enn variasjoner i gjennomsnittlig forbruk. I gjennomsnitt for hver av de 17 husholdningene er maksimalt

⁶⁹ Det kan være flere grunner til at forholdstallet maks/snitt ofte er større for husholdninger med lite forbruk. En grunn kan være at større forbrukere også oppnår en viss (intern) sammenlagringseffekt. Husholdninger med mye eloppvarming kan også ha et betydelig og ganske jevnt strømforbruk i en kald uke. Som en kuriositet kan vi nevne at en av husholdningene med svært lavt forbruk også har et maksimalt forbruk som kun er 10% større enn kundens gjennomsnittlige forbruk i uke 5. Slike tall kan kanskje forklares med at husholdningen har fjernvarme og er på ferie, slik at kun forbruk som kjøleskap mm. står på.

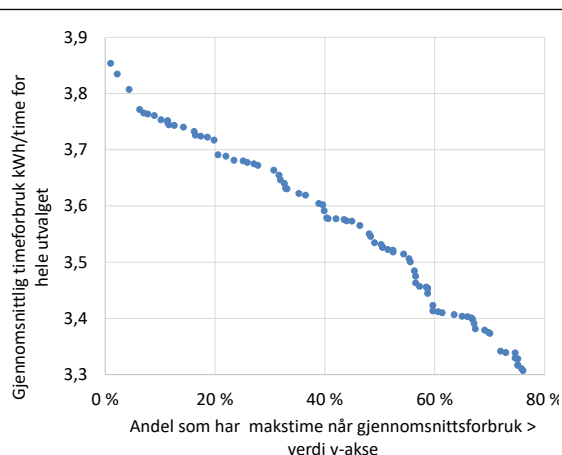
timeforbruk 112% høyere som gjennomsnittlig forbruk, men for gruppen under ett er høyeste samlede forbruk i en time kun 43% høyere enn gjennomsnittlig forbruk.

Det er også betydelig forskjell mht. hvor mye de enkelte husholdningenes forbruk varierer. Det høyre bildet i figur 41 illustrerer også at noen av husholdningene har ganske avvikende forbruksmønstre.

Hjemmelading kan bli effektkrevende: [Easee planlegger hurtigladere – som du også kan få hjemme - Tu.no](#)

Vi har også undersøkt hvor godt en tariff basert på hver kundes høyeste timeforbruk i uke 5 vil treffe mht. periodene i uke 5 hvor det samlede forbruket i utvalget var høyest. Ikke overraskende betyr den store individuelle variasjonen i forbruksmønster at mange husholdningers maksimalforbruk *ikke sammenfaller godt* med periodene hvor utvalget samlet har høyest forbruk. Det høyeste gjennomsnittlige forbruket for utvalget var 3,85 kWh/time, mens median og gjennomsnitt for alle timer begge var rundt 3,3 kWh/time. Figur 42 gir et bilde av hvor høyt det gjennomsnittlige forbruket var i timen hvor hver enkelt husholdning hadde sitt høyeste timeforbruk. Figuren kan leses slik: 75% av husholdningene hadde sitt høyeste timeforbruk i en time hvor samlet forbruk for hele utvalget var større enn gjennomsnittet. (Det var altså 25% av husholdningene som hadde sitt maksimale forbruk på et tidspunkt hvor utvalget samlet bruker mindre enn gjennomsnittet for uka.) *Kun 20% av husholdningene hadde sitt høyeste timeforbruk i en time hvor gjennomsnittet for hele gruppen var større enn 3,7 kWh/time. (10% av alle timene i uke 5 hadde et så høyt gjennomsnittlig forbruk for utvalget.)*

Vi har også undersøkt hvordan forbrukstoppet for utvalget samlet ville blitt påvirket hvis hver husholdning reduserte sitt maksimale forbruk, med 10%, 20% osv. Beregningen er gjort slik: hver husholdnings forbruk er kappet i timene med høyest forbruk. Ved 10% kutt er forbruket i alle timer med høyere forbruk enn 90% av kundens maksimale forbruk redusert til 90% av tidligere maksimalforbruk. Og tilsvarende for større kutt. Implisitt betyr dette at det reduserte forbruket antas

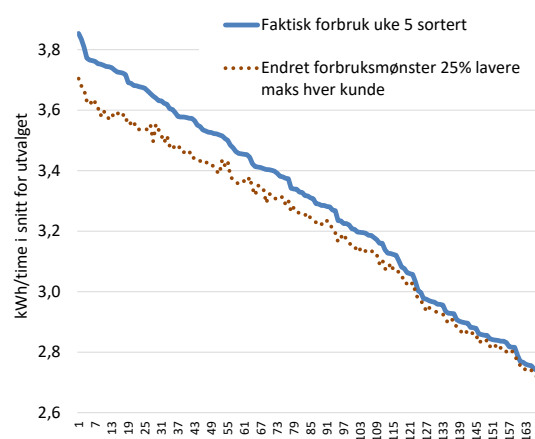


Figur 42. Andel av utvalget som har sitt høyeste timeforbruk når samlet forbruk er høyest.

Tekstboks 17. Virkningen av kutt i hver kundes maksimale forbruk

Redusert individuelt maksimum	10 %	20 %	30 %
Reduksjon i utvalgets maksimale forbruk	0,2 %	2,2 %	6,4 %

Tabell 1.



Figur 43. Endret forbruksmønster

Faktisk forbruk er sortert fra høyeste til laveste timeforbruk. Punktene viser tilhørende nytt forbruksnivå time for time ved 25% kutt i individuelt maksimalforbruk

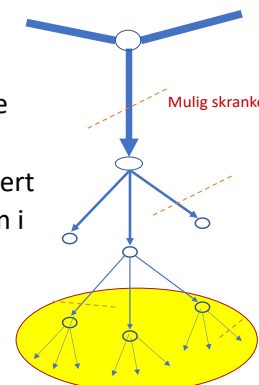
enten å bli kuttet permanent eller at det blir flyttet til en periode hvor det ikke kan bidra til et nytt felles maksimum.

Hvis vi hadde analysert hele måneder (om vinteren) kunne samvariasjonen mellom individuelt maksimum og utvalgets maksimum kanskje blir litt bedre, men nette mye.

Resultatene tyder på at en tariff basert på husholdningenes individuelle maksimale timeforbruk hver måned, ikke blir særlig presis for å redusere det samlede maksimalforbruket. Dette utelukker ikke at en slik tariff kan ha nyttige egenskaper: Som vi har vært inne på kan det være helt lokale fordeler ved å begrense maksimalt timeforbruk (noe). Dette er særlig aktuelt når flere husholdninger får mulighet til å øke sitt forbruk mye i enkelte timer, f.eks. ved rask hjemmelading. En slik tariff kan også få mange husholdninger til å gjennomføre *generelle tiltak* som reduserer deres forbruk også i perioder hvor hele området har høyt forbruk. For eksempel kan *langsommere* lading eller energieffektivisering bidra til dette. Tariffen kan også stimulere kundene til å anskaffe utstyr som gir økt fleksibilitet og som derfor kan være nyttig i kraftmarkedet og ved mer presise tariffer i fremtiden. Men det vil helt klart være ønskelig med tariffer som treffer mer presist. En tariff basert på kundens maksimale forbruk vil for eksempel alltid ha den ulempen at den kan redusere incentivene til å være i motfase til resten av forbruket i det relevante nettområdet. En tariff kun basert på maksimalt timeforbruk vil uvegerlig fremme et flatere forbruk. Det kan ha gunstige effekter, men også noen uheldige sider.

Vurderinger

- Det lokale nettet har i de fleste tilfeller kapasitet til å håndtere betydelige forbruksvariasjoner hos den enkelte husholdning så lenge *samvariasjonen* ikke er for stor. Ellers ville ikke nettet taklet de variasjonene vi kan observere i utvalget.
- Men presset på nettet inn til boligområder (eller bydeler med mange boliger) kan øke i årene som kommer. Dette kan skyldes fortetting i urbane strøk, at mange husholdninger etter hvert får elbil som skal lades⁷⁰, at oljefyring nå er faset ut - og det er også mulig at færre husstander etter hvert fyrer med ved i kuldeperioder. Bruk av *direkte* el-oppvarming av tappevann i stedet for varmtvannsbereder, kan også bidra til nye forbrukstopper hvis flere installerer slike. Flere av disse faktorene kan variere betydelig mellom områder (for eksempel mellom villastrøk og blokkbebyggelse) og det kan også variere hvor mye kapasitet det eksisterende nettet har og hvor kostbart det vil være å oppgradere nettet. Behovet for tariffer og andre virkemidler som adresser disse utfordringene, vil derfor variere og kan endre seg over tid – for eksempel fordi stadig flere skaffer seg elbil.
- På de laveste nettnivåene tar det kortere tid å øke nettkapasiteten, og man kan derfor i større grad forsterke nettet når behovet oppstår. Dette reduserer faren for at man gjør unødvendige investeringer.
- I situasjoner *uten press i nettet* (både helt lokalt og på høyere nettnivå) er det vanligvis ikke et problem at kundene tar ut kraft opp til sin sikringsstørrelse.
- Svært lokalt (f.eks. i et mindre boområde) kan tilfeldige sammenfall av lading med høy effekt (opptil 22 kW) og annet høyt forbruk, skape effekttopper man ikke tidligere har sett. Dette kan



⁷⁰ En gjennomsnittlig husholdning i Norge bruker 16.000 kWh pr. år. En elbil med normal kjørelengde bruker om lag 3.000 kWh pr. år. Hvis en gjennomsnittlig husholdning skaffer seg en elbil, gir dette en forbruksøkning på ca. 18%. Hvis man lykkes med å fordele ladingen til perioder med lav belastning på nettet, vil ladingen i liten grad øke kapasitetsbehovet. Når "alle" får elbil og annet forbruk kanskje også stiger, kan lading bli en av flere faktorer som skaper behov for forsterkninger i nettet. Klarer man derimot å redusere elforbruket i de kritiske kuldeperiodene, kan man kanskje unngå eller utsette forsterkninger. Men vi har også sett at dersom ladingen skjer i løpet av få timer med høy effekt og *samtidig for mange forbrukere*, kan nettet få en utfordring om få år.

trolig gi utfordringer for nettet i det aktuelle området. Dette vil være et argument for å begrense forbrukernes individuelle forbrukstopper.

- Når man aggregerer forbruk for større grupper, vil individuelle tilfeldigheter bety svært lite. Derimot kan samvariasjon som skapes av felles koordinerende faktorer, gi overbelastning på nettet. Slike faktorer kan være kraftpriser, kulde, døgnmønstre og helligdager mm. samt kombinasjoner av disse. *Økt fleksibilitet i forbruket er en ressurs for markedet og kan avlaste nettet, men en ensidig og automatisk optimalisering av lading og annet forbruk basert kun på kraftpriser, kan skape problemer for nettet. Uten tilstrekkelige prissignaler eller andre virkemidler kan fleksibiliteten bli en utfordring.*
- **Samfunnsøkonomisk er målet å unngå forbrukstopper som skaper problemer for nettet**
 - *Det er ikke et mål i seg selv å ha jevnt forbruk. Flytting av forbruk i tid av hensyn til markedspriser er gunstig selv om dette gir nye forbrukstopper så lenge dette ikke skaper problemer for nettet.*
 - *Tariffutformingen er i dag begrenset av krav til like tariffer i store inhomogene områder og av manglende muligheter til å tilby smartere og mer kompliserte tariffer til kunder som aksepterer eller ønsker dette for å redusere sine kostnader.*
 - *Tariffer og andre virkemidler bør så langt som mulig gi forbrukerne incentiver til å realisere den samfunnsøkonomisk optimale løsningen.*