

SAMFUNN ØKONOMI

Et bindeledd mellom forskning, yrkesutøvere og politikk

TEMA: STRØM OG VANNKRAFT

- Førstemann til mølla ved veis ende
– konsesjon for å bruke kraft?
Morten Harper
- Loven som ikke ga hva den lovet.
Kraftliberalismen og energiloven av 1990
Lars Thue
- Vi kjemper framleis for heimfall!
Olav S. Rabbe



REDAKSJONSRÅDET



Fanny Voldnes

Ansvarlig redaktør i Samfunn og økonomi fra 1. mars 2024. Registrert revisor fra BI (1988) og cand. philol fra Universitetet i Oslo (2000). Tidligere leder av Samfunnsøkonomisk enhet, Fagforbundet og nestleder næringspolitisk avdeling, LO. Spesialområde: Kommersiellisering av fellesgodene og betydningen for folkestyre, ansatte og tjenester. fanny.voldnes@fagforbundet.no



Bjarne Jensen

Professor emeritus offentlig økonomi. Sosialøkonom, Universitetet i Oslo. Tidligere adm. dir. Kommunekreditt, Norge, rådmann i Bergen og Kristiansand og ansatt i Finans- og Sosialdepartementet. Han har ledet og deltatt i flere offentlige utredninger om finansiering og styring av offentlige virksomhet. Fra 2011 til 2024 redaktør av Samfunn og økonomi. bjarne.jensen@inn.no



Nils Aarsæther

Nils Aarsæther, dr.philos., professor emeritus ved Institutt for samfunnsvitenskap, UiT Norges arktiske universitet. Forskningsfelt: Lokaldemokrati og kommunal planlegging. Deltok i evalueringa av plan- og bygningslova (EVAPLAN), og har utgitt ei rekke fagbøker, m.a. *Venstrepopulisme? JA!* (2023) og *Samfunnsplanlegging gjennom 50 år* (2024). nils.aarsæther@uit.no



Alf-Inge Jansen

Dr.philos., professor emeritus, Universitetet i Bergen, Institutt for administrasjon og organisasjonsvitenskap. Forskningsfelt: Organisering og offentlig politikk, blant annet etableringen av miljøvern som politisk sektor i Norge. Publisert bøker og artikler om klima- og miljøpolitikk, forskningspolitikk, kommunepolitikk og økonomisk politikk. alfingejansen@gmail.com



Unni Hagen

Master i offentlig ledelse og styring fra Høgskolen i Innlandet (2015), campus Rena. Kommunkandidatutdanning fra Norges kommunal- og sosialhøgskole (1991). Tidligere ansatt i Oslo kommune og politisk rådgiver på Stortinget. Har vært leder for Fagforbundets strategiske stab, og er nå spesialrådgiver, med strategi og planarbeid som ansvarsområde. unni.hagen@fagforbundet.no



Paul Bjerke

Professor emeritus i journalistikk ved Høgskulen i Volda, og tilknyttet forskningsstiftelsen De Facto. Bjerke er utdannet mag.art. i sosiologi og PhD i medievitenskap, og har vært redaktør i Klassekampen. De siste årene har han utgitt bøker om kulturtidsskrifter, litteraturstøtte og pressestøtten. Han har også skrevet historien til flere fagforeninger. paulb@hivolda.no



Kristin Reichborn-Kjennerud

Forsker 1 ved AFI, OsloMet – storbyuniversitetet. Statsviter og sosiolog. Forskningsfelt: Styring og kontroll i offentlig sektor, evaluering/forvaltningsrevisjon, deltakende demokrati, bærekraftig byutvikling, bærekraft i offentlige innkjøp og dyrking i byutvikling. Doktorgrad på effekten av forvaltningsrevisjon. Kristin.Reichborn-Kjennerud@oslomet.no



Ebba Boye

Fagleder i Samfunnspolitisk avdeling i LO. Master i samfunnsøkonomi, The New School for Social Research, New York. Spaltist i Klassekampen. Medredaktør Økonomisk tenkning. Bidrag til mangfold i økonomifaget (Solum Bokvennen, 2021). Skrevet rapporter, blant annet for FIVH, Nei til EU og Manifest. Tidligere leder av Rethinking Economics Norge (2017–2020). ebba.boye@lo.no



Morten Harper

Jurist og utredningsleder i Nei til EU, redaktør for Nei til EUs skriftserie Vett og spaltist i Klassekampen. Utdannet cand. jur. ved Universitetet i Oslo samt delemner i medievitenskap ved samme universitet. Dessuten lokalpolitiker for SV, representant i Stjørdal kommunestyre, og var i perioden 2019–2023 medlem av kommunens kontrollutvalg. morten.harper@neitileu.no



Morten Jerven

Professor i utviklingsstudier ved Norges miljø og biovitenskapelig universitet, Institutt for internasjonale miljø- og utviklingsstudier (Noragric). Doktorgrad i økonomisk historie fra London School of Economics and Political Sciences. Har skrevet flere bøker om økonomisk vekst og statistikk. Har vært fast økonomispaltist i Klassekampen siden 2009. morten.jerven@nmbu.no



Svenn Arne Lie

Master i sammenliknende politikk fra Universitetet i Bergen (UiB). Forsker, rådgiver og journalist. Har i ulike sammenhenger arbeidet med forretning og forvaltning, styringssystemer, demokrati, fordeling, jordbrukspolitikk, kommuneøkonomi og distriktsutvikling. Er også småbruker med geit og ku, og har skrevet to debattbøker om jordbrukspolitikk. svennarnelie@gmail.com

INNHold

Leder ansvarlig redaktør Fanny Voldnes	4
Om høyere strømgeregninger – hva mener NVE-sjefen og LO-veteranen? Kjetil Lund og Jørund Hassel intervjuet av Morten Harper/Fanny Voldnes	6
Loven som ikke ga hva den lovet. Kraftliberalismen og energiloven av 1990 Lars Thue	12
Myten om strømsløsning Robert Næss	20
Førstemann til mølla ved veis ende – konsesjon for å bruke kraft? Morten Harper	26
Kraft som ressurs for industri og samfunn Atle Tranøy	38
Landet med verdens høyeste energiforbruk. Trenger Norge egentlig mer kraft? Anders Skonhoft	44
Vi kjemper framleis for heimfall! Olav S. Rabbe	58
Kongelig resolusjon angående Røldal Suldal kraftverk: Er kravene til begrunnelse overholdt? Morten Walløe Tvedt	64
Om eierskap og vannfallsrettigheter Gregar Berg-Rolness/Fanny Voldnes	76
Kraften, makten og pengene Øystein Noreng	88
Historien bak Røros Elektrisitetsverk AS/Ren Røros AS Henrik Grønn	94
Kraftmarkedet er et godt virkemiddel for forvaltningen av kraftressursene Manus Pandey/Thomas Kallevik	100
Kraftsektoren – vår viktigste infrastruktur Kjell Roland	106
Pauli ord: Statsfeministenes skyld? Paul Bjerke	116
Årets lønnsoppgjør – «vårens vakreste eventyr» Line Tollefsen	120

**SAMFUNN
ØKONOMI**

Redaksjonen avsluttet 29.5.2026
ISSN 1893-3009
Ansvarlig redaktør: Fanny Voldnes
Opplag: 7000

Postboks 7003, St. Olavs plass
0130 OSLO
Telefon: 23 06 40 00

Redaksjonell tilrettelegging:
Kirsti Knudsen

Illustrasjon forside: Johan Reising
Design: Avrio design/Anne Vines
Trykkeri: Ålgård Offset AS

F Fagpressen

BESØKSADRESSE

Keyzers gate 15
0165 OSLO
www.samfunnogokonomi.no

REDAKSJON

Send tips til
redaksjonen@samfunnogokonomi.no
Frist stoff 2/2026: 1.10.2026

ADRESSEENDRING

fane2@fagforbundet.no

P PRESENS
FAGLIGE UTVALG

Tidsskriftet Samfunn og økonomi er medlem av Fagpressen og redigeres etter Redaktørplakaten og Vær Varsom-plakatens regler for god presseskikk. Den som likevel føler seg urettmessig rammet, oppfordres til å ta kontakt med redaksjonen. Pressens Faglige Utvalg (PFU) behandler klager mot pressen. Henvendelse e-post: pfu@presse.no, telefon: 22405040.

Samfunn og økonomi utgis av Fagforbundet.



FAGFORBUNDET

Vannkrafta – vår felles eiendom

Dette nummeret handler om strøm og om vannkrafta vår. Vannkraft utgjør 90 prosent av elektrisitetsproduksjonen i Norge. For tida er det nesten daglige oppslag i mediene om strømsituasjonen, enten det er høye strømpriser sør og vest i landet samtidig som det er veldig lave priser i nord, bygging av datasentre eller manglende nettkapasitet til annen ny næring. Totalkapasiteten i det norske kraftsystemet er på 40 000 MW. Datasentre som står i kø ønsker 7000 MW av dette.

Det har skjedd store endringer de siste 30-40 årene når det gjelder strøm. Dette nummeret inneholder artikler om hva som skjedde da energiloven kom i 1990, om negative konsekvenser og forslag til andre løsninger, og hvordan strømmarkedet fungerer.

Det er ulike meninger om det er behov for mer strømutbygging i Norge. Mange mener det viktigste er å regulere hva strømmen brukes til. Noen mener det er behov for mer strøm til industriutbygging. Andre mener at samfunnets klimamål må bli styrende for utviklingen av strømmarkedet.

Noen artikler beskriver aktuelle utfordringer. De evigvarende rettighetene til vassdraget i Røldal-Suldal ble i 2021 overført til rogalandskommuner og Hydro.

Da konsesjonen til Hydro utløp i 2022, skulle anlegget «hjemfalle» til staten med en andel for vertskommunene. Det ble ikke iverksatt.

Vertskommunene sitter igjen med økonomisk tap og skader i naturen og vurderer å forfølge saken rettslig. Energiselskapet Ren Røros AS, som er eid av Røros kommune og innbyggere og næringsliv i kommunen, er i ferd med å gi opp alle utfordringene og vurderer å selge det mer enn 100 år gamle kraftverket.

Regjeringen fortsetter sin klokkertro på at markedskreftene er den beste måten å sikre nok strøm til innbyggere og næringsliv til «akseptabel» pris på. Når regjeringen utfordres, settes det i verk tiltak som – uten unntak så langt – er til for å bevare markedet. Nå sist, i revidert stats-

budsjett for 2026, settes 21,5 milliarder kroner av til ulike strømstøtteordninger, inklusive Norgespris.

Norgespris kom som et tillegg til den generelle strømstøtteordningen til innbyggere fra sommeren 2023. Finansdepartementets finanspolitiske utvalg er skeptisk til Norgespris, og mener den ikke har incentiver til strømsparing. Andre kaller denne påstanden en myte, og støtter Norgespris av sosiale grunner. Ordningen med Norgespris skal vurderes til høsten.

Det har ikke manglet alternative forslag til regjeringen. Ett eksempel er makspris på strøm. Et annet eksempel er å regulere strømeksporsten slik at bare overskuddskraft blir eksportert. Begge disse forslagene har blitt blankt avvist så langt.

Det er svært mange søknader om etablering av datasentre. Regjeringen har blitt tvunget til å foreta seg noe. I henhold til regelverket har nettselskapene tilkynningsplikt når en aktør søker om tilgang til strømmettet. Regjeringen kunne valgt å begrense tilkynningsadgangen for datasentre, nå som Stortinget har bedt om tiltak for å hindre at strøm brukes til kryptovaluta. Imidlertid valgte regjeringen en annen løsning. I en artikkel i dette nummeret foreslås det et eget konsesjonssystem for store kraftforbrukere som datasentre, og det hevdes at dette vil være mulig innenfor EØS-regelverket.

Mange mener at det er på tide å endre styringen av strømforsyningen vekk fra markedstenkning.

Den usikre internasjonale situasjonen gjør strømsituasjon i Norge mer sårbar. Sikkerhets- og beredskapssituasjonen er krevende i seg selv. Men også dagligdagse oppgaver i samfunnet krever strøm. Sykehus, banktjenester og oppvarming av boliger trenger strøm for å fungere. På toppen er industrien, både gammel og ny, avhengig av strøm.

Mange mener at det er på tide å endre styringen av strømforsyningen vekk fra markedstenkning og over på en langsiktig forvaltningsstyring. Hvor stor betydning skal strømleveransene til EU ha i framtida? Noen mener at myndighetene ikke er tilstrekkelig oppmerksomme på innbyggernes interesser og andre nasjonale behov, og at dette kommer i andre rekke.

Nesten alle bidragsyterne til dette nummeret er menn. Selv om kraftbransjen er nokså mannsdominert, har nok redaksjonen sviktet litt her. Men vi har i det minste fått en av mennene til å forsvare både feministene og statsfeministene mot høyresidas påstander om at kvinnekampen er skyld i unge menns problemer. Kan det være en trøst?



God lesing!

Fanny Voldnes, ansvarlig redaktør

Kjetil Lund og Jørund Hassel er intervjuet av:

Fanny Voldnes statsautorisert revisor og spesialrådgiver i Fagforbundet

Morten Harper jurist og utredningsleder i Nei til EU

Om høyere strømregninger – hva mener NVE-sjefen og LO-veteranen?

Lenge var vi vant til lave og stabile strømregninger i Norge. Vi tok for gitt at våre felles vannressurser sikret det. Vannkrafta står fortsatt for nesten 90 prosent av forbruket i Norge. Men etter 2022 har høye og varierende strømpriser blitt en ny erfaring og utfordring for både innbyggere og næringsliv i deler av landet, og også nettleia har økt. Nå varsles ytterligere økning i strømregningene for innbyggere og næringsliv.

Samfunn og økonomi har intervjuet Kjetil Lund og Jørund Hassel om de økte strømregningene. Kjetil Lund er direktør i NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) og Jørund Hassel er sentralstyremedlem i Pensjonistforbundet og tidligere tillitsvalgt og distriktssekretær i LO Stat.

Vannkraft dominerer norsk kraftproduksjon og har lave produksjonskostnader. Likevel betaler vi europeiske kraftpriser som er tungt påvirket av dyr kraftproduksjon fra kull, gass og atomkraft i EU. Kraftprisene har vært høye, særlig i Sørvest-Norge de siste årene, og

nå er det et stort press på å bygge ut mer nett og kraft.

– Hvordan vil økt kraftproduksjon påvirke prisen på kraft?

Kjetil Lund: Prisen på kraft påvirkes av flere forhold. Hovedsammenhengen er hvor mye produksjon det er i forhold til forbruk. I Norge er vannkraften dominerende, så om det er et vått eller tørt år har betydning for kraftprisen. Hvor mye vind det er i Norge og utlandet betyr også mye på kort sikt. Norge både importerer og eksporterer kraft via utenlandskablene, og det påvirker



også kraftprisen i Norge. Generelt kan vi si at jo mer kraft som bygges ut, jo lavere blir prisen – alt annet likt. Og jo mer forbruk, jo høyere strømpris – alt annet likt.

Jørund Hassel: Mange er opprørt over økte strømregninger som jo i stor grad henger sammen med at vi er del av et europeisk strømmarked. Norge må bruke mer av sin egen kraft til å sikre folk rimelige strømpriser. Flere etterlyser et to-pris-system hvor norske innbyggere betaler for fornybar norsk kraft og ikke for importert, dyrere kraft.

Frykten for høye strømregninger

Strømregninga består av to deler. Den ene gjelder hvor mye strøm vi har brukt (kraft), den andre er for bruken av ledningsnett (nettleie). Fordi Norge er del av det europeisk kommersielle strømmarkedet, er prisen på kraft satt helt kommersielt, mens prisen for nettleie er mer komplisert. NVE har varslet at nettleia vil øke framover som følge av den store etterspørselen etter mer kraft, beredskaps-hensyn og behov for økt nettutbygging.

– *Hva tror dere om strømregninga framover?*

Kjetil Lund: Det skal bygges mye kraftnett i Norge i årene framover, og det er dyrt. NVE har grovt anslått at nettleia vil øke med rundt 30 prosent fram til 2030, men at den vil variere rundt om i landet. Men det skal bygges nett i hele Europa framover

NVE*s oppgaver i strømsystemet:

- Konesjons- og beslutningsmyndighet
- Tilsynsmyndighet
- Reguleringsmyndighet (RME)
- Analyser på kort og lang sikt

*NVE (Norges vassdrag- og energidirektorat) er underlagt Energidepartementet, men RME er uavhengig).

nå, så anslaget vårt kan være for lavt. For eksempel er ikke kostnader for sikkerhet og beredskap med i anslaget. Beregningen bare for økt nettleie som følge av sikkerhets- og beredskaps-hensyn er på mellom 300 og 500 kroner per år per husholdning.

Jørund Hassel: Det er en stor uro i deler av befolkningen for økte strømregninger. Når NVE anslår at nettleia kan øke med rundt 30 prosent fram mot 2030 – uten å ta høyde for kostnader til sikkerhet og beredskap – er det forståelig at mange er urolige. Økte strømregninger vil særlig ramme lavtlønte husholdninger. Mange opplever det urettferdig at de må ta regninga når kraftkrevende næringer som datasentre og batterifabrikker bygges ut.

Kjetil Lund: Jeg kan forstå at folk er opp-tatt av dette siden omfanget av datasentre har økt sterkt de siste årene, og at det ligger an til å øke sterkt også framover. Men dette er et politisk spørsmål. Det er kommunen som regulerer hva områder skal brukes til, enten det er næring, vindkraft eller hytter. NVE kan påvirke hvor nettanlegget skal ligge, ledningstraseer og om nettet er godt nok eller om det trengs forsterkning. NVE har ikke en rolle i å vurdere om datasentre er en god idé.

Jørund Hassel: Strømselskapene forventer at vi som innbyggere skal følge med på strømprisen på kraft. Undersøkelser viser at 38 prosent av befolkningen ikke er digitale nok til å nyttiggjøre seg tilbudene fra strømselskapene. Tilbudene annonseres bare digitalt, og ekskluderer dermed store deler av befolkningen. Dessuten er strømfakturaene fra strømselskapene vanskelige å forstå, også ifølge Forbrukerrådet. Det burde stilles krav om universell utforming av fakturaen.

Kjetil Lund: Jeg har forståelse for at strømprisen kan være vanskelig å forstå,

Derfor er det satt krav i forskriften om hvordan strømfakturaen skal se ut. Det er blant annet et krav at fakturaen skal være oversiktlig og lett å forstå for forbrukeren. Det er også krav til hva fakturaen skal inneholde.

Sikkerheten i den norske strømforsyningen

– *Hva er NVEs rolle i strømsystemet?*

Kjetil Lund: NVE har flere roller på energiområdet, men rollen som konsesjonsmyndighet er blant de mest krevende fordi det ofte er mye engasjement knyttet til utbygginger. Den som ønsker kraftutbygging må søke NVE om konsesjon for å få bygge, og antallet konsesjonssøknader har økt den siste tida. NVE knytter vilkår til konsesjonen og fører tilsyn med at de følges. Det må både bygges og driftes på bestemte måter. For eksempel er det ikke lov å ta seg til rette i naturen, og vannkraftverk har krav til vannstand i vannmagasinene.

Jørund Hassel: Vannmagasinene er Norges viktigste energireserve. Vi har flere ganger opplevd at vannmagasinene tappes ned og kraft eksporteres som ledd i å oppnå mest mulig profitt. Da påvirkes også beredskapen vår. Dette viser hvordan strømsystemet fungerer og betydningen av at Norge tar tilbake nasjonal kontroll over strømmarkedet.

– *Hva med den nye sikkerhets- og beredskapssituasjonen?*

Jørund Hassel: Mange er bekymret for beredskapen for eldre og syke i den nye situasjonen. Stadig flere tjenester som krever stabil strømforsyning skal nå håndteres hjemme, for eksempel trykksalarmer og hjemmedialyse. Da blir konsekvensene av strømbrudd langt mer alvorlige enn før.

Det skal bygges mye kraftnett i Norge i årene framover, og det er dyrt.

Kjetil Lund

Kjetil Lund: Det er god leveringssikkerhet i Norge. Kraftsystemet vårt virker 99,9 prosent av tida. Nettselskapene må betale «kostnad ved ikke-levert strøm», så de er raske med å få tilbake strømmen ved strømbrudd. Vi har heller aldri i moderne tid hatt rasjonering av strøm i Norge, så alt i alt vil jeg si at systemet fungerer godt.

Økte investeringer i strømmettet

Den siste tida har det vært flere oppslag i mediene om at strømkundene vil påvirkes av nye investeringer i strømmettet framover og at nettleia vil øke mye. Behovet for mer nett skyldes blant annet mange søknader om å bygge ut mer kraft. Initiativet til å bygge ut kraft kommer fra selskapene. Det er Statkraft eller andre selskaper som tar disse beslutningene. Så er det Statnett og andre nettselskaper som er ansvarlig for utbyggingene av ledningsnettet.

– *Hvordan er planene for økte investeringer i strømmettet framover?*

Kjetil Lund: Det forventes at investeringene i strømmettet vil øke ganske mye. Det henger sammen med at forbruket øker, men også fordi det gamle nettet trenger fornying. Samtidig er det et politisk ønske om mer elektrifisering i samfunnet som erstatning for fossil kraft. På toppen har vi den nye beredskaps- og sikkerhetssituasjonen som krever mer kraft.

Jørund Hassel: Det opprinnelige konsesjonsregimet bygde på at naturressursene tilhører fellesskapet, at det skulle være

prisregulering, hjemfallsrett og at vannkraften skulle brukes til å bygge norsk industri og norske arbeidsplasser. Framfor at eiere tar ut utbytte fra strømselskapene, burde overskuddet brukes til å fornye eksisterende anlegg for å følge opp intensjonene i de opprinnelige konsesjonene.

Kjetil Lund: Det er tilknytningsplikt i Norge. Hvis noen ønsker å bygge en fabrikk, en bolig eller et datasenter, har nettselskapet plikt til å ordne tilknytning til kraftnettet. Det er dette som skjer rundt om i landet.

Jørund Hassel: Mange synes ikke de har nok å si når det gjelder disse nye utbyggingene som vil påvirke strømregninga, og etterlyser bedre kommunikasjon og mer informasjon fra myndigheter og NVE.

– Kan politikerne bestemme om vi skal ha datasentre eller kryptovaluta?

Kjetil Lund: Tilknytningsplikten skiller i dag ikke mellom næringer. Det er en politisk vurdering om tilknytningsplikten ikke burde gjelde for eksempel for kryptovaluta eller andre næringer. Siden det ikke er konsesjonsplikt for datasentre, er det ikke NVEs rolle å vurdere om datasentre er nødvendige eller ikke. NVEs rolle er å vurdere konsekvensene for nettanlegget. Da vurderer vi virkninger på natur og miljø, kulturminner, samiske interesser og så videre.

Finansiering av nyinvesteringene

Det er et viktig spørsmål hvem som skal betale den økte strømregninga. Historisk har Norge hatt en modell hvor både kraftprisen og nettleia var fastsatt ut ifra andre prinsipper enn de markedsprinsippene som dagens system er. Tilknytningen til nettet betales av det selskapet som bygger nettet,

Det langsiktige målet må være å koble Norge fra EUs energisystem.

Jørund Hassel

som for eksempel Statnett. Noen ganger viser det seg at byggingen av for eksempel et datasenter eller et stort kraftproduksjonsanlegg vil kreve så mye strøm at eksisterende nett («maska nett») ikke er sterkt nok til det nye anlegget. Da må nettet fornyes, renoveres eller kanskje bygges ut.

– Hvem skal betale for denne nettutbyggingen?

Kjetil Lund: I dag er det sann at et selskap kan pålegges å betale inntil 50 prosent av kostnaden ved nyutbygging hvis eksisterende nett ikke har kapasitet nok. Det kalles anleggsbidrag. For eksempel fikk Melkøya et stort kraftbehov som følge av nyinvesteringer. Det gjorde at Equinor måtte betale et slikt anleggsbidrag. Begrunnelsen er at det åpenbart er selskapets ansvar at nettet må forsterkes som følge av en stor nyutbygging. Samtidig vil alle andre også ha nytte av nettet når det først er bygd.

Jørund Hassel: Alle forstår at gamle ledningsnett må fornyes, men det framstår som urimelig at innbyggerne skal få høyere strømregning fordi det for eksempel skal bygges nye kraftkrevende datasentre. Derfor møter dette motvilje hos mange vanlige folk.

Kjetil Lund: Nettinvesteringene vil ikke påvirke prisen på kraft direkte, men de vil øke nettleia, som kommer på samme faktura. I tillegg kan behov for mer kraft på grunn av den nye sikkerhetssituasjonen øke investeringsbehovet i nettet. Det kommer på toppen.

Jørund Hassel: Her må beredskap, forsyningsikkerhet og hensynet til sårbare grupper gis forrang foran profitmaksimering. Det bør vurderes om enkelte beredskapsfunksjoner skal flyttes til mer nøytrale, ikke-kommersielle enheter, og at strøm- og nettleiepolitikken innrettes slik at ingen står i fare for å miste grunnleggende tjenester.

– Kan dette løses for eksempel gjennom en statlig finansieringsmodell?

Kjetil Lund: Kraftnettet i Norge finansieres nå i hovedsak gjennom brukerbetaling, altså gjennom nettleie. Vi kunne selvsagt tenke oss en statlig finansiering direkte over statsbudsjettet, men jeg kjenner ikke til at det er laget noen slik modell. Argumenter for dagens ordning er å unngå at nettselskapene sender hele regninga for nye investeringer til fellesskapet. Da ville det fort blitt både dyre og for mange

investeringer. I dag er det RME* som skal sikre effektiv bruk av det nettet som er, og at nye investeringer blir effektive.

Jørund Hassel: Spørsmålet er om dagens strømsystem er i tråd med Grunnlovens intensjoner om nasjonal styringsrett og folkestyre. Mange mener at kraftressursene igjen må underlegges klar politisk styring og offentlig kontroll. Det vil bety at eksport, kabler og ledningsnett, prismodeller og rammer for kraftkrevende industri må vurderes ut ifra nasjonale behov, sosial fordeling og hensynet til lokalbefolkningen og natur – og ikke bare ut ifra markedets logikk. Det langsiktige målet må være å koble Norge fra EUs energisystem.

* RME, Reguleringsmyndigheten for energi, fører tilsyn med det norske kraftmarkedet og nettselskapene. EØS-regler pålegger at RME er uavhengig av norske myndigheter. Likevel deler RME kontor med NVE, og begge har Kjetil Lund som øverste sjef. RME kan i motsetning til NVE ikke instrueres av Olje- og energidepartementet.



Jørund Hassel er pensjonist, og har bakgrunn som tillitsvalgt i jernbaneforeninger, og som distriktssekretær for LO Stat Hedmark, Oppland, Oslo og Akershus. For tiden sentralstyremedlem i Pensjonistforbundet, og leder i Jernbanepensjonistenes Forening Hamar. Sitter i kommunestyret i Lillehammer for Arbeiderpartiet, og er medlem av Innlandet fylkeskommunale elderråd. Han er også forfatter, med tema arbeidstid, skift, turnus og helse. Han var med og stiftet Foreningen 2 Foreldre (F2F), og har vært leder, organisatorisk leder og nestleder.



Kjetil Lund er samfunnsøkonom fra Universitetet i Bergen, og fra 2019 direktør og øverste leder for Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Han har vært statssekretær i Finansdepartementet for Arbeiderpartiet, og byråd for næring og eierskap i Oslo. Han har også vært direktør for myndighetskontakt og klimapolitikk i Statkraft, rådgiver ved Statsministerens kontor, arbeidet med klima- og energipolitikk, og ledet i 2014 sekretariatet da Jens Stoltenberg var FNs spesialutsending for klima.

(kilde: Wikipedia)

ARTIKKELEN ER
FAGFELLEVDERT

Lars Thue professor emeritus ved Handelshøyskolen BI

LOVEN SOM IKKE GA HVA DEN LOVET

Kraftliberalismen og energiloven av 1990





Forarbeidene til energiloven av 1990 tok sikte på en ny dreining i retning av planøkonomi i kraftbransjen. Men da loven endelig kom, var resultatet det motsatte. Vi fikk den mest markedsbaserte elforsyningen i hele Europa. Viktige argumenter for denne liberaliseringen var at forbrukerne ville få lavere strømpriser og at prisene ville bli utjevnet over hele landet. Dynamikken som loven utløste, og beslutninger tatt i etterkant, har imidlertid gitt oss både langt høyere strømpriser og større prisforskjeller mellom ulike deler av landet enn før 1990.

«Perestrojkan er i ferd med å innta en av planøkonomiens mest solide bastioner i vårt land, den offentlige kraftforsyningen.»¹ Slik åpnet generaldirektør Erling Diesen i NVE innlegget sitt på et seminar i kraftbransjen i april 1990. «Perestrojkan» refererte til den omfattende liberaliseringen som på denne tida foregikk i gamle Sovjetunionen.

Diesen hadde fra 1980 til 1985 vært med på å utarbeide utredningen NOU 1985: 9 *Energilovgivningen*. Diesen og flertallet i dette utvalget foreslo blant annet at tallet på enheter i bransjen skulle reduseres fra vel 320 til omtrent 20 enheter.² Denne omfattende sentraliseringen ville bety omtrent ett energiverk i hvert fylke. Og prisene på strøm skulle fastlegges «i samsvar med myndighetenes sentrale retningslinjer».³

Hvordan kan vi forklare en så radikal snuoperasjon fra planøkonomi til

markedsøkonomi i løpet av så kort tid? For å forstå dette, må vi sette hendelsen inn i en bredere historisk kontekst.

Forhistorien: kraftkommunalisme og kraftsosialisme

Fram til begynnelsen av 1900-tallet var de fleste kraftverkene direkte knyttet til private industribedrifter. Senere statsminister Gunnar Knudsen var på 1880-tallet medeier i Laugstol Brug, en treforedlingsbedrift i Skien. I 1885 installerte dette selskapet en dynamo og elektrisk lys i bedriften, og overskuddsstrømmen ble både solgt til huseiere i området og brukt som gatelys. Norge hadde fått sitt første elektrisitetsverk, forstått som en bedrift som solgte strøm til abonnenter.⁴ («Elektrisitetsverk», «elverk», «everk» – og etter hvert «energiverk» ble lenge brukt litt om hverandre.) Hammerfest fikk landets første kommunale elverk i 1890, mens hovedstaden kom etter med en «dampsentral» i Rosenkrantz' gate i 1892. Bortsett fra strøm til gatelys og bedrifter, var elektrisiteten på denne tida et «luksusgode», tilgjengelig bare for det velstående

¹ NOENERGI 90, generaldirektør i NVE, Erling Diesens åpningsreplik 19.04.1990, s. 1.

² NOU 1985: 9 *Energilovgivningen*, s. 8.

³ Ibid. s. 12.

⁴ L. Thue (2006), s. 8.

borgerskapet. Den videre historien om norsk kraftforsyning kan deles opp i ulike formative perioder eller paradigmer – tidsrom der nye konstellasjoner og samfunnsmessige logikker formet bransjen.

Fra tidlig på 1900-tallet ble kommunene og i noen grad fylkeskommunene dominerende aktører i leveringen av strøm til det som kaltes alminnelig forsyning – husholdninger, jordbruk og små bedrifter. Under denne *kraftkommunalismen* skulle elektrisiteten være et velferdsgode for de mange. Statlige kraftforetak spilte en mer begrenset rolle, men bidro i hovedsak sammen med de kommunale elverkene med leveranser til alminnelig forsyning. Som helhet var imidlertid kraftforsyningen todelt. De par første tiårene av 1900-tallet var også et gjennombrudd for storindustrien. Med Norsk Hydro i spissen grodde det fram en rekke store bedrifter med egne kraftverk.

Etter andre verdenskrig kom staten for alvor på banen som kraftutbygger. Under denne kraftsosialismen fikk statens kraftverk en dobbelt rolle. De leverte strøm både til kraftkrevende industri og til alminnelig forsyning. Elforsyningen var nå i ferd med å bli en kritisk infrastruktur, og strømmen var et nødvendighetsgode for både husholdninger og næringsliv. Alminnelig forsyning fikk strømmen til selvkost, og av industripolitiske og distriktpolitiske hensyn leverte statskraftverkene også svært rimelig strøm til kraftkrevende industri. Generaldirektør Fredrik Vogt i NVE brukte uttrykket *kraftslukende industri*, og mente prisene til disse bedriftene var for lave.⁵

Mens lokale politikere hadde sittet i førersetet under kraftkommunalismens ekspansjon, var det sivilingeniørene som ledet utviklingen under kraftsosialismen, men med stor tillit fra politikerne. For til helt ut på 1960-tallet var det fortsatt husholdninger som ennå ikke hadde fått innlagt strøm.⁶ Nye elektriske apparater

og gjenstander kom stadig på markedet, og elektrisk oppvarming overtok for vedovnene – i boliger som stadig ble litt større. Kraftutbyggerne fulgte opp ny etterspørsel med stadig nye utbygginger.

En glidning fra kilowatt til kroner

Men etter hvert som grunnleggende behov for lys og varme var innfridd, framsto ikke nye kilowattimer som viktigere enn alt annet. Kraftutbyggingene forutsatte omfattende naturinngrep, og utbyggerne gjorde lenge lite for å bøte på skadene på natur og vassdrag. Den omfattende Mardøla-aksjonen i 1970 innledet rekken av store demonstrasjoner mot at verdifull natur skulle gi tapt for ytterligere økt strømforbruk.

Økonomiske begreper og teori kan brukes for å vurdere nytten av ny kraftutbygging opp mot andre måter å skape velferd på. Fram til 1970-tallet var det lite økonomisk teori å finne i den ingeniørtunge bransjens «planøkonomi». Bygningsingeniøren Vidkunn Hveding var en overgangsfigur som bidro til å rette opp mye av dette. Han oppfattet seg etter hvert mer som en økonom enn som ingeniør. Denne dobbeltrollen kom tydelig til uttrykk i *Utredning vedrørende Norges energiforsyning* fra 1969, som han ledet.⁷ Hvedings arbeider bidro til at økonomiske begreper som kalkulasjonsrente, langtids- og korttids grensekostnad kom inn i politiske diskusjoner om kraftforsyningen – men fortsatt innenfor en planøkonomisk ramme. Hveding samarbeidet nært med samfunnsøkonomen og kommunisten Leif Johansen, og henviste selv begeistret til den polske økonomen Oskar

⁵ F. Vogt (1961).

⁶ L. Thue og H. Rinde (2001).

⁷ Statens Energiråd (1969): *Utredning vedrørende Norges energiforsyning*.

Et nyliberalt paradigme som understreket markedsorientering og privatisering som kritisk for økonomisk vekst, ble dominerende.

Langes arbeider. Lange viste nemlig hvordan man i en sosialistisk økonomi kunne lage gode planer ved å simulere markedspriser.⁸ Så bør det nevnes at Hveding langt fra var noen kommunist eller sosialist; han var olje- og energiminister i Kåre Willochs rene Høyre-regjering fra 1981 til 1983.

Ved Universitetet i Oslo bidro samfunnsøkonomen Steinar Strøm til å gjøre elektrisitetøkonomi til et sentralt emne for forskning og undervisning. Strøm og hans miljø var særlig kritiske til de politisk fastsatte svært lave prisene til kraftkrevende industri. Dette var dårlig samfunnsøkonomi. Men også Strøm og hans kolleger tok lenge utgangspunkt i de planøkonomiske rammene for bransjen.⁹

Det som var viktig, var at økonomer og økonomifaglige termer nå for alvor var kommet inn i diskusjonene om landets viktigste infrastruktur. Så skjedde det noe med økonomifaget, og dermed med økonomenes faglige orientering.

Et fagøkonomisk paradigmeskifte

Omfattende forandringer av den økonomiske politikken kommer gjerne i perioder der en utbredt forståelse om enten markedssvikt eller styringssvikt styrer det politiske ordskiftet. Slike politisk-økonomiske skifter har normalt opphav i konkrete problemer eller kriser i økonomien, men utvikler seg lett til

mer omfattende paradigmer som styrer hvordan vi iakttar og forstår virkeligheten. Kraftsosialismen var del av den sosialdemokratiske ordenen som gradvis grodde fram i etterkant av den alvorlige økonomiske krisa på 1930-tallet. Staten ble en tung aktør både som bedriftseier og som regulator av næringslivet.

Avindustrialiseringen og de økonomiske problemene på tidlig 1970-tallet og framover snudde denne virkelighetsforståelsen gradvis. Et nyliberalt paradigme som understreket markedsorientering og privatisering som kritisk for økonomisk vekst, ble dominerende. Tilliten til sentral planlegging var svekket.

De politisk-økonomiske paradigmenes gjennomslagskraft styrkes gjennom bruken av økonomiske teorier for å legitimere reformer og tiltak. Økonomer som Ragnar Frisch og John Maynard Keynes var viktige for gjennomslaget til den sosialdemokratiske orden i Norge og liknende skifter i andre land, mens økonomene Friedrich von Hayek og Milton Friedman var med å legitimere det nyliberale skiftet. Hayek fikk nobelprisen i økonomi i 1974, og Friedman fikk den i 1976 – midt under debatten om hva som skulle gjøres med den økonomiske krisa.

Strømningene fra de nyliberale økonomene kom selvsagt også til det nettverket av økonomer som jobbet med kraftforsyningen. Den sentrale edderkopp i dette nettverket var økonomen Tormod Hermansen som var departementsråd i Finansdepartementet fra 1986 til 1990. Hermansen ledet på denne tida arbeidet med utredningen av NOU 1989: 5 *En bedre organisert stat*. Tenkemåten i utredningen bidro både ideologisk og praktisk til liberaliseringen av flere virksomheter utover på 1990-tallet.

Tormod Hermansen jobbet målbevisst for å få gjort noe med kraftbransjen, og tok to viktige grep. For det første engasjerte han i 1988 økonomen Einar Hope

⁸ O. Lange (1938).

⁹ S. Strøm (1979).

ved Senter for anvendt forskning (SAF) ved Norges Handelshøyskole i Bergen. Hope hadde arbeidet med ulike spørsmål knyttet til kraftbransjen siden tidlig på 1970-tallet, og nå fikk han i oppdrag å utrede hvordan kraftbransjen kunne effektiviseres gjennom konkurranse i et markedsbasert system.¹⁰

For det andre sørget Tormod Hermansen for to viktige «utplassinger». Økonomen Eivind Tandberg i Finansdepartementet hadde doktorgrad fra SAF-miljøet til Hope, og ble sendt tilbake dit for å være med i SAFs utredning. Tandberg sto sammen med Hope og et par til som forfattere av SAFs hovedrapport *Markedsbasert kraftomsetning i Norge*. Så gikk han tilbake med sin nyervervede kompetanse til Finansdepartementet. Den andre utplassingen var å få økonomen Sigurd Tveitereid over fra Finansdepartementet til Olje- og energidepartementet. Som ekspedisjonssjef der ble Tveitereid en sentral aktør både i arbeidet for å forberede forslaget til energiloven og i videreutviklingen av det markedsbaserte regimet.¹¹

Tilfeldigheter og strategier i samspill

De begrensede resultatene av Vidkunn Hvedings grundige utredning fra 1969 med etterfølgende bidrag fra økonomer fra både Bergen og Oslo, viste at tunge økonomifaglige argumenter ikke var nok til å forandre bransjen vesentlig. Til tross for alt som økonomene karakteriserte som «imperfeksjoner» i denne sektoren, skjedde det lite av strukturell betydning i de to tiårene fra 1970 til 1990. Men med de nye markedsorienterte departementsøkonomene åpnet det seg muligheter for politikere som ønsket et regimeskifte.

Og på slutten av 1980-tallet gikk det raskt unna: I 1992 ble Erling Diesen i NVE spurt om han syntes utviklingen

Med de nye markedsorienterte departementsøkonomene åpnet det seg muligheter for politikere som ønsket et regimeskifte.

i elforsyningen hadde gått fort. Diesen svarte: «Fort? Det dreier seg om en revolusjon! Hvis noen for fem år siden hadde forespeilet meg den situasjonen vi har i dag, hadde jeg ikke tatt ham alvorlig.»¹² Og få kjente bransjen bedre enn Diesen! Så hvilke faktorer, i tillegg til økonomenes paradigmeskifte, Tormod Hermansens strategiske manøvreringer og politikernes gradvise mer åpenhet for markedsløsninger var det som gjorde det usannsynlige mulig?

Uttrykket «tilfeldigheter» er ikke veldig presist, men her bruker jeg ordet i betydningen «det kunne lett gått annerledes». Så med utgangspunkt i det større bildet som er gjennomgått ovenfor, vil jeg trekke fram fire tilfeldigheter, i tillegg til særlig én persons strategiske kløkt for å få loven gjennom i regjeringen og Stortinget.

Tilfeldighet 1: Regjeringen Gro Harlem Brundtland la fram sitt forslag til energilov i vårsesjonen 1989. Forslaget i var i hovedsak i overensstemmelse med den planøkonomiske tankegangen fra energilovutvalget, selv om nok flere i partiet kunne tenkt seg en mer markedsorientert lov. Men fordi forslaget kom sent i vårsesjonen, vedtok Stortinget å utsette behandlingen til høsten. Hadde forslaget kommet litt tidligere, og Stortinget hadde behandlet forslaget, ville det sannsynligvis blitt vedtatt.¹³

¹⁰ E. Hope (1992).

¹¹ B. B. Jacobsen (1998).

¹² L. Thue (1996), side 87.

¹³ L. Thue (1996).

Tilfeldighet 2: I september 1989 kom forslaget igjen på de folkevalgte bord. Men denne høsten var det valg, og før Stortinget fikk behandlet proposisjonen, overtok Jan P. Syses borgerlige samlingsregjering med Høyre, Kristelig Folkeparti og Senterpartiet. Regjeringen trakk Arbeiderpartiets proposisjon og la i vårsesjonene 1990 fram sitt markedsorienterte forslag – i samsvar med departementsøkonomenes tenkning. Hadde valget gått annerledes, hadde trolig Arbeiderpartiets proposisjon gått gjennom. Allerede høsten 1990 var Arbeiderpartiet tilbake i regjering – men uten å reversere vedtaket.¹⁴

Tilfeldighet 3: Det var økonomen og senterpartimannen Eivind Reiten som var olje- og energiminister i Syses regjering. Senterpartiet var generelt skeptisk til radikale tiltak i retning av økonomisk liberalisering. Men Reiten var merkelig godt tilpasset oppgaven å få den markedsorienterte energiloven gjennom. Han var direktør i Hydro Energi, og hadde bidratt til å utvikle et «grått energimarked» ved å tilby Hydros overskuddskraft og tilfeldig kraft fra samkjøringens marked til kommunale energiverk på Østlandet. Reitens posisjon i Hydro Energi gjorde at han hadde en særlig interesse av å få liberalisert kraftmarkedet.

Tilfeldighet 4: Det var mye nedbør og flere varme perioder de siste årene på 1980-tallet og gjennom våren 1990, da loven skulle diskuteres og vedtas. Dette bidro trolig avgjørende til at Stortinget godtok Reitens forslag til markedsreform. Nedbøren og varmen bidro til at masse

vann måtte sendes ubrukt forbi turbinene. Temperaturen reduserte behovet for elektrisk oppvarming. Striregnet bidro til at påstanden om «overutbygging» i sektoren fikk «vann på mølla». Dette var den «imperfeksjonen» kritikerne av bransjen vektla sterkest. Argumentet om overutbygging gikk også rett hjem hos naturvernerne. For å få regnskapet til å gå i balanse, måtte de selvkostbaserte energiverkene sette prisene opp for hver kilowattimene når forbruket gikk ned. Det ble færre kilowattimer å fordele utgiftene på. Dette syntes bakvendt for mange at mer regn og mindre bruk av strøm skulle bidra til høyere priser.

Strategisk kløkt: Eivind Reiten har i et intervju fortalt hvordan han gikk fram for å sikre flertall for energiloven blant politikerne. Først var det nødvendig å med seg regjeringen. Reiten gikk først til Høyre. Det viste seg at Høyres statsråder Kristin Clemet og Arne Skauge gjerne ville ha en enda mer markedsvennlig reform. Overfor Senterpartiet og Kristelig Folkepartiet kunne Reiten så skremme med Høyres ville liberaliseringsiver for at disse partiene skulle støtte Reitens mer «moderate» forslag. Reiten brukte samme strategi overfor Stortinget. Han gikk først til Høyre, som mente at reformforslaget ikke gikk langt nok. Så gikk han til de andre partiene med sitt «moderate» forslag. Energi- og industrikomiteens leder var Ole Gabriel Ueland fra Senterpartiet. Reiten var litt i tvil om Ueland og Senterpartiet helt visste hva de stemte for.

Energiverkenes interesseorganisasjon, Norges Energiverkforbund, hadde årsmøte i juni 1990, nettopp da Stortinget behandlet loven. De mange styrelederne og energiverksjefene klappet da de hørte at Stortinget hadde vedtatt energiloven. Med bare 20 vertikalt integrerte energiverk ville tallet på interessante posisjoner i bransjen bli drastisk redusert

¹⁴ Det strategiske og politiske spillet i forkant av energiloven er beskrevet blant annet i B. B. Jacobsen (1998) og L. Thue (1996).

¹⁵ L. Thue (1996).

¹⁶ Fraværet av offentlig debatt var en av grunnene til at NVE ønsket å belyse forspillet til energiloven og ga undertegnede i oppdrag å skrive boka *Strøm og styring*, som kom i 1996.

for medlemmene av denne forsamlingen.¹⁵ Da Stortinget diskuterte og vedtok den markedsorienterte energiloven i juni 1990, skjedde det omtrent uten åpen, offentlig debatt i forkant.¹⁶ Det var langt på vei en revolusjon bak politikkenes lukkede dører. Men det kunne altså gått helt annerledes.

Utviklingen etter 1990: Liberalisering etterfulgt av europeisering

Energiloven som Stortinget vedtok i 1990 trådte i kraft i 1991 og åpnet for en dynamikk i bransjen som har fortsatt helt fram til det siste. I tillegg til en utdypning av liberaliseringen, som gjennom skille mellom produksjon, nett og salg, har det skjedd en stadig bredere europeisering av sektoren. Det som begynte med den trauste, nasjonale kraftbørsen Statnett Marked har endt opp som den europeiske kraftbørsen Nord Pool AS, der den europeiske børsen Euronext eier to tredeler.

Flere nye kabelforbindelser med europeiske land har bidratt til at norske forbrukere betaler priser som ligger svært langt over det som i sin tid var normalen, også gjennom store deler av 1990-tallet. EØS-avtalen og EUs mange direktiver påvirker stadig større deler av norsk kraftforsynings virksomhet.

Likevel er det fortsatt en viktig nasjonal dimensjon ved kraftbransjen. Fortsatt er den i all hovedsak offentlig eid. Kommunene eier litt over halvparten av produksjonskapasiteten, mens staten eier det meste av resten. Det betyr at de økte prisene som vi forbrukere må betale i hovedsak kommer det offentlige til gode – en slags ny form for skattlegging.

Innføringen av Norgespris i oktober i 2025 representerer et viktig brudd med markedslogikken. Kan turbulensen i energimarkedene i etterkant av Ukraina-krigen og uroen i Midtøsten sammen med andre «imperfeksjoner» føre til at markedssvikt om en tid blir den dominerende diagnosen på kraftforsyningen?

REFERANSER

- Anniansen, E.** (1983) *Rettsgrunnlag og konsesjonspraksis. En undersøkelse av rettsgrunnlaget for vassdragskonsesjoner og dets håndhevelse i tidsrommet 1906–1910*. Hovedoppgave i historie. UiO.
- Hernes, G. & Selvik, A.** (1977). *Dynamikk i borehullene. Om kraftutbygging og lokalsamfunn*. Universitetsforlaget.
- Hope, E. & Tufte, S.** (1984). *Markeder for norsk kraftomsetning: en analyse av Statskraftverkene markedsstrategiske tilpasning i omsetning av tilfeldig kraft*. SAF-rapport.
- Hope E.** (1992). *Markedsbasert kraftomsetning*. SNF Bulletin.
- Hope, E.** (2000). *Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering*. Fagbokforlaget 2000.
- Hveding, V.** (1992). *Vannkraft i Norge*. Trondheim: Universitetet i Trondheim, Norges tekniske høgskole, Institutt for vassbygging.
- Jacobsen, B. B.** (1998). *Kampen om nasjonal og overnasjonal energikontroll*. Hovedoppgave i historie, NTNU.
- Johannessen, F. E.** (1992). *I støtet. Oslo Energi gjennom 100 år, 1892–1992*. Ad Notam Gyldendal.
- Lange, O.** (1938). *On the Economic Theory of Socialism*. University of Minnesota Press.
- Midttun, A.** (1987). *Segmentering, institusjonelt etterslep og industriell omstilling: norsk kraftutbyggings politiske økonomi gjennom 1970- og 1980-årene*. Dr. avhandling i sosiologi. Uppsala.
- Nilsen, Y. & Thue, L.** (2006). *Statens kraft 1965–2006: miljø og marked*. Universitetsforlaget.
- NOU:** 1985: 9 *Energilovgivningen*.
- Sekne, I. & Thue, L.** (2011). *De temmet vannet. Statkrafts tekniske kulturhistorie*. Universitetsforlaget.
- Skjold, D. O.** (2015). *Organisering og samarbeid i norsk elforsyning, ca. 1900–1985*. Ph.d.-avhandling, NTNU.
- Skjold, D. O. & Thue, L.** (2007). *Statens nett. Systemutvikling i norsk elforsyning 1890–2007*. Universitetsforlaget.
- Strøm, S.** (1979). *Elektrisitetøkonomi*. Memorandum frå Sosialøkonomisk institutt. Universitetet i Oslo.
- Thue, L.** (1996). *Strøm og styring. Norsk kraftliberalisme i historisk perspektiv*. Ad Notam Gyldendal.
- Thue, L.** (2003). *For egen kraft. Kraftkommunene og det norske kraftregimet 1887–2003*. Abstrakt forlag.
- Thue, L.** (2006). *Statens kraft 1890–1947. Kraftutbygging og samfunnsutvikling*. Universitetsforlaget.
- Thue, L. & Rinde, H.** (2001). *Samarbeidets kraft. Elforsyning og bransjeorganisering 1901–2001*. Energi Forlag.
- Trøite, M. F.** (2014). *Hvem skal eie vannkrafta? En organisasjonsteoretisk analyse av norske myndigheters behandling av hjemfallssaken*. Masteroppgave. UiO.
- Vogt, F.** (1961). *Vannkraftens plass i vår økonomi*. Kristofer Lemkuhl. Forelesning, Norges Handelshøyskole.





Robert Næss investeringsdirektør i Nordea Asset Management

MYTEN OM STRØM- SLØSING

Norgespris er et pristak på husholdningenes strømpris, og ordningen har blitt møtt med kritikk om svekkede pris-signaler og økt forbruk. Ved å analysere forbrukstall på kommunenivå, og sammenligne områder med høy og lav andel Norgespris, finner jeg ingen indikasjon på at ordningen har økt samlet strømforbruk så langt. Norgespris kan dessuten vise seg å være bedre egnet enn spotprisene til å styre forbruket etter nettkapasitet.

Norgespris er en støtteordning for husholdningene. Strømprisen har vært uvanlig høy de siste årene, og det har skapt misnøye i befolkningen. Norske husholdninger bruker i stor grad elektrisitet til oppvarming, mens gass og fjernvarme er mer vanlig i andre land. Dette gjør norske husholdninger ekstra utsatt for svingninger i strømprisene.

Figur 1. Elektrisitet brukt i husholdningene (Norge vs. EU).

	Norge	EU
Oppvarming	58,9 %	6,5 %
Varmt vann	94,4 %	18,4 %
Matlaging	100 %	51,6 %

Kilde: Eurostat¹

¹ Eurostat. *Data og omtale: energiforbruk per innbygger og bruk av elektrisitet i husholdninger (EU-sammenlikning)* (Eurostat news release 25.06.2025). <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250625-2>

² SSB. *Pandemi og strømstøtte – konsumprisindeksen* (omtaler innføring av strømstøtte i desember 2021). <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/konsumpriser/artikler/pandemi-og-stromstotte--konsumprisindeksen>

³ NVE/Reguleringsmyndigheten for energi (RME). *Denne er Norgespris (50 øre/kWh inkl. mva.; 40 øre uten mva.; forbrukstak; bindingstid; ikke kombinert med strømstøtte)*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/stroom/dette-er-norgespris/>

⁴ Regjeringen. *Spørsmål og svar om Norgespris* (formål, rammer og økonomiske anslag). <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/strom/sporsmal-og-svar-om-norgespris/id3089310/>

Den første strømstøtten ble innført allerede i desember 2021.² 1. oktober 2025 ble Norgespris innført, noe som ga en fastpris på **50 øre per kWh inkl. mva.** (40 øre uten mva.) på strømløddet.³ Dette var vesentlig under spotprisene på det tidspunktet. Dersom spotprisene holder seg på 2025-nivå, vil ordningen koste myndighetene over ti milliarder kroner.⁴

Norgespris innebærer i praksis en fast pris per kWh for husholdninger, innenfor et definert forbrukstak og med bindings-tid, og kan ikke kombineres med strømstøtte.³

De fleste økonomer har kritisert ordningen. Først og fremst går kritikken på at man fjerner prissignalet. Det kan bety at folk bruker mye strøm mens det er mangel på strøm, og at dette kan presse prisene oppover slik at de uten støtte, som bedrifter, får en langt høyere strømpris. Andre påpeker at dette kan bli en rikmannsløsning, da de rike vil få mest støtte.

Deretter er mange bekymret for at når husholdningene i mindre grad bryr seg om når de bruker strøm, vil dette medføre høyt forbruk når nettet allerede er belastet, og at det dermed tvinger fram

enten mer sårbare nett eller dyre oppgraderinger.⁵

Denne kritikken er på mange måter forståelig, og internasjonal faglitteratur viser også at pristak og subsidier kan gi uheldige insentiver og innebære kostnader i form av effektivitetstap, selv om de kan være viktige for å skjerme husholdninger på kort sikt.^{12 13}

Fire måneder med Norgespris: Økte forbruket?

I skrivende stund har vi hatt fire måneder med Norgespris, og da kan vi analysere konsekvensene. Hvis vi ser på samlet forbruk i det første kvartalet med Norgespris, viste det ingen endring fra året før. Det behøver ikke å bety noe. Siden strømforbruket er nært knyttet til oppvarming, er temperaturen viktig. Det er heller ikke helt enkelt å justere for temperatur. Hvis oktober er normal som gjennomsnitt, men vi har noen dager som er uvanlig milde og noen som er uvanlig kalde, vil dette gi økt forbruk sammenlignet med en mer stabil temperatur.

Det er kun halvparten av brukerne (definert som målepunkt) som har valgt Norgespris.⁶ Vi ser også at det er store regionale forskjeller. I Midt- og Nord-Norge er det svært få som har valgt Norgespris, og det skyldes at prisen var lav i mesteparten av kvartalet. Men i Sør-Norge er det store forskjeller. I noen kommuner er det bare vel 40 prosent som har valgt Norgespris, mens det i andre nærmer seg 80 prosent.

Jeg har gruppert kommunene etter klimatologiske forhold og så analysert dem etter hvor mange som har valgt Norgespris. Dersom Norgespris fører til sløsing, vil vi forvente å se at i kommuner der mange velger Norgespris øker forbruket mer enn i andre kommuner. Jeg gjorde analysen for samtlige kommu-

ner i landet, og resultatet er klart: Det er ingen sammenheng. Om det er 45 prosent eller 75 prosent som har valgt Norgespris, har endringen i forbruk vært ganske lik. Dette indikerer at Norgespris ikke har ført til sløsing.

En annen indikator er prisdannelsen i markedet. Jeg har regnet på det, og der finner jeg at i Sør-Norge har prisvingningene falt betydelig. Dette er motsatt av hva økonomene ventet, siden de trodde at med Norgespris ville folk bruke svært mye strøm når prisene allerede var høye.

Energiforbruk er ikke sløsing

Det har lenge blitt hevdet at vi sløser med strømmen i Norge fordi den har vært så billig. Denne påstanden baserer seg på det høye forbruket. Men det er en feilslutning. En viktig grunn til at Norge bruker mye strøm er at vi har mye kraftkrevende industri. Nå bruker også husholdningene i Norge mer strøm enn husholdningene i andre land, men det skyldes to forskjellige faktorer.

For det første er det i andre land vanlig med gass og fjernvarme til oppvarming av hus og varmtvannsberedere. I Norge bruker vi strøm til alt. For det andre har vi et kjøligere klima. Dermed krever det mer energi å holde varmen i Norge.

Eurostat viser samlet energibruk per innbygger i ulike europeiske land.⁷ Det er spesielt land med kaldt klima som ligger høyt.

⁵ S. M. Sirin (2022). *Price spikes, temporary price caps, and welfare effects*. Energy Policy.

⁶ Elhub (Statnett). *Statistikk for Norgespris* (utvikling i antall/andel strømmålere registrert med Norgespris fra 1. oktober 2025). <https://elhub.no/data-og-innsikt/statistikk-for-norgespris/>

Figur 2. Energiforbruk per innbygger i utvalgte europeiske land (2023).

Energiforbruk, husholdning 2023, per innbygger	
Island	13 665
Finland	11 386
Norge	9851
Østerrike	9257
Danmark	8013
Estland	7943
Sverige	7653
EU (gj.sn.)	5931

Kilde: Eurostat⁷

Når jeg sammenligner med USA, finner jeg at energiforbruket per capita er nesten 50 prosent høyere i USA enn i Norge. Det skyldes nok at klimaanlegg er vanlig og brukes i de fleste hjem. Dette kan være råflott, men det kan også skyldes at somrene ofte er varmere, slik at det er et reelt behov for kjøling.⁸

Det er dog en stat i USA som skiller seg ut: California. Her er forbruket på nesten det halve av det som er tilfelle i resten av USA.

Figur 3. Energiforbruk per innbygger: USA, Norge, EU og California (2023).

Energiforbruk per innbygger USA og Europa	
USA	15 972
Norge	9851
California	8734
EU	5931

Kilde: Eurostat⁸

⁷ Eurostat. *Energy consumption per capita (2023)* (europeiske land). <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250625-2>

⁸ U.S. Energy Information Administration (EIA). *State Energy Data System (SEDS): Energy Consumption Estimates per Capita*. https://www.eia.gov/state/seds/data.php?incfile=%2Fstate%2F-seds%2Fsep_sum%2Fhtml%2Frank_use_capita.html&sid=US

⁹ SSB Statistikkbanken, tabell 10575. *Gjennomsnittlig energiforbruk per husholdning, etter nettoinntekt, år og statistikkvariabel* (oppdatert 23.07.2025).

En rekke forskningsartikler gir et klart svar: Klimaet i California er stort sett mildt. Med omtrent 20 grader store deler av året trenger de ikke så mye oppvarming, og i tillegg blir det ikke så varmt om sommeren at de trenger omfattende air condition. Dessuten er det mer vanlig å bo i leiligheter som er mer energieffektive enn eneboliger.

Hvorfor øker ikke forbruket når prisene faller?

Når prisene er høye, er det mange som dropper vaskemaskin og tørketrommel og lar være å lade bilen. Dette kan fungere i noen dager, men de fleste har behov for rene klær, og når du har brukt en halv million på en elbil, er ikke løsningen å la bilen stå ubrukt. Det som ofte ser ut som «sparing», er egentlig bare flytting av forbruk.

Det er nok noen som har valgt å fryse i dager med høye kraftpriser, men å gjøre dette over lang tid er krevende. Og selv om spotprisen i enkelte timer kan bli ekstremt høy, vil de fleste finne andre sparetiltak før de velger å konstant fryse.

Mens «fotsyken» er vanlig med båter, og de fleste synes at en mer luksuriøs bil er bedre enn en ribbet bil, ser vi ikke den samme effekten med strøm. Svært få ønsker badstutemperatur i stua. Dersom du allerede har en optimal temperatur, vil du ikke sitte og svette bare fordi strømmen er litt billigere enn dagen før. Det samme gjelder dusjing. Vi ser heller ikke samme tendens når det gjelder inntekt og forbruk.

SSB har tall for energiforbruk fordelt etter inntekt. De viser at husholdninger med høy inntekt har høyere totalt energiforbruk, men at det spesifikke energiforbruket (kWh per m²) er lavere i de høyeste inntektsgruppene.⁹ Samtidig viser SSB at større husholdninger naturlig nok bruker

mer energi totalt, mens energibruken per m² ofte er lavere.¹⁰ Dette tyder på at variasjon i energiforbruk i stor grad handler om boligtype og husholdningsstruktur, ikke «sløsing».

Figur 4. Energiforbruk etter nettoinntekt (SSB, 2022).

Totalt energiforbruk (kWh)	Spesifikt energiforbruk (kWh) per m ² bolig areal)	
I alt	17 518	154
299 999 kr og under	12 981	169
300 000–449 999 kr	13 582	157
450 000–599 999 kr	15 059	151
600 000–749 999 kr	18 337	147
750 000–899 999 kr	20 781	149
900 000–1 049 999 kr	22 541	149
1 050 000–1 199 999 kr	22 938	139
1 200 000 kr og over	25 625	146

Kilde: Eurostat⁹

Nettet og effekttopper: Har vi fortsatt incentiver?

Solbransjen har klaget over at Norgespris vil føre til konkursras. Det har allerede vært konkurser, men dette er bedrifter som slet lenge før Norgespris ble lansert. Det er sannsynlig at Norgespris vil dempe etterspørselen etter vedfyring. Dette trenger ikke å være negativt: Mens moderne vedovner er effektive, er eldre vedovner langt mindre effektive og mer forurensende. En ekstremt høy spotpris som tvinger folk til å bruke mer vedfyring kan derfor også skade nærmiljøet.

Flere forskere påpeker at forbrukeren kan miste incentivet til å flytte forbruket for å unngå kapasitetsproblem i nettet. Da glemmer de at Norgespris kun gjelder energileddet, ikke nettleien. Nettleien gir fortsatt sterke incentiver til å unngå effekttopper, blant annet fordi kapasitetsleddet bestemmes av timene med høyest forbruk.¹¹ I tillegg varierer energileddet i

nettleien mellom dag og natt/helg.¹¹ Dette betyr at forbrukerne fortsatt har klare økonomiske incentiver til å flytte forbruk bort fra de timene nettet er mest belastet.

Den tidligere løsningen med spotpris kunne dessuten gjøre det vanskeligere å styre etter nettet. Den 7. januar i år satte vi rekord i strømforbruk. Spotprisen denne dagen var lavere enn prisene ellers i januar. Det vil si at de som bare fulgte spotprisen, og ikke hadde Norgespris, hadde incentiv til å øke forbruket denne dagen. Det er jo helt motsatt av hva vi ønsker.

Dette illustrerer en viktig grunn til at Norgespris kan være en god løsning: Spotprisen i Norge er sterkt påvirket av prisen på kontinentet. Hvis det er mye vind og sol i Europa, kan vi få lave priser i Norge, og med lite sol og vind kan vi få skyhøye priser. At norske forbrukere skal tilpasse seg været i Europa, er i seg selv meningsløst.

I Norge har vi mye magasinkraft, og det er derfor ingen grunn til å flytte strøm av hensyn til energimengden – bare av hensyn til nettkapasitet og effekt.



¹⁰ SSB Statistikkbanken, tabell 10574. Gjennomsnittlig energiforbruk per husholdning, etter husholdningsstørrelse, år og statistikkvariabel (oppdatert 23.07.2025).

¹¹ BKK. Nettleiepriser privatkunder (energiledd dag vs. natt/helg og kapasitetsledd basert på høylasttimer). <https://www.bkk.no/nettleiepriser/priser-privatkunder>

¹² P. Levell, M. O'Connell og K. Smith (2025). *The welfare effects of price shocks and household relief packages*. IFS Working Paper.

¹³ M. Kopsakangas-Savolainen (2004). *The welfare effects of different pricing schemes*.

ARTIKKELEN ER
FAGFELLEVDERT

Morten Harper jurist og utredningsleder i Nei til EU

FØRSTEMANN TIL MØLLA VED VEIS ENDE – konsesjon for å bruke kraft?

Dagens tilknytningsplikt i energiloven, som gir rett til nettilknytning etter prinsippet «førstemann til mølla», har store svakheter i en situasjon med økende knapphet på nettkapasitet og kraft. Ordningen har ført til lange og uoversiktlige køer, drevet fram av kraftkrevende prosjekter som datasentre, og kan føre til et kraftunderskudd som kan gi høyere strømpris og dårligere forsyningssikkerhet.

Artikkelen vurderer om et konsesjonssystem for store kraftforbrukere kan være et bedre alternativ, etter mønster av konsesjonsbehandling for kraft- og nettutbygging. Et slikt system vil muliggjøre prioritering basert på samfunnsnytte, forsyningssikkerhet, klimaeffekt og arealbruk, og gi større forutsigbarhet og helhetlig styring. Artikkelen konkluderer med at EØS-rettslige forpliktelser ikke utelukker en konsesjonsordning, som vil være bedre egnet enn dagens regime til å sikre en samfunnsmessig rasjonell bruk av strømmettet.



Innledning

Det er nå over 15 år siden tilknytningsplikten i energiloven § 3-4 ble innført i 2010. Tilknytningsplikten pålegger nettselskaper som Elvia på Østlandet og Tensio i Trøndelag å knytte til strømmettet nye anlegg for både produksjon og forbruk, så lenge det er driftsmessig forsvarlig. Nettselskapene skal utvikle strømmettet for å sikre tilstrekkelig kapasitet, og anlegg har rett til tilknytning selv om det ikke er ledig kapasitet i det eksisterende nettet.¹

Tilknytningsplikten er en markedsbasert og næringsnøytral ordning, der anlegg får reservert kapasitet etter prinsippet først i tid, best i rett – også kalt førstemann til mølla. Strømmettutvalget i 2022 kritiserte likevel tilknytningsprosessen for å være uforutsigbar og for lite standardisert.² Siden tilknytningsplikten ble innført, har antallet planer for ny kraftbasert virksomhet med høyt forbruk økt betydelig.³ Dette har skapt en situasjon der nye prosjekter står i kø for å få den strømmen de har blitt tildelt. Særlig er det mange anlegg med datasentre og produksjon av hydrogen/ammoniakk som har fått tildelt strøm, samt prosjekter for elektrifisering av olje- og gassproduksjon på sokkelen med strøm fra land, viser en gjennomgang av Isak Lekve i De Facto – Kunnskapssenter for fagorganiserte.⁴

Denne situasjonen reiser spørsmålet om dagens tilknytningsplikt kan videreføres uten betydelige samfunnsøkonomiske omkostninger og utfordringer for energiforsynings sikkerheten. Lekve oppgir at den norske «kraftbalansen ligger an til å gå fra solid positiv til solid negativ om dagens tildelingsregime opprettholdes», og argumenterer for at «kraft i fremtiden må betraktes som en begrenset vare som må prioriteres der den gjør nytte».⁵ Rapporten påpeker videre at som et alternativ til førstemann til mølla, kunne kapasitet «tildeles etter kriterier for samfunnsnytte».⁶

Bredere sett handler dette om strøm skal reguleres som en strategisk ressurs for næringsutvikling, som var et sentralt tema for Alternativ energikommisjon.⁷

Det har skapt reaksjoner at også forsvarsindustri må stå i kø for tildeling av strømkapasitet.⁸ Energidepartementet la i mars fram forslag til endringer i energiloven, med en hjemmel for regjeringen til å fatte vedtak overfor nettselskap om prioritering av tilknytning når dette kan begrunnes med nasjonale sikkerhetsinteresser.⁹ Saken er per mai til behandling i Stortinget. I statsbudsjettet for 2026 ble regjeringen dessuten pålagt å utarbeide et forslag som vil «hindre etablering av datasenter som utvinner kryptovaluta».¹⁰ Dette kan løses også på andre måter enn ved å endre tilknytningsplikten, men

¹ RME: Dette er tilknytningsplikten. Oppdatert 19.09.2024.

² NOU 2022: 6 Nett i tide – om utvikling av strømmettet, s. 15.

³ Statnett skriver i et brev til Olje- og energidepartementet i desember 2022: «Bestemmelsen om tilknytningsplikt ble etablert i en annen tid, med kraftoverskudd og relativt begrensede planer om ny kraftbasert virksomhet. Situasjonen er nå snudd på hodet, med et energioverskudd som reduseres raskt, og få planer om ny kraftproduksjon.» Se Energiwatch: Statnett med bekymringmelding til OED: – Knapphet på energi og effekt om få år. 03.01.2023. https://energiwatch.no/nyheter/politikk_marked/article14779061.ece

⁴ Isak Lekve: Hvem tar kraften? Hvordan dagens tildelingsregime styrer Norge mot kraftunderskudd. De Facto-rapport 4:2025.

⁵ Lekve, op.cit., s. 3.

⁶ Lekve, op.cit., s. 10.

⁷ Se Rapport fra Alternativ energikommisjon. Avgitt 02.11.2022 til Industriaksjonen. Kommisjonen skriver på s.19: «Energi er grunnlaget for alle avanserte industrisamfunn ... I Norge har dette gitt grunnlag for politisk konflikt om hvordan vannkraften vår skal vurderes som verdi i samfunnet – en strategisk ressurs som gir vårt land en konkurransefordel – eller en handelsvare på linje med andre produkter?»

⁸ Se for eksempel VG: Frykter TikTok-senter skal hemme norsk våpenproduksjon. 22.03.2023. <https://www.vg.no/nyheter/iv/VPalXr/frykter-tiktok-senter-skal-hemme-norsk-vaapenproduksjon>

⁹ Prop. 49 L (2025–2026) Endringer i energiloven mv. (prioritert tilknytning til strømmettet av hensyn til nasjonale sikkerhetsinteresser). 20.03.2026.

¹⁰ Se vedtak i sak «Statsbudsjettet 2026 (finanskomiteen)». 05.12.2025. Stortinget ber regjeringen snarest mulig sende et forslag på høring som vil bidra til å hindre etablering av datasenter som utvinner kryptovaluta i Norge. <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=104895>

handler om prioritering av strømforbruket.

Stortinget stemte i mars ned et representantforslag om å etablere et konsesjonssystem for datasentre, men det ble i samme sak vedtatt at regjeringen skal vurdere den samfunnsmessige nytten av datasentrene og virkninger blant annet for kraftsystemet.¹¹

Regjeringens forslag om å gi hjemmel for å avvike fra tildelingsplikten ut ifra nasjonale sikkerhetsinteresser, blir etter alt å dømme vedtatt. Da vil førstemann til mølla være ved veis ende som konsekvent prinsipp for strømtildelingen. Denne artikkelen er en rettspolitisk drøfting av konsesjonsbehandling som alternativ til tilknytningsplikten, for å kunne maksimalisere samfunnsøkonomisk nytte gjennom en systematisk og informert interesseavveining. Drøftingen er konsentrert om følgende problemstilling: Kan konsesjonsprosessene for utbygging av nettanlegg og kraft være et forbilde for regulering av tilgangen til kraft for aktører med høyt forbruk? Dette blir vurdert opp mot EØS-rettslige rammer. Artikkelen gir også en kortfattet innføring i gjeldende rett om tilknytningsplikt for forbruk og konsesjonsbehandling av kraftproduksjon, samt gjennomgår svakheter ved dagens tilknytningsplikt.

¹¹ Votering i Stortinget 12.02.2026. Representantforslag om konsesjonsordning for etablering av datasentre. Dokument 8:60 S (2025-2026). <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=105697>

¹² For en mer fyldig gjennomgang av tilknytningsplikten, se NOU 2022: 6, Prop. 49 L (2025–2026) samt Statnett: *Tilknytningsplikt og introduksjon for tilknytningsprosessen*. Oppdatert 28.01.2026.

¹³ Nettselskaper er her alle med konsesjon etter energiloven kapittel 3, jf. energiloven §§ 3-3, 3-4 og 3-4a samt NEM-forskriften kapittel 3.

¹⁴ Se energiloven §§ 3-4 og 3-4a.

Tilknytningsplikten i overblikk¹²

Det er fastsatt i energiloven og forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM-forskriften) at alle nettselskaper har en tilknytningsplikt overfor aktører som vil bruke eller produsere strøm.¹³ Tilknytningsplikten gjør ikke forskjell på formålet med forbruket slik at for eksempel et datasenter og et smelteverk stiller likt. Det prosjektet som melder inn behov først skal få kapasitet først. Tilknytningsplikten gir en rett til tilknytning også når det ikke er ledig kapasitet i det eksisterende nettet. Nettselskapene har dermed plikt til å planlegge og bygge nye nettanlegg for å dekke kundenes behov. Hvis nettet må forsterkes eller bygges nytt for å oppnå ønsket kapasitet, skal nettselskapet kreve anleggsbidrag fra kunden.

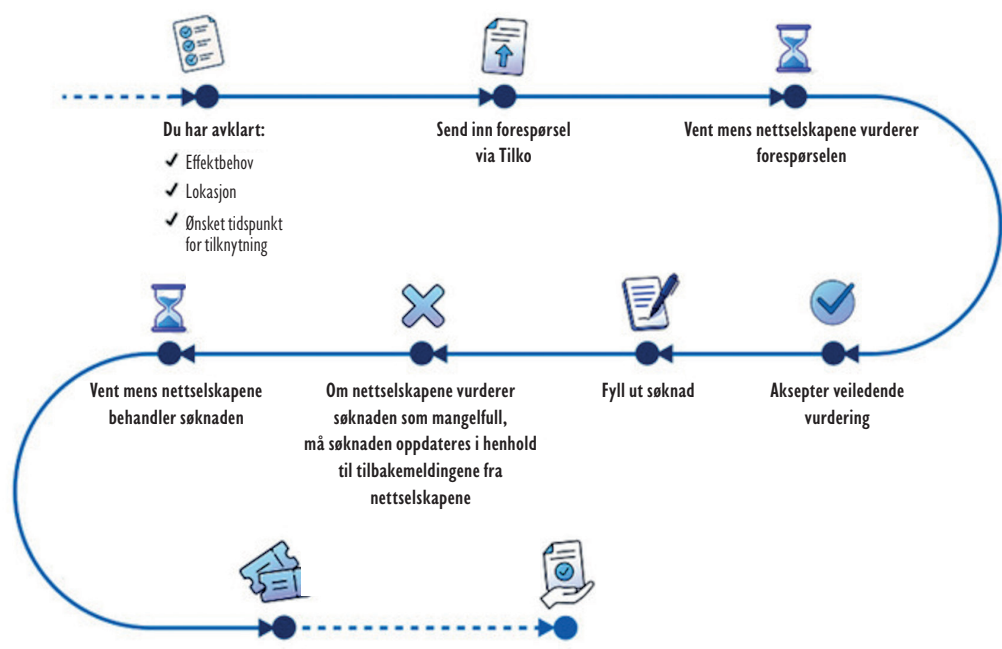
Før tilknytningen gjennomføres skal nettselskapet vurdere om den er driftsmessig forsvarlig. Gjenstand for vurderingen er at leveringskvaliteten til eksisterende kunder opprettholdes og at de tekniske kravene til forsyningssikkerhet overholdes i alle deler av nettet. Hvis tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig, må kunden settes i kø i påvente av at nettselskapet får forsterket nettet. Så lenge kunden ikke setter særskilte vilkår og er villig til å betale anleggsbidrag, kan nettselskapet ikke nekte å gjennomføre nettinvesteringene som trengs.

Energiloven åpner for at departementet kan gi dispensasjon fra tilknytningsplikten, men for forbruk kan dette bare gjøres i ekstraordinære tilfeller (for produksjon når tilknytning ikke er samfunnsmessig rasjonelt).¹⁴

Skal prioritere modne prosjekter

Energidepartementet gjorde i desember 2024 endringer i NEM-forskriften slik at nettselskapene skal vurdere modenheten

Figur 1. Stegene i tilknytningsprosessen fra behovsavklaring til godkjent søknad. Grafikk: Elbits.



til nye, større prosjekter (over 1 MW).¹⁵ Hensikten er å unngå at prosjekter som er langt unna gjennomføring legger beslag på tildelt kapasitet. Vurderingen gjelder blant annet lokalisering, finansiering, reelt kapasitetsbehov og forpliktende framdriftsplan. Blir prosjektet vurdert som modent, får det reservert kapasitet eller en kjøplass hvis det ikke er ledig kapasitet i nettet. For å beholde reservasjon eller kjøplass må prosjektet vise til framdrift over lengre tid, hvis ikke skal nettselskapet trekke tilknytningen tilbake.

Fra 1. januar i år trådte dessuten en forskriftsendring i kraft, som er ment å bidra til mer åpenhet i tilknytningsprosessen.¹⁶ Bestemmelsen pålegger nettselskapene å gi innsyn i prinsippene de bruker for å vurdere driftsmessig forsvarlighet, som er en forutsetning for å gi tilknytning til prosjekter som ønsker nettkapasitet.

Tilknytningsplikten utvider den generelle retten til markedsadgang til å gjelde også når det ikke er tilstrekkelig kapasitet i nettet.¹⁷ Elmarkedsdirektivet av 2009, artikkel 32, sier at nettselskapene skal

sørge for tilgang til strømnnettjenester på objektive og ikke-diskriminerende vilkår (tredjepartsadgang).¹⁸ Etter direktivets bestemmelser kan nettselskapet nekte tilknytning dersom det ikke er tilstrekkelig kapasitet. EØS-rettslige forpliktelser står dermed ikke i veien for å gjøre endringer i dagens tilknytningsplikt i energiloven, men tildelingen må være gjennomslukt og ikke-diskriminerende, og skje etter objektive kriterier.

Svakheter ved tilknytningsplikten

Energiloven har som formål å sikre at produksjon, fordeling og bruk av energi foregår på en måte som er rasjonell for

¹⁵ NEM-forskriften § 3-4.

¹⁶ NEM-forskriften § 3-7.

¹⁷ Se også Prop. 49 L (2025–2026), s. 12.

¹⁸ EUs tredje elmarkedsdirektiv 2009/72/EF av 13. juli 2009, innlemmet i EØS-avtalen i 2019 som del av EUs tredje energimarkedspakke og gjennomført i norsk rett gjennom energiloven og NEM-forskriften.

samfunnet. Flere forhold gjør at det er grunn til å stille spørsmål ved om dagens tilknytningsplikt bidrar til å oppnå det målet. Situasjonen er uoversiktlig og uforutsigbar for både nettselskap og aktører som ønsker å reservere kapasitet. Strømnettutvalget i 2022,¹⁹ som blant annet skulle utrede forbedringer i systemet med tilknytningsplikt, spissformulerer svakhetene slik:

Køen av henvendelser om tilknytning er i dag lang og i mange tilfeller uoversiktlig. Det er kø, men uklart hvem som står i kø, hvor mange som står i kø, hvor mye kapasitet de står i kø for, og hvor de står i kø.²⁰

Det er ikke gebyrkostnader eller andre forpliktelser ved å sende en forespørsel om nettilknytning, og aktørene kan dermed stå gratis i kø flere steder samtidig. Utvalget påpeker at mangelen på helhetlig oversikt og store feilkilder i etterspørselstallene skaper usikkerhet i nettselskapenes planarbeid. Usikkerheten kan dessuten føre til at kundene ikke får presis informasjon om tidsforventninger til prosessen for tilknytning. Utvalget påpeker at nettselskapene har ulik praksis i dialogen om tilknytning, og at det kan svært ta lang tid å få svar på tilknytningsforespørsler.

Mens et stadig mer elektrifisert samfunn fordrer helhetlig nettutvikling, bidrar i stedet tilknytningsplikten til en fragmentert utvikling av strømmettet. Utvalget oppsummerer utfordringene med dagens tilknytningsplikt slik:

- Uklare roller og ansvar i regionalnettet.
- Manglende overordnet nettplanlegging og usikkerhet om løsningene er samfunnsmessig rasjonelle.
- Innebærer at en produsent/forbruksaktør kan måtte opptre som «nettselskap», selv om det er utenfor deres kjerneområde.²¹

Leder tilknytningsplikten til et kraftunderskudd?

Norge har i et normalår kraftoverskudd og nettoeksport i utvekslingsforbindelsene med utlandet. Hvis alle nye prosjekter som har fått reservert kapasitet til forbruk eller står i kø blir realisert, vil dette overskuddet bli brukt opp mange ganger. Det er først og fremst datasentre og hydrogen/ammoniakk-prosjekter som utgjør køen, samt elektrifisering av sokkelen. Til sammenligning er det relativt få prosjekter reservert eller i kø med kraft til industri, transport og annen eksisterende virksomhet for å kutte klimautslipp.²²

Isak Lekve konkluderer ut ifra disse forholdene med at tilknytningsplikten ikke er et bærekraftig regime:

Det har ført til en opphopning av søknader i bestemte, svært kraftkrevende industrier som skaper få arbeidsplasser, men blokkerer for mer samfunnsnyttige prosjekter. Om alle selskapene som har reservert og/eller står i kø får kraft, ville det eliminere det norske kraftoverskuddet. Systemet bidrar slik til å blåse opp behovet for kraft, som igjen skaper et massivt press for å bygge ned norsk natur.²³

¹⁹ Se <https://stromnettutvalget.no>

²⁰ NOU 2022: 6 *Nett i tide – om utvikling av strømmettet*, s. 20.

²¹ NOU 2022: 6, s. 116.

²² Se Lekve: *Hvem tar kraften? Hvordan dagens tildelingsregime styrer Norge mot kraftunderskudd*. De Facto-rapport 4:2025.

²³ Lekve, op.cit., s. 6.

Regulering av datasentre i strid med EØS-avtalen?

Per januar i år sto datasentre for 46 prosent av den meldte etterspørselen om økt nettkapasitet.²⁴ Denne dominansen er et resultat av tilknytningsplikten. Det er vedtatt av Stortinget og til dels gjennomført enkelte andre tiltak som skal regulere datasentrene virksomhet.

I januar 2025 ble datasenteroperatørene pålagt en registreringsplikt, som skal gjøre det enklere å føre tilsyn med utviklingen.²⁵ Utvinning av kryptovaluta er særlig omstridt fordi den er kraftkrevende, men er vurdert å ha lav samfunnsnytte og gir få lokale arbeidsplasser eller andre ringvirkninger.²⁶ Stortinget ba i juni 2024 regjeringen utrede et forbud mot utvinning av kryptovaluta i Norge.²⁷ Videre i statsbudsjettet for 2026 ber Stortinget om et forslag som skal hindre etableringen av slike datasentre.²⁸

Regjeringens vurdering er derimot at et forbud vil være i strid med EØS-avtalen. I forslaget til statsbudsjett gir ikke regjeringen noen nærmere begrunnelse for vurderingen,²⁹ men det må kunne antas at det gjelder EØS-avtalens artikkel 31 om fri etablering og/eller artikkel 36 og 37 om tjenester, nærmere regulert gjennom tjenstedirektivet³⁰. Regjeringen ser ut til å legge til grunn at det vil foreligge en ulovlig restriksjon selv om et forbud ikke vil diskriminere mellom norske foretak og andre aktører fra EU/EØS-området. I stedet varsler regjeringen at den vil legge fram et mindre inngripende tiltak, gjennom en statlig planforskrift hjemlet i plan- og bygningsloven som midlertidig skal hindre lokalisering av datasentre for kryptoutvinning.

I februar gjorde Stortinget et nytt vedtak der regjeringen bes «komme tilbake til Stortinget med et forslag om forbud mot etablering av datasentre for kryptovaluta».³¹ Dette kan vanskelig forstås på en annen måte enn at Stortinget vil ha et

lovforslag som er et generelt forbud. Når regjeringens vurdering er at EØS-retten ikke gir rom for et slikt forbud, er det imidlertid tvilsomt om tilknytningspliktens mangel på begrensninger kan bli kompensert gjennom en særskilt regulering av datasentre som utvinner kryptovaluta.

Konsesjonsbehandling: regelverket for utbygging av kraft

For å få bygge strømmnett eller et kraftverk kreves det i de fleste tilfeller konsesjon, altså en tillatelse fra myndighetene.³² Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som behandler konsesjonssøknader etter energiloven blant annet for vindkraftverk, små vannkraftverk og solkraft (se figur 2). I tillegg til energi- og vassdragslovgivningen er saksbehandlingen regulert av forvaltningslovens generelle regler om blant annet saksforberedelse og klageadgang. Søknadene skal dessuten vurderes i forhold til andre relevante lover, for eksempel kulturminneloven, naturmangfoldloven og vegloven.

²⁴ Europower 22.01.2026. «Klarer hun å innføre forbud mot kraftkrevende krypto? Så langt tyder ingenting på det». <https://www.europower.no/politikk/klarar-hun-a-innfore-forbud-mot-kraftkrevende-krypto-sa-langt-tyder-ingen-ting-pa-det/2-1-1931515>

²⁵ Lov om elektronisk kommunikasjon § 3-7 og forskrift om datasentre.

²⁶ Se Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet. Prop. 1 S (2025–2026), s. 27.

²⁷ Votering i Stortinget 06.06.2024. Representantforslag om konsesjon på datasentre. Dokument 8:106 S (2023–2024). <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=98038>

²⁸ Se vedtak i sak «Statsbudsjettet 2026 (finanskomiteen)». 05.12.2025.

²⁹ Se Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet. Prop. 1 S (2025–2026), s. 27.

³⁰ Direktiv 2006/123/EF *Om tjenester i det indre marked*.

³¹ Votering i Stortinget 12.02.2026. Representantforslag om konsesjonsordning for etablering av datasentre. Dokument 8:60 S (2025–2026). <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=105697>

³² For en nærmere framstilling av konsesjonsprosessen se Energi-kommisjonens rapport *Mer av alt – raskere* (NOU 2023: 3), ss. 97–100 og vedlegg 1: *Konsesjonsinstituttet* (detaljert beskrivelse). Se også NVE: *Konsesjon*. Oppdatert 23.01.2026. <https://www.nve.no/konsesjon/>

Figur 2. Oversikt over konsesjonspliktige tiltak og hvem som har vedtaksmyndighet. Kilde: NVE/Energikommisjonen 2022, hentet fra *Mer av alt – raskere* (NOU 2023: 3).

Tiltakstype	Spenning eller effekt	Lovverk	Vedtaksmyndighet
Stor vannkraft	>10 MW	Vannressursloven, vassdragsreguleringsloven	Kongen i statsråd/ Stortinget
Småkraftverk	1–10 MW	Vannressursloven	NVE
Minikraftverk	100 kW–1 MW	Vannressursloven	Kommunen
Mikrokraftverk	>10 kW	Vannressursloven	Kommunen
Vindkraft på land	>1 MW eller mer enn 5 vindturbiner	Energiloven	NVE
Fornybar energiproduksjon innenfor grunnlinjen	-	Energiloven	NVE
Fornybar energiproduksjon utenfor grunnlinjen	-	Havenergiloven	Olje- og energidepartementet
Solkraft	>1 kV	Energiloven	NVE
Kjernekraft		Atomenergiloven	Helse- og omsorgsdepartementet
Fjernvarme	>10 MW	Energiloven	NVE
Nettanlegg	-	Energiloven	NVE/Kongen i statsråd

Energikommisjonen i 2023 trekker fram at konsesjonsbehandlingen skal bidra til en åpen og opplyst interesseavveining:

Et viktig formål med konsesjonsbehandlingen er at de ulike interessene skal bli hørt og vurdert, og at det settes vilkår for å ivareta hensynet til miljø og samfunn. Offentlige høringer i konsesjonsbehandlingen av energianlegg er et lovfestet krav, og høringsinnspillene utgjør en viktig del av kunnskapsgrunnlaget i konsesjonsvurderingen.³³

³³ NOU 2023: 3, s. 98.

³⁴ Kommunal- og distriktsdepartementet og Energidepartementet: *Planlegging og konsesjonsbehandling av vindkraftanlegg på land*. August 2024.

³⁵ Direktiv (EU) 2018/2001 artikkel 16. Se også Morten Harper: *Fornybardirektivet og forsvarlig saksbehandling*. Samfunn og økonomi 2/2024, ss. 64–68.

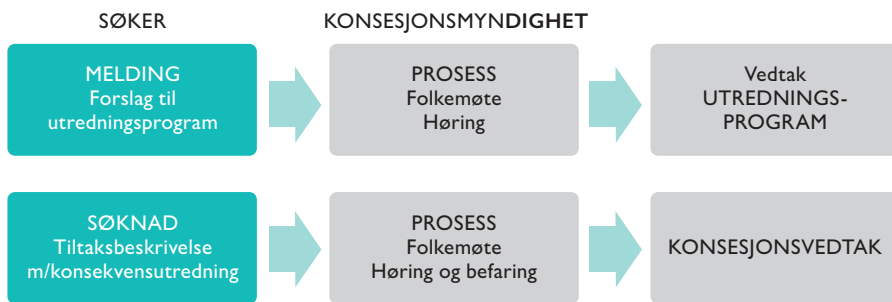
³⁶ Prop. 137 S (2024–2025) Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv (EU) 2018/2001 om å fremme bruk av energi fra fornybare energikilder (fornybardirektivet (2018)), som rettet i 2020 og 2022, og med endringer gjennom delegert kommisjonsforordning (EU) 2022/759, s. 15.

Det er dessuten krav om at konsesjonspliktige tiltak skal konsekvensutredes etter plan- og bygningsloven. Den som får konsesjon til kraftanlegg på land må også utarbeide en detaljert plan for utbyggingen, som skal godkjennes av NVE før byggingen kan starte. Når det gjelder vindkraftverk på land må det foreligge en kommunal planavklaring om lokalisering før NVE kan gi konsesjon,³⁴ også kalt kommunenes vetorett om vindkraft.

Særlig i store utbyggingssaker er det en rekke konsekvenser og innspill som skal vurderes, og saksbehandlingstiden for eksempel i store vannkraftsaker har vært omkring åtte år. Med innføringen i EØS-avtalen av fornybardirektivet er det satt en tidsfrist på to år for behandling av en konsesjonssøknad, med enkelte unntak.³⁵ Tidsfristen er imidlertid ikke skrevet inn i norsk lov eller forskrift. Regjeringen har begrunnet dette med at bestemmelsen kun legger plikter på myndighetene, ikke private aktører.³⁶

Figur 3. Saksgangen for et meldepliktig tiltak. I tillegg kommer detaljplan og eventuell klagebehandling.

Kilde: NVE/Energikommisjonen 2022, hentet fra *Mer av alt – raskere* (NOU 2023: 3).



Konsesjonskrav i stedet for tilknytning for kraftforbruk?

Et krav om konsesjon for store sluttbrukere, altså virksomheter med et effektuttak over 15 MW,³⁷ kan fastsettes gjennom endringer i energiloven. Foruten NVE er også RME og Energidepartementet i dag konsesjonsmyndigheter på ulike deler av energiområdet. RME er konsesjonsmyndighet for kraftleverandører som selger strøm til forbrukere og for kraftbørser. Ettersom RME ut fra EØS-rettslige forpliktelser er uavhengig av nasjonale myndigheter,³⁸ gir konsesjonsmyndighet hos RME svært begrensede muligheter for politisk styring. Samtidig har Energidepartementet forbeholdt sin konsesjonsmyndighet for kraftutbygging til særskilt store saker, slik som havvind. Slik sett vil det være mest naturlig å plassere vedtaksmyndigheten for konsesjon til kraftforbruk hos NVE.

Ved innføring av et konsesjonssystem vil det være en problemstilling om de prosjektene som står i kø for tilknytning også skal være omfattet. Ettersom det er en betydelig kapasitetskø, ville dette være ønskelig for at et konsesjonskrav raskt skal oppnå regulerende virkning. Spørsmålet som reises gjelder framtidig tilgang på kraft, men en slik regulering vil måtte vurderes nærmere i forhold til tilbakevirkningsforbudet i Grunnloven § 97.³⁹

Konsesjonsbehandling er et relativt tid-

og ressurskrevende beslutningssystem, og kø av konsesjonssaker som venter på behandling er en utfordring. Dette er imidlertid ikke et spesifikt problem ved konsesjonsbehandling. Det er et høyt antall prosjekter som venter på kapasitet i dagens regime med tilknytningsplikt. Et regime med krav om konsesjon vil kunne koste mer å administrere, men disse systemkostnadene er beskjedne i forhold til de verdiene som sektoren omfatter. En effektiv og formålsrettet utnyttelse av strømmettet kan gi større samfunnsøkonomiske gevinster og økt forsynings-sikkerhet. Det vil være naturlig å overføre prinsippet fra kraftutbygging om at for å gi konsesjon, skal fordelene for samfunnet overstige skadene og ulempene.

Da tilknytningsplikten i energiloven § 3-4 ble innført i 2010, var den i hovedsak en lovfesting av praksis etter at energiloven i 1991 hadde liberalisert kraftsystemet og etablert skillet mellom kraftprodusenter og nettselskap. Før dette hadde de lokale eller regionale elektrisitetsverkene leveringsplikt, men tilknytning av nytt forbruk var gjenstand for en bred vurdering av den

³⁷ Jf. NVEs rasjoneringsplan for store sluttbrukere. 03.04.2024. 1 MW tilsvarende forbruket til 300–400 husholdninger.

³⁸ Tredje elmarkedsdirektiv 2009/72/EF artikkel 35 nr. 4.

³⁹ For en gjennomgang av grunnlovsbestemmelsen, se Benedikte Moltumyr Høgberg: «§ 97». I: Ole Mestad og Dag Michalsen (red.): *Grunnloven. Historisk kommentarutgave 1814–2020*. Universitetsforlaget 2021, ss. 1027–1039.

lokale kraftsituasjonen og utbyggingsplaner. Det forelå ingen rett til å få tildelt kapasitet til nytt forbruk. Dermed var det hjemmel for å kunne styre forbruksutviklingen gjennom prioritering av hvilke tiltak som skulle tildeles økt nettkapasitet.

En svakhet ved dette tidligere regimet var at regelverket var mer spredt og mindre ensartet enn etter at energiloven samlet reguleringene. Denne situasjonen ga rettslig usikkerhet for aktører som ønsket nettkapasitet og risiko for ulik behandling av nokså like anmodninger om tildeling. Med et nytt nasjonalt konsesjonssystem for tildeling av kapasitet til forbruk kan en slik usikkerhet unngås. Et helhetlig utformet regelverk kan sikre likebehandling gjennom tildeling basert på offentliggjorte og objektive kriterier.

Som omtalt ovenfor har dagens tilknytningsplikt svakheter som ulik praksis og utilstrekkelig informasjonsdeling. I forhold til denne situasjonen kan et konsesjonssystem gi bedre tilgang på informasjon og større grad av forutsigbarhet og rettssikkerhet for aktørene. Et nasjonalt konsesjonssystem vil være en mer standardisert prosess enn dagens regime. Et slikt system har bedre forutsetninger for en konsekvent praksis og å gi alle relevante aktører god informasjon om regelverket og prosessen for tildeling. Vurderingstema for hva som er driftsmessig forsvarlig og kriteriene for samfunnsnytte kan presiseres i energiloven eller en utfyllende forskrift. Det kan også innføres en klageadgang, slik det i dag er for konsesjoner gitt av NVE til ulike former for kraftutbygging, der klagemyndigheten ligger hos Energidepartementet.

Dobbelregulering eller helhet i systemet

I debatten om konsesjon for etablering av datasenter, har Norsk datasenterindustri anført at et slikt konsesjonssystem vil være en uhensiktsmessig dobbelregulering fordi utbyggingen av nytt strømmnett blir konsesjonsbehandlet hos NVE.⁴⁰ Det er imidlertid andre hensyn og vurderinger som gjør seg gjeldende ved en prioritering av nettkapasitet og strømforbruket enn i konkrete saker om nye nettanlegg, slik at det er gode grunner til å behandle dette i egne konsesjonsprosesser. Et krav om konsesjon for storbrukere vil kunne vurdere hva som er effektiv energibruk for kraftsystemet som helhet.

Når det gjelder datasentre, er situasjonen i dag at det er overlatt til kommunene som planmyndighet å vedta om et nytt senter kan anlegges eller ikke. Dermed skjer det ingen nasjonal samordning av hvor datasentrene plasseres eller hvor mange slike sentre som etableres i Norge. Både med tanke på knappheten i nettkapasitet og i lys av at datasentre er del av den samfunnskritiske infrastrukturen, er dette fraværet av helhetsperspektiv problematisk.

Et nasjonalt konsesjonskrav vil kunne vurdere samlet belastning og gevinster av et tiltak for kraftsystemet, nettanlegg og også arealbruken. For eksempel kan et riktig plassert datasenter kunne bidra til laststyring og fleksibilitet i kraftsystemet, mens det i andre tilfeller kan innebære mangel på kraft eller utbygging av nytt nett og kraftproduksjon som ellers ikke ville være nødvendig.⁴¹

Vindkraft på land og bakkemonterte solkraftanlegg krever i dag både konsesjon og en vedtatt arealplan. På samme måte er det naturlig at et nasjonalt konsesjonssystem for tildeling av nettkapasitet kommer i tillegg til kommunal behandling av arealbruken etter plan- og bygningsloven.

⁴⁰ Se «Skriftlig høringsinnspill fra Norsk datasenterindustri». 05.02.2026. <https://www.stortinget.no/no/Hva-skjer-pa-Stortinget/Horing/visning-av-skriftlig-innspill/?d-nid=73265&h=10005644>

⁴¹ For mer om dette, se Silvija Seres og Truls Gulowsen: *Datasentre krever nasjonale spilleregler*. Altinget 30.01.2026. <https://www.altinget.no/artikkel/datasentre-kraver-nasjonale-spilleregler>

Næringsnøytralitet og samfunnsnytte

Mens tildelingsplikten baserer seg på markedsstyring og absolutt næringsnøytralitet, gjennom reservering av nettkapasitet etter prinsippet om førstemann til mølla, vil et konsesjonssystem være en offentlig regulering basert på en vurdering av samfunnsnytte. Isak Lekve har påpekt at markedsstyringen kom med innføringen av energiloven i 1991: «... ettersom energiloven etablerte at kraft skal forvaltes som en handelsvare, og ikke en strategisk ressurs, betyr det at nettselskapene ikke kan favorisere noen aktører over andre.»⁴² Lekve argumenterer videre for at et annet tildelingsregime basert på samfunnsnytte kunne bevare et kraftoverskudd i Norge, med de gunstige konsekvensene for strømpris til næringsliv og husholdninger samt forsyningssikkerhet som dette har.

Selv om Strømnettutvalget i 2022 pekte på en rekke svakheter ved tilknytningsplikten, anbefalte utvalget likevel at ordningen i hovedtrekk videreføres. Utvalget advarer mot en større grad av offentlig styring: «Prioritering av enkelte forbruksgrupper vil bryte med prinsippet om nøytralitet og ikke-diskriminering, og dermed ikke være i tråd med energilovens prinsipper.»⁴³

Ifølge Strømnettutvalget kan slike prioriteringer innebære at lite lønnsomme tiltak får uforholdsmessig stor nettkapasitet, og at dette virker negativt inn på verdiskapingen i samfunnet.

Begge sitatene ovenfor peker på det markedsstyrte systemet som ligger i energiloven. Innføring av et konsesjonssystem for nettkapasitet vil ut ifra dette forde ikke bare innføring av en ny bestemmelse i energiloven, men også revidering av andre deler av loven. Samtidig kan kritikerne av dagens tilknytningsplikt vise til at med de påviste svakheterne

i dagens regime, vil en tildeling etter samfunnsnytte i større grad kunne oppfylle energilovens formål om å «... sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte ...».⁴⁴

Særlig relevante kriterier i vurderingen av samfunnsnytte vil være tiltakets verdiskaping, herunder sysselsetting og ringvirkninger i lokalsamfunnet, energiforbruk og konsekvenser for strømmettet (forsyningssikkerhet), klimaeffekten av tiltaket og arealforbruk. I en slik konsesjonsbehandling kunne man for eksempel sikre at datasentrene blir etablert der tildelt nettkapasitet ikke fortrenger andre tiltak med høyere samfunnsnytte og at spillvarmen bli utnyttet på en god måte.

Strider konsesjon på nettkapasitet mot EØS-regler?

Regjeringen mener, som tidligere omtalt, at et forbud mot datasentre for kryptoutvinning er i strid med EØS-retten. Hvordan vil så et krav om konsesjon for nettkapasitet for storbrukere stå seg i forhold til EØS-avtalens energiregelverk samt regler for fri etablering og fri bevegelse av tjenester og kapital?

Elmarkedsdirektivet av 2009 pålegger landene å ha en «et system for tredjemanns tilgang til overførings- og distribusjonsnettene, som bygger på offentliggjorte tariffer ...».⁴⁵ Bestemmelsen sier videre at tilgang kan nektes hvis systemet ikke har «den nødvendige kapasitet». Direktivet etterlater et visst handlingsrom for

⁴² Lekve, op.cit., s. 16.

⁴³ NOU 2022: 6 *Nett i tide – om utvikling av strømmettet*, s. 15.

⁴⁴ Energiloven § 1-2.

⁴⁵ Tredje elmarkedsdirektiv 2009/72/EF artikkel 32.

landene i utformingen av dette systemet, og bestemmelsen utelukker ikke eksplisitt et konsesjonssystem så lenge det praktiseres uten forskjellsbehandling. Dette kan ivaretas gjennom spesifikke, objektive kriterier i lov eller forskrift.

EØS-avtalens forbud i artikkel 4 mot diskriminering er avgrenset til «forskjellsbehandling etter nasjonalitet», men bestemmelsene om fri etablering og bevegelse forstås som generelle forbud mot restriksjoner som virker inn på samhandel og investeringer innenfor EU/EØS-området.⁴⁶ Et krav om konsesjon er ut ifra dette ansett som en restriksjon.⁴⁷ Det blir da et spørsmål om konsesjonskravet er begrunnet i et legitimt formål og er forholdsmessig.

Hva som er legitime formål, er utviklet i rettspraksis om tvingende allmenne hensyn. En restriksjon trenger ikke være begrunnet i mer enn ett hensyn. EU-domstolen har i flere saker ansett at energiforsyningsikkerhet er omfattet av offentlig sikkerhet, som er et slikt allment hensyn.⁴⁸ Det vil imidlertid ikke anses som et allment hensyn at en konsesjonsord-

ning gir mulighet til å prioritere mellom ulike kraftkrevende prosjekter ut ifra samfunnsøkonomiske og næringspolitiske vurderinger med mål om økt samfunnsnytte. Heller ikke krevende regionale prisvirkninger av å etablere nye kraftkrevende virksomheter, som en konsesjonsordning skal unngå, vil som sådan være tilstrekkelig for å begrunne en restriksjon. Sysselsettingsvirkninger, som for kraftkrevende industri har en nær sammenheng med strømprisen, er derimot et relevant hensyn som EØS-retten anerkjenner som en del av sosialpolitiske hensyn.⁴⁹ Andre mulige hensyn for å begrunne et konsesjonskrav kunne være miljø og forbrukerbeskyttelse.

Spørsmålet om forholdsmessighet er i hovedsak en vurdering av om restriksjonen er egnet og nødvendig for å oppnå det hensynet som påberopes. Her kan det anføres at konsesjonsbehandling er egnet til å forfølge hensynet om forsyningsikkerhet på en systematisk og sammenhengende måte, i tråd med det såkalte konsistenskravet.

Nettkapasitet er et begrenset gode, selv om den kan utvides med tiden. Dermed er det tekniske forhold som kan begrunne at en konsesjonsbehandling er nødvendig for å ivareta forsyningsikkerhet og at dette er mer effektivt enn mindre inngripende ordninger.

Prinsippet om førstemann til mølla for nettkapasitet er omstridt også i EU. Forslaget fra EU-kommisjonen til ny nettpakke,⁵⁰ som reviderer blant annet elmarkedsdirektivet, har møtt til dels kraftig kritikk blant annet fordi kommisjonen vil bruke 25 prosent av landenes flaskehalsinntekter til nettutbygging prioritert av EU.⁵¹ Nettpakken angir også måter for at landene kan avvike fra prinsippet om førstemann til mølla. Kommisjonen mener landene dermed kan «sikre tidsnok og ikke-diskriminerende tilgang til nettet» og samtidig ivareta industriell konkurransevne.⁵² Nettpakken er fort-

⁴⁶ EØS-avtalens artikler 11, 12, 28, 31, 36 og 40. Se nærmere om dette i Halvard Haukeland Fredriksen og Gjermund Mathisen: *EØS-rett*. Fagbokforlaget 2012, ss. 49–89.

⁴⁷ Se for eksempel EU-domstolens sak C-205/99, *Analir m.fl. mot Administración General del Estado*. Nærmere i Hans Petter Graver: *Konsesjoner og konkurranse – om krav fra fellesskapsretten til prosedyrer ved tildeling av offentlige tillatelser*. Lov og rett nr. 4/5 2004.

⁴⁸ Se blant annet EU-domstolens saker C-398/98 *Kommisjonen mot Hellas* og C-174/04 *Kommisjonen mot Italia*.

⁴⁹ Angående sysselsetting se EFTA-domstolens dom 5. mars 2025 sak E-13/24, der Borgarting lagmannsrett stilte tre spørsmål om tvingende allmenne hensyn. <https://eftacourt.int/download/13-24-judgment-2/?wpdmid=10414>

⁵⁰ *European Grids Package*, framlagt av EU-kommisjonen 10.12.2020. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_2945

⁵¹ Se Philippe Bédos Ulvin: *Hva skjer med EUs nettpakke fremover?* Energi og klima 27.03.2026. <https://www.energiogklima.no/nyhet/brussel/hva-skjer-med-eus-nettpakke-fremover>

⁵² EU-kommisjonen: *Questions and answers on the European Grids Package and the Energy Highways initiative*. 10.12.2025. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_25_2946

satt til behandling i EU, men denne anførselen fra kommisjonen er relevant som støtteargument for å utforske handlingsrommet for å regulere tilgangen til strømmettet nærmere i tiden framover.

Oppsummering og konklusjon

I artikkelen er det pekt på en rekke svakheter ved dagens tilknytningsplikt for nettkapasitet, som står i motsetning til formålet i energiloven om at bruken av energi foregår på en «samfunnsmessig rasjonell måte». Erfaringene med tilknytningsplikten og konsesjonskrav til blant annet kraftutbygging viser at en konsesjonsordning også for nettkapasitet vil kunne ivareta dette formålet bedre og mer konsekvent enn dagens regime. Føsondommen⁵³ har vist at konsesjonsbehandling ikke er en garanti for at relevante hensyn blir vurdert og rettsregler ivare tatt, men som system er konsesjon godt egnet til å hensynta samfunnets behov for sikkerhet og nyttevurderinger samt forut-sigbarhet for private aktører.

Energikommisjonen oppsummerer tref-

fende om dagens konsesjonskrav til blant annet kraftutbygging: «En grundig konsesjonsprosess bidrar til å sikre god ressursutnyttelse, redusere negative virkninger og å fremme lokal forankring og aksept for prosjektene».⁵⁴ Dette er ikke mindre relevante hensyn med tanke på tildeling av nettkapasitet.

Et konsesjonskrav er likevel krevende i forhold til EØS-retten fordi det anses som en restriksjon, men verken energiregulerket eller reglene for fri bevegelse utelukker konsesjon for nettkapasitet. En ordning med konsesjonskrav for alle storbrukere, for eksempel datasentre, hydrogen- og amoniakkproduksjon og smelteverk, kan utformes ikke-diskriminerende og med allmenne kriterier. En slik ordning er lettere forenlig med EØS-retten enn et forbud mot kryptoutvinning eller en konsesjonsordning utelukkende for datasentre, som fastsetter særkrav til én bestemt næringsaktivitet.

⁵³ Høyesteretts dom HR-2021-1975-S, 11. oktober 2021. <https://www.domstol.no/globalassets/upload/hret/avgjorelser/2021/oktober-2021/hr-2021-1975-s.pdf>

⁵⁴ NOU 2023: 3, s. 97. Op.cit.

LITTERATURLISTE

Alternativ energikommisjon. (2022). *Rapport fra Alternativ energikommisjon*. <https://a-ek.no/rapport/>

Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet. (2025–2026). Prop. 1 S (2025–2026). <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-1-s-20252026/id3123325/>

Energidepartementet. (2025–2026). Prop. 49 L (2025–2026). <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-49-l-20252026/id3153126/>

Fredriksen, H. H. & Mathisen, G. (2012). *EØS-rett*. Fagbokforlaget.

Graver, H. P. (2004). *Konsesjoner og konkurranse – om krav fra fellesskapsretten til prosedyrer ved tildeling av offentlige tillatelser*. *Lov og rett* 4/5 2004.

Harper, M. (2024). *Fornybardirektivet og ansvarlig saksbehandling*. *Samfunn og økonomi* 2/2024.

Kommunal- og distriksdepartementet & Energidepartementet. (2024). *Planlegging av vindkraft på land*. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/planlegging-og-konsesjonsbehandling-av-vindkraftanlegg-pa-land/id3051373/>

Lekve, I. (2025). *Hvem tar kraften? Hvordan dagens tildelingsregime styrer Norge mot kraftunderskudd*. De Facto-rapport 4:2025. <https://de-facto.no/2025/09/05/hvem-tar-kraften-hvordan-dagens-tildelingsregime-styrer-norge-mot-kraftunderskudd/>

NOU 2022: 6. (2022). *Nett i tide – om utvikling av strømmettet*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2022-6/id2918464/>

NOU 2023: 3. (2023). *Mer av alt – raskere*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/>

NVE. (2026). *Konsesjon*. <https://www.nve.no/konsesjon/>

RME. (2024). *Dette er tilknytningsplikten*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-tilknytningsplikten/>

Statnett. (2026). *Tilknytningsplikt og introduksjon for tilknytningsprosessen*. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/slik-fungerer-tilknytningsprosessen/>

Utenriksdepartementet. (2024–2025). Prop. 137 S (2024–2025). <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-137-s-20242025/id3096764/>



KRAFT SOM RESSURS FOR INDUSTRI OG SAMFUNN

Overgangen til fornybarsamfunnet krev enorme mengder energi, nye material, nye produksjonsprosessar og nye verdikjeder. For Noreg, med rein kraft, høg kompetanse og sterke industrielle tradisjonar, skapar dette store moglegheiter for nye industrieventyr.

Industriaksjonen

Ei rekke fagforeiningar skipa i 2019 «Industriaksjonen» med fremme av aktiv industripolitikk som føremål. Hurdalsplattforma til Arbeiderpartiet og Senterpartiet i 2021 skapte optimisme gjennom grep som peika opp og fram: Foredling av våre naturressursar innanlands, fornybar kraft som konkurransefortrinn, satsing på karbonfangst (CCUS), hydrogen og ammoniakk, storstila satsing på havvind, vidareutvikling av oljeindustrien og utvikling av havbasert oppdrett.

Valspråket var aktiv industripolitikk: Nasjonal strategi for industriparkar med internasjonalt konkurransefortrinn, program *Industri 4.0* og styrking av arbeidet med robotisering og automatisering,

i tillegg til aktivering av vår finansformue gjennom betra finansieringsordningar via statlege instrument. Ja, det var endå til tale om etablering av eit statleg grønt investeringsselskap for realisering av ambisjonane.¹

Status

Vel fem år seinare ser me at vår finansielle formue har dobla seg i Oljefondet, medan dei industripolitiske ambisjonar fortonar seg som fjerne førestillingar.

¹ Hurdalsplattformen, s. 14. <https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-stoere/andre-dokumenter/smk/2021/hurdalsplattformen/id2877252/>

Medan landa rundt oss satsar offensivt gjennom statleg engasjement, risikodeling og direkte støtte, overstyrer økonomisk skrivebordsteori fullstendig lang-siktig industripolitisk tenking her heime. Avkastning på våre aksjeinvesteringar ute har høgare prioritet i den politiske debatten enn industriutvikling her heime.

Men klimakrisa er framleis like trugande, og den teknologiske utviklinga med kunstig intelligens skyt fart. Så behova for ny industriutvikling er like presserande.

Den nye storforbrukaren av straum blir datasenter. Dagstøtt dukkar det opp nye initiativ for slike, og nær 100 stå for tida i kø med søknader for nær 70 TWh. Til samanlikning forbrukar summen av norske hushaldningar ifølge SSB om lag 40 TWh, medan samla nasjonalt straumproduksjon i 2025 var på 162 TWh, der 90 prosent av dette – 146 TWh – var vasskraft.

At «fyrst til mølla»-prinsippet gjeld, er alarmerande for andre potensielle industriprosjekt sidan vurdering av samfunnsnytte ikkje har prioritet. Så alle planane om datasenter nærast ropar på politisk rammeverk og styring. Me treng datasenter, ikkje for kryptovaluta og kattevideoar, men for viktig og strategisk industri for landet.

Våre kraftressursar og kalde klima gir gode føresetnader for dette. Men spørsmålet er korleis me sikrar at samfunnsnytte, kontroll over data og bruk og kopling mot industriell og teknologisk utvikling blir premiss for prioritering. For senter for prosessering av data for industri, helseinstitusjonar, forsvar og liknande er viktig, og med betydeleg arbeidsplasspotensial.

Behovet for energi

I energinasjonen Norge er paradoksalt nok mangel på kraft og nettkapasitet, kombinert med ekstreme og uføreseielege straumprisar, ofte den viktigaste flaskehalsen for ny industriutvikling. Om ikkje «Meir av alt – raskare» slik Energikommisjonen la opp til er svaret, så er det utvilsamt trong for meir energi. Og Riksrevisjonen slo i 2025 fast at kapasitetsmanglar i dagens straumnett er eit stort hinder for næringsutvikling, og bremsar omstillinga til fornybarsamfunnet.²

At Norge i fjor eksporterte rekordhøge 22,8 TWh endrar ikkje dette faktumet. Vårt nasjonale overskot tilslører store regionale skilnader. I Vestland, fylket som produserer mest kraft, blir industriprosjekt stoppa av regional kraftmangel. Nord for Ofoten opplevde samtlege aktørar i 2023 avslag på søknader om meir kraft.³

Regjeringa varsla i mai 2022 at deira fremste tiltak for meir fornybar kraft var storstila satsing på havvind – 30 GWh innan 2040. Resultatet til no er magert, og medan landa rundt oss satsar tungt på havvind, blir me akterutsegla. På tross av Hurdalserklæringa har både regjering og operatørselskap neglisjert konkrete initiativ frå industrien om elektrifisering av sokkelen ved utbygging av små havvindparkar på allereie konsesjonsutgreia områder for olje- og gassutvinning. Kostnadmessig er dette konkurransedyktig med eksisterande gassturbinar, og bør difor dekkast av operatørselskapa.

Elektrifisering

Elektrifisering er slett ikkje symbolpolitikk. Ja, gassen blir likevel brent, men effekten i europeiske gasskraftverk er det doble av gassturbinane på sokkelen og utsleppa langt mindre og kan handterast

² Dok 3:7 (2024–25). Riksrevisjonens undersøkelse av kapasiteten i strømmettet.

³ Oppslag NRK Nordland 23/2-2023.

med karbonfangst. At elektrifiseringa skjer med kraft frå land er derimot eit tragisk døme på manglande evne til å sjå klimatiltak, teknologi og industriutvikling i samanheng. Føremonene er mange og openberre, og har brei støtte frå miljørørsla.

- Utvikling og testing av teknologi og kompetanse i småskala for læring og kostnadsreduksjon før satsing på stor-skala havvindparker som t.d. Utsira Nord.
- Opprettheld og utviklar kompetanse og kapasitet i leverandørindustrien og bidreg til utvikling av ny, eksportretta industri.
- Kombinerer klimakutt med teknologi og industriutvikling utan store statlege subsidiar.
- Avlastar krafttapping frå land og tilfører ny kapasitet til industriutvikling.
- Eliminerer behov for konfliktfylt vindkraft på land.

Utsleppsfri kraftproduksjon og industrielle samanhengar

Etter mønster frå etableringa av Statoil, burde regjeringa etablert eit statleg havvindselskap med eigarskap i lisensar på havvind. Slik oppnår me nasjonal kontroll, sysselsetting, teknologisk og industriell utvikling og framtidig finansiell avkastning for fellesskapen.

I sin ideologisk baserte motstand mot statleg medverknad kallar høgrepertia dette for sløsing med fellesskapen sine skattepengar og at staten ikkje skal plukka vinnarar. Vel, det er jo nettopp gjennom statleg medverknad og styring at vår ressurs- og energibaserte industrielle utvikling har skjedd. Skal me nå våre klimamål er kjøp av klimavotar alternativet, der EU nyttar inntektene til subsidiering av industrielle klimatiltak. Konsekvensen

blir dermed at våre utanlandske konkurrentar nyt godt av norske klimavotekjøp medan norske bedrifter tapar. Slik kastar Frp vrak på det store potensialet for kraftproduksjon ved havvind og neglisjerer at dei om lag 550 norske bedriftene som satsar innanfor havvind ser store moglegheiter dersom myndigheitene viser vilje til offensiv satsing framover.

Nasjonane rundt oss ser dette. Til dømes har Storbritannia etablert eit statleg selskap, Great British Energy, med føremål å byggja ei komplett nasjonal verdikjede innanfor havvind, mellom anna ved felles investeringar med privat kapital i konkrete prosjekt. Medan andre forstår at ein må så for å kunna hausta, er det marknadsfundamentale skrivebordsteoriar som styrer her heime. Hadde me tidleg etablert eit aktivt Statvind etter mønster frå Statoil, kunne Norge no vore verdsleiande. I staden sakkar me stadig lengre akterut grunna nøling, berøringsangst og seindrektigheit frå statleg hald.

Den vedtekne ordninga for støtte til havvind på Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord er tragiske dømer på manglande evne til å sjå klimakamp, teknologi og industriutvikling i samanheng. I staden for kvalitative kriteriar med klare industripolitiske mål, vel regjeringa passiv støtte gjennom auksjonsrundar der pris overstyrer langsiktig industriell utvikling. Og paradoksalt nok blir all støtte gitt til energiselskapa.

Leverandørindustrien, som står for teknologiutvikling, sysselsetting og verdiskapinga, får ingenting, medan energiselskapa skvisar dei til siste blodsdrope i knalltøffe anbudsrundar om å få bygga prosjekta. Å losa deler av tilskotsmidlane til leverandørselskapa for å oppgradera anlegg, produksjonsutstyr og prosessar tilpassa nye produkt vil vera fordelaktig for alle partar ved at kostnadene langt raskare vil gå ned.

Gasskraft med CO₂-deponering må

realiserast, og gir utsleppsfri kraftproduksjon som løysing på ei veksande utfordring: Behovet for stabil balansekraft når stadig meir kraftproduksjon skjer via ustabile kjelder som sol og vind. I dag går gassen i rør til kontinentet for kraftproduksjon, fortrinnsvis i gasskraftverk med karbonfangst, der CO₂ kan bli frakta tilbake for deponering i Nordsjøen. Dette er meiningslaust når me kan produsere krafta sjølv med kraftverk på sokkelen eller ved landbaserte gass-terminalar og nytta utsleppsfri straum til industriutvikling, sivile føremål eller krafteksport. Løysinga er både plass- og kostnadseffektivt ved høgtrykksforbrenning av naturgass direkte frå reservoaret gjennom tilsetting av oksygen. Avfall er vatn og CO₂, der CO₂ blir nytta til trykkstøtte eller deponert.

Disse og andre løysingar burde vore seriøst vurdert som alternativ for elektrifisering av Melkøya. I staden valde Equinor og regjeringa det mest lettvinde alternativ med kraft frå land. Eit val det ikkje var kapasitetsmessig dekning for verken i nett eller kraft og som blokkerer for anna industriutvikling, pressar kraftprisane opp i nord og forutset store naturinngrep med landvind i strid med samiske og allmenne interesser. Som viktig og statsdominert selskap burde dei i staden bidratt til teknologi og industriutvikling, og sett ting i strategisk industripolitisk samanheng.

Stort potensial har også hydrogenproduksjon frå elektrolyse eller naturgass, og H₂ trengs for å erstatta fossile reduksjonsmiddel i kraftforedlende industri. Til dømes ståindustrien, som står for om lag seks prosent av verdas CO₂-utslepp.

Utan tilgang på rimeleg kraft blir valet fort å eksportere råstoff i staden for å investere i vidareforedling.

Det grønne skiftet krev også store mengder mineral og metall. Europa ønskjer å redusere avhengigheita av import, og bygge eigne verdikjeder. Her har Noreg eit betydeleg potensial, både innanfor utvinning og vidareforedling. Men utan tilgang på rimeleg kraft blir valet fort å eksportere råstoff i staden for å investere i vidareforedling. Slik forsvinn verdiskaping, arbeidsplassar og teknologiutvikling ut av landet.

Lokalsamfunn

Mange lokalsamfunn er bygd kring kraftforedlende industri. Livsnerva har vore rein fornybar kraft til konkurransefremmande prisar basert på produksjonskost.

Blir den ikkje omfatta av tiltak som Norgespris, trugar store svingingar og prisar opp i tosifra kronebeløp pr. kWh denne industrien.

Marknaden som regulator

Det sosialdemokratiske slagordet om marknaden som ein nyttig tenar, men dårleg herre, er avløyst av ideologien om at marknaden er den beste regulator. At den sikrar frigjering av «krafta sin ibuande verdi», uttrykt ved at meklarar i den europeiske straummarknaden, styrt gjennom tilknytinga vår til EU sin kraftmarknad og reguleringsbyrået Acer, får fram den høgste prisen som er mogleg å oppdriva for den siste tilgjengelege kilowattimen i vårt tildelede auksjonsbaserte prisområde i Europa.

Marknadslogikken er at om industrien ikkje evnar å betala prisen så har verksemda per definisjon ikkje livets rett, og krafta blir frigjort til kundar med betalingsevne. Altså at krafta skal brukast der den gir størst finansiell avkastning, sjølv om det betyr at krafta blir selt som råvare.

At kraft er blitt spekulasjonsobjekt der

meklarar tener millionbeløp er galskap, som mellom anna i vårt felleseigde Statkraft. Selskapet betalte aleine 4,7 milliardar kroner i bonus til slike meklarar i perioden 2021–23.⁴ I 2022 gjekk 900 millionar i bonus på deling til 150 tilsette i tyske tradingselskap, det vil seie seks millionar kroner i snitt.⁵ Dette er med på å driva kraftprisane oppover.

Straum som strategisk samfunnsressurs

Vår oppdemma vasskraft er ein unik konkurransefordel som må utnyttast strategisk. Det fordrar kursendring i norsk kraftpolitikk, og det største forbundet i privat sektor, Fellesforbundet, viste veg på sitt landsmøte i 2023. Landsmøtet slo fast at straum skal vera ein strategisk samfunnsressurs under demokratisk politisk kontroll, ein strategisk innsatsfaktor for industrien og eit grunnleggande gode for hushaldningar. Vidare må prisdanninga i kraftsystemet skje med basis i produksjonskostnadene og ikkje overlatast til bør drivne meklarar i Europa. Landsmøtet konstaterte at desse måla forutset eit oppgjør med vårt eksisterande marknadsbaserte kraftregime, og at det inkluderer frikopling frå EU sin energunion gjennom utmelding av energibyrådet Acer.

Fellesforbundet foreslår å oppretta eit statleg straumselskap som skjermar hushaldningar og bedrifter mot uføreseielege svingingar, og at dette blir kombinert med eit toprissystem med rimeleg pris for normalforbruk og noko dyrare for overforbruk for å stimulere til energisparing.⁶

Oppsummering

Utfordringar som klima og miljøkrise, og å sikra at me blir herre over og ikkje offer

I 2022 gjekk 900 millionar i bonus på deling til 150 tilsette i tyske trading-selskap ...

for ny teknologi og kunstig intelligens, fordrar medvitne vegval for å lukkast. Offensiv tilnærming til bevaring og utvikling av industrien vår er eit naudsynt premiss.

Norsk industrihistorie har lært oss å kombinere ressursgrunnlaget vårt med langsiktig strategisk tenking og handling for slik å skapa sysselsetting, verdier og velferd for heile befolkninga. Vår tillits- og samarbeidsbaserte samfunns- og arbeidslivsmodell har stått sentralt i dette, og representerer eit konkurransefortrinn som saman med realisering av vårt kraftpotensial gir oss eit unikt utgangspunkt for ny industriutvikling.

Generelle rådevilkår og stabilitet er viktig, men me treng også ein aktiv stat som samhandlar med industrien og deltek på investerings- og finansieringssida i aktuelle bransjar og prosjekt. Ikkje, som høgresida har som sitt evige mantra, for å plukka vinnarar i form av enkeltelskap, men for å henta ut potensialet som ligg ope framom oss innanfor spesifikke bransjar. I så måte må vår kapitalrikdom i Oljefondet sjåast på som eit verktøy og ikkje som løysinga me skal lena oss på som late rentenistar for framtida.

Tida er inne for viljesterk politisk tenking og handling, og folk som evnar å aksla dette ansvaret!

⁴ DN 13/3-2024.

⁵ DN 7/3-2024.

⁶ https://www.fellesforbundet.no/om-fellesforbundet/styrende-dokumenter/landsmote-2023/uttalelser/#/_Toc149285681


ARTIKKELEN ER
FAGFELLEVDERT

Anders Skonhoft Institutt for samfunnsøkonomi – NTNU

Landet med verdens høyeste energiforbruk. Trenger Norge egentlig mer kraft?¹

Foto: AdobeStock

¹ Takk til Erik Lindeberg, Rune Skarstein og tre anonyme konsulenter for mange gode kommentarer til en tidligere versjon av artikkelen.



Den norske bruken av strøm og energi per innbygger ligger helt på toppen i Europa og i verden. Men det er stadig ønsker om mer. Hovedbudskapet fra interesseorganisasjonene (som Fornybar Norge) er at kraftbehovet er stort og produksjonen av elektrisk energi må øke raskt. Dette seiler ofte under det grønne skiftet- og bærekraft-flaggene. Det kreves mer strøm til transportsektoren, batterifabriker, elektrifisering av sokkelen og til datasentre. Men data- og kryptosentre og batterifabriker – gjerne med statlige subsidier – har i motsetning til mer strøm til transporttiltak lite eller ingenting med norske klimatiltak å gjøre. Energiutbyggingen i Norge har i all hovedsak blitt styrt av bedriftsøkonomi. Tiden er overmoden for at kostnadene ved ødelagt natur og samfunnsøkonomiske prinsipper må bli bestemmende.

1. Innledning

Spørsmål omkring energi og energibruk har blitt stadig viktigere. En årsak er klimakrisen, og problemer omkring hvordan erstatte bruken av fossil med fornybar og regulerbar energi. En annen årsak i Norge er de mange ønskene om ny bruk av energi, og hvor diskusjonen omkring datasentre har stått sentralt de siste par årene. Kriterier for tildeling av ny kraft har vært viktig her, det samme har arealbruk, og natur- og miljøspørsmål.

Mye av diskusjonene har også sammenheng med særstillingen Norge er i når det gjelder energibruk som følge av tilgangen på regulerbar vannkraft. Men vannkraften har også hatt stor innvirkning på norsk økonomi på mange andre måter. Rikelig med billig kraft har betydd mye for husholdningenes velferd, og vannkraftutbyggingen var grunnlaget for utviklingen av mye av norsk industri de første tiårene etter andre verdenskrig. Vannkraftproduksjonen har dessuten gitt store offentlige inntekter fordi produksjonen i all hovedsak (over 90 prosent) er offentlig eid og har vært grunnrentebeskattet (se for eksempel NOU 2019: 16).

En konsekvens av Norges rike krafttilgang, lave strømpriser og kjølig klima, er at forbruket av elektrisk energi per innbygger er langt høyere i Norge enn i EU-landene. Statistikk fra International Energy Agency (IEA) gir gode oversikter for de forskjellige landene (<https://www.iea.org/countries/>). Den samlede energibruken, summen av fossil- og ikke-fossil energi, i forhold til folketallet er også helt

i toppen i Europa og verden. Noe av dette kommer jeg tilbake til etter hvert. Jeg skal også kortfattet se litt på drivkreftene bak ønskene om mer kraft og energibruk, og diskutere samfunnsøkonomiske prinsipper for kraftutbygging og bruk av energi.

Samfunnsøkonomi betyr at alle kostnader, også kostnader ved ødelagt natur og andre eksterne kostnader, skal med i prosjektvurderingene. Jeg starter i seksjon 2 med en kort beskrivelse av produksjon og bruk av energi i Norge siden 1990. Dette er den perioden Statistisk sentralbyrå (SSB) har utarbeidet en detaljert og konsistent energistatistikk for. Jeg kommer også svært summarisk inn på noen drivkrefter bak forbruksutviklingen. I seksjon 3 ser jeg på energiforbruket i Norge sammenliknet med andre rike land. I seksjon 4 vurderes kraftbalansen i Norge i årene framover, mens seksjon 5 berører konfliktene ved nye datasentre. Seksjon 6 tar opp litt om forskjellen mellom samfunnsøkonomi og bedriftsøkonomi ved kraftutbygging og energibruk. Artikkelen avsluttes i seksjon 7 med noen oppsummerende bemerkninger.

2. Produksjon og forbruk av energi i Norge 1990–2024

Norsk energiproduksjon de siste 50 årene har stort sett dreid seg om olje og gass fra norsk sokkel og elektrisitet fra vannkraft. Målt i energiinnhold har olje- og gassproduksjonen i mange år vært 10–15 ganger høyere enn vannkraftproduksjonen. Men mens olje og gass er blitt eksportert, er vannkraftenergien stort sett blitt brukt innenlands. Tabell 1 viser dette for 2024 hvor produksjons- og forbrukstallene er fordelt på sju energibærere målt i TWh (1 TWh = 1 milliard kWh).² Den fossile energien omfatter kull, naturgass og olje, mens de fire ikke-fossile kildene er biobrensel, avfall, elektrisitet og fjernvarme.³

² I Kittelsen mfl. (2018) er det detaljert vist hvordan energiinnholdet beregnes og sammenliknes mellom ulike energikilder og energibærerne. Energiinnholdet er her basert på varmeinnholdet i de forskjellige energibærerne som omregnes til en felles benevnning (i tabell 1 som TWh) basert på tetthet (kg/liter) og energiinnhold per vektenhet (for eksempel kWh/kg). Forbrenning av fossil energi gir mindre elektrisk energi enn varmeinnholdet som følge av varmetap. Dette forholdet er tatt hensyn til i den internasjonale sammenlikningen av energibruk som vises i seksjon 3.

Samlet innenlandsk tilgang (post 6 i tabellen) var drøye 316 TWh i 2024, mens samlet netto innenlandsk sluttforbruk (post 12) var litt over 215 TWh. Deler av denne forskjellen skyldes forbruk av råstoff fra olje, som plastikk og asfalt. Men viktigere er eget sektorforbruk av naturgass for å drive utvinningen av olje og gass på norsk sokkel. I tillegg er det en viss forskjell mellom disse postene for elektrisitet som også omfatter eget sektorforbruk, men også svinn (strømtap i ledningsnettet). Energi fra fjernvarme inngår ikke i «Innenlandsk tilgang», men dukker opp i «Netto innenlandsk forbruk» som forbrenning av avfall og biobrensel og distribuert som fjernvarme. Den mer detaljerte statistikken fra SSB gir mer informasjon om forskjellene her og for de andre energibærerne.

I det etterfølgende betrakter jeg fossil energi som forbrenning av energi til transport og industriproduksjon, og tar dermed ikke med bruken av oljeprodukter som

industriråvarer. Det gir et forbruk av fossil energi som summen av fossil innenlandsk tilgang fra post 6 minus bruk av olje til råstoff. Mer detaljert statistikk fra SSB gir da et fossilt forbruk på 132,5 TWh. Bruken av ikke-fossil energi følger direkte av post 6 som 162,6 TWh. Total energibruk blir dermed 295,1 TWh, og med en fossilandel på 44,9 prosent i 2024.⁴

Figur 1 viser det samlede norske energiforbruket og fordelingen på fossil og ikke-fossil energi definert på denne måten for perioden 1990–2024. Figuren viser at det var en svært høy vekst i det samlede forbruket fram mot år 2000, mens det har vært en beskjeden nedgang etter årtusenskiftet. Det har vært en viss vekst i den ikke-fossile bruken hele perioden. Det observeres betydelige årlige svingninger i fossilbruken, og dette skyldes svingninger i bruken av olje og gass. Forbruket av gass (i all hovedsak på sokkelen) var for eksempel 50 prosent høyere i år 2000 enn i 1995.

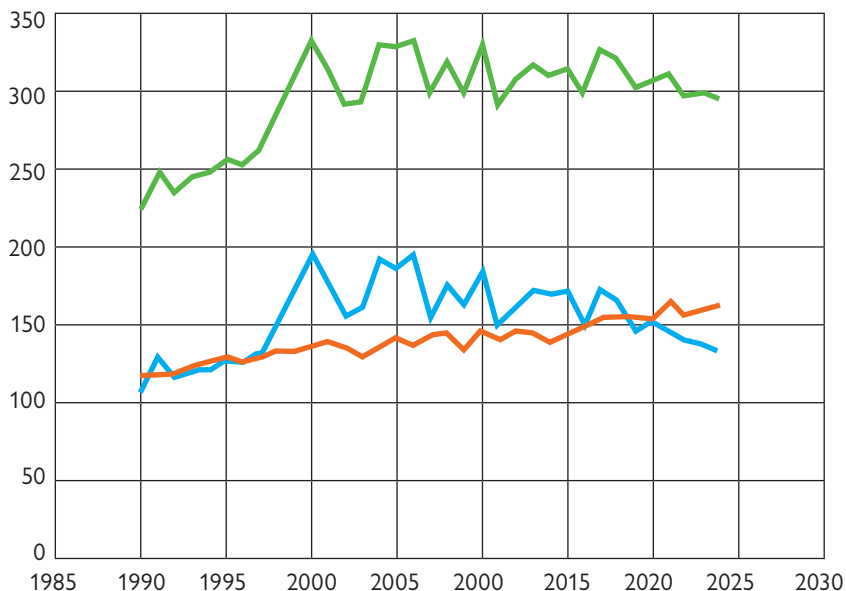
Det har også vært andre årsaker til

Tabell 1. Produksjon og forbruk energi Norge 2024 i TWh. Kilde: SSB, tabell 11561. Postnummereringen refererer seg til SSBs gruppering (Internasjonale betegnelser: TPES =Total Primary Energy Supply, TFG =Total Final Consumption).

	Sum	Kull	Naturgass	Olje	Bio-brensel	Avfall	Elektrisitet	Fjernvarme
1. Produksjon	2601,1	0,9	1282,0	1143,1	14,2	5,2	155,7	0
2. Import	135,5	8,2	0,7	104,5	6,9	0	14,7	0
3. Eksport	2407,4	0,9	1236,8	1135,5	1,1	0	33,1	0
6. Innenlandsk tilgang (korrigert for lagerendring) (TPES)	316,4	8,2	46,6	99,0	20,1	5,2	137,3	0
12. Netto innenlands sluttforbruk (ex. råstoff, svinn og eget sektorforbruk) (TFC)	215,3	7,5	3,9	61,3	17,4	1,2	117,1	6,9

³ Denne siste betegnelsen er ikke helt korrekt da blant annet noe av elektrisitetsproduksjonen (under 1 prosent) er basert på forbrenning av gass. Flere detaljer er gitt i statistikken fra SSB. Merk også at betegnelsen energibærere heller ikke er helt korrekt. Elektrisitet er for eksempel ikke en energibærer, mens vannkraft (og vindkraft) er det.

⁴ Bruken av fossil energi i 2024 definert på denne måten følger som 153,8 TWh (8,2 + 46,6 + 99,0 fra post 6) minus olje som råstoff, gitt som 21,3 TWh fra post 11 i den mer detaljerte energistatistikken til SSB, altså 132,5 TWh. Samlet bruk av ikke-fossil energi følger direkte fra tabell 1 som 162,6 TWh (20,1 + 5,2 + 137,3). Betragtningen av energiforbruket her er nokså lik det som gjøres i Klimaaksjonen (2025).



Figur 1. Fossil, ikke-fossil og samlet energibruk Norge 1990–2024 i TWh. For datakilde og definisjoner, se hovedtekst og tabell 1.

svingninger i forbruket, og finanskrisen og den økonomiske stagnasjonen 2008–2009 betød lavere forbruk. Over hele perioden økte det samlede forbruket med 0,8 prosent i gjennomsnitt på årsbasis. Den årlige veksten var 4,1 prosent mellom 1990 og 2000, mens bruken ble redusert med 0,5 prosent årlig etter år 2000. Fra 1990 til 2024 økte den fossile energibruken årlig med 0,6 prosent, mens den ikke-fossile energibruken økte med 0,9 prosent på årsbasis. Fossilandelen ble redusert fra 47,9 prosent i 1990 til som nevnt 44,9 prosent i 2024. Altså en nokså beskjeden nedgang. Mens det var en sterk økning av fossilandelen fram til år 2000, har reduksjonen de siste årene også vært betydelig.

Statistikken fra SSB gir også et mer detaljert bilde av energiforbruket på ulike produksjons- og brukersektorer basert på netto innenlandsk sluttforbruk (post 12, tabell 1). Tallene her viser at industri og bergverk er den største forbrukssektoren med over 70 TWh i 2024. Etter vekst fram til årtusenskiftet har forbruket blitt noe redusert for så å stabilisere seg slik at det i 2024 var omtrent som i 1990. Energibruken i transportsektoren har økt betydelig i perioden fra omtrent 40 TWh i 1990 til omtrent 52 TWh

i 2024. Her var det en jevn vekst fram til omtrent 2015, og deretter en reduksjon. Subsidieringen av elbilen – og dermed overgang til mer energieffektive biler – er forklaringen på denne nedgangen. Husholdningene brukte noe mer energi i 2024 enn i 1990, men her har det knapt vært noen økning etter år 2000. Omtrent samme vekstmønster observeres for privat og offentlig tjenesteyting, og hvor forbruket steg fra 28 TWh i 1990 til drøye 35 TWh i 2024.

De mer detaljerte tallene fra SSB viser også at bruken av fossil energi er særlig høy i produksjon av olje og gass, i industri og i transport. Disse aktivitetene stod for nær all fossil energibruk i 2024. En god del av den økte ikke-fossile energibruken og elektrisitet skyldes økt forbruk i husholdningene, og her har strømforbruket økt med omtrent 9 TWh siden 1990, fra 30 til 39 TWh. Strømforbruket har også økt i industrien, men noe av det økte forbruket, som i bilbruken, har erstattet fossil energi. Alle tallene det vises til her, er fra SSB. International Energy Agency (IEA) har som nevnt (seksjon 1) også en omfattende energistatistikk, og er velegnet til å gi en detaljert sammenlikning av forbruk og produksjon i Norge med andre land. Databasen Our World in Data har også sammen-

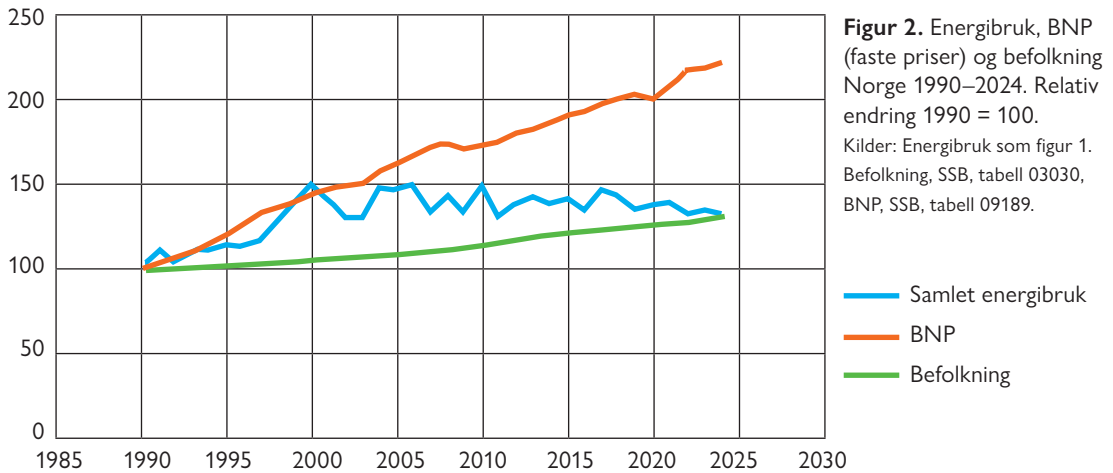
liknbare energidata, men på et mer aggregert nivå. Jeg kommer tilbake til dette i seksjon 3.

Figur 2 viser utviklingen av samlet energibruk som i figur 1, men på relativ form, samt veksten i bruttonasjonalproduktet (BNP) i faste priser og befolkningen 1990–2024. Mens veksten i energibruken over hele perioden som nevnt var 0,8 prosent på årsbasis, var den gjennomsnittlige BNP-veksten 2,4 prosent og befolkningsveksten 0,8 prosent. I hele perioden ble derfor energiintensiteten, energibruken i forhold til BNP, redusert betraktelig. Men fordi energibruken også økte, skjedde det kun en såkalt *relativ* dekopling.⁵ Etter år 2000 hvor energibruken har falt noe, har det derimot vært en (svak) *absolutt* dekopling mellom energibruken og BNP i norsk økonomi.⁶ Figuren viser også at energibruken per innbygger var den samme i 2024 som i 1990. Men mens energibruken per innbygger økte merkbart fram til omtrent år 2000, har det skjedd en viss reduksjon de siste 25 årene.

Endringer i den økonomiske aktiviteten påvirker energibruken, men endret energi-

tilgang vil også påvirke den økonomiske veksten. Årsaks-virknings-mekanismene går begge veier, og dette diskuteres i for eksempel Zweifel (2017, kap. 5). Prisutviklingen på energi og elektrisitet er også av stor betydning. Studier på bedriftsnivå indikerer at mens virkningen av økt energipris har negativ veksteffekt på kort sikt, kan effekten på lengre sikt (noen år) være positiv. Forklaringen er at økte energipriser stimulerer til tekniske forbedringer og redusert energibruk. Blant annet André mfl. (2023) diskuterer og analyserer denne type sammenhenger.

En annen måte å se på sammenhengen mellom økonomisk vekst og energibruk på, er å analysere den *definisjonsmessige* sammenhengen mellom energibruk og økonomisk aktivitet, gitt ved produktivitet, teknologi og også befolkning. På vekstform og som årlig prosentvise endringer, kan det da vises at veksten i energibruken skal svare til summen av veksten i befolkningen, veksten i bruttonasjonalprodukt per innbygger og veksten i energibruk per BNP (energiintensitet).⁷



Figur 2. Energifbruk, BNP (faste priser) og befolkning Norge 1990–2024. Relativ endring 1990 = 100.

Kilder: Energifbruk som figur 1. Befolkning, SSB, tabell 03030, BNP, SSB, tabell 09189.

— Samlet energibruk
— BNP
— Befolkning

⁵ Energiintensiteten kan måles på mange måter. Her bruker jeg BNP for hele den norske økonomien (altså inkludert olje- og gassvirksomheten). Se Grimsrud (2019) for en diskusjon.

⁶ I faglitteraturen er det en stor og omfattende diskusjon om absolutt versus relativ dekopling av denne typen. Analyser av den såkalte EKC-kurven (Environmental Kuznets Curve) hører også med her. Se for eksempel Perman mfl. (2011).

⁷ Dette representerer en såkalt IPAT-analyse. IPAT-identiteten står generelt for virkning (I = Impact), befolkning (P = population), materiell velstand (A = affluence) og teknologi (T = technology). Her er virkningen energi, E , materiell velstand BNP

per innbygger, X/P , og teknologi er energi per BNP, E/X . Identiteten som brukes her er derfor $E \equiv P \cdot (X/P) \cdot (E/X)$ som på vekstrateform blir som angitt i tabell 2 i hovedteksten. Det kan også vises at energiintensiteten E/X på vekstrateform svarer til energibrukens vekstelasitet. For perioden 2000–2024 betyr dette at 1 prosent årlig økning i BNP er ledsaget av 2,3 prosent reduksjon i energibruken (linje tre, tabell 2). IPAT-identiteten ble opprinnelig formulert av biologene Ehrlich og Holdren (1971) som studerte ulike effekter av befolkningsvekst. Metodikken er senere brukt i en lang rekke miljø- og forurensningsanalyser, men også i analyser av naturressurser og energibruk. Se Perman mfl. (2011) for en god framstilling.

Se tabell 2. Over hele perioden 1990–2024 (første linje i tabellen) finner jeg da at bak veksten i energibruken på 0,8 prosent per år, bidro befolkningsveksten med 0,8 prosent og økt materiell velstand (BNP per innbygger) med 1,6 prosent. I motsatt retning virket den reduserte energiintensiteten (energibruk per BNP) som falt med 1,6 prosent per år i gjennomsnitt over denne 30-års perioden. Dette gir da sammenhengen (identiteten) $0,8 + 1,6 - 1,6 = 0,8$.

I perioden 1990–2000 (linje to) bidrar både veksten i BNP per innbygger, befolkningsvekst og også vekst i energiintensiteten til at energibruken vokser med drøye 4 prosent på årsbasis. Etter årtusensskiftet og perioden 2000–2024 (linje tre) dominerer derimot den reduserte energiintensiteten på 2,3 prosent per år virkningen av økt befolkning på 0,9 prosent og økt BNP per innbygger, også på 0,9 prosent. Energibruken reduseres da med 0,5 prosent ($0,9 + 0,9 - 2,3 = -0,5$) i gjennomsnitt på årsbasis i denne perioden.

3. Det høye norske energiforbruket

Tall fra IEA viser som nevnt at både strømforbruket og den samlete energibruken, summen av ikke-fossil og fossil energi, per innbygger i Norge er helt på toppen sammenliknet med andre industrialiserte land. I statistikken over energiforbruket fra IEA er det ikke tatt hensyn til at ulike typer energibærere har

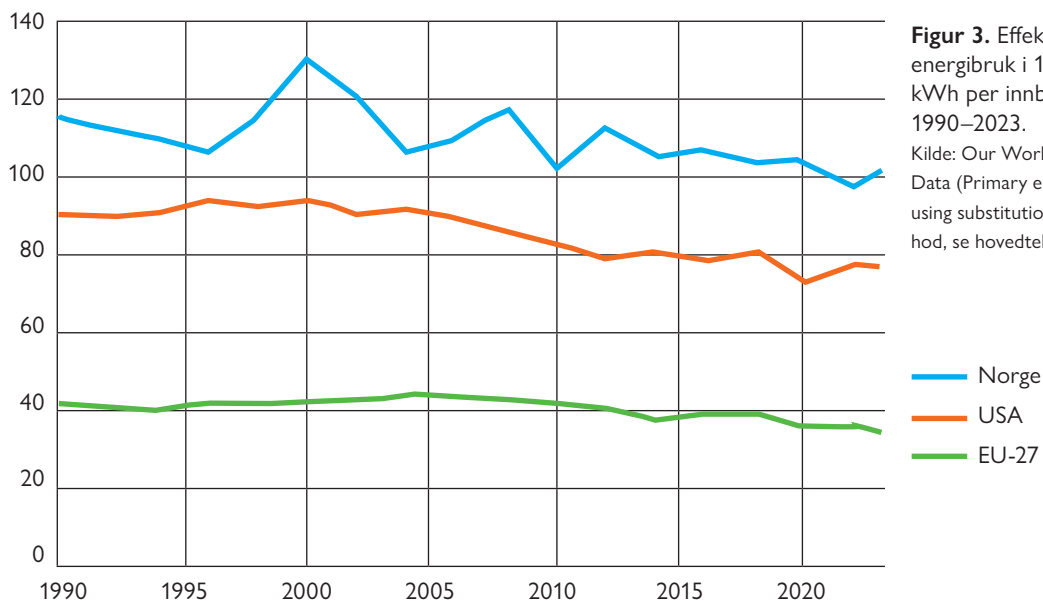
forskjellig effektivitet. For å produsere 1 kWh strøm kreves det langt mer enn 1 kWh med olje eller annen fossilbasert energi. At elektrisk energi er mer effektiv enn fossil energi til annen bruk enn oppvarming, er velkjent fra bilbruken. Mens det kan gå med 2 kWh strøm for å kjøre én mil med elbil, bruker en dieselbil av samme størrelse kanskje 0,6 liter. 0,6 liter diesel tilsvarer en energimengde på drøye 6 kWh. Kjøreffektiviteten av elbilen er dermed tre ganger høyere enn fossilbilen som følge av varmetap i dette eksemplet.

I den anerkjente databasen Our World in Data, som blant annet publiserer data for energibruken i verdens land, er det tatt hensyn til denne ulike effektiviteten av fossil og ikke-fossil energi i landenes energiforbruk (<https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>). Det antas her at ikke-fossil energi er 2,5 ganger mer effektiv enn fossil energi for å produsere elektrisitet. Det samlede energiforbruket i et land uttrykt i effektivitetsenheter, beregnes da som den fossile energibruken pluss den ikke-fossile energibruken multiplisert med 2,5. Se Ritchie og Rosado (2021) for en diskusjon og kritisk gjennomgang av denne såkalte *substitusjonsmetoden*.

Fordi Norge bruker svært mye elektrisitet, betyr dette at energibruken i Norge bykser ytterligere opp på verdensstatistikken og blir høyere enn i alle andre industriland når substitusjonsmetoden legges til grunn. Dette er vist i figur 3 der energiforbruket per innbygger i Norge og i hele EU-området

Tabell 2. Sammenheng (identitet) befolkningsvekst, vekst i BNP per innbygger, vekst energiintensitet (energiforbruk per BNP) og vekst innenlandsk energiforbruk. Årlig prosentvis gjennomsnittlig vekst. Beregning på grunnlag av tallene fra figur 2.

Periode	Befolkningsvekst (%)	Vekst BNP per innbygger (%)	Vekst energiintensitet (energiforbruk per BNP) (%)	Vekst energiforbruk (%)
1990–2024	0,8	1,6	-1,6	0,8
1990–2000	0,6	3,1	0,4	4,1
2000–2024	0,9	0,9	-2,3	-0,5



Figur 3. Effektiv energibruk i 1000 kWh per innbygger 1990–2023.

Kilde: Our World in Data (Primary energy using substitution method, se hovedteksten).

(EU-27) over perioden 1990–2023 er beregnet på denne måten. Utviklingen i USA er også tatt med. I 2023 var forbruket i Norge om lag 101 000 kWh effektivitetsenheter per innbygger. Det var nær tre ganger (!) høyere enn i alle EU-landene samlet (EU-27) hvor det var på snau 35 000 kWh. Det var også betydelig høyere enn forbruket i USA hvor det var på om lag 77 000 kWh per innbygger i 2023.⁸

Disse forskjellene har vært omtrent de samme siden 1990. Energibruken per innbygger reduseres i Norge og USA en god del de siste 25 årene, mens fallet inntreer noe senere i EU. Over hele perioden 1990–2023 er den prosentvise reduksjonen noe høyere i EU-27 enn i Norge. En grunn er at den fossile energibruken har gått mer ned i EU-området enn i Norge, mens bruken av ikke-fossil energi i mange land fortsatt er beskjedent. Ulik befolkningsvekst spiller naturligvis også inn.⁹

4. Drivkrefter bak mer kraft og energibruk

På tross av at energi- og kraftbruken i Norge ligger helt på topp i Europa og i

verden, er det fortsatt et vedvarende press for utbygging av mer elektrisk energi. Interesse- og lobbyorganisasjoner, som Fornybar Norge, mener at Norge har stor kraftmangel, at «vi» trenger mer strøm og at produksjonen må øke raskt. Dette seiler ofte under klimatiltak, det grønne skiftet- og bærekraft-flaggene. I de ulike planene listes det opp krav om ny strøm til blant annet transportsektoren, batterifabriker, elektrifisering av sokkelen og datasentre. Men data- og kryptosentre og batterifabriker, gjerne med statlige subsidier, har lite eller ingenting med tiltak for å redusere de norske klimagassutslippene å gjøre. Dette har også lite å gjøre

⁸ Definisjon av energibruken her svarer omtrent til det som i tabell 1 betegnes som innenlandsk tilgang (post 6, TPES), slik at råstoffbruk også er med. Det observeres visse forskjeller med vekstmønsteret for Norge fra figurene 1 og 2. Hvis jeg bruker samme substitusjonsfaktoren som i Our World in Data, finner jeg at energiforbruket TPES i 2024 fra tabell 1 i effektivitetsenheter blir $132,5 + 162,6 * 2,5 = 132,5 + 406,5 = 539$ TWh. Med en befolkning på 5,4 millioner gir dette 99 800 kWh per innbygger, altså nokså likt hva figur 3 viser for Norge i 2023.

⁹ Fordi den ikke-fossile energibruken øker i Norge (figur 1), finner jeg også at dekoplingen mellom energibruken og BNP (tabell 2 og seksjon 2) blir svakere når energibruken måles i effektivitetsenheter. Følgelig er det en lavere grad av relativ dekopling i perioden 1990–2000, og en lavere grad av absolutt dekopling etter 2000 i Norge når samlet energibruk beregnes ved substitusjonsmetoden.

med diskusjonen om sammenhengen mellom økonomisk vekst og energibruk som jeg så vidt var inne på ovenfor (seksjon 2).

NVE kommer også jevnlig med kort-siktige og langsiktige analyser av framtidig kraftbehov, men som er av en helt annen kvalitet enn prognosene om nye behov fra interesseorganisasjonene. INVE (2025) anslåes det at kraftbehovet vil øke med 28 TWh fra 2023 til 2035 i hva som kalles basisscenarioet. Veksten er antatt å komme i transport, datasentre, hydrogenproduksjon og kraftkrevende industri. Når tiltak fra regjeringens klimaplan for 2026 og forslagene i Miljødirektoratets tiltaksanalyse fra 2025 kommer i tillegg, antar NVE at kraftbehovet blir ytterligere 17 TWh høyere. Altså totalt 45 (28 + 17) TWh mer i 2035 enn i 2023.

Kraftoverskuddet med utlandet var på litt under 23 TWh i 2025, og de siste årene har det gjerne ligget på 15–20 TWh (jf. også tabell 1). For å dekke inn det øvrige kraftbehovet fra NVEs oppstilling, kan oppgradering av eksisterende vannkraftproduksjon gi et betydelig bidrag. Men først og fremst kan økt energieffek-

tivisering og energisparing bidra. Og her er det som påvist av SINTEF (2023) et betydelig potensial for lavere energibruk i bygningsmassen. Under det som kalles *ultra grønn-scenariot* opereres det her med mer enn en halvering av det årlige forbruket som var på 70 TWh i 2020 – en svært omfattende reduksjon som vil kreve høye kostnader og betydelige virkemidler for å kunne realiseres. Men noen tiltak for å redusere strømbruken er enkle. Endring av den nåværende strømstøtteordningen til husholdningene (med Norgespris) hvor støtten løsrives fra forbruket, er her et eksempel.¹⁰

I kraftbehovsanalyser kan det også være av interesse å spørre seg om hvor mye fornybar energi som er nødvendig for å erstatte en viss mengde fossil energi, noe som har stått sentralt i diskusjonen om å nå de norske klimamålene. Miljødirektoratets svært detaljerte tiltaksanalyse som nettopp er publisert (Miljødirektoratet, 2026) er et eksempel på dette. Jeg skal ikke gå inn på denne svært omfattende studien her, men i stedet se på en enkel mekanisk beregning basert på den såkalte substitusjonsmetoden brukt i seksjon 3.

I 2024 var den fossile energibruken på årsbasis drøye 132 TWh. Den ikke-fossile energibruken var på litt under 163 TWh, herav omtrent 137 TWh var elektrisk kraft (tabell 1). Anta så at noe over halvparten av den fossile energibruken og 70 TWh skal bort fram til 2040 og erstattes med elektrisk kraft. Under antakelsen om at ikke-fossil energi er 2,5 ganger mer effektiv enn fossil energi for å produsere elektrisitet (seksjon 3 og figur 3), vil dette da kreve 28 TWh (70/2,5) elektrisk strøm – følgelig ikke så veldig mye mer enn det årlige norske kraftoverskuddet de siste årene.¹¹ Men her er det mange andre faktorer som spiller inn og som ikke uten videre fanges opp ved bruk av denne substitusjonsmetoden. Fly, mye av båttrafikken og en del indu-

¹⁰ Dette kan gjøres ved at støttebeløpet knyttes til personer og husholdninger med lik støtte til hver enhet (innenfor samme strømpriszone) slik at mer forbruk ikke betyr mer støtte (se Skonhoft, 2022 og Bjærtnes, 2026). Dette gir klare incentiver til strømsparing og vridning av forbruket gjennom døgnet, samtidig som denne støtteordningen vil være et langt mer rettferdig enn Norgespris. Det er også flere andre studier og vurderinger av potensialet for energisparing og energieffektivisering i bygningsmassen, i industrien og på andre områder enn den nevnte SINTEF-studien. BKA (2025) er et eksempel.

¹¹ Reduksjon i fossil energibruk som motsvares av lavere økning i strømforbruket og dermed redusert samlet energibruk, vil ved positiv BNP-vekst bety en reduksjon i energiintensiteten i norsk økonomi. Det reduserte kraftbehovet på 42 TWh (70–28) fra om lag 295 TWh i 2024 til 253 i 2040 i regneeksemplet, betyr en reduksjon i samlet energiforbruk på litt under 1 prosent på årsbasis. Under et scenario med vekst i BNP per innbygger på 1 prosent og en befolkningsvekst på 0,5 prosent, impliserer dette en reduksjon i energiintensiteten på 2,5 prosent per år (-1,0 - 0,5 - 1,0 = -2,5). Altså omtrent som reduksjon var i perioden 2000–2024 (tabell 2). Stortinget har tidligere vedtatt et mål om at energiintensiteten skal være 30 prosent lavere i 2030 enn hva den var i 2015. Dette tilsvarer en årlig reduksjon på 2,4 prosent. I statsbudsjettet for 2026 opereres det med et lavere tall for forventet redusert energiintensitet. Se også Klimakommisjonen (2025, s. 64).

striell virksomhet kan ikke nytte batterier og strøm, og må bruke energibærere som ammoniakk og hydrogen. Og produksjonen av disse energibærerne krever betydelig med strøm. Hva som vil skje med fangst og lagring av karbonutslipp (CCS) fra prosessindustrien og tilhørende energibruk, er også høyst uklart. Noe av dette er diskutert i for eksempel Klimaaksjonen (2025, ss. 45–59).

Beregningen ovenfor om behovet for ny kraft for å erstatte en viss mengde fossil energi er en grei, men svært enkel, regneøvelse gitt forutsetningene. Men mer generelt er det naturlig å spørre hva et kraftbehov er, og om hva behovet for ny strøm som listes opp i de ulike planene representerer. I NVEs behovsanalyser inngår det ikke noen etterspørselsanalyse i tradisjonell forstand hvor etterspørselen er prisavhengig. Riktignok er det et visst kraftbehov for elektrifisering av transportsektoren basert på en analyse for å nå et bestemt mål (klima). Det samme kan sies om landbasert strøm for elektrifisering av produksjonen på sokkelen.¹² Men hva betyr for eksempel behovet for strøm til nye datasentre? Det er opplagt en etterspørselsside her, men hvor kommer tilbudssiden og kostnaden for å produsere energi inn? Og hvilke kostnader skal inkluderes?

Vanligvis er det kun de bedriftsøkonomiske kostnadene som trekkes inn når kostnadssiden ved ny kraft diskuteres. Dette er den såkalte LCOE-kostnaden (Levelized Cost of Energy), og gir den årlige gjennomsnittskostnaden (annuiteten) per produsert kWh av investerings- og driftskostnader.¹³ Men i en samfunnsøkonomisk vurdering er ikke dette nok. Dette krever en helhetsbetraktning hvor de samfunnsøkonomiske kostnadene må legges til grunn. Dette betyr at alle eksterne kostnader, som kostnadene ved ødelagt natur, må med når tilbudet av ny kraft skal vurderes. Systemkostna-

dene, kostnadene ved å regulere strømmettet som følge av bruk av uregulerbar kraft (som vind- og solkraft) må også med. Kraftbehovet må derfor sees i sammenheng med tilbudssiden for å finne ut hvilke prosjekter det er plass til ut ifra en samfunnsøkonomisk nytte- og kostnadsvurdering. Mer om dette i seksjon 6.

5. Datasentre¹⁴

Kraft til datasentre har vært en viktig del av debatten om framtidig kraftbehov og produksjon av mer elektrisk energi. Statnetts prinsipp om tildeling av strøm og effekt til næringsaktivitet, det såkalte «først til mølla»-prinsippet, har stått sentralt her. Det samme har kommunenes arealbruk regulert av plan- og bygningsloven. Nye datasentre framtrer nå (januar 2026) som et gedigent press for utbygging av mer effekt, kraft og landbasert vindkraft. Eksisterende datasentre brukte 2,8 TWh i 2025, en økning fra 1,6 TWh i 2024. Innmeldte ønsker om ny kraft er vesentlig høyere (<https://www.energiogklima.no/data/>).

Et datasenter er et fysisk anlegg for datamaskiner og tilhørende komponenter, som lagringssystemer og nettverksutstyr. De viktigste funksjonene er databehandling (som for eksempel nettsider, e-post, kryptovaluta og kunstig intelligens, KI), lagring av data og datanettverk som kobler sammen ulike data-servere på forskjellige steder. Strømmen sørger for driften av anleggene og kjøling.

¹² Men her kan det selvfølgelig stilles spørsmål, og mange gjør det, om det er meningsfylt å bruke fornybar energi for å produsere mer fossil energi, og hvor dessuten den fossile energibruken er regulert gjennom EUs kvotesystem, EU ETS.

¹³ Se for eksempel NVE (2024). Beregningene her, som i andre analyser, viser vanligvis at vindkraft på land har lavere LCOE enn ny vannkraft. Men her kan valget av diskonteringsrente også spille inn.

¹⁴ Dette avsnittet bygger på Skonhoft og Skarstein (2025).

Datasentre som allerede er i drift omfatter kryptosentre lokalisert i områder med lave strømpriser, som i flere utkantkommuner i Trøndelag.¹⁵ Ved siden av disse er datasenteret ved Hamar, eid av det israelske eiendomsselskapet Azrieli Group, godt kjent. Hele anlegget er leid ut til TikTok som bruker det til lagring av europeiske data. Det ferdigstilte anlegget i 2026 vil ha en total kapasitet på 150 MW, som på årsbasis vil bety et strømforbruk på godt over 1 TWh. Et svært stort prosjekt under utbygging er Googles datasenter i Grenland. Her er det bygd ned mer enn 2000 mål myr og skog som skal huse et anlegg med et årlig kraftbehov på 7,5 TWh når det er ferdig, det vil si om lag 5 prosent av dagens strømforbruk i Norge.

Stargate Norway i Narvik er blant de nye senterplanene. Det ble lansert i juli 2025 av Nscale, Aker ASA og OpenAI. OpenAI er en av de ledende bedriftene innenfor KI med hovedkvarter i San Fransisco. På den norske siden er skatteflyktning Røkke en sentral person. Stargate-prosjektet har som mål å bygge en giga datafabrikk, og er OpenAIs første datasenterinitiativ i Europa. Hele den planlagte utbyggingen kan bety et årlig energiforbruk tilsvarende forbruket til over 100 000 husstander. Arealbruken for dette senteret er også svært stor. Ved lanseringen av prosjektet ble det lokket med mulig samarbeid med lokale og regionale utdanningsinstitusjoner for å fremme KI-forskning og kompetanseutvikling.

Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet lanserte i juni 2025 en såkalt strategiplan for datasentre i Norge (Regjeringen, 2025). Et av de overordnede målene her er at Norge skal være attraktivt for etablering av nye sentere, og skal ha forutsigbare rammevilkår. Sentrene skal også sikre norsk sikkerhet, og i gene-

relle formuleringer skrives det om bærekraft og ivaretagelse av miljøverdier. Det skrives videre at de mest kritiske (norske?) digitale tjenestene skal leveres fra datasentre i Norge eller fra datasentre hos allierte.

Mektige internasjonale kapitalgrupper er involvert i svært mange av de eksisterende og planlagte sentrene. Amazon Web Services (AWS), Microsoft Azure og, som nevnt, Google og OpenAI. Men det finnes også mindre eiere. Men mens norske myndigheter sier de ønsker kontroll er det ingenting som tilsier at datagigantene gir fra seg kontroll. Alt tyder på at de utelukkende er interessert i billig norsk strøm i kalde omgivelser for å sikre mer datamakt, mer profit og ytterligere samfunnskontroll.

Stortinget bad høsten 2025 om et midlertidig forbud mot ny utbygging av datasentre for kryptoutvinning inntil full regulering er på plass. Det kravet er under utredning. Da det så langt (januar 2026) ikke har vært gjennomført noen seriøs samfunnsøkonomisk vurdering av datasentre, bør det som et neste skritt innføres en foreløpig stopp i all tildeling av strøm til nye datasentre. Det har vært en viss debatt om disse spørsmålene. Seres og Gullowsen (2025) har i en populærartikkel formulert en rekke konsesjonskrav, og de mener blant annet at de beste prosjektene bør konkurrere med hverandre innenfor en gitt ramme på kraft. De foreslåtte konsesjonskravene handler om at det må tas et sentralt offentlig ansvar for hvilke typer digital kapasitet som skal bygges ut, hvor mye som skal bygges ut og hvor anleggene skal lokaliseres.

6. Samfunnsøkonomi vs. bedriftsøkonomi

Det nåværende systemet for strømtildeling til industri, bedrifter og data-

¹⁵ Informasjonen og eksemplene på datasentre som nevnes her er nettbasert.

sentre over en viss effekt, er som nevnt basert på «først-til-mølla»-prinsippet. Når en bedrift søker om tilgang på ny kraft, tildeles strømmen automatisk hvis det er ledig kraft og effekt i strømmettet. Hvis det ikke er kapasitet, stilles bedriftene i kø etter søknadstidspunkt. Jeg tror tiden er overmoden for at dette prinsippet skrotes, og at den knappe ressursen ny elektrisk kraft tildeles etter mer overordnede prinsipper. Dette betyr at kostnader ved arealbruk, nedbygd natur og samfunnsøkonomiske kostnader må inngå i prosjektvurderingen. Først i køen og påstander om høy samfunnsnytte og bærekraft kan ikke være nok, jf. de generelle formuleringene om datasentre i regjeringens strategiplan fra 2025 (seksjon 5).

Samfunnsøkonomiske prinsipper må som nevnt også gjelde på produksjonsiden og utbygging av ny kraft på tross av at NVE ikke har brydd seg nevneverdig mye om dette (seksjon 4). Da den norske energiloven kom i 1990, og som på det tidspunktet kanskje var verdens mest markedsbaserte energilov (se Brunborg [2020] for en gjennomgang), ble det krevd (§ 1-2) at vannkraftanlegg som bygges ut skal være «samfunnsøkonomisk rasjonelle».¹⁶ Et upresist begrep, men at samfunnsøkonomiske kostnader og samfunnsøkonomisk lønnsomhet må være bestemmende for utbygging av ny energi, har flere ganger senere blitt slått fast som *prinsipp* i offentlige utredninger og meldinger, se for eksempel NOU 2015: 15). Også i energimeldingen til Solbergregjeringen het det at «... (fornybar energi) bør i størst mulig grad ... bygges ut etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet» (Stortingsmelding 2015, s. 8). Prinsippet betyr som nevnt at alle eksterne kostnader, herunder kostnader ved bruk av naturen, skal inngå i prosjektvurderingen i tillegg til bedriftsøkonomiske kostnader.

I utredningen fra skatteutvalget (NOU 2022: 20) ble det foreslått bruk

av naturavgift ved kraftutbygging som krever naturarealer. Hvordan fastsette verdien av natur og er selvsagt problematisk da mange verdikomponenter inngår.¹⁷ Men naturavgiften må settes så høyt at det å ta i bruk og ødelegge uberørt og verdifull natur ikke lenger blir lønnsomt. Utbygging av for eksempel landbasert vindkraft i områder med inngrepsfri og uberørt natur vil derfor vanskelig kunne la seg forsvare ut ifra en samfunnsøkonomisk betraktning. I det søkkrike landet Norge, med verdens høyeste energiforbruk og hvor utbygging av vannkraft har gitt store naturødeleggelser, må naturen nå tas hensyn til på en helt annen måte enn tidligere. De samme prinsippene må som nevnt gjelde ved etablering av kraftkrevende aktiviteter og tildeling av ny strøm. Alle eksterne kostnader og kostnadene ved bruk av natur må inngå i vurderingen. Og også her må naturavgiften settes så høyt at det å ødelegge verdifull og uberørt natur ikke lenger blir lønnsomt.

For om lag to år siden ble grunnrenteskatt for vindkraft innført. En del av denne skatten skulle tilfalle utbyggingskommunene (for en gjennomgang, se Dalen og Hagem, 2024). Sommeren 2023

¹⁶ I denne sammenhengen er det interessant å merke seg innholdet i Samlet plan for vassdrag som ble lagt fram i siste halvdel av 1980-årene. Her ble mulige vannkraftprosjekter over en viss størrelse klassifisert etter bedriftsøkonomi (utbyggings- og driftskostnader), interessekonflikter og konsekvenser for natur og miljø. Tanken var at prosjektene med lavest kostnader og som var minst konfliktfylte og naturødeleggende så skulle bygges ut først. Se Brunborg (2000).

¹⁷ Uberørt natur har en direkte bruksverdi i form av produksjon av økosystemtjenester som høsting av fisk, vilt og bær og som habitatsområde og biodiversitet generelt. Bruksverdi som rekreasjons- og opplevelsesverdier inngår som indirekte verdier. I tillegg, og ikke minst, er naturens egenverdi av stor viktighet. Nedbygging av natur har derfor en svært sammensatt alternativverdi. Dette ble diskutert av økonomen John Krutilla i en berømt artikkel fra 1967. I Gudding og Skonhoft (2008) analyseres en viktig side ved Krutillas betraktninger, nemlig det at egenverdien av uberørt natur med tiden typisk vil øke som følge av tiltakende knapphet. Det vises her at dette kan påvirke den økonomiske evalueringen av et utbyggingsprosjekt på en nokså dramatisk måte.

skjedde det også en endring av konsesjonssystemet for vindkraft hvor plan- og bygningsloven (pbl) erstattet energiloven som viktigste styringsinstrumentet. Dette betyr at en kommune kan si nei til utbygging ved bruk av pbl (kommunene har vetorett). På den andre siden har grunnrenteskatten gitt kommunene sterkere insentiver til å tilrettelegge for mer vindkraftutbygging og bruk av mer energi.¹⁸ Som følge av disse lovendringene, og så lenge det stort sett kun er naturmangfoldloven som kan begrense den kommunale arealbruken – og fordi samfunnsøkonomiske prinsipper ikke har blitt gjort gjeldende for kraftutbygging – er det et økt press for at mer uberørt og verdifull natur vil bli bygd ned. Klimautvalgets rapport (NOU 2023: 25) advarte også mot denne utviklingen, og anbefalte at det ble satt klare rammer for kommunenes handlingsrom i arealpolitikken.

Regjeringen Støres naturmelding (Naturmeldingen 2024) ble behandlet i Stortinget vinteren 2025. Her bestemte flertallet (Ap, Sp og Frp) at det ikke skulle bli noen innskrenkning av kommunenes arealpolitikk. Tross naturødeleggelser og manglende helhet i arealpolitikken, mente derfor stortingsflertallet at det er bra at kommunene fortsatt får bestemme, og at de får styrket sin økonomi med penger fra for eksempel vindkraft og nedbygging av naturen. Mange hevder også at det er kommunene som bærer den største byrden ved naturødeleggelsene og at de dermed skal kompenseres. Men uberørte

fjell- og skogsområder er noe som tilhører hele det norske fellesskapet, og ødelagt natur berører hele befolkningen. Og hvorfor skal det være slik at en kommune, og i enkelte tilfeller små kommuner med noen få hundretalls innbyggere, på tross av pbl og vetoretten allikevel skal kunne bestemme at store verdifulle naturarealer på titusener av mål skal kunne utbygges og gå tapt?

7. Avslutning

Jeg har i denne artikkelen gjennomgått noen viktige sider ved produksjon og forbruk av energi i Norge de siste tiårene. Hovedvekten er lagt på ikke-fossil energi og elektrisitet. I likhet med hva som har skjedd i mange EU-land og i andre rike industrialiserte land, har energibruken i Norge blitt redusert etter årtusenskiftet. Den ikke-fossile bruken har økt slik at fossilandelen har gått ned, men i nokså beskjeden grad. I 2024 var fossilandelen litt under 45 prosent, mot 48 prosent i 1990. Fossilandelen er lavere enn i de langt fleste andre land, samtidig som elektrisitetsforbruket og det samlede energiforbruket i Norge er helt på topp i verden. Et av verdens aller rikeste land er også det av de industrialiserte landene som bruker mest energi per innbygger. Regnet i effektivitetsheter var det i 2023 tre ganger høyere enn i hele EU-området, og mer enn 30 prosent høyere enn i USA.

Flere interesseorganisasjoner ønsker større norsk kraftproduksjon, og ønsker å tjene mer penger på nedbygging av norsk natur. I NVEs siste behovsanalyse anslås det et økt kraftbehov på 45 TWh det neste tiåret. Her er tiltak fra regjeringens klimaplan for 2026 og tiltakene fra Miljødirektoratets tiltaksanalyse fra 2025 inkludert. Jeg har argumentert for at dette kraftbehovet kan dekkes inn ved redusert kraftoverskudd til utlandet, opp-

¹⁸ Vindkraftutbygging har vært en av de store konfliktskapende sakene i Norge de siste årene. Nye prosjekter lanseres på en helt ukoordinert måte ved at «prosjektutviklere» bearbeider kommuner og grunneiere. Hvis prosjektet får kommunalt gjennomslag og konsesjon, selges gjerne rettigheten til en utbygger (som ofte er utenlandsk). Denne typen energiutbygging står i sterk kontrast til ideene som lå til grunn for *Samlet plan for vassdrag* (se ovenfor). I 2019 ble det gjort et forsøk for å få til en slags samlet plan for vindkraftutbygging (NVE, 2019), men på grunn av den sterke motstanden mot vindkraft ble saken lagt død nokså raskt.

gradering av eksisterende vannkraftverk, energisparing og energieffektivisering. Ny naturødeleggende landbasert vindkraft er ikke nødvendig. Hvis det skal bygges ut mer energi i Norge, kan kjernekraft kanskje være en mulighet på lengre sikt, se NOU 2026: 4.¹⁹

Det eksisterer et stort antall planer for bygging av nye datasentre, og strømmen til datasentrene bør reguleres på en helt annen måte enn dagens planløse praksis. Både etablering av datasentre og annen ny energikrevende aktivitet, og utbygging av ny kraft, må baseres på samfunnsøkonomiske prinsipper, og ikke kun bedriftsøkonomi og den såkalte samfunnsnytt.

Det betyr at kostnadene ved ødelagt natur og bruken av verdifulle arealer og andre eksterne kostnader også må være bestemmende for om ny kraft skal bygges ut.

En utbygging må være samfunnsøkonomisk lønnsom, og dette prinsippet er slått fast i en rekke offentlige utredninger. Her hører det også med at kommunenes nokså uhemmete muligheter for å bestemme arealbruken via plan- og bygningsloven bør innskrenkes. Kommunene har riktignok vetorett mot vindkraftutbygging via dette lovverket, så det er ved et kommunalt ja til utbygging at problemene oppstår.

¹⁹ Ellers er det her verdt å merke seg at EUs energiplan impliserer redusert energibruk. Riktignok ønskes mer fornybar kraft, men i den eksisterende energiplanen er ønskemålet et redusert

samlet sluttforbruk av energi på 11,7 prosent i 2030 sammenliknet med 2020 (<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/69/key-concepts-in-the-eu-s-environmental-policy>)

REFERANSER

Andre, C. mfl. (2023). *Rising energy prices and productivity: Short-run pain, long-term gain?* OECD Economic department, WP 1755.

Bjertnæs, G. H. M. (2025). Strømpolitikk i tiden framover. *Samfunnsøkonomen* 6/2025, 9–16.

BKA. (2025). *BKAs kraftbalanse mot år 2020. Ingen kraftkrise i Norge.* Rapport Besteforeldrenes klimaaksjon (<https://www.besteforeldreksjonen.no/wp-content/uploads/2025/09/Kraftbalanse-2025.pdf>)

Brunborg, S. R. (2020). *Energipolitikken er på feil spor.* Giutbok forlag

Dalen, H. & Hagem, C. (2004). Vindkraft på land – historien om ressursrenten som blåste bort. *Samfunnsøkonomen* 6/2024, 16–30.

Ehrlich, P. & Holdren, J. P. (1971). Impact of population growth. *Science* 171, 1212–1217.

Grimsrud, M. G. (2019). *Hva er energiintensitet, og hvordan kan den måles?* Notat 24/2019. Statistisk sentralbyrå.

Gudding, P. & Skonhøft, A. (2008). Utbygging og miljøkostnader. Krutilla etter 40 år. *Samfunnsøkonomen* 5/2008, 24–35.

Kittelsen, M., Hendriks Moe, S. &

Fedoryshyn, N. (2018). *Energiregnskap og balanse.* Notat 2018/45. Statistisk sentralbyrå.

Klimaaksjonen. (2025). Tilnull kvartalsrapport 4:2025 (<https://www.klimastiftelsen.no/publikasjoner/tilnull-kvartalsrapport-4-2025>)

Miljødirektoratet. (2026). *Klimatiltak i Norge* (<https://www.miljodirektoratet.no/tjenester/klimatiltak/>)

Naturmeldingen. (2024). Meld. St. 35 (2023–2024). *Bærekraftig bruk og bevaring av natur.*

NOU 2015: 15. (2015). *Sett pris på miljøet.*

NOU 2019: 16. (2019). *Skattlegging av av vannkraftverk.*

NOU 2022: 20. (2022). *Et helhetlig skattesystem.*

NOU 2023: 25. (2023). *Omstilling til lavutslipp – veivalg for klimapolitikken mot 2050.*

NOU 2026: 4. (2026). *Kjernekraft i Norge. Fordeler, ulemper og forutsetninger.*

NVE. (2019). *Nasjonal ramme for vindkraft.*

NVE. (2024). *Metode og forutsetninger for beregning av kostnader ved kraftproduksjon.*

NVE. (2025). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025.*

Perman, R. mfl. (2011). *Natural Resource and Environmental Economics* (4th ed.). Addison Wesley, London.

Regjeringen. (2025). *Datasenternæringa – ei berekraftig framtidsnæring for det digitale Norge.* Digitaliserings- og forvaltningsdepartementet.

Ritchie, H. & Rosado, P. (2021). *What is the difference between direct and substituted primary energy?* (<https://ourworldindata.org/energy-substitution-method>)

Seres, S. & Gullowsen, T. (2025). *Data-sentre krever nasjonale spilleregler* (www.altinget.nhhttps://artikkel/datasentre-krever-nasjonale-spilleregler)

SINTEF. (2023). *Energipotensiålet i bygg fram mot 2030 og 2050.* (www.sintef.no/publikasjoner/publikasjon/2166618/).

Skonhøft, A. (2022). Flat strømstøtte er best. *Samfunnsøkonomen* 6/2022, 19–22.

Skonhøft, A. & Skarstein, R. (2025). *En helt nødvendig politisk tenkepause. Klassekampen* 12.11.2025.

Stortingsmelding. (2015). St.m. 25 (2015–2016). *Kraft til endring.*

Zweifel, P. mfl. (2017). *Energy Economics.* Springer Publishing.

An aerial photograph of a valley with a winding river. A road follows the river's path, and a dam is visible in the lower part of the image. The landscape is green and hilly.

Olav S. Rabbe elektroingenør og leiar i Røldal grunneigarlag

Vi kjempar framleis for heimfall!

Eit fantastisk kulturlandskap vart ofra ved neddemming av ei mil av den vakre dalen. Over 100 bygningar og ein unik kultur gjekk tapt. Flyfoto frå hausten 1965. Foto: Ragnar Utne, UiO.

Sidan 2022 har spørsmålet om eigarskapet til Røldal-Suldal Kraft medført stor politisk uro både lokalt og nasjonalt. Industrikonsesjon for Røldal-Suldal Kraft AS (RSK) vart godkjend i 1962, og anlegget skulle ha heimfall til staten og vertskommunane Ullensvang og Suldal etter 60 år, den 22. desember 2022. Men 20. oktober 2020 feira Hydro, Lyse og Olje- og energidepartementet (OED) v/statsråd Tina Bru med marsipankake og norske flagg at dei hadde inngått ein avtale som skulle hindra gjennomføring av heimfall av RSK til staten og vertskommunane. Først året etter, den 11. juni 2021, vart det vedteke ein kongeleg resolusjon om overføring av RSK til det nye selskapet Lyse Kraft DA. Dåverande statsminister Erna Solberg kalla det ein «selskapsfinte».¹

I realiteten har Hydro v/Lyse Kraft DA fått gratis tidsavgrensa (evig) konsesjon. Mange reagerer på å gi vekk naturressursane i Røldal og Øvre Suldal til Hydro, at det er eit alvorleg brot på samfunnskontrakten og eit svik mot lokalsamfunnet og det norske folk. Vasskrafta og naturen er naturressursar med stor og evigvarande verdi.

Innbyggjarinitiativet i Ullensvang kommune og Vestland med tittelen *Er overføringa av kraftanlegget RSK til Lyse Kraft DA lovleg?* fekk så mange underskrifter at det måtte drøftast både i kommunestyret i Ullensvang og i Vestland fylkesting. Det kom støttande vedtak frå begge.²

Heimfall

Industrikonsesjonen med heimfall har opphav i å sikra at kraftanlegga og naturkapitalen skulle bli tilbakeført til fellesskapet. Ved gjennomføring av fornya konsesjon skulle uforutsett skade og ulempe kunna rettast opp til nytte for framtidige generasjonar. «Heimfall» er opprinneleg eit tysk juridisk omgrep, brukt om noko som skal leverast tilbake til opprinneleg eigar.

Bakgrunn

Ei slik forståing låg til grunn for at kommunen i 1962 under sterk tvil gjekk med på kraftverksplanane. Vedtaket var i all hovudsak basert på den overordna nytten kraftanlegga ville ha for landet som grunnlag for investering i nye industriarbeidsplassar på Vestlandet, og at anlegget skulle ha heimfall, det vil sei at etter 60 år skulle heile anlegget vederlagsfritt tilfalla fellesskapet «det norske folk» og inntil ein tredel til vertskommunane. Fordi anlegget også skulle ha heimfall til

staten, godkjende Stortinget å finansiera 50 prosent av byggjekostnadene for Røldal-Suldal Kraft AS.

Grunneigarane i Valdalen gjekk ikkje med på neddemming av dalen. Dette førte til at eigedomane der blei tvangsekspropriert.

Bygda mista sitt beste næringsareal

Røldal vart særleg hardt ramma av kraftutbygginga i 1960- og 70-åra, med tørrlagde elvar, senking av Røldalsvatnet og neddemming av både Valdalen og Votna. Novlefoss – den store fossen midt i bygda som hadde vore slik ein stor turistattraksjon, vart også tørrlagd. Bygda mista mykje næringsareal, og kraftanlegga medførte i praksis slutten for landbruket i bygda. Det mest traumatiske var neddemming av Valdalen, som vart til ein lang fjord, utilgjengeleg ein stor del året, på grunn av ferdselsproblem om vinteren.

Hittil er det øydelagd eit areal på om lag 12 km² – ein heil stølskultur og hundretals bygningar er ofra. Dalføre med rike økosystem er rasert, naturmangfaldet er sterkt redusert, knapt eit landskapsområde er urørt.

Brot på konsesjonsavtalen

Det nye konsesjonsvedtaket i juni 2021 med omgjerung av RSK-konsesjonen til tidsavgrensa (evig) og overføring til Hydro v/Lyse Kraft DA skapte massiv motstand både lokalt og sentralt. Ny eigar er selskapet Lyse Kraft DA, som ikkje har nokon offentleg relasjon til kommunane

¹ VG, 5. august 2015. *Selskapsfinte*.

² Ullensvang kommunestyre, sak 5/26, vedtak 11. februar 2026. Hardanger Folkeblad: *Kommunen allerede i gang med å skrive klage til ESA*, publisert 13. februar 2026.



Fare for utrasing ved Røldalsvatnet midt i bygda. Særleg elvedeltaet medfører risiko når vatnet er senka halve året. Foto: Øystein Rabbe.



Rødal Ysteri ligg like ved Haukelivegen. Her var det stor aktivitet og mange turistar som stoppa for å handla geitost. Etter 1965 var eventyret slutt. Foto: Helleik Rabbe.

Ullensvang og Suldal. Måten dette eigarskapet er organisert på juridisk skaper heller ikkje tillit, sidan det er basert på omfattande hemmelegald, mangel på kommunikasjon og innsyn mellom konsesjonær (Lyse Kraft DA) og lokalsamfunn.

Det som er kjent frå den delvis hemmelege avtalen mellom Hydro og Lyse er

³ Børsmelding 21.10.2020.

⁴ Stortinget. Energi- og miljøkomiteen, Dok 8: 82S, 23.02.2021. Vilårsrevisjon, NVE blir oppfordra til å prioritera RSK.

at Lyse kjøpte sin del av RSK med så stor mengde kraft frå sine egne kraftanlegg at Hydro sit igjen med eigarskap tilsvarande nær 80 prosent av den kraftmengda dei tidlegare hadde frå RSK.³

Mange meiner at viktige prinsipp er sett til side i denne saka. Dei påpeiker at konsesjonen ikkje skulle kunna overdras eller vidareførast utan endring, men at det ved heimfall skulle utførast ein fornya konsesjonsprosess for heile vassdraget – frå fjell til Suldalsvatn. Ved ein fornya konsesjon kan i prinsippet alt endrast. I staden skal det no gjennomførast ein såkalla «vilkårsrevisjon» som er mykje mindre omfattande enn ein fornya konsesjon, då det er laga interne reglar for kva som kan endrast.

Eit Dok 8-forslag vart behandla i Stortinget våren 2021 med krav om fornya konsesjon for RSK. Forslaget førte ikkje fram, men Stortinget la føring til departementet om å prioritera vilkårsrevisjon for Rødal-Suldal-vassdraget på grunn av dei store skadene anlegget har påført lokalsamfunna. NVE har opna vilkårsrevisjon, men opna samtidig for at konsesjonæren kan søkja om å få endra anlegget.⁴

Det viser seg at konsesjonæren ikkje er så villig til å samarbeida om gjennomføring av vilkårsrevisjon, men heller vil påføra særleg Ullensvang og Rødal endå meir skade med dei omsøkte effekt- og pumpekraftverka. Vi opplever ei mangel-full oppfølging av stortingsvedtaket.

Effekt- og pumpekraftverk – den nye satsinga

Hydro/Lyse v/Lyse Kraft DA har nemleg søkt konsesjon til å byggja om eksisterande kraftanlegg i Rødal og Øvre Suldal til effekt- og pumpekraftverk. Dei kallar dette ein søknad om «opprusting og utvidelse». Søknaden er basert på ein idé om å auka inntektene frå kraftanlegget



Reguleringsmagasinet fører til kraftig erosjon, særleg der det er bratte dalsider med mykje morene. Spora etter dei som levde her blir meir og meir utviska etter som dalen blir omdanna til ein steinørken.

Foto: Håvard Rabbe.

ved eit samspel mellom uregulert kraft frå vind og sol i kombinasjon med pumpekraftverk. Kombinerte pumpe/turbinaggregat med stor effekt skal kunna levera mykje kraft dei timane i døgnet det er høgast pris.

Søknaden som blir kalla opprustnings- og utvidingsprosjekt kan ikkje enkelt slusast igjennom i samband med ein vilkårsrevisjon. Fysisk sett er det snakk om eit omfattande prosjekt med nye lange driftstunellar, nye kombinerte pumpe/turbinar i nye fjellhallar, store steintippar og skade på natur og miljø. Kraftanlegget er tenkt manøvrert på ein heilt annan måte enn det opprinnelege RSK-anlegget, og dermed med heilt andre konsekvensar for lokalsamfunn, natur, miljø og grunneigarar.

Politisk press – gir større effekt og mindre produksjon meir inntekt?

Den gamle konsesjonen hadde krav om at krafta skulle brukast til industri på Vestlandet. Dette kravet finst ikkje lenger, og dermed blir kraftproduksjonen prisstyrt og mykje av krafta eksportert til England og Europa. Utenlandskablane har ført til «pris-smitte» særleg i vårt forsyningsområde som Statnett kallar «NO2», og dermed voldsom auke i inntektspotensialet frå vasskraftanlegga.

Inntektene frå eit pumpekraftverk vil kunna bli vesentleg høgare i ein kraftmarknad med variabel pris. Ifølgje konsesjonssøknaden vil kraftproduksjonen frå det ombygde kraftanlegget bli



Om vinteren når vatnet er vekke, er Valdalen framleis mest like fin som før. Bygningar og bruer er borte, men landskapet er stort sett inntakt. Foto: Olav S. Rabbe

vesentleg mindre enn frå dagens anlegg. Årsaka til dette er at det skal nyttast 1 TWh til pumping der ein vil kunna få tilbake omlag 800 GWh, men fordi kraftverk med høgare effekt vil kunna produsera meir kraft når prisane er høge, trur Hydro/Lyse at det vil gi større inntekt enn i dag. Prosjektet vil vera prisdrivande og dermed til skade for både allmenn kraftforsyning og for norsk industri.

Omsyn til menneske, villrein og norsk klima og miljø

Pumpekraftverk av den typen som er omsøkt frå Lyse Kraft DA er i motstrid med norsk natur og klima, fordi det er tenkt å pumpa inn vatn til islagde magasin om vinteren, som dermed vil bli farlege for både villrein og menneske på grunn av landlaus is.

Røldalsbygda er inneklemt mellom tre store reguleringsmagasin, som alle vil bli

sterkt råka om pumpekraftplanane blir gjennomført. Det er sterk motstand mot prosjektet, noko som kjem tydeleg fram i mest alle høyringsvar til NVE, særleg for to av magasinane som ligg midt i ei viktig trekkroute for villrein.⁵

Det kan bli ekstreme variasjonar om det blir effektproduksjon eller pumping fleire dagar i strekk. Votnamagasinet vil kunna fyllast eller tømmast på 12 til 14 dagar. Nivåending i magasinane kan bli 75 cm per døgn i Røldalsvatnet, 2 meter per døgn i Valdalsmagasinet og opp til 4 meter i døgnet i Votnamagasinet.

Om sommaren vil Valdalen som er regulert 80 meter få auka skade på grunn av erosjon og utrasing, og ferdsle med båt på magasinet til den veglause austsida vil bli endå meir vanskeleg. Prosjektet vil også kunna føra til lengre periodar med oppe vatn vinterstid og dermed auka problem med frostrøyk i Røldal. Tilsvarende vil Valdalsmagasinet ikkje lenger kunna rekna med å få sikker is for vinterferdsel.

Dette er ikkje berre eit spørsmål om kraftinntekter for Hydro/Lyse DA, men i aller høgste grad kva verdiar som blir igjen i bygdene. Fjellbygdene er under

⁵ Røldal grunneigarlag si fråsegn til NVE-sak 202320330, 2. februar 2026.

press frå mange kantar med offentlege tiltak som avgrensar lokalsamfunn og grunneigarar sine rettar.

Difor er det svært viktig å få vurdert dette i eit større perspektiv, både dei gamle inngrepa og dei planane som er lansert med omsyn til livsgrunnlag for dei som skal bu her etter oss. Konesjonær må spela på lag med lokalsamfunnet med ein ærleg intensjon om å utvikla og tilpassa vasskraftanlegga slik at vi kan ta vare på og få til ei positiv utvikling for naturmangfald, miljø og lokal kultur.

Vi må minna om Grunnlova § 112, der det står at det både er uansvarleg og umoralsk å etterlata endå meir øydelagd natur til framtidige generasjonar.

Fornya konsesjon er det einaste rette

Brotet på konsesjonsavtalen må følgjast opp. Samarbeid med lokalsamfunn og brukarar kombinert med 60 års erfaring

frå operativ drift er avgjerande for å få eit godt resultat. Oppsummert inneber dette:

- Heimfall av RSK må gjennomførast som avtalt i 1962-konsesjonen, på grunn av dei grove lovbrota som her er blitt gjort: Forbod mot subsidiering i EØS-lova (art. 61), brot på Grunnlova § 97 og brot på fleire andre norske lover.
- Eit absolutt NEI til pumpekraftverk av den typen som det er søkt om.
- Fornya konsesjon for heile vassdraget frå fjell til Suldalsvatn.
- Nye vilkår for å rette opp miljøskade og ulempe.
- Sikker tilkomst til Valdalen sommar og vinter.
- Minstevassføring i alle regulerte elvar og bekker heile året.
- Strengare manøvreringsreglement for vassdraget som tek meir omsyn til økosystem, artsmangfald og lokalsamfunn.

PROTEST MOT HANDSAMINGA AV RØLDAL-SULDAL KRAFT (RSK)

Ullensvang kommunestyre sende følgjande protest til OED 29. juni 2021 i samband med konsesjonsvedtaket av 11. juni 2021 om overføring av Røldal-Suldal Kraft til Lyse Kraft DA:

1. Staten må sikra kommunane Suldal og Ullensvang det dei gjennom vasskrafta si historie/samfunnskontrakten er lova.
2. Staten må sikra at kommunane blir tilkjent ein rettfærdig andel av den store verdiskapinga RSK representerer.
3. Staten må sikra at nokon av dei store naturinngrepa som tida for lengst har løpt frå og som i dag framstår heilt uakseptable, vert fjerna.
4. Staten må sikra at ny konsesjon for RSK vert basert på moderne bærekraftige miljø- og naturomsyn.
5. Staten må sikra at regulering av vassdraga vert redusert.
6. Kommunen krev at reguleringa av Røldalsvatnet vert vesentleg lågare enn 17 meter.
7. Kommunen krev at reguleringa av Valldalsvatnet vert vesentleg lågare enn 80 meter.
8. Kommunen krev at manøvreringsregimet vert oppdatert til moderne natur- og miljøkrav. Slik at erosjonsskader vert redusert.
9. Staten må pålegga regulanten å leggja til rette for sikker vinterferdsel slik at lokalbefolkning og oppsitjarar kan nytta Valdalen som forutsett.
10. Staten må pålegga regulanten å ta fullt ansvar for Valldalsvegen (kommunen overtok dette ansvaret i 1968 under føresetnad av heimfall, og vart av den grunn kun tilkjent eingongsutbetaling på kr. 100.000). Denne uretten må rettast opp.
11. Ullensvang kommunestyre ber regjeringa omgjera konsesjonsvedtaket og leggja inn nye vilkår i tråd med punkta ovanfor.

Ullensvang kommunestyre vedtok den 11. februar 2026 å gå til rettslege steg for å stoppa «ranet» av Røldal-Suldal Kraft. Les meir: <https://www.hardanger-folkeblad.no/klage-til-esa-truleg-ulovleg-statsstotte/o/5-22-754251>

ARTIKKELEN ER
FAGFELLEVDERT

Morten Walløe Tvedt¹ professor i rettsvitenskap ved Institutt for rettsvitenskap, filosofi og internasjonale studier (IRFI) ved Fakultet for økonomi og samfunnsvitenskap, Universitetet i Innlandet

Kongelig resolusjon angående Røldal Suldal kraftverk: Er kravene til begrunnelse overholdt?

¹ Artikkelforfatteren har vært involvert som underleverandør til Fend Advokatfirma DA i deres vurdering av kongelig resolusjon av 11. juni 2021 Røldal-Suldal kraftanlegg på oppdrag fra Ullensvang kommune. Tvedt har også hatt et oppdrag for grunneierlaget i å utrede utvalgte spørsmål i EØS-rett.

1. Bakgrunn om Røldal-Suldal Kraft som leder frem til kongelig resolusjon av 11. juni 2021

Ved kongelig resolusjon av den 11. juni 2021 om Røldal-Suldal kraftanlegg, fattet regjeringen flere delvedtak. Til sammen gav disse delvedtakene Lyse Kraft DA en evigvarende rett til kraftverkene og fallrettighetene i Røldal og Suldal. Lyse Kraft DA eies av fjorten rogalandskommuner og Hydro Energy AS. En konsekvens av den kongelige resolusjonen var at staten ikke tok hjemfall. Vertskommunene Ullensvang og Suldal fikk dermed heller ikke del i noe hjemfall. I artikkelen vurderes det om denne kongelige resolusjonen oppfyller forvaltningsrettens regler om begrunnelse. Om eventuelle svakheter i begrunnelsen er tilstrekkelig til å gjøre vedtaket ugyldig, tas ikke opp.

Den kongelige resolusjonen reiser flere rettslige problemstillinger som ikke behandles i denne artikkelen. Det kan spørres om lovendringene som gjorde vedtaket mulig, er i strid med forbudet i Grunnloven § 97 om tilbakevirkende kraft.² Vedtaket reiser EØS-rettslige spørsmål, for eksempel om vedtaket utgjør ulovlig statsstøtte, etter EØS-avtalen artikkel 61.³ Det kan også spørres om vedtaket skulle ha vært vurdert opp mot EUs rammedirektiv for vann (vanndirektivet) (2000/60/EF) som ble gjennomført i og med vannforskriften FOR-2006-12-15-1446, eller andre EU-rettslige kilder som handler om planer eller arealdisponering. I denne artikkelen avgrenses det mot disse rettslige grunnlagene, fokus her er å se på begrunnelsene opp mot kravene som stilles i norsk forvaltningsrett.

Historisk har Hydro Energy utøvet eierskap til anleggene i Røldal-Suldal først gjennom direkte eierskap til anleggene og senere gjennom Røldal-Suldal Kraft (RSK) AS. Den opprinnelige

konsesjonen ble gitt den 21. desember 1962 i kongelige resolusjon, med 60 års varighet. Hydro Energy opprettet RSK Holding AS og overførte eiendeler og rettigheter til Røldal-Suldal Kraft AS til dette holdingselskapet. I 2022 ville konsesjonen utløpe og bli gjenstand for hjemfall til staten, med inntil en tredel til vertskommunene Ullensvang og Suldal, etter lov om konsesjon for rettigheter til vannfall mv. (vannfallrettighetsloven) LOV-1917-12-14-16 § 11, fjerde ledd. Lyse Kraft DA ble stiftet 17. september 2020 som et nytt selskap. Ved opprettelsen av Lyse Kraft DA overdro tidligere Lyse Produksjon sine heleide kraftverk og uttaksrettigheter i deleide kraftverk til det nye selskapet med delt ansvar. Hydro Energi skjøt inn sine aksjer i RSK Holding AS som tingsinnskudd, og fikk 25,6 prosent av andelene i Lyse Kraft DA.⁴

Den 22. oktober 2020 søkte selskapene Olje- og energidepartementet (OED) om unntak fra konsesjonsplikt og forkjøpsrett for de ulike transaksjonene på vei til etableringen av Lyse Kraft DA (LKDA), som ifølge den kongelige resolusjonen omfatter følgende transaksjoner:

² Denne problemstillingen er drøftet i notat til Ullensvang kommune, til sak 005/26 kommunestyret i dokument *Tvedt tillegg til Fends vurdering angående forvaltningsrettslige feil og tilbakevirkning*.

³ Denne problemstillingen er drøftet i notat til Ullensvang kommune, til sak 005/26 kommunestyret i dokument *Notat Ullensvang kommune 15 09 2025*.

⁴ Å erverve eierandeler i et selskap med delt ansvar med innskudd av aksjer som er betingede, og som er situasjonen i denne saken, hvor fremtidens verdi av RSK Holding AS er betinget av en serie forvaltningsvedtak for å unngå at verdiene går til hjemfall innen kort tid, reiser regnskapsrettslig spørsmål knyttet til verdsettelsen av innskuddet. Ved etableringen av Lyse Kraft DA stod det igjen to år og noen måneder av konsesjonstiden. Det faktum at tingsinnskuddet og overføringen av eierdelene måtte godkjennes (se punkt 6 og 7 i listen over søknader) for at eierinnskuddet skal ha langsiktig verdi reiser trolig selskapsrettslig og regnskapsrettslige spørsmål. Denne artikkelen går ikke nærmere inn på disse rettslige utfordringene.

1. LKDA erverver Lyse Produksjons heleide kraftverk, og Lyse Produksjons konsesjoner overføres til LKDA.
2. LKDA erverver Lyse Produksjons andel av Sira-Kvina Kraftselskap DA.
3. LKDA erverver Lyse Produksjons uttaksrett i Ulla-Førre.
4. I 2019 ervervet RSK Holding 45,31 prosent direkte eierskap i RSK-anleggene, og det ble gitt utsatt frist for å søke om konsesjon for dette ervervet.
5. I 2019 ervervet RSK Holding 91,26 prosent av aksjene i RSK AS, og det ble gitt utsatt frist for å søke om konsesjon for dette ervervet.
6. LKDA erverver 100 prosent av aksjene i RSK Holding.
7. Hydro Energi erverver 25,6 prosent av selskapsandelene i LKDA.
8. Konsesjoner for RSK-anleggene med vilkår om tidsbegrensning og hjemfall omgjøres.
9. Hydro Energi skal være driftsansvarlig for alle kraftverkene som LKDA eier.⁵

Den 11. juni 2021 vedtok Kongen i statsråd en kongelig resolusjon som innebærer en godkjenning av alle søknadene og som gir Lyse Kraft DA en evigvarende konsesjon til Røldal-Suldal-anleggene. Vannfallrettighetsloven §§ 8 og 5 er de sentrale kompetansebestemmelsene for å gi Lyse Kraft DA en evigvarende rettighet til RSK. Hjemmelen for å gi Lyse Kraft DA konsesjon er vannfallrettighetsloven § 5, som lyder som følgende:

Foretak som er organisert etter statsforetakslova, og norske kommuner og fylkeskommuner kan få konsesjon til å erverve eiendomsrett til vannfall på de nærmere vilkår Kongen fastsetter. Konsesjon kan også gis til et bestemt

selskap, foretak eller lag eller en bestemt sammenslutning som direkte eller indirekte er eid av et statsforetak eller en av eller flere kommuner eller fylkeskommuner på en slik måte at statsforetaket, kommunen eller fylkeskommunen alene eller sammen **direkte eller indirekte innehar minst to tredeler av kapitalen og stemmene, og organiseringen er slik at det åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap.** (uthevet her)

Utgangspunktet er at konsesjon skal gis til foretak som er offentlig eid. Konsesjonsmyndigheten har kompetanse til å innvilge slik konsesjon til et offentlig selskap der et private rettssubjekt har en mindre eierandel, mens eierskapet likevel er åpenbart reelt offentlig. Bestemmelsen oppstiller tre vilkår for at et selskap som er delvis privat eid skal kunne få slik konsesjon: Det første vilkåret er at kommunene direkte eller indirekte innehar minst to tredeler av kapitalen. Det andre vilkåret er at kommunene direkte eller indirekte innehar minst to tredeler av stemmene i selskapet. Det tredje vilkåret er at det «åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap» for kommunene. Det er et vilkår for å innvilge Lyse Kraft DA konsesjon at det private selskapet (Hydro Energy AS) kun er deleier mens styrelsen av selskapet er offentlig. Disse tre vilkårene må være oppfylt. Hvis først konsesjon gis, følger det av vannfallrettighetsloven § 8 at konsesjoner etter § 5 gis på «ubegrenset tid».

Røldal-Suldal-anleggene var eid av et privat selskap og konsesjonsmyndighetene kunne således ikke gi noen evigvarende rettighet på Hydro Energy AS sin hånd. For at konsesjon skulle kunne gis etter vannfallrettighetsloven måtte eierskapet overføres fra Hydro Energy AS til et selskap med offentlig eierskap. For at Røldal-Suldal-anleggene skulle kunne gis en evigvarende konsesjon, må eierskapet

⁵ Kongelig resolusjon av 11. juni 2021, s. 46.

til RSK oppfylle de tre vilkårene. For at Lyse Kraft DA skulle komme i en posisjon som oppfylte disse tre vilkårene, måtte konsesjonsmyndigheten treffe en serie forvaltningsvedtak, som er avgjort i og med den kongelige resolusjonen.

Den kongelige resolusjonen av 11. juni 2021 består forvaltningsrettslig av en rekke vedtak (kgl.res., s. 1), som alle er nødvendige for å komme fra den faktiske og rettslige situasjonen i 2019 til ordningen etter den kongelige resolusjonen i 2021. Temaet for denne artikkelen er å belyse om to av de sentrale vurderingene som er gjort i denne kongelige resolusjonen er begrunnet på slik måte som forvaltningsloven, supplert med relevante rettskilder, krever. Vedtakene som inngår i den kongelige resolusjonen diskuteres opp mot forvaltningsrettslige krav til begrunnelsen av vedtak.

2. Forvaltningsrettslige krav til begrunnelse

De rettslige grunnlagene som sammen etablerer krav til begrunnelse, er forvaltningsloven § 25 og domstolskapte regler om krav til begrunnelse av skjønnsutøvelsen. Norsk forvaltningsrett stiller ulike krav til begrunnelsen for de ulike delene av et forvaltningsvedtak. Forvaltningsloven § 25 gjelder alle typer av enkeltvedtak.⁶

I begrunnelsen skal vises til de regler vedtaket bygger på, med mindre parten kjenner reglene. I den utstrekning det er nødvendig for å sette parten i stand til å forstå vedtaket, skal begrunnelsen også gjengi innholdet av reglene eller den problemstilling vedtaket bygger på.

I begrunnelsen skal dessuten nevnes de faktiske forhold som vedtaket

bygger på. Er de faktiske forhold beskrevet av parten selv eller i et dokument som er gjort kjent for parten, er en henvisning til den tidligere framstillingen tilstrekkelig. I tilfelle skal det i underretningen til parten vedlegges kopi av framstillingen.

De hovedhensyn som har vært avgjørende ved utøving av forvaltningsmessig skjønn, bør nevnes. Er det gitt retningslinjer for skjønnsutøvingen, vil i alminnelighet en henvisning til retningslinjene være tilstrekkelig

Kravet til begrunnelse som fremkommer av forvaltningsloven § 25 andre ledd handler om at vedtaket må vise til de relevante opplysningene i saken som er nødvendige for å avgjøre om vilkårene for å fatte vedtaket er oppfylt. Begrunnelsen må vise at faktum oppfyller de aktuelle vilkårene som aktualiserer kompetansen til organet.

Forvaltningsloven § 25 tredje ledd oppstiller etter ordlyden et midlere krav til begrunnelse for avveiningen av aktuelle hensyn i skjønnsutøvelsen. Ordlyden bruker formuleringen om at hovedhensynene som har vært avgjørende for skjønnsavveiningen «bør nevnes». Hvor langt begrunnelsesplikten går når det gjelder å spesifisere de ulike hensynene og hvordan de må veies mot hverandre, er etter ordlyden uklart. Ordlyden «bør nevnes» indikerer at kravene til begrunnelsen for avveiningen ikke er streng. Høyesterett har fortolket og videreutviklet kravet

⁶ I den nye forvaltningsloven av 2025 behandles kravet til innholdet i begrunnelsen i § 57: «(1) Begrunnelsen skal tjene til å forklare sakens utfall for parten. I begrunnelsen skal det opplyses om a) hvilke faktiske omstendigheter som har hatt betydning for sakens utfall; b) hvilke regler vedtaket bygger på, og i nødvendig utstrekning hva reglene går ut på; c) hvilke hensyn forvaltningsorganet særlig har lagt vekt på i sin vurdering. (2) Begrunnelsens omfang skal tilpasses vedtakets betydning. [...]».

til begrunnelse for hensynene i skjønnsutøvelsen.

Høyesterett fortolket og anvendte kravene til begrunnelse i Isenedommen Rt 1981, s. 745. Faktum i saken handler om gyldigheten av et vedtak om forkjøpsrett innenfor landbruket. Faktum i dommen har visse paralleller til RSK-konsesjonen i og med at begge sakene handler om arealdisponering som er ment å vare over lang tid. I begge sakene får vedtakene stor betydning for private eiere av grunn. Høyesterett uttaler seg generelt om hvordan kravene til begrunnelse skal forstås og praktiseres. Høyesterett skriver på side 748 følgende:

Når det gjelder et vedtak så inn-
gripende som det foreliggende,
skjerpes kravene til begrunnelsen. Det
må fremgå at vedtaket er truffet etter
et saklig og forsvarlig skjønn. Ikke
minst må dette gjelde når resultatet av
vedtaket umiddelbart fremtrer som så
lite rimelig som tilfellet er her.

Høyesterett legger til grunn at der et vedtak er inngripende, blir kravene til begrunnelsen strengere. Høyesterett bygger på en norm om at vedtaket må være bygget på «et saklig og forsvarlig skjønn». Det må altså fremkomme av begrunnelsen at forvaltningsorganet har truffet avgjørelsen basert på et saklig og forsvarlig skjønn. I Isenedommen skriver Høyesterett at «[...] departementets avgjørelse [etterlater] tvil om alle relevante forhold har vært overveiet, selv om de har vært kjent». Det er dermed et selvstendig poeng i vår sak å vurdere om den kongelige resolusjonen etterlater tvil om alle relevante forhold i skjønnsavveiningene har vært avveiet.

Høyesterett skriver følgende om vedtaket: «Jeg savner videre en nærmere vurdering av om det på lengre sikt foreligger en interesseovervekt til fordel for

eiendomsarrondering – som departementet har trukket i forgrunnen – fremfor opprettholdelse av en jordbrukers eksistensgrunnlag innen næringen.» Her er det en viss parallell mellom dommen og vår sak. Det dreier seg i begge tilfeller om avgjørelser som handler om fast eiendom og bruken av den i lang tid fremover. Parallellen mellom dommen og saken styrker dommens betydning for at også i RSK-konsesjonen må avveiningen av skjønnsmomenter beskrives i begrunnelsen for vedtaket.

Et reelt hensyn i diskusjonen om hvor grundig en begrunnelse må være, er spørsmålet om avveiningen av hensynene og den konkrete vektleggingen av dem må fremkomme av vedtaket. Hvis kravet til begrunnelse ikke omfatter at alle aktuelle hensyn beskrives og veies både for og mot vedtakets konklusjon, vil det bli problematisk å etterprøve om skjønnsutøvelsen har bygget på alle relevante hensyn. Hvis forvaltningen ikke har behandlet alle de aktuelle hensyn i vedtaket, kan en begrenset begrunnelse svekke tilliten til at forvaltningsorganet har vurdert alle sider av en sak. Hensyn som ikke er beskrevet i begrunnelsen, er det lett å tenke seg at ikke har vært vurdert av forvaltningsmyndigheten.

I lagmannsrettens avgjørelse i saken om gruvedeponi i Førdefjorden, 24-036660ASD-BORG/01, kom retten til at vedtaket var ugyldig som følge av mangler i begrunnelsen. Lagmannsretten skriver følgende: «Etter lagmannsrettens syn medfører de kvalitative manglene ved begrunnelsen for tillatelsene at domstolen også mangler et tilstrekkelig faktisk grunnlag for å vurdere om hensynet til forsyningssikkerhet utgjør en 'overriding public interest'».

Saken er påanket og skal behandles i Høyesterett. Det rettslige poenget er uansett at selv i komplekse avgjørelser, som konsesjonen til dumping av gruveavfall

i en fjord, er det et krav om en grundig begrunnelse.

Som vi så over, har Høyesterett lagt en streng norm til grunn også for avveiningen av hensynene i skjønnet i begrunnelsen når det er tale om et inngripende vedtak. Kravene som Høyesterett stiller til begrunnelse, handler i stor grad om begrunnelsen omfatter hvordan de ulike hensynene i en avveining er vektet mot hverandre. Inngripende vedtak med store konsekvenser for borgerne, krever etter den måten Høyesterett resonnerer på i dommen en mer omfattende begrunnelse.

Reglene om begrunnelse bygger på og ivaretar sentrale hensyn i forvaltningsretten. I en rettsstat er forvaltningens utøvelse av myndighet og skjønn styrt av rettsregler. Kravet til at forvaltningen skal begrunne sine vedtak, bygger på at forvaltningen skal vise at den holder seg innenfor de rettslige rammene som Stortinget har trukket opp ved å gi hjemlene. Begrunnelsen skal også vise for partene i saken og andre interesserte at alle aktuelle og relevante hensyn har vært fremme i vurderingen. Begrunnelsen har videre til formål å vise frem hvilke hensyn som har blitt prioritert og hvorfor. Å gi en begrunnelse for et vedtak skal skape eller styrke tilliten til forvaltningen. Det er lettere for en som er interessert i en sak å slå seg til ro med et vedtak som godt begrunnet. En grunn til at vedtak skal begrunnes er at det å skrive ned hva som har vært motiverende for vedtaket tvinger den som fatter et vedtak til å tenke grundig gjennom prosessen som leder frem til vedtaket.

Forvaltningsretten har ingen særregler for vedtak som inneholder flere tillatelser og innvilgelser av søknad. Det er altså ikke noen unntak fra reglene om saksbehandling for de enkelte delvedtakene som inngår i den kongelige resolusjonen. Det finnes heller ingen unntak fra

plikten til å begrunne vedtak som fattes av Kongen i statsråd.

For at rettstilstanden på søknadstidspunktet skal endres til rettstilstanden etter innvilgelsen av den kongelige resolusjonen, må konsesjonsmyndighetene ta en serie med avgjørelser. Dette så vi i avsnitt 1, der de ulike tillatelsene er gjengitt fra søknaden. Konsesjonen til Lyse Kraft DA reiser to hovedspørsmål angående begrunnelse: For det første er det et spørsmål om begrunnelsen for de skjønnsmessige avgjørelsene som godkjenner overdragelsen av RSK fra Hydro Energy AS til Lyse Kraft DA er tilstrekkelig grundig. Det rettslige grunnlaget for dette spørsmålet er om forvaltningsloven § 25 tredje ledd, lest i lys av de domstolskapte kravene til begrunnelse, er oppfylt. Dette spørsmålet behandles som to underspørsmål i punkt 3.1 og 3.2. I punkt 3.1 diskuteres begrunnelsen for de skjønnsmessige vurderingene som konsesjonsmyndighetene må ha vurdert på veien til å gi tillatelse til å overdra RSK fra Hydro Energy AS til Lyse Kraft DA som kommer frem i vedtaket. I punkt 3.2 er temaet om begrunnelsen lider av feil eller mangler fordi begrunnelsen viser til et for smalt utvalg av hensyn. Vurdering her er om konsesjonsmyndighetene har trukket inn en tilstrekkelig bred skjønnsvurdering.

Når forvaltningen har tatt stilling til at Lyse Kraft DA kunne overta RSK, blir det neste spørsmålet om vilkårene for å gi Lyse Kraft DA med den eksisterende eierstrukturen konsesjon. I punkt 4 er temaet om vurderingen av om vilkårene for å omgjøre en konsesjon til å bli evigvarende er begrunnet på en måte som oppfyller kravene i forvaltningsloven § 25 andre ledd. Spørsmålet i punkt 4 er om begrunnelsen i den kongelige resolusjonen gir en tilstrekkelig beskrivelse av at faktum oppfyller vilkårene i vannfallrettighetsloven §§ 5 og 8.

3. Begrunnelsen i den kongelige resolusjonen til å overdra RSK til Lyse Kraft DA

3.1 En vurdering av begrunnelsen for skjønnsvurderingen som ble gitt

Den første problemstillingen er å vurdere begrunnelsen som er inntatt i den kongelige resolusjonen angående overdragelsen av RSK til Lyse Kraft DA. Er begrunnelsen av de skjønsmessige vurderingene som er gjort i tråd med kravene i forvaltningsloven supplert med domstolpraksis? Under forrige punkt så vi at forvaltningsloven § 25 tredje ledd krever at «hovedhensyn som har vært avgjørende ved utøving av forvaltningsmessig skjønn, bør nevnes».

I konsesjonen av 11. juni 2021 står det som følger: «Hydro Energi selger 100 prosent av aksjene i RSK Holding AS (RSK Holding) til LKDA mot vederlag i andeler i LKDA» (s. 1), og videre:

Lyse Produksjon, Hydro Energi og LKDA søkte ved brev av 22. oktober 2020 om **unntak fra konsesjonsplikt og forkjøpsrett for erverv av aksjene** i RSK Holding, jf. vannfallrettighetsloven § 3 annet ledd. Det er samtidig søkt om omgjøring av tidligere fastsatte vilkår om tidsbegrensning og hjemfall, slik at konsesjonene for Røldal-Suldal-anleggene omgjøres til å gjelde på ubegrenset tid, jf. vannfallrettighetsloven § 10 og vassdragsreguleringsloven § 9. LKDA har også søkt om at det tas inn bestemmelser om alminnelig revisjon i de gjeldende konsesjonene. (uthevet her)

På side 2 skriver OED følgende: «Departementet tilrår at LKDA får konsesjon for erverv av 100 prosent av aksjene i RSK Holding og at Hydro Energi får konsesjon for erverv av 25,6 prosent av selskapsandelene i LKDA.» Denne konsesjonen

følger vannfallrettighetsloven § 24, som likestiller erverv av eiendomsrett til vannfall med erverv av 90 prosent av aksjene i selskapet som eier konsesjonen. Det følger av ordlyden i vannfallrettighetsloven § 24 tredje ledd, at: «Ved erverv etter første ledd kan det foretas konsesjonsbehandling eller endring av vilkår i konsesjoner meddelt selskapet som innehar vannfallrettighetene for tidligere erverv». Det er altså hjemmel for å endre vilkåret om at RSK-konsesjonen ikke kan overdras. Måten vannfallrettighetsloven § 24 og de bestemmelsene som den viser til er bygget opp på, indikerer at de inneholder vide skjønsmessige avgjørelser.

Når konsesjonsmyndighetene bruker denne kompetansen, må vedtaket begrunnes etter forvaltningsloven § 25. Disse skjønsmessige vurderingene er sammensatte. Rettsfølgen er etter den kongelige resolusjonen av 11. juni 2021 at RSK Holding AS kunne overdras. Dette får flere konsekvenser. Rogalandskommunene og Hydro Energy AS, som er eiere i Lyse Kraft DA, får evigvarende rettigheter til RSK. Andre konsekvenser er at staten ikke tok hjemfall. Følgen av at staten ikke tar hjemfall er at vertskommunene ikke fikk inntil en tredel av verdien av RSK. Endringen i vilkårene i konsesjonen gjør også at RSK-konsesjonen ikke vurderes som en ny konsesjon, men kun som en periodisk revisjon.

Spørsmålet er om kompleksiteten i vedtaket er tilstrekkelig reflektert inn i begrunnelsen.

I vedtakets punkt 4.2 til 4.5 diskuterer OED rettsgrunnlagene for at det kan gis tillatelse til at Lyse Kraft DA får erverve aksjene i RSK Holding AS. Konklusjonen i avsnitt 4.2 er at «Departementet anser også Hydro Energis erverv av 25,6 prosent eierandel i LKDA som et reelt eierskifte, slik at det ikke er grunnlag for å gi unntak fra konsesjonsplikt.» OED problematiserer ikke at konsesjonene som overdras etter

ordlyden i konsesjonen ikke kan overdras. I punkt 4.3 løftes hensynet til «å sikre offentlig eierskap til landets vannkraftressurser» frem. I punkt 4.4 og 4.5 redegjør OED for fremgangsmåten for å komme til konklusjonene i den kongelige resolusjonen. I gjennomgangen i avsnittene 4.2 til 4.5 fokuserer OED på den fremgangsmåten de har bygget på for å komme til konklusjonen og dermed anbefalingen til regjeringen. Olje- og energidepartementet løfter ikke frem noen hensyn mot å innvilge søknadene og forespørslene om tillatelser fra selskapene.

I avsnitt 4.6 viser Olje- og energidepartementet til vurderingene som Olje- og energidepartementet gav i lovproposisjonen i sammenheng med lovendringen i 2007 (hvor det ble mulig å eie kraftverk i selskapsformen «delt ansvar».⁷ I begrunnelsen i den kongelige resolusjonen gjør OED ingen konkret vurdering av forholdene i RSK-saken. OED vurderte ikke konsekvensene av at staten eller Suldal og Ullensvang kommunen ikke tar hjemfall som følge av at konsesjonen i Røldal-Suldal gjøres overdragelig og overdras til Lyse Kraft DA. Olje- og energidepartementet (som konsesjonsmyndighet) skriver på side 50 i den kongelige resolusjonen følgende: «Det fremgår av disse uttalelsene at lovgiver var klar over at det ville oppstå et tap for både staten og for vertskommunene som følge av bortfall av hjemfalte verdier, men dette ble ikke tillagt avgjørende vekt.» OED (som konsesjonsmyndighet) legger til grunn at lovgiver var klar over at det ville oppstå et tap for både staten og for vertskommunene som følge av bortfall av hjemfalte verdier. Men det OED bygger på angående Stortingets vurdering følger av lovforarbeidene som OED har skrevet. OED bygger på at Stortinget ikke tillar argumentet avgjørende vekt. OED (som konsesjonsmyndighet) har altså ikke skrevet noen konkret begrunnelse for hvorfor regjeringen skal velge at staten og

kommunene ikke skal ta hjemfall i denne konkrete saken. OED bygger på sine egne vurderingen i lovproposisjonen.

I begrunnelsen for den kongelige resolusjonen kommer det ikke frem hvilke argumenter OED (som konsesjonsmyndighet) bygger sin anbefaling til regjeringen på. I begrunnelsen drøfter OED argumenter for å innvilge søknadene, men OED er ikke like tydelige i sin drøftelse av hensynene som taler mot å innvilge søknadene fra Lyse Kraft DA og tilknyttede selskaper.

I begrunnelsen er hovedhensynene som taler for å innvilge konsesjonen nevnt. I vedtakene er ikke interessene til grunneiere og kommunene beskrevet. Spørsmålet blir dermed om de strengere kravene til å avveie hensynene for og mot vedtaket er oppfylt i denne konsesjonssaken.

3.2 Er det feil i helheten i begrunnelsen av skjønnsavgjørelsene?

Under punkt 2 var ett av temaene at i noen tilfeller skjerpes kravene til begrunnelsen for skjønnsutøvelsen. I Isenedommen bygget Høyesterett på at der en avgjørelse er viktig for parten, så skjerpes kravet til begrunnelsen for avveiningen av relevante hensyn. Høyesterett skrev: «Når det gjelder et vedtak så inngripende som det foreliggende, skjerpes kravene til begrunnelsen. Det må fremgå at vedtaket er truffet etter et saklig og forsvarlig skjønn.» Problemstillingen blir først å ta stilling til om vedtakene som muliggjør at RSK-konsesjonen overdras til Lyse Krafts DA og dermed gjøres evigvarende, er inngripende. Sett fra vertskommunenes side er det å gi en evigvarende rettighet svært inngripende i natur, miljø og for forvaltning av kommunens arealer. Vedtakene blir mer inngripende ved at vertskommunene mister muligheten til å få eierskap i inntil

⁷ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), ss. 55–56.

en tredel av RSK i et hjemfall. Et hensyn for å sikre nasjonalt eierskap til vannkraften er at vertskommunene for inngrepene har eierinteresser i kraftproduksjonen. For grunneiere, som er direkte eller indirekte påvirket av kraftanleggene, er et evigvarende inngrep uten noen ny fullstendig konsesjonsprosess et inngripende vedtak. Deres mulighet til å benytte sine eiendommer som ikke er ekspropriert påvirkes av at vannstanden i magasinene kan gå mye opp og ned. Vinterstid kan dette gjøre isen usikker og redusere bruksmuligheten av store landområder som ligger inntil magasinene. Resultatet av den kongelige resolusjonen er inngripende for grunneiere og andre med private interesser.

Til tross for at begrunnelsen fra Olje- og energidepartementet er lang, inneholder den i begrenset grad en begrunnelse som viser hvordan de motstridende hensynene er avveid.

Da konsesjonen til kraftutbygging i Røldal-Suldal ble gitt 21. desember 1962 hadde utbyggingen store konsekvenser for grunneiere og kommunene. Det er senere gjort endringer og tillegg til konsesjonen. Et sentralt vilkår i den opprinnelige konsesjonen for Røldal-Suldal-anleggene er at den skulle gjelde for 60 år. Det var videre fastsatt at konsesjonen ikke kunne overdras. En omgjøring av disse to sentrale vilkårene innebærer dermed et omfattende inngrep. Konsesjonen nevner spesifikt at rettsvirkningen etter utløpet av konsesjonens varighet på 60 år er at staten skal ta hjemfall (avsnitt 19 i 1962-konsesjonen):

Reguleringskonsesjonen gjelder i 60 år fra konsesjonens datum. Reguleringskonsesjonen kan ikke overdras. [...] Ved utløpet av reguleringskonsesjonen fastsatte tid har staten rett til å kreve avstått uten godtgjørelse regulerings- og overføringsanliggende med tilliggende grunn og rettigheter som er oppført av hensyn til reguleringen. [...]

Konsesjonen var tidsbegrenset da den ble gitt. Avsnitt 18 i konsesjonen underbygger det samme. Etter konsesjonens ordlyd er det klart at «Reguleringskonsesjonen kan ikke overdras». For at RSK-konsesjonen skal kunne komme i eie av et offentlig selskap og dermed kunne gjøres evigvarende, må forbudet mot overdragelse av konsesjonen omgjøres. Alternativt kan overføringen av RSK-konsesjonene vurderes som en tillatelse til å overdra aksjene. I begge tilfeller vil det måtte gjøres et vedtak basert en skjønnsmessig vurdering, som må begrunnes etter forvaltningsloven § 25 og supplerende domstolskapte regler. Spørsmålet er om den kongelige resolusjonen inneholder en tilstrekkelig begrunnelse.

Denne drøftelsen bygger på det rettslige poenget som kom frem i Isenedommen, slik den er presentert over. Problemstillingen kan formuleres som om den kongelige resolusjonen etterlater tvil om alle relevante forhold har vært overveiet. Denne måten å formulere problemstillingen på henger sammen med konklusjonen over, om at den skrevne begrunnelsen må vise at vedtaket er bygget på «et saklig og forsvarlig skjønn». Spørsmålet er om det at noen hensyn og virkninger av vedtaket overhodet ikke er nevnt, gjør at begrunnelsen er mangelfull.

Omgjøringen av forbudet mot å overdra konsesjonen og tillatelsene til å overføre RSK-konsesjonen har den konsekvensen at RSK gikk over fra å være i privat eie til å komme i et «offentlig selskaps» eie. I begrunnelsen for den kongelige resolusjonen av 11. juni 2021 er det ikke gjort noen slik begrunnelse eller avveining av hensyn for og mot for vedtaket om å tillate overførsel av konsesjonen, som etter sin egen ordlyd ikke var lovlig å omsette. Det foreligger ingen begrunnelse der NVE eller OED har drøftet hensyn mot denne omgjøringen og tillatelsen, som er helt avgjørende for at Lye Kraft DA skal

komme i posisjonen som gir rett til å få en evigvarende konsesjon.

Det er fire mothensyn som ikke er drøftet av NVE eller OED: Det første hensynet mot omgjøringen og å gi tillatelsen til overdragelsen, er at staten mister hjemfall. Selv om loven gir hjemmel for dette, må den skjønnsmessige vurderingen av om staten ikke skal ta hjemfall i en enkelt sak, begrunnes. I begrunnelsen skrives det om å sikre offentlig eierskap. Men hjemfall ville sikret offentlig eierskap i større grad enn situasjonen med at Hydro Energy AS, som delvis eies av utenlandske aksjonærer, beholder et indirekte eierskap på ca. 25 prosent av Lyse Kraft DA.

Det andre hensynet, som heller ikke er drøftet, er konsekvensen for vertskommunene av at staten ikke tar hjemfall. Vertskommunene Ullensvang og Suldal mister mulighet for del av hjemfallet på inntil en tredel av den totale verdien. Argumentene for å prioritere eierne av Lyse Kraft fremfor vertskommunene kommer ikke frem av begrunnelsen for vedtaket.

For det tredje innebærer helheten i konsesjonen at RSK-konsesjonen blir gjenstand for en mindre og periodisk revisjon. RSK-konsesjonen blir ikke behandlet som en fornyelsessak av en utløpt konsesjon. Konsekvensen for grunneiere er at deres situasjon når det for eksempel gjelder tilgang til deres eiendommer og veimuligheter ikke blir behandlet, som de ville ha blitt i en fornyelsessak.

For det fjerde blir gjennomgangen av de miljømessige aspektene knyttet til RSK-konsesjonen ikke behandlet grundig i denne mindre omfattende vilkårsrevisjonen. En konsekvens av å innvilge søknaden fra Hydro Energy AS og Lyse Kraft DA er at den periodiske revisjonen ikke må vurderes opp mot dagens miljøkrav. Fremgangsmåten gjør at konsesjonen ikke blir vurdert etter dagens miljøkrav som er langt strengere i dag enn i 1962. Det at konsesjonsmyndigheten ved å innvilge

søknadene gjør at kravene som følger av en serie med rettslige kilder, som Grunnloven § 112 om miljøinformasjon, miljøinformasjonsloven LOV-2003-05-09-31, Aarhuskonvensjonen om miljøinformasjon, plan- og bygningsloven LOV-2008-06-27-71, kapittel 4 og kapittel 14, og konsekvensutredningsforskriften ikke blir vurdert. Det fremkommer ikke av begrunnelsen at konsesjonsmyndighetene har vurdert at deres fremgangsmåte gjør at RSK-konsesjonen ikke må vurderes opp mot nye miljøstandarder.

Olje- og energidepartementet diskuterer ingen av disse fire mothensynene mot å omgjøre den opprinnelige konsesjonen og gi tillatelse til å overdra RSK til Lyse Kraft DA. Fire sentrale hensyn er dermed ikke drøftet. Dette gir inntrykk av et ensidig skjønn fra OED og dermed også fra regjeringen. Vurdert opp mot standarden som Høyesterett legger til grunn i Isedommen, reflekterer ikke begrunnelsen at OED har gjort «et saklig og forsvarlig skjønn». Essensielle hensyn er ikke drøftet.

Videre får kommunene i Rogaland, som er medeiere i Lyse Kraft DA en viss eierandel i RSK, på bekostning av vertskommunene for Ullensvang og Suldal. Dette innebærer en favorisering av kommunene i Rogaland sammenlignet med vertskommunene. Vertskommunene og deres innbyggere må stadig tåle de omfattende inngrepene i naturen. Forskjellen er at nå må de leve med inngrepene på permanent basis, siden konsesjonen er gjort evigvarende. OED har ikke i vedtaket, som ledet til den kongelige resolusjonen av 11. juni 2021, gjort noen selvstendig avveining av hensynet til fordelingen mellom de ulike kommunene. Kommunene der inngripen i naturen er, mistet den retten de trodde at de hadde, mens kommuner som ikke er vertskommuner for inngrepet får en økonomisk fordel. Det er en feil i begrunnelsen at konsesjonsmyndighetene

ikke har skrevet ned hvordan denne avveiningen av interesser er gjennomført.

Det tyngste hensynet for vedtaket er at Hydro Energi opprettholder et eierskap eller en rådighet til RSK gjennom sin del i Lyse Kraft DA. Hydro Energi ville ha mistet enhver kontroll over RSK dersom staten ikke hadde innvilget serien med søknader av 20. oktober 2020. Tillatelsen er nødvendig for å kunne gjøre RSK-konsesjonen evigvarende. Når hensynene mot å prioritere Hydro Energy AS' interesser ikke er beskrevet i vedtaket, synes konsesjonen å være innvilget basert på et skjevt skjønn. Det er ikke noe i begrunnelsen som tyder på at det er gjort noen slik bredere skjønnsmessig vurdering, siden avveiningen ikke er nedskrevet.

Hensynene som ligger bak vurderingene som ledet til den kongelige resolusjonen er altså langt mer sammensatt enn det vedtaket gir inntrykk av. I den kongelige resolusjonen løftes motargumentene mot å innvilge Lyse Kraft DAs søknader i liten grad frem. Basert på de sitatene som jeg har vist til fra Isenedommen, som det er referert til overfor, er manglende bredde i hensynene som beskrives i en skjønnsavgjørelse en grov feil.

4. Begrunnelsen knyttet til vurderingen av vilkåret «åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap»

Når konsesjonsmyndighetene har gitt tillatelse til å overføre RSK til Lyse Kraft DA, oppstår spørsmålet om vilkårene for å innvilge Lyse Kraft DA en evigvarende konsesjon er til stede. De materielle vilkårene for at konsesjonen skal kunne omgjøres fra å være tidsbegrenset til å bli evigvarende, følger av vannfallrettighets-

loven §§ 8 og 5. Problemstillingen her er om det er gitt en tilstrekkelig begrunnelse i den kongelige resolusjonen for at vilkåret er oppfylt. Forvaltningsloven § 25 andre ledd krever at et vedtak inneholder informasjon om faktum som viser at vilkåret for å gjøre om vilkårene i konvensjonen er oppfylt. Artikkelenes tema avgrenser mot å gjøre noen vurdering av om vilkårene om Lyse Kraft DA er i offentlig eierskap innholdsmessig er oppfylt.

Sentral informasjon om selskapsavtaler og hvordan Hydro Energys rettighetsposisjon overfor RSK i selskapsstrukturen som er etablert i og med Lyse Kraft DA, er unntatt offentligheten. Det vanskeliggjør å kunne etterprøve vurderingene som betegnes som «en helhetsvurdering» i vedtaket av om vilkåret for å gi en evigvarende konsesjon er oppfylt. Meningen er her ikke å gjøre en vurdering av om vilkåret materielt sett er oppfylt, men om det foreligger en tilstrekkelig begrunnelse for at vilkåret er til stede. I forarbeidene til forvaltningsloven § 25 andre ledd skriver departementet følgende:

Begrunnelsen må også fortelle hvilket faktisk forhold som er lagt til grunn for vedtaket, se annet ledd første punktum som stemmer med første punktum i gjeldende lov. Det må også i dag være høve til å vise til framstillinger som er gitt av parten selv eller andre framstillinger som han kjenner. Dette bør imidlertid komme til uttrykk, se leddets annet punktum.⁸

I vedtaket er det i begrenset grad gjort skriftlige vurderinger av om eierskapet for RSK gjennom Lyse Kraft DA. Vedtaket inneholder lite informasjon som kan vise om eierskapet oppfylder vilkåret om at det «åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap» eller ikke. OED konkluderer sin vurdering som følger, på sidene 48–49:

⁸ Ot.prp.nr.3 (1976-77), s. 88.

Departementet har vurdert selskapsreguleringen i forbindelse med opprettelsen av LKDA basert på søknaden med vedlagte selskapsavtaler m.m. Etter en helhetsvurdering, hvor departementet har vurdert de momenter som er trukket frem i Prop. 96 L (2015-2016), har departementet kommet til at selskapet oppfyller kravet om at det åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap.

Departementet tilrår derfor at Hydro Energi AS får konsesjon i medhold av vannfallrettighetsloven § 25 for erverv av 25,6 prosent av selskapsandelene i LKDA. Departementet tilrår at det ikke settes særlige vilkår for dette ervervet.

Forvaltningsloven § 25 krever at vedtaket viser til de faktiske forholdene vedtaket bygger på. Vurderingen som ligger i om eierskapet er reelt offentlig er omfattende og komplisert. OED skriver at det har foretatt en helhetsvurdering. Å skrive at OED har foretatt en helhetsvurdering, uten at vedtaket viser til de ulike elementene i faktum som inngår i denne helhetsvurderingen, leder i retning av vedtaket ikke er tilstrekkelig begrunnet etter forvaltningsloven § 25. I dokumentasjonen som følger med den kongelige resolusjonen skrives det ingen begrunnelse som viser at NVE eller OED har gjort tilstrekkelige vurderinger av om vilkåret «åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap» er oppfylt. Manglende begrunnelse *kan* bety at verken NVE, OED eller regjeringen har gjort noen selvstendig vurdering av om det *åpenbart* foreligger slik eierskap.

Spørsmålet om vilkåret som følger av loven, «åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap», er oppfylt eller ikke er heller ikke behandlet grundig andre steder i konsesjonen. Manglende begrunnelse for vurderingen av om vilkåret for å gi en

evigvarende konsesjon er en feil i saksbehandlingen hos OED. Slik manglende begrunnelse gjør at det blir vanskelig for andre å vurdere faktum som forvaltningen har bygget på. Ett av kravene for å gjøre konsesjonen evigvarende er at det «åpenbart» forelegger reelt offentlig eierskap. Ordet «åpenbart» brukes i lovteksten i kombinasjon med kravet til at det foreligger reelt offentlig eierskap. Når vedtaket mangler en gjennomgang av faktum som viser at det foreligger reelt offentlig eierskap, oppstår det tvil om selskapet oppfyller vilkåret. Manglende faktum i vedtaket angående vilkåret kan skape en usikkerhet for om slikt eierskap er oppfylt. Den manglende begrunnelsen skaper tvil, som blir et selvstendig argument for at vilkåret ikke kan anses «åpenbart» for oppfylt.

5. Oppsummering

I den kongelige resolusjonen i RSK-saken er det særlig to forhold som er mangelfullt begrunnet vurdert opp mot kravene i forvaltningsloven § 25 og domstolskapte krav til begrunnelsen:

Det går ikke frem av vedtaket at sentrale mothensyn og negative virkninger av konsesjonen, som er relevante, er vurdert i forbindelse med vedtaket. Dette er i strid med begrunnelsesplikten i forvaltningsloven § 25 og kravene utviklet i rettspraksis. Etter Isenedommen kan manglende begrunnelse tyde på at mangelfulle vurderinger ligger til grunn for beslutningene som inngår i den kongelige resolusjonen.

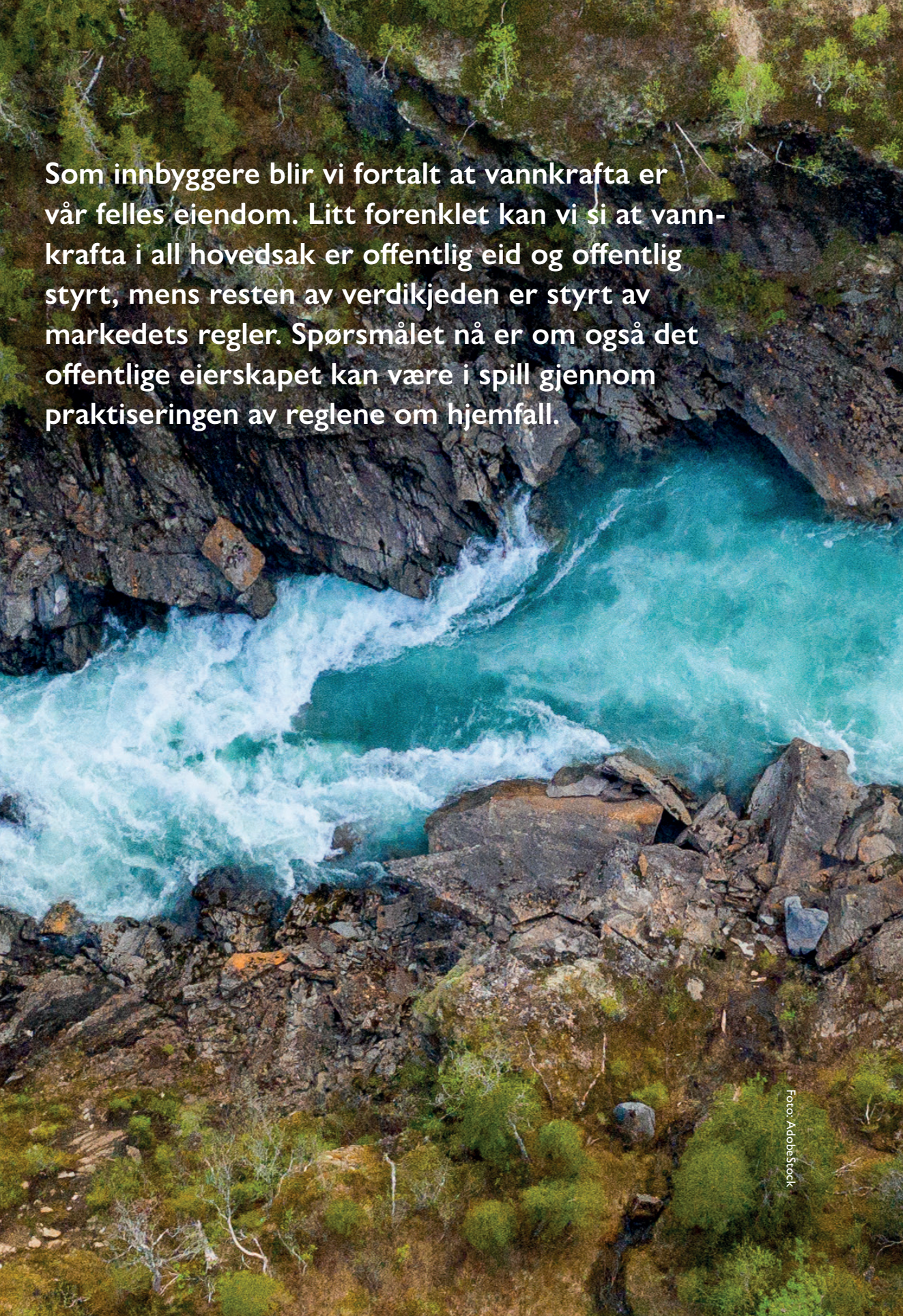
Manglende vurderinger i vedtaket av om vilkåret «åpenbart foreligger reelt offentlig eierskap» er oppfylt, innebærer en annen feil i begrunnelsen for vedtaket. Å ikke vise hvilke faktiske forhold som begrunner at Lyse Kraft DA oppfyller grunnvilkåret i loven, er en grov forvaltningsrettslig feil i begrunnelsen av vedtaket.

ARTIKKELEN ER
FAGFELLEVDERT

Gregar Berg-Rolness juridisk fagbokforfatter og
rådgiver i Tax Justice Norge
Fanny Voldnes statsautorisert revisor og
spesialrådgiver i Fagforbundet

OM EIERSKAP OG VANNFALLS- RETTIGHETER





Som innbyggere blir vi fortalt at vannkrafta er vår felles eiendom. Litt forenklet kan vi si at vannkrafta i all hovedsak er offentlig eid og offentlig styrt, mens resten av verdikjeden er styrt av markedets regler. Spørsmålet nå er om også det offentlige eierskapet kan være i spill gjennom praktiseringen av reglene om hjemfall.

Stortinget vedtok i 1962 utbygging av Røldal-Suldal kraftanlegg med en konsesjonstid på 60 år, fram til utgangen av 2022. Da skulle anlegget hjemfalle til staten, og vertskommunene skulle få inntil en tredel av kraftverdien i henhold til hjemfallsloven fra 1909.

Slik skulle det ikke gå. Hydro og Lyse gjennomførte en «byttetransaksjon» i 2020 som førte til en ny, evigvarende konsesjon. Innbyggerne i vertskommunene Ullensvang og Suldal står igjen med lite annet enn omfattende ødelagt natur, tørrlegging av elver, neddemming av stølsdalen Valdalen, ødelagte transportveier og den gangen ingen regulering av minstevannføring og vannivået i magasinene.¹

I artikkelen vil vi vise hvordan dette kunne skje og påpeke forhold som må endres slik at hjemfallsretten i konsesjonslovgivningen fortsatt er en realitet til beste for landets befolkning og vertskommuner og -fylker. I artikkelen redegjøres det for relevant regelverk i Norge og EØS-retten, i tillegg til at årsregnskapene til involverte selskapene er gjennomgått.

Hjemfall – norske konsesjonsregler møter EØS-retten

Hjemfallsretten handler om å sikre at vannkraftressursene er offentlig eid, og har vært hovedformålet med de over 100 år gamle konsesjonslovene. Konsesjonslovene har vært utfordret flere ganger – nå sist i juli 2006, hvor EFTA Surveillance Authority (ESA) stevnet Norge inn for EFTA domstolen for regelverk og praktisering av hjemfallsinstituttet. ESA anførte at regel-

verket med ulike konsesjonsperioder for offentlige og private aktører var i strid med EØS-avtalens artikkel 31 om etableringsrett og artikkel 40 om kapitalbevegelse.²

Dommen falt 26. juni 2007, hvor det ble avgjort at Norge brøt artiklene 31 og 40 i EØS-avtalen ved å opprettholde reglene i lov nr. 16 av 14. desember 1917 om erverv av fosser, gruver og annen fast eiendom osv. Dette er regler som gir private foretak – og alle foretak fra andre avtaleparter til EØS-avtalen – en tidsbegrenset konsesjon for erverv av fosser for energiproduksjon, med en forpliktelse til å overlevere alle installasjoner til den norske staten uten vederlag ved utløpet av konsesjonsperioden (hjemfall), mens norske offentlige foretak drar nytte av konsesjoner for en ubegrenset tidsperiode.

Hjemfallsinstituttet som sådan var imidlertid ikke tema for ESA-søksmålet, og ble følgelig ikke behandlet av EFTA-domstolen.³ Hjemfallsinstituttet som sådan ble ansett å falle utenfor EØS-retten.

Derimot mente ESA at den forskjellsbehandling som dette medfører mellom offentlige og private eiere måtte være dekket av EØS-retten, og i strid med denne. EFTA-domstolen fastslo imidlertid at offentlig eierskap over vannkraftressurser er et formål som i seg selv kan legitimere restriksjoner i EØS-retten (det vil si forskjellsbehandling/diskriminering). Hensynet til å oppnå offentlig eierskap kan være tilstrekkelig til å begrunne nasjonale restriksjoner. Det kreves imidlertid at det må oppstilles krav om at systemet for offentlig eierskap må være helhetlig og konsistent for at det skal kunne begrunne restriksjoner. Dersom målet kun er å oppnå en viss grad av offentlig kontroll, kan dette derimot ikke være en legitim begrunnelse i seg selv.

De nye lovendringene var nødvendige for å bringe hjemfallsreglene i tråd med EØS-retten.⁴

¹ Representantforslag til Stortinget, 260 S (2021–2022).

² Ot.prp.nr.61 (2007-2008), pkt. 2.

³ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), pkt. 6.2.

⁴ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), pkt. 6.3.4 EFTA-domstolens krav til konsistens.

Formålet med hjemfallsreglene er som nevnt å oppnå offentlig eierskap til vannkrafta. Derfor gjelder hjemfallsreglene for privat eide vannfall og kraftverk. Reglene gjelder ikke for vannfall og kraftverk som allerede er offentlig eid. Dette er ikke en forskjellsbehandling, men en saklig begrunnet regulering av to ulike kategorier. På dette punktet fikk Norge støtte fra EU-kommisjonen. I dommen er dette begrunnet med at det er legitimt for en stat å regulere eiendomsretten.

Konsolideringsmodellen

Regjeringen etablerte etter dette umiddelbart en provisorisk anordning som bygde på prinsippet om offentlig eierskap til landets vannkraftressurser knyttet til en *konsolideringsmodell*.⁵ Konsolideringsmodellen skal styrke det offentlige eierskapet i vannkraftsektoren. Det ble gjort endringer i både industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven. Kjernen i modellen innebærer at:

- Nye konsesjoner for erverv av eiendomsrett til vannfall kan kun gis til offentlige eiere, private eiere kan følgelig ikke få konsesjon.
- Erverv av hjemfalte vannfall og kraftverk begrenses til offentlige aktører.
- Adgangen til tilbakesalg/leie etter «foregrepet hjemfall» ble brakt til opphør.
- Salg av mer enn 1/3 av offentlig eide vannfall og kraftverk til private ble forbudt, jf. vannfallsrettighetslovens § 5.

Ordningene med foregrepet hjemfall og tilbakesalg/-leie av vannfall og ny konsesjon ga private eiere adgang til forhandling om revisjon av konsesjonsvilkårene når det gjensto mindre enn 25 år av konsesjonsperioden. Foregrepet hjemfall ble

Hensynet til å oppnå offentlig eierskap kan være tilstrekkelig til å begrunne nasjonale restriksjoner.

benyttet i stor grad som virkemiddel mot reduserte investeringsinsentiver mot slutten av konsesjonsperioden forårsaket av hjemfallsinstituttet.⁶

Regelendringene ble inntatt i industrikonsesjonsloven og vannfallsrettighetsloven.⁷ Her fastslås det at landets vannkraftressurser tilhører og skal forvaltes til beste for allmennheten. Det skal sikres ved en eierstruktur basert på offentlig eierskap på statlig, fylkeskommunalt og kommunalt nivå. Dette formålet ble nedfelt som § 1 i industrikonsesjonsloven, hvor det uttrykkes følgende om hjemfallsrettens betydning: «Avskaffelse av hjemfallsinstituttet ville i praksis åpne for et fritt marked for erverv og overdragelser. Det er rimelig å anta at det på sikt ville føre til en betydelig privatisering av vannkraften.»⁸

Ut ifra dette la departementet til grunn at konsolideringsmodellen kunne betraktes som en restriksjon etter EØS-rettens artikler 31 og 40, men at denne restriksjonen verken er direkte eller indirekte diskriminerende, og heller ikke utgjør noen forskjellsbehandling i rettslig forstand.

Det var altså minst tre måter Norge kunne etterleve EFTA-domstolens avgjørelse på:

⁵ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), pkt.1 *Lovens hovedinnhold*.

Alternativt kunne regjeringen valgt en liberaliseringsmodell eller en privatiseringsmodell.

⁶ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), s. 41.

⁷ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), pkt. 5, lov av 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom mv. og lov av 14. desember 1917 nr. 17 om vassdragsreguleringer.

⁸ Ot.prp.nr.61 (2007-08), pkt. 5.2.1.

- Fjerne hjemfallsvilkår og tidsbegrensning for private konsesjonærer.
- Pålegge offentlige selskaper tidsbegrensede konsesjoner med hjemfallsvilkår.
- Endre hjemfallsinstituttet på enkelte punkter slik at privat eierskap ikke kan reetableres, med den konsekvensen at forskjellsbehandlingen er konsistent med formålet om å etablere offentlig eierskap (konsolideringsmodellen).

Konsolideringsmodellen ble løsningen. Ordningen med at private aktører fortsatt kan eie inntil 1/3 av aksjene eller partene i offentlige kraftselskaper ble videreført. Modellen medførte ingen direkte endringer i eksisterende konsesjoner for private eiere av kraftverk med hjemfallsvilkår. Den viktigste forskjellen var at muligheten for å oppnå en ny konsesjon for en periode på 50 år gjennom foregripet hjemfall bortfalt.

Gjeldende adgang til «omgjøring av konsesjonsvilkår» om tidsbegrensning og hjemfall ble lovfestet i vannfallsrettighetslovens § 10. Denne adgangen forutsetter at minst 2/3 av vannfall og kraftverk med hjemfallsvilkår overdras fra privat aktør til offentlig aktør. Søknad om omgjøring av tidligere fastsatt vilkår om tidsbegrensning og hjemfall skal innvilges når erververen oppfyller vilkårene til offentlig eierskap.⁹

⁹ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), pkt. 5.10.

¹⁰ <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/oversikt-over-vannkraft/>

¹¹ <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/eierskap-til-kraftverk/>

¹² <https://www.skatteetaten.no/deling/aksjonarregisteret>

¹³ Fanny Voldnes: *Kommuner, vannkraftverk og strømavgifter*. Kommunekonsult rapport 1-2023.

¹⁴ Bekreftet av Liv Marit Riis i Skagerak Energi AS (personlig kommunikasjon 17.8.2023).

Eierforhold til vannkraftverk

De fysiske anleggene som produserer energi, selve vannkraftverkene, ligger rundt om i distriktene i Norge. Kommunene hvor anleggene ligger kalles vertskommuner. Historisk var det ofte én eller flere kommuner sammen som eide vannkraftverkene i sin region. Slik er det ikke lenger. Vannkraftverk eies nå på kryss og tvers i hele landet av *kraftselskaper*.¹⁰ Gjennom slike selskaper er storbyene Oslo og Bergen de største kommunale eierne av vannkraftverk med kraftverk rundt om i hele landet. Slike kraftselskaper driver med oppkjøp, sammenslåinger – og med nye selskapsformer – akkurat som et hvilket som helst vanlig forretningskonsern.

Ifølge ferske tall fra NVE er 88 prosent av vannkraftverkene offentlig eid, mot 89 prosent i 2023. Konkret framgår det at staten eier 41 prosent, kommunene 42 prosent, fylkeskommunene 4 prosent, offentlige investeringsfond 1 prosent, mens private utenlandske og norske aktører eier 12 prosent.¹¹ Den private andelen har altså økt med 1 prosent siden 2023.

Grunnlaget for disse prosentandelene er kraftselskapenes egne, innrapporterte tall til aksjonærregisteret som administreres av skatteetaten.¹² Men ikke alle kraftverk synliggjøres her. Noen vannkraftverk er ikke egne selskaper, men inngår i en sum som «eiendel» i årsregnskapet til eierselskapet. Slik er kraftverkene Braskreidsfoss i Våler kommune, Embretsfoss Kraftverk i Modum og Solbergfoss-kraftverkene i Indre Østfold usynlige i hovedeier Hafslunds årsregnskap.¹³ Med dette forbeholdet inneholder aksjonærregisteret informasjon om hvem som eier vannkraftverkene. Tidligere var informasjon om aksjonærer ikke offentlig tilgjengelig, men nå kan man søke om tilgang i aksjonærregisteret.¹⁴ Registeret gjelder imidlertid bare for aksjeselskaper.

Eierformen DA (delt ansvar)

For kraftverket som er eid av et DA (delt ansvar) er det ingen opplysninger i aksjonærregisteret. Det skyldes at et DA ikke er et eget rettssubjekt. Inntekter og kostnader innarbeides som resultat (over-/underskudd) i årsregnskapene til eierne i DA-et. Ansvar og fordelingen mellom eierne i et DA reguleres i en selskapsavtale som ikke er offentlig tilgjengelig.

Til tross for at myndighetene erkjente utfordringer med DA-eierformen, godtok Stortinget DA som eierform til vannfall i 2008.¹⁵ Ifølge Foretaksregisteret er det 40 vannkraftverk som er organisert som DA i 2023.¹⁶ Ett av de 40 vannkraftselskapene er Lyse Kraft DA. Selskapet ble etablert i 2020 av Hydro og Lyse, og består av mesteparten av Lyses kraftportefølje og Hydros kraftanlegg i Røldal-Suldal.

Verditap for vertskommuner

Røldal-Suldal-vassdraget er blant Sør-Norges største, og ble bygd på 1970-tallet. Hydro fikk konsesjon til å drive anlegget i 1962 fram til 2022.¹⁷ Etter at konsesjonen utløp skulle rettighetene «hjemfalle» til staten og kommunene Ullensvang og Suldal der anleggene ligger. Det skapte stor harme lokalt da dette ikke skjedde, og Ullensvang kommune vedtok 11. februar 2026 å vurdere å forfølge saken rettslig.¹⁸

Omgjøring av konsesjonsvilkår i stedet for hjemfall kan medføre betydelige verdioverføringer for staten som på denne måten i realiteten gir avkall på framtidige verdier. Det oppstår også et tap for vertskommunene, i dette tilfellet Ullensvang og Suldal, som ikke vil få tilgang på inntil $\frac{1}{3}$ av de hjemfalte verdier slik industrikonsesjonsloven bestemmer. Nåverdien av det totale tapet ved omgjøring av hjemfall til tidsbegrenset eiertid

er anslått til mellom 10 og 15 milliarder kroner dersom samtlige private kraftverk med hjemfallskonsesjon selges til det offentlige på slike vilkår.¹⁹

Vurdering av omgjøringen av hjemfallsvilkåret

Det ligger fast at det kun er det offentlige som kan få varig eie av vassdrag.²⁰ Ved den lovfestede adgangen til *omgjøring av konsesjonsvilkår* som alternativ til hjemfall, kan den offentlige erververen ha med seg en privat mindretallsaksjonær med inntil $\frac{1}{3}$.²¹ Her ligger en mulighet for at private med andeler underlagt hjemfallsvilkår, gjennom organisatoriske grep kan fortsette som eier etter omgjøring til tidsbegrenset eierforhold.

Spørsmål er om den organiseringsformen som er valgt for Røldal-Suldal-anleggene innfrir kravene til tilstrekkelig offentlig eierskap, eller om det kan komme i konflikt med forbudet mot salg til private og følgelig EØS-rettens konsistenskrav. Har vi her en variant av den avviklede ordningen med foregrepet hjemfall? Det er også grunn til å reise spørsmål om

¹⁵ Besl.O.nr.115 (2007-2008) § 37.

¹⁶ Dokument 2.9.2023 fra Brønnøysundregisteret: *Virksomhetsopplysninger. Næringskode 35.111 Produksjon av elektrisk kraft fra vannkraft.*

¹⁷ Staten ved Nærings- og fiskeridepartementet eide 34,26 prosent av aksjene i Norsk Hydro ASA i 2024.

¹⁸ Kommunestyret i Ullensvang 11.2.2026 sak 005/26. https://ullensvang.kommune.no/tenester/politikk-administrasjon-og-okonomi/innsyn/postliste-saker-og-dokument/#/details/a-0a336fc1__178f__4c38__8f38__3c7bd5ffdbe6-2019030906lnBwg6K/d-0a336fc1__178f__4c38__8f38__3c7bd5ffdbe6-2019227765ljwiviP

¹⁹ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), s. 55.

²⁰ Vassdragslovens § 10 nr. 2 og Ot.prp.nr.61 (2007-2008) <chrome-extension://efaidnbmninnbpcjpcglclefindmkaj/https://www.regjeringen.no/contentassets/4a407e1669484b5bafa-03803deb93304/no/pdfs/otp200720080061000dddpdfs.pdf>

²¹ <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/det-juridiske-rammeverket-viser-til-vannfallsrettighetsloven>

Det avgjørende er at offentlig eierskap gjennomføres innenfor de rammene som følger av konsolideringsmodellen.

det her i praksis også legges til rette for fordelaktig behandling av norske private eiere.

Fordi Lyse Kraft DA etter byttetransaksjonen er eid med 74,4 prosent av kommunene i Rogaland, kan det hevdes at Røldal-Suldal-vassdraget er offentlig eid. Konsernspissen Norsk Hydro ASA er eid av staten med 34,36 prosent, Folketrygd-fondet med 6,93 prosent, mens resten, 58,71 prosent, er eid av private og utenlandske aktører.²² Etter omgjøringstransaksjonen til tidsubegrenset eiertid fortsetter disse som mindretallseiere. Etter oppskrivning av kraftverkverdiene kan Hydro også registrere en betydelig gevinst på transaksjonen.

Store selskaper som Hydro, for eksempel, har betydelig innsikt og innflytelse både lokalt og sentralt. Det er stort spillerom for å inngå fordelaktige avtaler med myndigheter og offentlig eide selskaper, hvor andre private aktører og utenlandske interessenter kan ha større problemer, noe som kan være avgjørende i komplekse transaksjoner.

I behandlingen av konsesjonsregelverket ble det uttrykt sterke føringene for å bevare hjemfallsinstituttet og kravet om «åpenbart reelt offentlig eierskap».²³ Det avgjørende er at offentlig eierskap gjennomføres innenfor de rammene som følger av konsolideringsmodellen. Avvik-

ling av ordningen med foregrepet hjemfall var et sentralt forhold i konsolideringsmodellen som skulle sikre helhetlige og konsistente hjemfallsregler innenfor rammene av EØS-regelverket.

Når tidligere eiere i Røldal-Suldal-vassdraget kan fortsette som mindretallseiere i omgjorte konsesjonsavtaler med ubegrenset eiertid, er det grunn til å anse den valgte omgjøringsformen for å være i strid med de sentrale premissene i konsolideringsmodellen.

«Byttetransaksjonen»

En gjennomgang av offentlig tilgjengelige årsregnskap for de involverte selskapene viser at det skjedde en «overdragelse» av Røldal-Suldal-anleggene fra Hydro-konsernet til Lyse-konsernet i 2020. Selskapene selv kaller det «hovedsakelig en byttetransaksjon», og skriver at Lyse Kraft DA nå eier vannfallene og at hjemfallsretten er bortfalt.²⁴ Lyse Kraft DA eies av Hydro med 25,6 prosent og Lyse med 74,4 prosent.

Transaksjonen skjedde gjennom et såkalt tingsinnskudd kombinert med etableringen av et nytt ansvarlig selskap (DA). Lyse Kraft DA fikk tilført verdier som var i ferd med å gå til hjemfall fra Hydro og store deler av vannkraftverk og kraftrelaterte eiendeler fra Lyse. Byttetransaksjonen var ganske avansert fordi den måtte håndtere hjemfallsreglene, konsesjoner for vannkraft, skatteforhold og regulering av offentlig/privat eierskap til vannkraft.

Byttetransaksjon og etterprøving

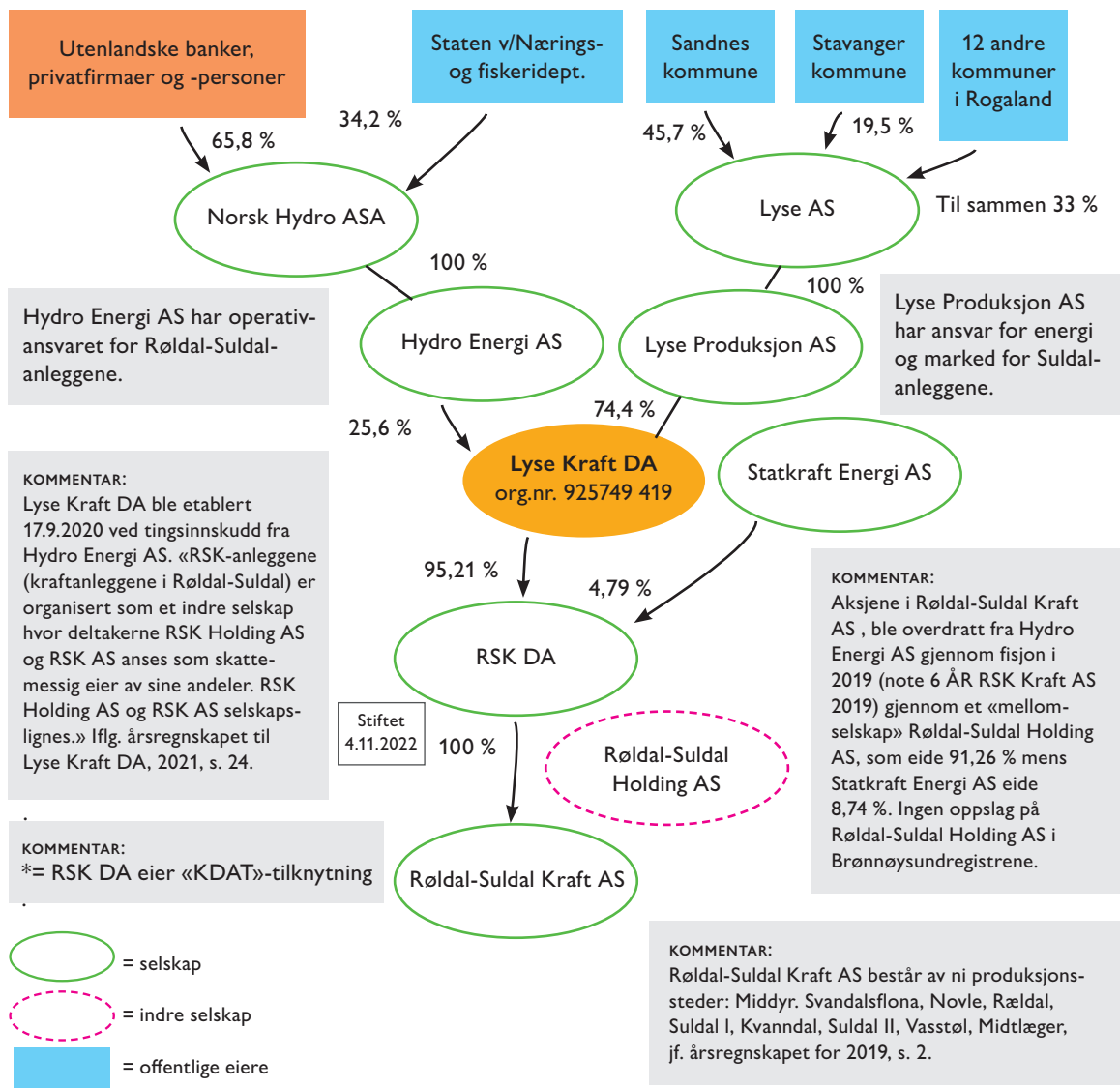
I figuren på neste side vises utvalgte selskaper som er eier av Røldal-Suldal-anleggene ut ifra informasjon i årsregnskapene for 2024:

²² <https://www.proff.no/aksjon%C3%A6rer/-/norsk-hydro-asa/914778271>

²³ Ot.prp.nr.61 (2007-2008), s. 71.

²⁴ Årsregnskapet for Lyse Kraft DA 2021, s. 24.

Juridiske eiere av Røldal-Suldal-anleggene – utvalgte selskaper



Ifølge årsregnskapene eies Lyse Kraft DA med 74,4 prosent av Lyse Produksjon AS og Hydro Energi AS med 25,6 prosent. Lyse Kraft DA eier igjen Røldal-Suldal DA med 95,21 prosent, mens staten har en liten direkte andel i Røldal-Suldal DA med 4,78 prosent. Statens eierandel i Røldal-Suldal-anleggene er redusert fra 8,74

prosent i 2019 til 4,79 prosent i 2024 i forbindelse med byttetransaksjonen.²⁵

I 2024 hadde Lyse Kraft DA en totalkapital på 20 milliarder, hvorav

²⁵ Årsregnskapet til Statkraft Energi AS for 2019 og 2024, note 13.

18 milliarder er egenkapital.²⁶ Fallrettighetene til Røldal-Suldal-vassdraget er ført opp som en eiendel med 99,9 millioner i årsregnskapet for 2024, og selskapet fører opp at det har eiendomsretten til vassdraget til evig tid:²⁷ «Vannfallsrettigheter er balanseført til historisk anskaffelseskost. Det foreligger ikke hjemfallsrett, og vannfallsrettigheter er derfor vurdert til å være en tidsbegrenset eiendel og avskrives ikke».²⁸

Et viktig spørsmål når aktørene Hydro og Lyse vurderer at denne byttetransaksjonen er lovlig og at hjemfallsretten til staten er bortfalt, er hvorfor selve transaksjonen er så vanskelig å etterprøve.

Hva skjedde i 2020?

Allerede i 2020 framgår følgende i årsregnskapet til Hydro Energi som «Tilleggsinformasjon om kraftproduksjon»:

Hjemfall til den norske stat kan unngås dersom kraftverkene eller $\frac{2}{3}$ av aksjene i enheten som eier kraftverkene selges til en offentlig aktør før tidspunktet for hjemfall. Ved en lovendring i 2016 er det nå åpning for at private aktører kan fortsette å eie $\frac{1}{3}$ av kraftverkene også etter hjemfallstidspunktet og kunne ta utbyttet i form av kraft til industrielt forbruk.²⁹

²⁶ Årsregnskap Lyse Kraft DA for 2024, s. 3.

²⁷ Ibid. s. 2.

²⁸ Ibid. s. 16.

²⁹ Årsregnskapet for Hydro Energi AS for 2020, note 17 Tilleggsinformasjon om kraftproduksjon, s. 23.

³⁰ IAS 38 *Immaterielle eiendeler*, punkt 3. https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2004-12-17-1852/KAPITTEL_32#KA-PITTEL_32

³¹ NRS 19 *Immaterielle eiendeler*, punkt 2.3.1.

³² https://w2.brreg.no/kunngjoring/hent_nr.jsp?or-gnr=925749419

³³ Årsregnskapet til Lyse Produksjon AS for 2020, s. 31.

³⁴ Ibid. note 15 *Fallrettigheter*.

Dette etablerte en vesentlig industriell fordel for minoritetseiere i vannkraftverk.

Den kongelige resolusjonen som godkjente overføringen av Røldal-Suldalanleggene til Lyse og Hydro ble først vedtatt i 11. juni 2021, og det er derfor av interesse å undersøke årsregnskapene nærmere.

Her beskrives og kommenteres noe av det som framgår av årsregnskapene til de selskapene som var involvert i «bytte-transaksjonen»:

Immaterielle eiendeler

Kravene for å kunne føre opp vannfallsrettighetene som en immateriell eiendel er blant annet at selskapet har kontroll over eiendelen og at det vil «tilflytte økonomiske fordeler i framtida».³⁰ I tillegg må verdien av eiendelen kunne beregnes «pålitelig».³¹

Krav om kontroll

Transaksjonen skjedde i 2020, og Lyse Kraft DA het fram til 5.11.2020 Lyse Anlegg DA. Imidlertid er det ikke noe årsregnskap i Brønnøysundregistrene for verken Lyse Kraft DA eller Lyse Anlegg DA for 2020 eller 2019, året før transaksjonen.³² Det finnes årsregnskaper bare fra og med 2021.

Lyse Kraft DA eies av Lyse Produksjon AS med 74,4 prosent. Av årsregnskapet for Lyse Produksjon for 2020 framgår det at «fallrettigheter» verdsatt til 99,9 millioner bortfalt i 2020, mens «Investering i datterselskaper» økte med 7,5 milliarder.³³ Det står også at alle «fallrettighetene» er overført til Lyse Kraft DA, men Lyse Kraft DAs årsregnskap for 2020 finnes som nevnt ikke i Brønnøysundregisteret.³⁴

Den andre eieren av Lyse Kraft DA

er Hydro Energi AS, med 25,6 prosent. Byttetransaksjonen skjedde ved at Hydro Energi AS skjøt inn sine aksjer i RSK Holding AS som tingsinnskudd i Lyse Kraft DA. Videre framgår det at «RSK-anleggene (kraftverket i Røldal-Suldal) er organisert som et *indre selskap* hvor deltakerne RSK Holding AS og RSL AS anses som skattemessig eiere av sine andeler av anleggene. RSK Holding AS og RSK AS selskapslignes». ³⁵ Dette er ikke mulig å etterprøve siden informasjon om indre selskap ikke er offentlig tilgjengelig. ³⁶

Videre framgår det at alle aksjene i RSK Holding AS ble overdratt til Hydro Energi AS fra Norsk Hydro ASA – mot oppgjør i aksjer i forbindelse med oppgjøret. ³⁷ Det betyr at konsernspissen i Hydro også er økonomisk involvert i denne byttetransaksjonen. Norsk Hydro ASA er et enormt konsern, men vil vi likevel peke på noen forhold som kan ha koblinger til byttetransaksjonen. I 2020-regnskapet er utbytte uendret, men «opptjent egenkapital» øker med 30,5 milliarder fra 2019. ³⁸ Verdien av datterselskapet Hydro Energi AS er også uendret, og mens verdien av «immaterielle eiendeler» er redusert med 2,5 milliarder, er «andre finansielle investeringer» økt med 2,5 milliarder. Det er utenfor rekkevidden for denne artikkelen å følge dette videre.

Det vi imidlertid kan stille spørsmål ved er at Hydro Energi AS førte opp verdien av anleggene i årsregnskapet før saken var behandlet politisk. Dette dreier seg om kravet til kontroll og eiendomsrett. Selskapet må ha lagt til grunn at sannsynligheten var høy for at byttetransaksjonen ville bli godkjent. ³⁹ Imidlertid er det ikke tatt noe forbehold om eiendomsretten til anleggene i årsregnskapet, og det er grunn til å stille spørsmål om kontrollkriteriet for oppføring av eiendelen i årsregnskapet for 2020 er innfridd.

Kravet om framtidige økonomiske fordeler

I forhold til kravet om «framtidige økonomiske fordeler» framgår det blant annet i regnskapet til Hydro Energi AS at «andre inntekter» har økt med 7,5 milliarder kroner i 2020. ⁴⁰ Det står videre at:

Transaksjonen ga en regnskapsført gevinst på 7 528 millioner kroner. Balanseført verdi i Hydro Energi AS 31. desember 2020 var 7 800 millioner kroner. I henhold til selskapsavtalen vil Hydro Energi AS og Lyse Produksjon AS fremover motta sin relative andel av produsert kraft mot å dekke sin relative andel av løpende driftsutgifter og investeringer i selskapet. ⁴¹

I årsregnskapet til Lyse Produksjon AS for 2020 framgår noe lignende, men ikke så tydelig informasjon. ⁴² I Lyse Kraft DAs årsregnskap for 2024 konkretiseres det imidlertid tydelig hva som forventes fra RSK DA: «Eierne i RSK DA tar ut sin respektive andel av kraftproduksjonen mot å dekke en tilhørende andel av eksterne utgifter og øvrig likviditetsbehov knyttet til selskapet». ⁴³

³⁵ Årsregnskapet for Lyse Kraft DA for 2021, s. 24.

³⁶ Forskift til regnskapslovens § 8-2-1. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2006-09-07-1062/KAPITTEL_5#KAPITTEL_5

³⁷ Årsberetningen for Hydro Energi AS 2019, s. 2 *Økonomisk resultat for 2019*.

³⁸ Årsregnskapet til Norsk Hydro ASA 2020, note 13, s. 218.

³⁹ NRS 19 *Immaterielle eiendeler*, 2.1.1. og 1.

⁴⁰ Årsregnskapet til Hydro Energi AS for 2020, note 11 *Andeler i tilknyttede selskaper*.

⁴¹ *Ibid.* note 11 *Andeler i tilknyttede selskaper*.

⁴² Årsregnskapet for Lyse Produksjon AS for 2020, note 3 *Transaksjoner vedrørende Lyse Kraft DA*.

For kraftselskaper i dagens kraftmarked ses vann på som en innsatsfaktor for å kunne produsere strøm. Fordi vannfall er evigvarende og fornybart kan et vannkraftverk fungere som en pengemaskin for dem som har kontrollen med vassdraget. Med eierskapet til vannfallsrettighetene ser det ut til at Lyse-konsernet og Norsk Hydro ut ifra informasjonen i årsregnskapet har sikret seg kontrollen med inntektsstrømmen fra vassdraget – og det til evig tid.

Verdien av Røldal-Suldal-anleggene

Verdien av en immateriell eiendel skal kunne måles pålitelig. Det framgår ikke i regnskapet til Lyse Kraft DA hvordan verdien av Røldal-Suldal-anlegget er satt akkurat til 99,9 millioner, men det fastslås at transaksjoner er gjort til kontinuitet, som betyr at det ikke er gjennomført noen ny verdivurdering.⁴⁴ Uavhengig av hvilke regler som brukes for å fastsette verdien, er 99,9 millioner en lav verdi tatt i betraktning at anlegget er et av de største i Sør-Norge, og med uendelige inntektsstrømmer. Når det gjelder verdi på vassdrag, viste et oppslag i Europower at den skattetekniske formuesverdien på norske vannkraftverk nesten har femdoblet seg på få år, til 1231 milliarder kroner i 2025.⁴⁵ Er de 99,9 millionene for Røldal-Suldal-anleggene kjøpsverdien, hele bytteverdien, eller er det grunn til å

tro at det er ført opp verdier andre steder i de to konsernene Hydro og Lyse i forbindelse med byttetransaksjonen?

Det er flere måter å «flytte» penger og verdier på innad i felles eierkonstruksjoner. Utbytte og konsernbidrag mellom selskaper i et konsern framkommer åpent i årsregnskapet. Ut over det finnes det lite tilgjengelig informasjon som gjør det mulig å følge pengestrømmer og overføring av verdier fra selskaper til eier. Generelt vet vi likevel om noen metoder.⁴⁶ Mest relevant i Røldal-Suldal-saken er sannsynligvis at verdien av vassdraget ved overdragelsen er gjenspeilet i verdien av aksjer i datterselskaper og mellomværende med andre eiere, såkalt konsernmellomværende.

Flere av noteopplysningene kan tyde på at verdien av Røldal-Suldal er innbakt i verdien av aksjeselskapene som eier Lyse Kraft DA. Det er imidlertid vanskelig å etterprøve fordi både Lyse Produksjon og Hydro Energi AS ikke avlegger konsernregnskap. Selv om begge disse er konserner, slipper de å utarbeide egne konsernregnskaper fordi de inngår i et overordnet konsern: Lyse AS og Hydro ASA.⁴⁷ Men det er mulig å peke på noen opplysninger som viser og/eller antyder store verdioverføringer.

I Hydro Energi AS' årsregnskap for 2020 framgår det at eierskap til «Andel i tilknyttet felleskontrollert virksomhet» er økt fra 81 millioner i 2019 til 7,9 milliarder i 2020.⁴⁸

Hydro Energi AS har doblet sin inntekt fra 2019 til 2020 til 14 milliarder, hvorav 7,5 milliarder er «andre inntekter», noe som økte driftsresultatet fra minus i 2019 til pluss 8 milliarder i 2020, noe som er knyttet til byttetransaksjonen.⁴⁹

Et annet moment som har betydning når det gjelder verdivurdering er at mange av selskapene som er involvert i overdragelsen av Røldal-Suldal-anleggene har brukt forenklet IFRS⁵⁰ i sine årsregnska-

⁴³ Årsregnskapet Lyse Kraft DA for 2024, s. 5.

⁴⁴ Årsregnskapet til Lyse Produksjon AS for 2020, s. 31.

⁴⁵ Håkon Barstad: *Verdien på vannkraftverk har økt med 1000 milliarder på fire år*. Europower 6-2025.

⁴⁶ Fanny Voldnes: *Velferdstjenester som lønnsom geskjeft*. Samfunn og økonomi 1/2023.

⁴⁷ Regnskapslovens § 3-7.

⁴⁸ Årsregnskapet Hydro Energi AS 2020, s. 7 og note 11.

⁴⁹ Årsregnskap Hydro Energi AS 2019 og 2020, notene 10 og 11.

per, med unntak av at Hydro Energi AS som bruker regnskapslovens ordinære bestemmelser og Hydro ASA som bruker full IFRS. Bruk av IFRS betyr at verddivurderingene i årsregnskapet gjøres ut ifra såkalt «virkelig verdi».⁵¹

Virkelig verdi kan virke tilforlatelig, men er et misvisende begrep. Reelt sett er virkelig verdi det samme som «til-enhver-tid-markedsverdi». Det innebærer blant annet at man vurderer eiendeler og gjeldsposter til markedsverdi ikke bare ved en transaksjon, men ved hver årsavslutning eller rapportering, noe som påvirker både egenkapitalen og utbyttegrunnlaget.

Som et eksempel på virkning begynte Lyse Produksjon AS å bruke forenklet IFRS fra 2020, og omregnet alle sine eiendeler og gjeldsposter i den sammenhengen. For Lyse Produksjon AS førte bare *selve omregningene* til en økning i eierdelene på totalt 3,1 milliarder kroner. På gjeldssiden økte «annen langsiktig gjeld» med 1,1 milliard og utsatt skatt på 1,4 milliard.⁵² Med andre ord: nettoøkning av egenkapitalen. Generelt kan beregninger til virkelig verdi gi høyere grunnlag for utbetaling av utbytte til eiere, som i dette tilfellet er eierne i konsernene Lyse AS og Hydro ASA.

Disse eksemplene viser at offentlig tilgjengelig informasjon er utilstrekkelig for å vise slike prosesser, i tillegg til at det i noen tilfeller også mangler årsregnskap i offentlige registre.



Oppsummering

1. Omgjøringsadgangen i vannfallsrettighetslovens § 10 må innskjerpes. Etter gjeldende regler skal omgjøring godtas dersom $\frac{2}{3}$ av eierandelene overdras til offentlig eier. Denne regelen bør endres slik at samtlige eierandeler med konsesjonspliktig hjemfall må overdras til offentlig aktør som vilkår for omgjøring. Dermed unngås taps-situasjonen for stat og kommuner ved bortfall av hjemfall.
2. Eierformen DA gir mangelfull informasjon til allmennheten. Det må stilles krav til offentlig lett tilgjengelig informasjon i konsesjonssaker, inklusive selskapsrettslige og regnskapsrettslige vurderinger.
3. Vertskommunene må tilgodeses også ved omgjøring av konsesjonsvilkår.

Det er som påvist betydelige verdier i spill for det offentlige og ikke minst for vertskommunene. Vertskommunene sitter i mange tilfeller igjen med sterkt begrensede fordeler etter omgjøring. Dette forholdet har medført sterk lokal motstand og konflikter. Som kjent ligger det ambisiøse klimamål i denne sektoren, og vi kan rett og slett ikke la lokalbefolkningen ta regningen på denne måten.

Vertskommunene skal i utgangspunktet tilføres inntil $\frac{1}{3}$ av verdiene som ligger i hjemfallet. Dette er et internt forhold mellom kommune og stat som ikke berører EØS-retten. NVE bør pålegges klare rutiner for at denne delen av hjemfallsbehandlingen skal kunne gjennomføres innen rimelig tid.

⁵⁰ Forenklet IFRS betyr at man følger verddivurderingsreglene ut ifra IFRS og noteopplysningene fra regnskapsloven. (IFRS= International Financial Reporting Standards).

⁵¹ Det ble advart mot oppblåste, urealistiske balanseverdier i selskapsregnskapet da IFRS skulle iverksettes i Norge, jf. NOU

2003: 23 *Evaluering av regnskapsloven*, mindretallsinnstillinger i punkt 9.3.4, jf. punkt 2.5.2.

⁵² Årsregnskapet for Lyse Produksjon AS for 2020, note 2, ss. 26 og 27.

Øystein Noreng professor emeritus i petroleumsøkonomi
ved Handelshøyskolen BI

Kraften, makten og pengene

Artikkelen er basert på boka *Kraften, makten og pengene*,
Svein Sandnes Bokforlag, 2023



Norges overskudd på energi gir særegne utfordringer i energipolitikken. Kraftbransjen er underlagt betingelser bestemt av politikere, og også prisen på strøm er en politisk sak. Produksjon, overføring og distribusjon av kraft krever store investeringer, lang tidshorisont og stabile rammebetingelser. Usikre strømpriser hemmer investeringer i ny produksjon så vel som i tiltak for å spare energi. Både effektivitetshensyn og forsynings-sikkerhet taler for å regulere energimarkedene.

Behovet for strøm øker vanligvis med inntekt, mens for husholdningene har prisen umiddelbart mindre betydning. Den beskjedne kortsiktige virkningen på elforbruket gjør at strømprisen kan virke som en skatt på forbruk som rammer grupper med lav inntekt forholdsvis hardere enn grupper med høy inntekt.¹ Dette slår til også i rike land som Norge, der storindustrien får kraft billigere enn husholdningene.² Tyskland har i 2026 senket strømprisene, men bare for storindustrien.

Historisk har norske politikere sikret nasjonal kontroll over kraftressursene. Kraftforsyning var i begynnelsen et kommunalt ansvar med forsyningsplikt og priser basert på selvkost. Utbyggingen av vannkraft tiltrakk utenlandsk kapital, og hjemfallsretten gjorde staten til den største eieren av norsk kraft. Strøm var ansett som infrastruktur, lave og forutsigbare strømpriser som et velferdsgode for husholdninger og næringsliv. I 1985 foreslo et offentlig utvalg at landets mange hundre vannkraftverk skulle samles i 20 fylkeskommunale kraftverk, og at strøm fortsatt skulle prises til selvkost. Den nye energiloven ble vedtatt av et enstemmig

Storting i 1990. Den definerte strøm som en vare, omsatt i et marked.

EØS-avtalen med EU trådte i kraft i 1994. Den styrer all samhandel med EU, med mindre unntak er uttrykkelig nevnt. Det er ikke tilfellet for elektrisitet. Regjeringen Solberg kan ha villedet Stortinget ved å legge fram avtalene om strømkabler til Storbritannia og Tyskland med mulighet for regulering. I påfølgende tiår har kabler til utlandet økt eksportkapasiteten vesentlig. Resultatet er at Norge eksporterer strøm og importerer høye strømpriser, med en betydelig overføring av inntekt fra strømbrukere til produsenter og handlere.

Hva mener statsministeren egentlig?

Før jul i 2020 sa Arbeiderpartiets leder og statsministerkandidat Jonas Gahr Støre: «En langt mer aktiv og rettferdig politikk

¹ Zsuzsanna Csereklyei: *Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union*. Energy Policy, februar 2020.

² GlobalPetrolPrices. GlobalPetrolPrices.com.

er nødvendig for å løse problemene folk møter i hverdagen – en politikk som setter vanlige folk først. Nå må det bli vanlige folks tur!»³ I valgkampen i 2021 erklærte Arbeiderpartiet: «Den røde tråden er at det er vanlige folks tur. Det gjelder også i den økonomiske politikken».⁴ Arbeiderpartiet vant valget.

Strømprisene hadde falt i løpet av våren og sommeren 2021, men doblet seg på høsten. Europas energimarkeder kom i krise måneder før krigen i Ukraina. Jonas Gahr Støre ville gjerne være behjelpelig. I et brev til EUs leder Ursula von der Leyen stilte han i utsikt en norsk produksjon av elektrisitet fra havvind på 30 GW i 2040, med en betydelig eksport til Europa.⁵ Regjeringen hadde tidligere meldt om vidtgående planer for havvind med sikte på å dekke et angivelig innenlandsk behov for strøm.⁶ Faglig ekspertise hadde tatt forbehold om høye kostnader og behov for offentlige subsidier.⁷

Vinteren 2023 nevnte statsministeren at regjeringen *hadde kunnet hindre* oppgangen i strømpriser, men den *hadde ikke villet*.⁸ I mars 2024 sa han i et intervju med et amerikansk nettsted at «Norges kraft skulle løse Europas energikrise».⁹ Statsministeren snakket ikke om olje og gass, men om vindkraft. Før valget i 2021

snakket kandidaten Jonas Gahr Støre til norske velgere – «vanlige folk». Senere snakker statsminister Støre til utenlandske politiske ledere, med vekt på Norges mulige (eller umulige) innsats for EU.¹⁰

I EU har energipolitikken i mange år vært underlagt klimapolitikken. Prioriteringen er mindre bruk av energi – ikke bare fossil – og kutt i utslipp. Stadig mindre vekt har blitt lagt på billig og sikker energi til husholdninger og næringsliv. Europas egeninnsats for å sikre energiforsyningene har vært utilstrekkelig. Organiseringen av kraftmarkedet har gjort at konkurranse driver prisene oppover, til ulempe for forbrukerne, til gunst for produsenter og handlere.¹¹ Styrbar og stabil kraftgenerering er blitt lagt ned og erstattet av labil og ustabil sol- og vindkraft.

Norges særstilling

I Norge rammer høye strømpriser hardt fordi befolkningen bruker mer strøm enn nesten alle andre nasjoner. I 2023 var strømforbruket per innbygger i Norge 24,6 MWh, bare overgått av Island på verdensbasis. Avhengigheten av elektrisitet betyr at strømprisøkninger rammer relativt hardere i Norge enn i andre land, igjen med unntak av Island, med omfattende ringvirkninger og sterkere bidrag til inflasjon. I Norge står elektrisitet for nesten halvparten – 47 prosent – av sluttforbruket av energi. Det er vesentlig høyere enn verdens gjennomsnitt på 20 prosent.¹² I Sverige er strømandelen 33 prosent, i Frankrike 25 prosent og i Tyskland 19 prosent.

I mange år har myndighetene bedt husholdningene å skifte ut ved, kull og olje med strøm. Næringslivet er blitt oppfordret til å bruke elektrisitet. Det høye strømforbruket gjør det norske samfunnet særlig sårbart for høye strømpriser. Derfor er det urimelig å utsette norske

³ Jonas Gahr Støre: Nå er det vanlige folks tur! *Dagsavisen*, 17. desember 2020.

⁴ Kjell Werner: Aps jakt på vanlige folk. *Dagsavisen*, 15. april 2021.

⁵ Støre i brev til EU: Lover bort strømmen. *Dagbladet*, 27. mai 2023.

⁶ FrP: Kode rød. *Dagbladet*, 31. januar 2023.

⁷ Olje- og energidepartementet. NOU 2023: 3. Energi-kommisjonens rapport, 2023. *Mer av alt – raskere*.

⁸ FrP: Kode rød. *Dagbladet*, 31. januar 2023.

⁹ Solving Europe's energy crisis with Norway's power. *GZero Daily*, 4. mars 2024.

¹⁰ Bjørgulv Braanen: Symbolsk offerhandling. *Klassekampen*, 25. januar 2025.

¹¹ Samuel Furfari: *Energie, mensonges d'état: La destruction organisée de la compétitivité de l'UE*. Paris 2024. L'artilleur.

¹² Share of electricity in total final energy consumption. *Global Energy Transition Statistics*. Enerdata 2023.

forbrukere for «europæiske» priser på norsk strøm produsert i Norge av stort sett offentlig eide foretak.

Strømstøtten til husholdningene demper bare noen av de verste utslagene av strømpriskrisen. Regjeringen har ikke drøftet årsakene til at Norge er kommet i en strømpriskrise, eller hvilke tiltak som kreves for å hindre at den gjentar seg eller biter seg fast. I 2025 innførte Regjeringen Støre «Norgespris», med betydelige kutt i husholdningenes strømregninger, men ikke for bedrifter. Tiltaket har foreløpig varighet ut 2026. Den faglige kritikken er at «Norgesprisen» svekker insentivene til energisparing.

Økningen i norske strømpriser var *ikke* nødvendig for å bringe balanse i kraftmarkedet. Økningen hadde sin bakgrunn i kraftselskapenes ønske om høyere inntekter, støttet av regjeringen, bokstavelig talt på forbrukernes regning. Norge hadde virkemidler til rådighet for å verne norske forbrukere mot høyere strømpriser, men brukte dem ikke

Strømpriskrisen

Norge hadde før krisen lavere strømpriser enn de fleste andre land. Derfor førte en tilnærming til «europæisk» nivå i Norge til en særskilt bratt opptur. Den politiske belastningen har falt på regjeringene Støre, selv om grunnlaget for prishoppet var blitt lagt under tidligere regjeringer, særlig Erna Solbergs regimer i årene 2013–2021. Import og eksport utgjør en liten del av den kraften som produseres og brukes i Norge. Likevel ble prisstigningen i 2022 drevet av utenlandske forhold. Et beskjedent volum eksportstrøm bidro sterkt til den samlede prisveksten i 2022.¹³ Årsaken til prishoppet var *ikke* en plutselig ubalanse mellom tilbud og etterspørsel i det norske kraftmarkedet, men en overføring av makt og handlefrihet til kraftselska-

pene under Erna Solbergs styre, med Fremskrittspartiet i Energidepartementet i årene 2013–2020, og som Regjeringene Støre har gjort lite for å omstøte. Det tyder på at «strømsjokket» var politisk godkjent. Spørsmålet er om det også var forberedt. Hos kraftselskapene var tiltakene klare da anledningen bød seg.

Stortinget uttalte bekymring for strømprisene, men forholdt seg ganske tafatt. Allerede 25. februar 2021 vedtok Stortinget: «Stortinget ber regjeringen umiddelbart foreslå tiltak som kan avhjelpe situasjonen med ekstraordinært høye strømutgifter, og raskt komme tilbake til Stortinget på egnet måte.»

Svaret kom fra daværende finansminister Jan Tore Sanner i et brev til Stortinget 26. mars 2021: «I lys av utviklingen i kraftpriser etter at anmodningsvedtaket ble fattet, er det etter min vurdering ikke behov for ytterligere, umiddelbare tiltak for å avhjelpe situasjonen».¹⁴ Regjeringen Solberg bekreftet i Revidert nasjonalbudsjett den 11. mai 2021: «Departementet mener etter en samlet vurdering at det ikke er behov for ytterligere tiltak for å avhjelpe situasjonen».¹⁵ Stortingets bekymring hadde grunnlag i den sterke stigningen i strømpriser vinteren 2020–2021, *over ett år før Russlands angrep på Ukraina*. Nedstengningen av britiske, danske og tyske kull- og kjernekraftverk hadde skjerpet risikoen for utilstrekkelig kapasitet i det europeiske kraftmarkedet.

Norge valgte å kompensere husholdningene for en del av merkostnadene. Ledernes lønninger i sektoren har gått sterkt opp, ikke som belønning for en mer effektiv ledelse av produksjonen og omsetningen, men som honorar for en sterkere

¹³ Statistisk Sentralbyrå: Økonomiske analyser 1/2023. Økonomisk utsyn over året 2022, s. 67. Oslo 2023.

¹⁴ Kristian Skårdalsmo: Stortinget krevde strømtiltak – «ikke behov», svarte Solberg-regjeringen. NRK, 23. desember 2021.

¹⁵ Finansdepartementet: Revidert nasjonalbudsjett 2021. Oslo 2021.

maktposisjon,¹⁶ betalt av forbrukere.¹⁷ I ettertid har Frankrikes løsning vist seg effektiv og mer skånsom for statskassen.¹⁸

Sprikende forklaringer

Hoppet i strømpriser har ført til sprikende og motstridende forklaringer. Alternativ Energikommisjon, nedsatt av Industriaksjonen og LO, konkluderte i en rapport i 2022 at prissmitte ved kablene til Storbritannia og Tyskland var hovedårsaken til oppgangen i strømpriser i Norge.¹⁹ Statnett, et offentlig eid selskap med ansvaret for strømflyten i Norge, hevder derimot at utenlandskablene først og fremst tjener til utveksling og import av strøm fra Storbritannia og Tyskland, uten å påvirke prisen.²⁰

Statnetts framstilling synes lite i samsvar med fakta.²¹ I ettertid har den svenske regjeringen brukt de samme argumentene om risikoen for prissmitte som Alternativ Energikommisjon i Norge for å stoppe en ny kraftledning til Tyskland. Norge er imidlertid bundet i en ugunstig strømavtale med Tyskland som ble inngått av Regjeringen Solberg.

Norge har en like ugunstig strømavtale med Storbritannia. Landet er den største mottakeren av norsk strøm, har noen av verdens høyeste kraftpriser, og er Norges mest alvorlige kilde til strøm-

prissmitte. Denne avtalen har Regjeringen Støre *unnlatt* å reforhandle selv om Storbritannia for lengst er ute av EU og er unndratt beskyttelsen fra EØS-avtalen.

Fordi Norge vanligvis eksporterer større mengder kraft enn vi importerer, ligger forklaringen på de høye strømprisene ikke i selve strømeksporten, men i prissmitte. Det er ingen teknisk eller økonomisk selvfølge at strømprisene i Norge skal tilpasses nivået i Storbritannia og Tyskland, to land med en usedvanlig mislykket energipolitikk. Norges strømpriser har sin årsak i Regjeringene Solbergs og Støres disposisjoner, konkret ved avtaler med EU og strømkablene, og ikke minst ved en passiv og tafatt oppfatning av handlingsrommet innenfor EØS-avtalen.²²

Hva må gjøres?

Europas svake egeninnsats i å sikre forsyninger av energi til rimelig kostnad er EU-kommisjonens ansvar. I Norge faller hovedansvaret på Regjeringene Støre, som på viktige punkt har videreført forjengerens energipolitikk. Det var Regjeringen Solberg som ønsket en politisk tilnærming til EU og som tilsynelatende uten å vurdere risikoen koblet seg på et felles energimarked. Energipriskrisen er derfor skapt av politikere. Løsningen er dermed også politisk. I god norsk tradisjon må markedskreftene reguleres. Både pristak og eksportkontroll klinger bra i norske ører. Styring av vannkraften forutsetter kontroll med vannmagasinene.

Norges overskudd av energi har bidratt til et overskudd i penger. Drøyt halvparten er plassert i USA, med høy økonomisk og politisk risiko. Behov for investeringer og skrantende økonomi i mange kommuner, og også i bedrifter og husholdninger, kan tilsa at en større del av avkastningen brukes på hjemmebane snarere enn til kjøp av verdipapirer i utlandet.

¹⁶ Paul Bjerke: *Den skjulte makta*. Manifest. Oslo 2025.

¹⁷ Jacob Trumpy: Statnett-sjef Hilde Tonne går av. *Dagens Næringsliv*, 2. mai 2024.

¹⁸ Energy tariff shield in France: what is the outcome? *Bulletin de la Banque de France*, No. 253/4, juli–august 2024. Paris 2024.

¹⁹ *Rapport fra Alternativ energikommisjon*. Industriaksjonen. Oslo 2022.

²⁰ Riksrevisoren er bekymret for strømmettet – nå skal Statnett og NVE granskes. *Dagens Næringsliv*, 5. september 2022.

²¹ Øystein Sjølie: Full kortslutning for Statnett-sjefen. *Minerva*, 26. februar 2024.

²² Stein Reegård. *Under radaren?* Rånåsfoss 2023. Svein Sandnes Bokforlag.

Gikk du glipp av disse?

Tema: Kommunereformen 1/2017



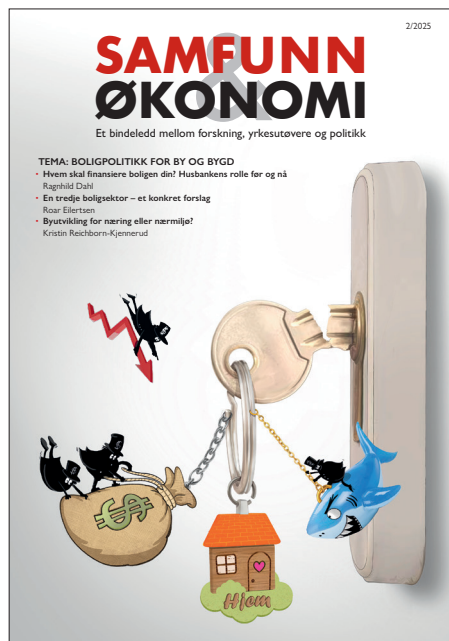
Tema: Folkestyre 2/2024



Tema: Økonomisk ulikhet 1/2025



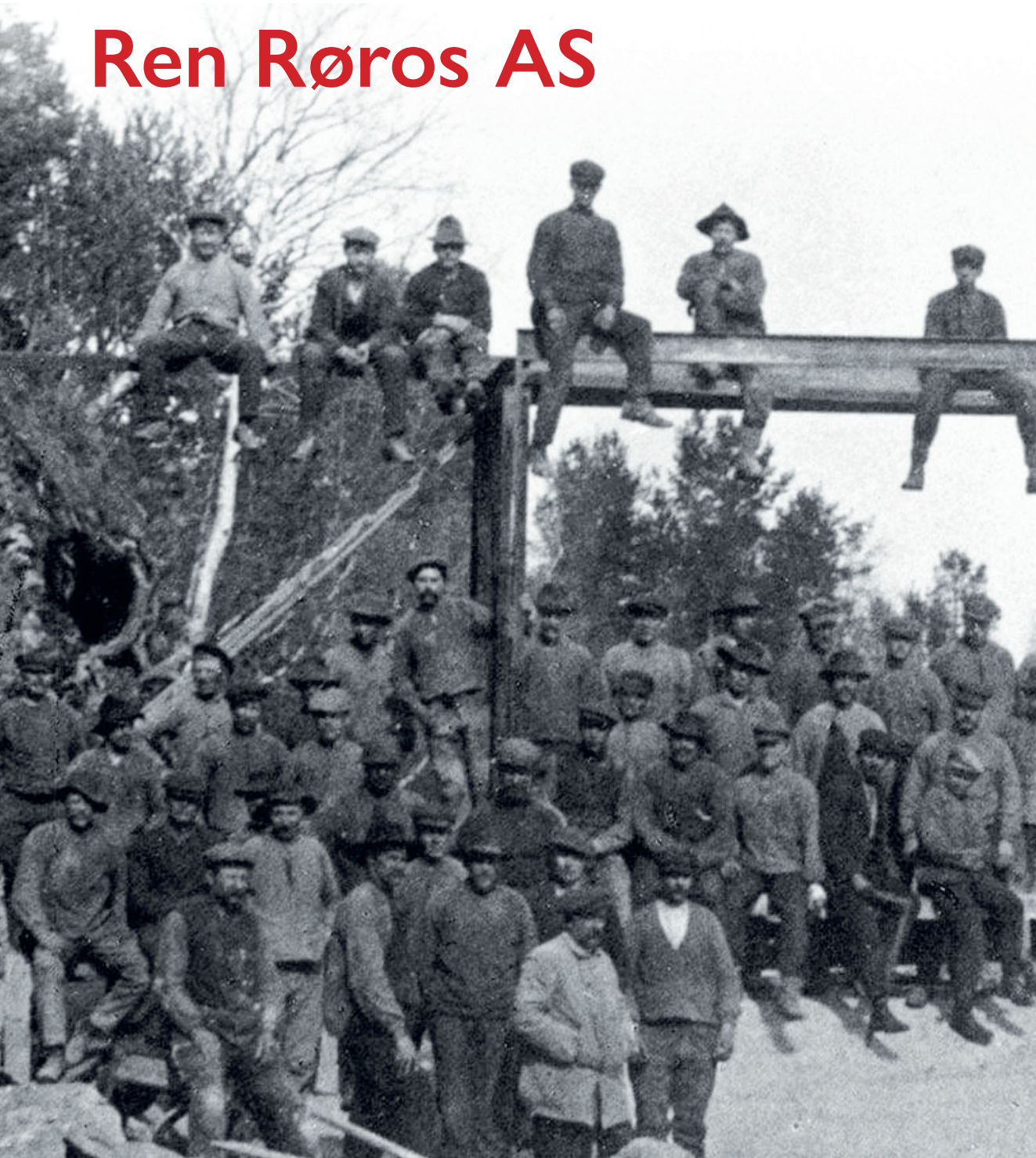
Tema: Boligpolitikk for by og land 2/2025



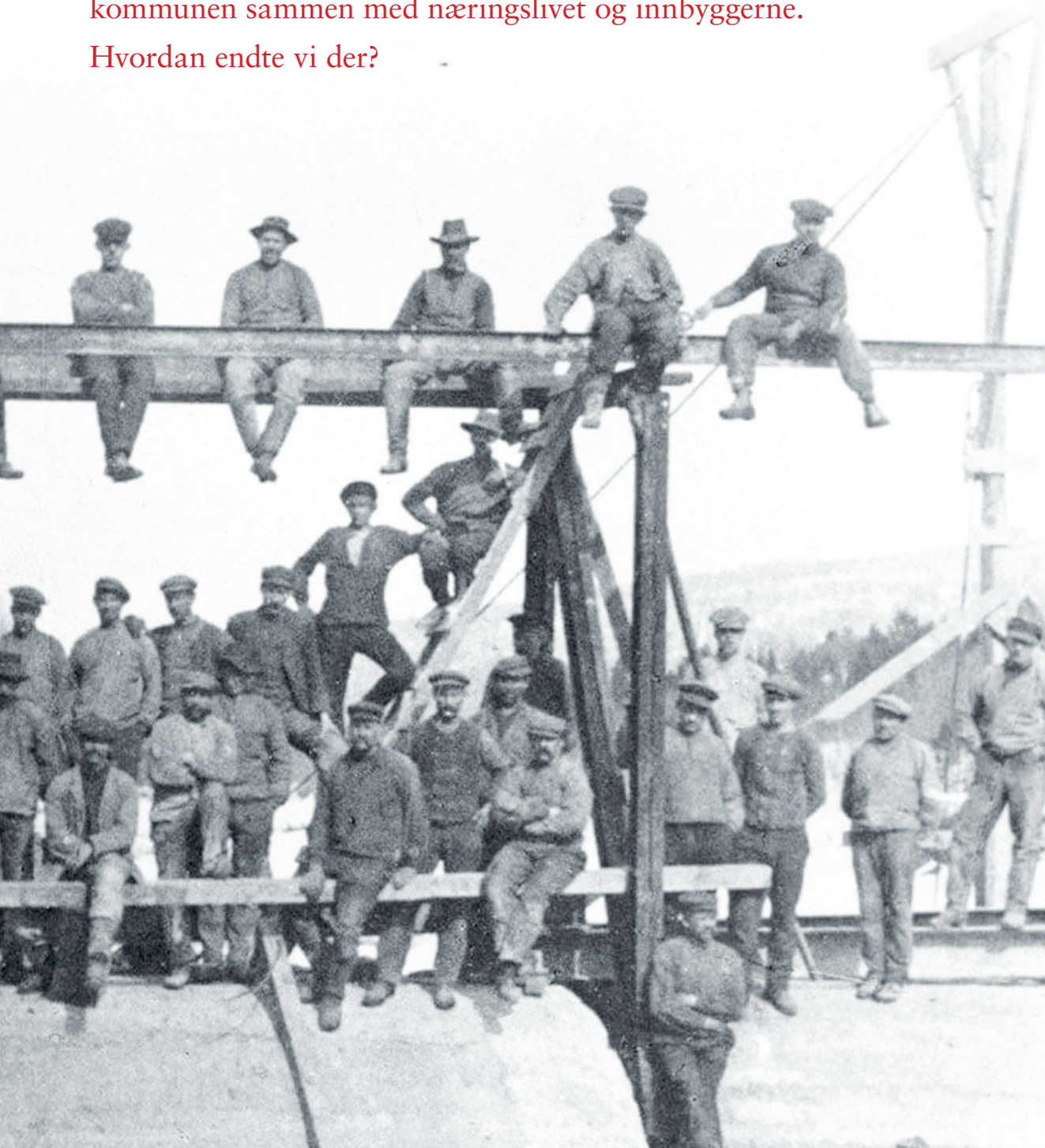
<https://www.samfunnogokonomi.no/>

Henrik Grønn tidligere økonomisjef Røros E-verk, økonomisjef og rådmann i Røros kommune, og representant i kommunestyre og formannskap i Røros fra 2023

Historien bak Røros Elektrisitetsverk AS/ Ren Røros AS



E-verket, som det kalles på folkemunne, ble etablert i 1912, og var blant de første kraftselskapene som ble etablert i Norge. Mye har skjedd siden etableringen, og nå snakker noen om salg av hele eller deler av selskapet som fram til nå har vært eid av kommunen sammen med næringslivet og innbyggerne. Hvordan endte vi der?



Historisk opphav

Røros var tidlig ute med gatelys, først med gasslykter og så med elektriske lamper fra 1897, ved at en generator i kobberverkets smeltehytte leverte strøm til 15 gate-lamper og 28 private boliger. Kobberverket hadde allerede i 1896 en kraftstasjon på Glåmos som leverte kraft til Kongens, Mugg og Storzgruver. Det var visstnok en av de første kraftstasjonene med direkte høyspent overføring.

Befolkningen i Bergstaden ønsket en utvidelse av det kommunale lysanlegget, men det møtte motstand. Mange i herredsstyret mente at kommunen ikke burde engasjere seg fordi det hovedsakelig ville komme innbyggerne i Bergstaden til gode og ikke innbyggerne i de omkringliggende områdene.¹

Da det ble klart at det ikke ble noen kommunal utbygging, tok Huseierforeningen i Bergstaden initiativet til et folkemøte. På møtet i februar 1912 ble det vedtatt å igangsette et arbeid for å få bygd et elektrisitetsverk. Det ble satt ned et arbeidsutvalg som i løpet av noen måneder avklarte plassering av kraftstasjon, antall abonnenter, tegning av antall lamper, tilbud og juridisk assistanse.

E-verket ble stiftet som et andelslag 2.6.1912. Medlemmer i laget var alle huseiere som var abonnenter på lys og kraft. Ved starten ble det tegnet avtaler for 1600 lamper og seks motorer. Det er verdt å merke seg at det ikke ble innkalt andelskapital, og i protokollen fra stiftelsesmøtet sto det: «Den til anlæg av et elektrisitetsverk for Røros bergstad og omegn nødvendige kapital tilveiebringes ved laan, der Røros kommune ansøkes om at stille seg som garantist».

Dette er en praksis som har blitt videre-

ført fram til i dag. Alle investeringer er finansiert ved lån og opptjente overskudd. Det er til dags dato ikke innbetalt hverken andelskapital eller aksjekapital.

E-verkets første kraftstasjon, Røstefossen, ble satt i drift allerede i 1913, etter at konsesjon ble gitt i 1912. Kuråsfossen kraftstasjon ble kjøpt i 1936 i forbindelse med at Røros Kobberverk ble refinansiert. Kuråsfossen II ble bygd i 1952, og ytterligere et aggregat sto ferdig i 1965. Kuråsfossen I ble da tatt ut av drift, men er tatt vare på som et teknisk kulturminne med intakte maskiner fra 1896. Den siste tilveksten kom i 2008 med et mindre kraftverk i Ormhaugfossen.

Samlet produksjon i selskapet ligger i dag på ca. 90 GWh. Omsetningen av kraft i området var i 2024 på 130 GWh.

Røros kommune ble i 1926 delt i Røros bergstad, Glåmos, Brekken og Røros landsogn, og det ble etter hvert etablert egne kraftlag i hver kommune. Disse ble fusjonert inn i e-verket etter 1960 – Brekken som det siste i 1976.²

Omdanning til aksjeselskap i 1976

I 1974 ble det satt i gang utredninger om en framtidig organisering av e-verket. I tillegg til e-verket deltok NVE, kommunen og Sør-Trøndelag kraftselskap. NVE gikk spesielt inn for at andelslaget burde endres til aksjeselskap og at kommunen burde få en vesentlig innflytelse. Det ble argumentert med konsesjon uten tidsbegrensning og kommunale garantier. Ikke minst ønsket man å unngå at pressgrupper opererte på årsmøtene for å få inn sine folk og påvirke tariffene. Spesielt fra næringslivets side var det aksjoner for å holde kraftprisen nede til ut på 90-tallet.

Røros Elektrisitetsverk AS ble så etablert i 1976. Det var 2000 andelseiere som fikk en A-aksje à kroner 50 hver, og tilsvarende fikk Røros kommune 2000

¹ I 1917 bodde det 2415 i Bergstaden og 2749 i Brekken, Glåmos og Landsognet.

² *Ren energi – fra e-kraft til e-post*. E-verkets jubileumbok fra 2012.

aksjer à kroner 50, altså en eierandel på 50 prosent. Andelseierne skulle bidra med aktiva, mens kommunen skulle bidra med kommunale garantier og skattefritak så langt det var mulig. Dette ble vedtektsfestet. Videre kunne A-aksjene bare eies av personer og bedrifter som bodde eller drev innenfor konsesjonsområdet, og som i tillegg var abonnenter. B-aksjene kunne kun eies av Røros kommune.

Så vidt vi vet ble det ikke regnet på verdien av eierandelene. Aksjene var ikke fritt omsettelige, og i henhold til vedtektene skulle det ikke betales utbytte. Overskudd skulle brukes til investeringer eller nedsettelse av strømprisen. Det ble faktisk uttalt at det ikke spilte noen rolle hva verdien av en aksje ble satt til.

Kommunens eierandel ble økt til 67 prosent i 1986. Det skjedde i forbindelse med at konsesjonen fra 1936 for Kuråsfossen snart ville gå ut, og at tidsutbegrenset konsesjon betinger 2/3 offentlig eie. Økningen skjedde gjennom en rettet emisjon på 2000 aksjer à kroner 50 – totalt 100 000 kroner. Beløpet ble innbetalt fra kommunen, men det ble kompensert ved at e-verket bekostet el-installasjonene ved Glåmos skole.

Samtidig ønsket kommunen å få endret vedtektene slik at punktet om kommunalt skattefritak ble tatt ut. Eiendomsskatt og kommunens andel av selskapsskatten utgjorde etter hvert vesentlige beløp som kommunen hadde god bruk for. Vedtektforslaget ble bestridt av administrasjonen og A-aksjonærene – et bortfall ville gi seg utslag i økte kraftpriser. Rettssak ble bebudet, men det ble forhandlinger som endte med et forlik i 1990 med en avtale om nedtrapping over fem år.

Disponering av kommunens konsesjonskraft

Regionen manglet kraft, og det var en periode aktuelt å gå inn i Sør-Trøndelag

kraftselskap for å få tilgang på fastkraft. Det ble det ikke noe av, men kommunen fikk etter hvert rettigheter til konsesjonskraft. Som et ledd i kraftanskaffelsen ble det i 1976 inngått en avtale mellom e-verket og kommunen om at rettighetene til konsesjonskraft skulle overføres til e-verket. E-verket forpliktet seg på sin side til å levere den til alminnelig forsyning, i realiteten til kostpris. I henhold til vedtektene skulle det ikke utbetales utbytte, og et eventuelt overskudd skulle brukes til investeringer eller nedsettelse av kraftprisen.³

Dette poenget ble borte etter at den nye energiloven kom. Det var markedspris som skulle gjelde, og det kunne nå bli en gevinst på konsesjonskrafta. Den har e-verket beholdt til nå.

E-verkets administrasjon og A-aksjonærene har hevdet at konsesjonskrafta skulle være en kompensasjon for at kommunen fikk sin eierandel. Kommunen på sin side mener at avtalen tilhører en helt annen tid, og at avtalen var et ledd i å skaffe regionen nok og rimelig kraft. Det var aldri meningen at et overskudd skulle benyttes fritt av e-verket slik det gjøres nå. Ingenting om dette er vedtektsfestet. Det er heller ingen dokumentasjon fra 1976 som viser at konsesjonskrafta skulle være betaling for eierandelen.

Rettslig sett er saken komplisert, og målet har vært å komme fram til en minnelig ordning. Avtalen øker verdien av aksjene, og i og med at det er to aksjeklasser, er det noe problematisk at B-aksjonæren foreslår noe som går ut over A-aksjonærene.

En tilbakeføring av konsesjonskrafta til kommunen har vært oppe til behandling flere ganger. Kommunestyret vedtok i 2006 å si opp avtalen, men samtidig kom NVE etter 20 års behandlingstid med nye bestemmelser for Aursund-reguleringen.

³ Vedtekter av 1976 og 1986.

Det medførte et krav fra Eidsiva om tilbakebetaling av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft 20 år tilbake i tid, til sammen 20 millioner likt fordelt mellom kommunen og e-verket. Det førte til at e-verket og kommunen kjørte felles retts-sak som i 2010 gikk helt til Høyesterett der vi tapte med 3 mot 2 stemmer.⁴ Oppsigelse av avtalen ble da lagt til side, men saken har blitt tatt opp igjen med jevne mellomrom. Den ligger der fremdeles som en uavklart sak mellom selskapet og kommunen.

Det er relativt store beløp det dreier seg om. Det kan tas ut 20 GWh, eller 20 millioner kilowatt-timer, og med dagens priser og en gevinst på 70–80 øre pr. kWh, snakker vi om 15–20 millioner kroner per år.

Energiloven av 1990 og vedtekts- endring i 2000 om utbytte

Strømtariffene ble fram til begynnelsen av 1990-tallet vedtatt av et representantskap der kommunen hadde flertall. Vedtektenes bestemmelser om at det ikke skulle utbetales utbytte, ble fulgt, likeså behandlingen av et eventuelt overskudd. Den ordningen ble imidlertid avvirket da det frie kraftmarkedet ble innført i 1990, men bestemmelsen om utbytte ble endret først i 2000.

Kommunen fikk da en avtale med e-verket om et årlig utbytte på 3 millioner kroner. Avtalen kom i stand etter at det fra politisk hold ble foreslått salg av e-verket for å finansiere blant annet skoleutbygging. Da fikk noen kalde føtter. Avtalen om utbytte sto ved lag til og med 2010. Fram til da hadde e-verket overskudd, men det skulle endre seg.

Nysatsinger

Selskapet har ikke bare vært heldig med satsing på nye områder. Selskapet ble organisert i konsern med datterselskaper i 2018, med nye satsinger som medieselskapet Frontal AS, strømportalen Elekt, Aventus Green Technology AS og Reneo AS. Alle disse har vist seg å være tappsprosjekter. Siden 2010 har det bare vært utbetalt utbytte i 2017 med 1,6 millioner kroner og i 2023 med 10 millioner kroner, og så sist med 30 millioner i 2025.⁵

Overskuddet i 2025 er unntaket i selskapet, med satsingen på Ren Røros Digital AS (Infonett AS). Her var en tidlig ute med å tilby Internett via radio og kabelnett i tillegg til digitale tjenester. Denne delen av selskapet ble solgt til Neas AS i 2024 med god fortjeneste, og resulterte i et årsresultat i 2024 på 98 millioner kroner mot 28 millioner i 2023. Det ga grunnlaget for det store utbyttet i 2025.

Navneskifte – Ren Røros AS

Selskapet endret navn i 2019 til Ren Røros AS, et navneskifte som mange på Røros fremdeles ikke er fortrolig med. Tanken var nok å kunne fokusere på ren energi fra Røros som salgsgargument for å drive kraftsalg utenfor eget område. Det har ikke slått til. Selskapet har få kunder utenfor området. I eget område er potensialet 6856 nettkunder, og av dem er bare 4800 energikunder. Det ble også lagt inn et par millioner i utvikling av portalen Elekt, som det aldri noe av.

Selskapet hadde i 2024 en omsetning på 322 millioner kroner og 75 ansatte. Konsernet består nå av morselskapet Ren Røros AS og datterselskapene Ren Strøm AS, Viermie AS, Ren Røros Digital AS og Ren Røros El-service AS.

⁴ Høyesterettsdom 25.6.2010.

⁵ Generalforsamlingsdokumenter.

Kommunens eierrolle

Som nevnt spilte kommunen i alle år en vesentlig rolle med lånegarantier og skattefritak for e-verket. Først i 1976 kom kommunen formelt inn på eiersida i selskapet. Kommunalt eierskap var da normen for kraftverk. Sikring av nok og ikke minst rimelig kraft var en målsetting, også for Røros kommune.

I alle år har det vært et ønske å beholde det lokale eierskapet. Det er nok knyttet til historien fra 1912. E-verket var eid av befolkningen, og verdiene ble bygd opp gjennom strømregningen. Dette har også ligget til grunn for kommunens eierskap. Begrunnelsen er at lokal styring av infrastruktur og kraftproduksjon – og også bevaring av lokale arbeidsplasser – er viktig.

Vedtektene i selskapet ble revidert i 2024. Kravet om at A-aksjonærer skal være bosatt i konsesjonsområdet og energikunde, er myket opp. Nå er det nok at en er bosatt eller har eiendom i området. Dette ble gjort for at hytteeiere også skulle ha mulighet til å bli aksjeeiere. Aksjene er gjort mer omsettelige, og det er mulig å eie inntil 100 aksjer. Et forslag om å gjøre aksjene fritt omsettelige, ble nedstemt. B-aksjene, som utgjør 67 prosent, kan fremdeles bare eies av Røros kommune. Kommunen kan ikke eie A-aksjer.

I kommunens Eiermelding er det imidlertid ikke gitt noen begrunnelse for eierskapet, bortsett fra at kommunen ønsker å spille en aktiv rolle og at det er viktig med en god dialog med selskapet. Hvordan det skal skje i praksis, er mer uklart. Kommunen har naturligvis innflytelse ved fastsettelse av vedtekter, valg av styremedlemmer og deltakelse på Eiermøter og generalforsamlinger. Men det er nok riktig å si at selskapet som driver e-verket stort sett har fått styre seg selv.

Utbytte fra selskapet har naturligvis vært et tema. Kommunen som eier har vært tålmodig. Fra 2011 til nå har

det kun vært utbetalt utbytte tre ganger. Det har kommet på plass en utbyttepolitikk der det skisseres et årlig utbytte på mellom 5 og 10 millioner ut ifra et årlig forventet overskudd på 30 millioner.⁶ Tatt i betraktning at selskapet disponerer konsesjonskrafta, kan det stilles spørsmål ved lønnsomheten.

Som Robek-kommune skal Røros nå ta inn igjen et merforbruk på 80 millioner og ellers drive i balanse. Kommunen har behov for både utbytte og inntekter fra konsesjonskraft, slik det er vanlig for andre kraftkommuner. Ut ifra den økonomisk vanskelige situasjonen for kommunen, er det nå flere som nevner muligheten for salg av hele eller deler av selskapet for å nedbetale gjeld.

Her ligger det store verdier. Ligningsverdien er på over 800 millioner, men slik den fastsettes med neddiskontering av framtidige inntektsstrømmer basert på dagens kraftpriser og relativt lav rente, gir den et feil bilde. Bokført egenkapital er på 273 millioner, men den reelle verdien er nok vesentlig høyere. Det er svært viktig å få avklart den reelle verdien av selskapet.

Oppsummering

Det blir mer og mer tydelig at kommunen må avklare hva den vil med eierskapet og være tydelig på styringa. Lønnsomhet er én ting, men mange mener at det også må stilles spørsmål ved om et såpass lite kraftselskap på lengre sikt er liv laga. Det må ha de samme systemene som større selskaper. Små fagmiljøer gjør også at mindre selskaper blir sårbare, i tillegg til at rekruttering av rett kompetanse kan være et problem. En kan også undre seg over hvorfor et såpass lite selskap skal være organisert i en relativt dyr konsernstruktur.

⁶ Vedtak i Ren Røros i 2023.



Manus Pandey leder energi- og klimapolitikk i Statkraft
Thomas Kallevik seniorrådgiver markedsregulatorisk i Statkraft

Kraftmarkedet er et godt virkemiddel for forvaltningen av kraftressursene

Nesten alle deler av samfunnet er avhengig av kraft, og sikker tilgang på kraft er derfor avgjørende. I tillegg må ressursene utnyttes slik at behovet for kraft dekkes billigst mulig. Et sentralt virkemiddel for å sikre dette er kraftmarkedet.

De siste årene har vi sett både høyere og mer varierende priser enn det vi har vært vant til. Det har ført til at kraftmarkedet har blitt kritisert fra ulike hold, blant annet knyttet til hvordan priser fastsettes, hvordan magasiner disponeres, og hvordan kraftutvekslingen med utlandet foregår. I denne artikkelen vil vi se nærmere på hvordan dagens organisering av kraft-

markedet bidrar til at vi har en sikker kraftforsyning med god ressursutnyttelse.

Kraftmarkedet setter ikke rammene for kraftsektoren alene

Før drøftingen om kraftmarkedet er det viktig å presisere at kraftsektoren består av veldig mange andre reguleringer som ikke har med markedet å gjøre. Det er bra, for markedet løser ikke alt alene. Ett eksempel er miljøspørsmål. Virkningene som kraftanlegg, -produksjon og -bruk har på miljøet ville ikke blitt tatt hensyn til hvis vi baserte oss på markeder alene. Konesjonsbehandling er i norsk kraftforvaltning helt avgjørende for at vi kan ivareta miljøhensyn i utbygging og drift av kraftanlegg. I konsesjonsbehandlingen skal virkninger på natur kartlegges, det blir stilt krav om avbøtende tiltak, og det fastsettes vilkår for å ivareta naturverdier

mens kraftanlegget er i drift. Det er myndighetene som gjør avveiningene om de negative virkningene, herunder på miljøet, kan oppveies av verdien av økt kraftproduksjon og forsyningsikkerhet. I noen tilfeller kan et myndighetsbestemt marked også spille en rolle for å løse miljøproblemer. Kvotesystemet for klimagassutslipp er et slikt eksempel.

Markedstilnæringen vil også bare fungere på områder hvor vi kan forvente konkurranse. I kraftnettet er det lite fornuftig å bygge ut konkurrerende infrastruktur. Det skyldes blant annet at hvis vi brukte markedet som virkemiddel, ville én aktør kunne ta over hele kraftnettet for å utøve monopolmakt, med et tilhørende samfunnsøkonomisk tap. Prisene hadde da vært høyere, adgangen til nettet begrenset, og aktøren ville ikke tatt høyde for de store negative konsekvensene av avbrudd. Kraftnettet må derfor underlegges streng regulering. I kraftsektoren har vi blant annet regulert hvor store inntekter nettselskapene kan ha, hvilke oppgaver de må utføre for nettkundene og hvilke andre aktiviteter de kan drive med.

Hvordan dannes prisene i kraftmarkedet?

Kraftmarkedet er en avgrenset, men svært viktig del av kraftsektoren. Kraftmarkedet er i utgangspunktet et omfattende sett med markedsreguleringer. Disse sørger for at alle aktører som ønsker å bruke eller å produsere kraft gir bud som reflekterer hvor mye de er villig til å betale eller hvor mye det koster å produsere kraft. I tillegg sikrer reglene at markedet tar hensyn til hvor mye kraft kraftnettet kan overføre.

Et viktig spørsmål er hva som faktisk er kostnadene av å produsere kraft. Mange er kjent med at selve driftskostnadene ved et vannkraftverk er lave. Men drifts-

kostnaden er faktisk ikke den viktigste kostnaden produsenten må ta hensyn til i vurderingen av hvilket bud som skal gis. Selv om norsk vannkraft er fornybar og en evigvarende ressurs, er den økonomisk knapp. Innsatsfaktoren vann kan ikke produsenten kjøpe mer av, den bestemmes av været. Bruker produsenten vann til å produsere kraft i dag, blir muligheten til å produsere i fremtiden mindre. Beslutningen til produsenten er derfor å produsere nå, eller spare vann til senere.

Dersom produsenten ikke hadde tatt hensyn til dette, ville det ikke vært vann igjen til å dekke etterspørselen gjennom vinteren. Det ville svekket forsyningsikkerheten, gitt produsenten lavere fortjeneste og forbrukerne høyere kostnader. Produksjon av vannkraft har altså en alternativkostnad, ofte omtalt som vannverdi. Når vannkraftprodusenten byr inn i markedet, vil dermed budet være vannverdien.

Når så alle aktører leverer inn bud som reflekterer de underliggende kostnadene og kraftbrukernes betalingsvillighet og behov, er markedets jobb å sørge for at ressursene brukes mest mulig effektivt. Da vil alle aktører som har en betalingsvillighet som overstiger kostnadene få bruke kraft, og alle produsenter som har kostnader som er lavere enn betalingsvilligheten få produsere. Det oppnår markedet ved å fastsette en pris hvor tilbud og etterspørsel møtes, det vil si at kostnaden av å produsere én enhet til tilsvarer verdien for konsumenten av å bruke én enhet til. På denne måten sikrer markedet også at de billigste ressursene brukes først.

Kraftmarkedet reflekterer de fysiske egenskapene i kraftsystemet

Prinsippene bak organiseringen av kraftmarkedet er dermed ikke annerledes enn

andre markeder med fri prisdannelse, og bygger på velkjente økonomiske mekanismer. Det som skiller kraftsektoren fra andre sektorer, er de fysiske egenskapene. Andre varer kan ofte lagres, transporteres via veier, båter eller tog, og ofte byttes ut med varer som har nesten de samme egenskapene. Kraft derimot, må forbrukes samtidig som den produseres, og det må være et eget kraftnett for å transportere det. Det er også mange formål hvor kraft ikke har åpenbare substitutter. For eksempel kan verken kjøleskap, oppvaskmaskiner eller andre elektriske apparater enkelt bytte energikilde.

Ettersom kraft må produseres og brukes i samme sekund og nettkapasiteten er begrenset, vil prisene variere time for time avhengig av hvilke produksjonsressurser som er tilgjengelige. Det betyr at når det for eksempel er mye sol- og vindkraft tilgjengelig kan prisene bli svært lave, mens når forbruket er høyt eller sol- og vindkraftproduksjonen er lav, blir prisene høye. Begrenset nettkapasitet mellom områder er det som skaper prisforskjeller både mellom land og innad i land. Når kapasiteten er fullt utnyttet, kan ikke den billigere kraften overføres dit behovet er størst, og dyrere ressurser må tas i bruk for å få tilbud og etterspørsel til å møtes.

Samspill mellom ulike teknologier og regioner er viktig for verdiskaping og forsyningssikkerhet

Fordi det ofte vil være knapphet på produksjons- og overføringsressurser, er samspillet mellom ulike kraftressurser særdeles viktig i kraftsystemet, og markedsorganiseringen og informasjonen i prisene er avgjørende for at dette fungerer godt.

Det er flere eksempler på hvordan dette samspillet fungerer. I det norske kraftsystemet kan vannkraftproduksjo-

nen raskt tilpasses etter etterspørsel, noe som gjør produksjonen svært fleksibel. Sverige, derimot, har mye kjernekraft som i mindre grad kan tilpasses. Ettersom kraftbehovet normalt er lavere på natta enn på dagen, vil Sverige da ha lave priser på natta på grunn av fortsatt høy kjernekraftproduksjon, og høyere priser på dagen, når knappheten er større. Norge på sin side kan da bruke fleksibiliteten i vannkraftverkene og tilgangen til kraft i landene rundt oss til å importere kraft på natta og eksportere på dagen. Sammenkoblingen mellom det norske og svenske kraftsystemet gir derfor mening og en gjensidig gevinst.

Andre gevinster ved sammenkobling kan være rene tidsforskjeller – ettersom Storbritannia ligger en time bak oss i Norge vil også kraftforbrukstoppen på morgenen komme en time senere.

Muligheten til bedre å håndtere variasjoner i vanntilsiget, i form av nedbør og snøsmelting, er kanskje den største gevinsten Norge har av kraftutveksling. Vanntilsiget kan variere betydelig fra år til år. Norsk kraftproduksjon er i underkant av 160 TWh, mens tilsiget til magasinene kan variere med 60 TWh mellom veldig tørre og veldig våte år. Når det er mye vann i magasinene, gjør utvekslingsmulighetene at vi kan «produsere vannet» og eksportere kraften.

I år hvor det er lite tilsig, spiller import en avgjørende rolle for forsynings-sikkerheten. Blant annet i 2010, som var et tørrår, hadde Norge en nettoimport på 7,5 TWh. Både Statkraft, Statnett og NVE forventer at i årene framover vil kraftforbruket stige raskere enn produksjonen. Da blir importmulighetene viktigere.

Ett felles marked

Alle produksjons- og forbruksbud i hele Europa samles i ett felles marked som tar hensyn til både bud og tilgjengelig

nettkapasitet. Dette gjør at prisene i Norge påvirkes av ressurs situasjonen i andre land. Når billigere ressurser er tilgjengelige utenfra, vil import gi lavere pris i norske budområder og gjøre det rasjonelt å spare vann til senere. Billigere ressurser kan være sol- og vindkraft i perioder med høy produksjon, men også gass- og kullkraft i situasjoner med lite vann i magasinene.

For å beregne vannverdien er det nødvendig å ta hensyn til den samlede ressurs situasjonen, inkludert muligheten for å importere eller eksportere kraft, og kostnaden ved importen eller eksporten. En vurdering av den totale ressurs situasjonen avgjør om det er rasjonelt å produsere nå eller spare vann til senere. Uten denne vurderingen ville produsentene risikert å feildisponere magasinert vannkraft både for tregt og for raskt, med fare for enten å måtte slippe vann forbi turbinen og på havet og øke flomrisikoen, eller å få høyere priser enn nødvendig og svekket forsynings sikkerhet.

I den offentlige debatten er det blitt stilt spørsmål ved hvorfor prisen i Sør-Norge blir bestemt av produksjon i Tyskland. I disse tilfellene begrenser ikke nettkapasiteten kraftflyten mellom områdene, og prisene blir like i begge områdene. Det er da den siste enheten som trengs for å dekke den samlede etterspørselen i områdene som setter prisen. Den siste enheten kan enten være produksjon i Tyskland, for eksempel vind, sol eller gass, eller produksjon i Norge, for eksempel vannkraft. Dette er identisk med de situasjonene hvor Øst-Norge har lik pris som Sør-Norge.

Slik virker et felles marked

Et lite dypdykk i dette prinsippet viser hva som skjer. Først kan vi anta at Sør-Norge og Tyskland ikke har noen overføringsmulighet mellom områdene. Da blir prisen bestemt av produksjon og forbruk i hvert av områdene helt isolert. La oss videre

anta at prisen i Sør-Norge er høyest, mens den tyske prisen er lavest. Hva skjer når vi nå introduserer overføringsmuligheter mellom områdene? Dersom vi da fortsetter med isolerte priser i Sør-Norge og Tyskland, som kun er basert på produksjon og forbruk i hvert av områdene, får vi et økonomisk tap. Med andre ord, det er rasjonelt å bruke overføringsmuligheten for å utveksle kraft mellom områdene.

Dersom en kunne ha produsert én enhet mer kraft i Tyskland enn det tyske forbruket, og så overført den til Sør-Norge, ville dette skapt verdier. Enheten med tysk kraft kunne nemlig ha erstattet den dyreste produksjons enheten som satte prisen i Norge. Eller den kunne sørget for at en forbruker, som ikke ville forbruke til den norske prisen, men gjerne til den tyske, hadde fått bruke en enhet kraft.

Dersom det gradvis ble overført flere og flere enheter mellom områdene, ville det vært fornuftig å gjøre dette helt til det ikke var noen dyrere produksjons enheter å erstatte, eller noe nytt forbruk å levere til. Dersom nettet ikke begrenset overføringen, ville en dermed få en pris som er lik i begge områder, slik at produksjon og forbruk samlet i begge områder blir likt. Alt annet likt, ville den tyske prisen blitt noe høyere sammenliknet med om de var et isolert område, og den sørnorske prisen noe lavere. Men for at denne verdiskapingen skal finne sted, må også prisene i områdene ta hensyn til at det kan overføres kraft mellom områdene.

Det er samme logikk som ligger til grunn når det er prisforskjeller mellom to områder der hvor overføringskapasiteten er fullt utnyttet. Noe dyr produksjon blir erstattet, men begrenset overføringsmulighet hindrer videre utjevning selv om det ville vært rasjonelt fra et ressursperspektiv. Prisene blir derfor ikke helt like, men påvirkes i retning av hverandre avhengig av om det aktuelle området importerer eller eksporterer kraft.

Systemet vi har i dag sørger dermed for at de billigste ressursene utnyttes først, og at forsynings sikkerheten ivaretas gjennom muligheten for import både på tvers av land og innad i Norge.

Sikkerhet rundt hvordan priser blir fastsatt i kraftmarkedet gjør det mulig for vannkraftkraftprodusenter å disponere sine ressurser – det vil si om de skal produsere i dag eller vente til senere. Men også for andre aktører spiller sikkerhet rundt markedsorganiseringen og hvordan priser dannes en avgjørende rolle, siden de på bakgrunn av prisforventninger kan ta valg om blant annet vedlikehold, investeringer og prissikring.

Et felles kraftmarked er dermed et helt sentralt virkemiddel for at energiresursene kan utnyttes godt, slik at vi har en effektiv og sikker kraftforsyning. Norge har blant annet en leveringspålitelighet på 99,98 prosent. Dette skyldes gode nettselskap og gode nettreguleringer, men også her bidrar det at markedsorganiseringen gir aktørene signaler om hva som er riktig bruk av ressursene.

Kraftmarkedet omfordeler ikke, men en rekke andre virkemidler i kraftsektoren gjør det

Som nevnt innledningsvis er det ikke alle deler av kraftsektoren som er organisert som et marked. Et marked løser heller ikke spørsmålet om hvordan gevinster fra kraftsektoren skal fordeles. I Norge har vi valgt å underlegge kraftproduksjon fra vindkraft og vannkraft en særbeskatning i form av effektiv grunnrenteskatt på henholdsvis 45 og 25 prosent, i tillegg til selskapsskatt. Kraftprodusenter betaler også produksjonsavgift, naturressurskatt, eiendomsskatt, konsesjonsavgifter og tildeler konsesjonskraft.

Mesteparten av norsk kraftproduksjon er eid av staten eller norske kommuner. 88 prosent av norsk vannkraft er offentlig

eid, mens tilsvarende tall for vindkraft er 42 prosent. Det er krav om $\frac{2}{3}$ offentlig eierskap i stor vannkraft. Dette gjør at store deler av verdiene i norsk kraftproduksjon tilfaller hele samfunnet. I 2025 betalte Statkraft ca. 20 milliarder kroner i skatt og utbytte til staten, i tillegg kommer verdiskaping som er delt med vertskommunene.

Noen av inntektene fra kraftproduksjonen har staten de siste årene valgt å betale ut til husholdningene gjennom strømstøtte og Norgespris. Særlig Norgespris har blitt kritisert for at ordningen fjerner prissignalet til sluttbrukerne. Det er riktig at sluttbrukere som inngår Norgespris får et redusert insentiv til å tilpasse seg de løpende prisene, og over lengre tid reduseres insentivene til energisparing. Størrelsen på disse effektene er nyttig å forstå, og det norske kraftsystemet har heldigvis god tilgang på data over kraftbruk gjennom innføring av tidsmåling og samling av dataene i Elhub.¹ Samtidig er ikke Norgespris et virkemiddel for å oppnå en effektiv ressursforvaltning. Derimot kan det bidra til økt forutsigbarhet, særlig i en tid hvor tilgangen på energiresurser i Europa har blitt mer usikker. Det kan være verdifullt i seg selv.

Kraftmarkedet og samhandlingen med landene rundt oss er dermed et sentralt virkemiddel for at vi i Norge har en trygg og effektiv kraftforsyning. Kraftmarkedet er imidlertid strengt regulert og får heldigvis heller ikke styre alene, men sammen med blant annet nettreguleringer og konsesjonsbehandling. Gjennom beskatning, eierskap og virkemidler for omfordeling kan vi politisk også velge å spre gevinstene fra kraftproduksjonen til flere. Kraftmarkedet som et virkemiddel i norsk kraftforsyning er derfor riktig – også i en urolig tid.

¹ Kilden er: [1] <https://elhub.no/stromkunde/norgespris>

Kjell Roland samfunnsøkonom, stifter av og leder i ECON, senere leder i Norfund

KRAFTSEKTOREN – VÅR VIKTIGSTE INFRASTRUKTUR

Kraftsystemene i hele Europa skal bygges om med sikte på å nå nasjonale utslippsmål, grønn omstilling og digitalisering av hele økonomien. Det krever store investeringer i utslippsfri kraftproduksjon, i nett, i energieffektivisering og elektrifisering. Ett mål er at dette skjer til lavest mulig kostnader for samfunnet.



Et kraftsystem dimensjonert for å nå samfunnsmål

Da Norge i 1991 vedtok (den nå foreldede) energiloven, var tanken at det norske vannkraftsystemet var tilnærmet ferdig utbygget og at produksjon og forbruk kunne overlates til markedet, mens infrastrukturen, det vil si nettet, måtte reguleres av staten. Dette var radikalt nytt i forhold til tiårene etter krigen. Da var takten i utbyggingen av systemet direkte koblet til samfunnsmessige mål om industrialisering og elektrifisering av samfunnet. Disse samfunnsmålene var langt på vei ivare tatt slik systemet var utbygget i 1990. Før var kraftsystemet samfunnsmessig infrastruktur som veier, jernbane og telekommunikasjon. Etter energiloven ble sektoren nesten som en hvilken som helst annen bransje der markedet styrer utviklingen, særlig investeringene i ny kapasitet.

Det nye med klimamålene er at samfunnets mål om utslippsreduksjoner må bli styrende for utviklingen av kraftsystemet.

Dette hensynet sammen med samfunnsikkerhet har gjort at kraftsystemet i dag kanskje er vår viktigste infrastruktur. For å ivareta slike samfunnsmål, må samfunnet ikke bare regulere nettene som er naturlige monopoler, men også skaffe seg virkemidler som gjør at vi kan styre både volum og teknologi ved utbyggingen av tilstrekkelig kraftproduksjon og investeringer i energisparing.

Både EU og medlemslandene legger en slik tenkning til grunn. I Norge styres kraftpolitikken fortsatt i stor grad ut ifra en tro på at markedet skal gi oss disse resultatene. Norge har i dag de sterkeste mellomlandsforbindelsene i Europa, slik at våre spotpriser i betydelig grad påvirkes av prisene i store omliggende kraftsystemer. I tillegg har vi organisert prissetting til alminnelig forsyning, slik at timeprisene slår gjennom til neste alle forbrukere, også husholdninger. Slik er det ikke i resten av Europa. Innføring av den statlig vedtatte Norgesprisen har sterkt svekket spotprisenes virkning på pris til husholdningene også i Norge.



I dag vet i realiteten ingen hvordan et utslippsfritt system med et vesentlig større forbruk av elektrisitet kommer til å se ut.

Reformen i 1991 hadde som utgangspunkt at sektoren i hovedsak var ferdig utbygget og ikke lenger skulle styres mot overordnede samfunnsmessige mål. Et velfungerende marked der prisene og markedsaktørene bestemte investeringer i ny produksjon og energisparing skulle ivareta hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet. I det følgende skal jeg drøfte hva det vil bety at energisektoren igjen må innrettes for å nå samfunns mål, denne gangen klima.

Samfunnsøkonomisk optimalitet

For å nå klimamålene har EU vedtatt at kraftsystemet etter hvert skal bli utslippsfritt. På vei mot et utslippsfritt kraftsystem vedtar EU stadig nye og detaljerte reguleringer som innebærer at det er uklart hvordan kraftsystemet blir på lengre sikt. Medlemslandene har selv ansvar for forsyningssikkerheten, og har utvidede fullmakter til å gjennomføre nødvendige tiltak. Medlemslandene har også egne mål for utslippsbegrensning, elektrifisering og digitalisering.

En bekymring ved utviklingen i EU er den omfattende byråkratiseringen som skjer ved at det legges lag på lag med detaljerte reguleringer oppå hverandre. Også norsk kraftsektor er i dag omgitt av reguleringer og byråkrati i et helt annet omfang enn før 1991. I dag vet i realiteten ingen hvordan et utslippsfritt system med et vesentlig større forbruk av elektrisitet kommer til å se ut. Derfor karakteriseres politikktutviklingen av at veien blir til mens man går. Alle har utslippsmål,

men ingen har i praksis en plan for kraftsystemet i 2050.

Norges utfordring er å lage en norsk modell som beholder fordelene med konkurranse der dette er hensiktsmessig for å sikre effektivitet. Vårt vannkraftdominerte system gir oss muligheter til å lage et mindre kostnadskrevenende og mer markedsbasert system enn landene rundt oss. Men vi trenger å designe et helhetlig og samfunnsøkonomisk rasjonelt og kostnadseffektivt kraftsystem tilpasset dagens mål for sektoren, slik vi gjorde med energiloven i 1991.

Overordnet mener jeg at rimelige krav til samfunnsøkonomisk optimalitet bør være at systemet:

- bygges ut slik at klimamålene og grønn omstilling nås til lavest mulig kostnad
- sikrer høy forsyningssikkerhet
- er kostnadsdekkende (slik det var før «dereguleringen», det vil si at energisektoren ikke er avhengig av subsidier fra staten)
- sikrer at samme langsiktige prissignal ligger til grunn for investeringer i ny produksjon og effektivisering/elektrifisering av forbruket
- bruker kortsiktige spotpris til å optimalisere produksjonen og fremme fleksibilitet i forbruket

Økonomisk teori om effektive markeder

I teorien vil et marked med effektiv konkurranse, fri etablering og transparens om prisdannelsen skape priser som gjenspeiler verdien av et knapt gode på både kort og lang sikt. Spotprisen vil med tiden gi riktige signaler til investor om å bygge den kapasiteten samfunnet har behov for.

Viktige forutsetninger for at dette gjelder, er at det ikke er uønskede bivirkninger

(eksternaliteter) knyttet til produksjon, forbruk eller imperfeksjoner i den måten markedet fungerer på. Det er også en forutsetning at det er fritt fram å etablere nye konkurrenter eller legge ned eksisterende produksjon («entry and exit»).

I teorien fører konkurransen til at spotprisene gir incentiver til etablering («entry») av ny produksjon, slik at prisnivået over lengre tid vil gå mot langsiktige kostnader for ny kapasitet (langsiktig grensekostnad). På kort sikt viser spotprisene den samfunnsøkonomiske verdien av en knapp vare.

Det særegne med norsk energipolitisk debatt er at mange synes å mene at markedet bør styre investeringene i ny kraft og at spotprisen skal styre investering i energisparing. Men den markedsløsningen vi landet på i 1991 tar ikke tilstrekkelig hensyn til at helt grunnleggende forutsetninger for at markedet skal fungere optimalt. I det følgende skal jeg gå gjennom hvorfor.

Strukturforhold i kraftmarkedet

Kraftsystemet er gjennomregulert i alle land. Listen over dimensjoner ved markedet som avviker fra teorien om effektive markeder, er lang.

For det første er nettene naturlige monopoler som må reguleres og skilles fra produksjon og omsetning. Både kapasitet på eksport/import, den fysiske handelen og gevinstene ved handel mellom land håndteres av systemoperatørene (det vil si sentralnettselskap som Statnett). TSO-enes beslutning om forsterking av nettet og utforming av prisområder har stor betydning for prisnivået, og medfører kommersiell risiko for allerede inngåtte kontrakter og beslutninger om lokalisering av ny produksjon.

For det andre er det begrenset konkurranse om kundene. En kraftprodu-

sent i land A kan ikke konkurrere mot en produsent i land B om kunder i land B. Det begrenser konkurransen til produsenter i samme land eller prisområde. Overgangen fra sentralstyrte systemer til konkurranse forutsetter at konsentrasjon i produksjonsleddet brytes opp, noe som i begrenset grad har skjedd i EU. I land med (relativt) små prisområder begrenser størrelsen på prisområdet antall produsenter som konkurrerer. Det gjør at konkurransen er imperfekt i mange land og prisområder.

For det tredje er det sterke reguleringer som primært styrer både etablering av ny produksjonskapasitet og ofte også nedleggelse av eksisterende kraftverk. Reguleringene er til for å ivareta miljømessige, arealmessige og geopolitiske hensyn. Beslutninger om investering i ny kapasitet styres altså av andre hensyn enn konkurransen mellom kommersielle aktører som selv velger teknologi og energibærere basert på forventninger om framtidige priser og kostnader. Det innebærer at man ikke kan legge til grunn at prisene verken på kort eller lang sikt reflekterer marginale kostnader med ny kapasitet.

For det fjerde har det vist seg vanskelig å lage et godt fungerende privat marked for fastpriskontrakter til husholdningene, og selskapene konkurrerer vel så mye om å lure kunder inn i dyre ordninger.¹

For det femte er marked generelt dårlig egnet til å håndtere risikoen for store samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd i perioder der det ikke er tilstrekkelig produksjonskapasitet til å dekke forbruket. Disse kostnadene reflekteres ikke i kostnadene til den enkelte produsenten. Ivaretagelse av forsyningssikkerheten kan kreve investeringer i produksjon og forbruk som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Forsyningssikkerhet blir vanskeligere og

¹ <https://www.tankesmienagenda.no/notater/en-mer-forbruker-vennlig-strompolitikk#sammen drag>

dyrere i et system med mye uregulerbar kraft. Regularitet og forsyningssikkerhet blir selvsagt også stadig viktigere desto mer digitalisert hele økonomien blir.

Forsyningssikkerhet forutsetter også at systemet sammensettes med ulike teknologier og diversifisering av energikilder. England opplevde for eksempel etter den første liberaliseringen av markedet at bare gasskraft var lønnsomt. Et system utelukkende bygget på gasskraft ville skape en monokultur. Hele kraftsystemet ville bli avhengig av en teknologi og prisen på en importert energibærer. Det ville skape stor sårbarhet. Derfor kunne ikke myndighetene overlate valg av teknologi til markedet, men måtte sikre en viss diversifisering av teknologi og energibærer.

Hvorfor dagens markedsløsning ikke legger til rette for grønn omstilling

I tillegg til disse fem sektorspesifikke forholdene ved kraftsektoren, er det en rekke spørsmål knyttet til målet om grønn omstilling som markedet ikke løser på en tilfredsstillende måte.

For det første er konsekvensen av ny kunnskap om klimaendringer at fossile energikilder må fases ut, og at hele systemet dermed må bygges om uten hensyn til hva som er billigste teknologi. Dette vil gjelde så lenge kostnaden ved fossile utslipp ikke fullt ut er tatt inn i energiprisen. Arealbruk reiser andre miljømessige problemstillinger, og bidrar også til at det er politiske vedtak og ikke markedet som styrer hva slags teknologi som bygges ut, og hvor.

For det andre styres spotmarkedet i perioder av værforhold på grunn av omfattende sol- og vindkraft. Det fører til at prisene blir svært lave når andelen vind og sol er stor. Motsatt er prisene høye når det produseres lite sol- og vindenergi. Desto nærmere man kommer

utslippsmålene, desto lave blir prisene til sol og vind relativt til gjennomsnittsprisen i markedet gjennom året. Dette kalles kannibalisering fordi økende andel sol og vind undergraver inntektene til nettopp disse teknologiene. Det som kan dempe kannibaliseringen er større grad av fleksibilitet på forbrukssiden. Hvordan denne balansen mellom mer uregulerbar produksjon og forbrukerfleksibilitet blir på lengre sikt, vet vi ikke i dag.

For det tredje krever den grønne omstillingen økt tilgang på såkalt balansekraft. Balansekraft sikrer systemet når sol og vind ikke produserer, og vil brukes et begrenset antall timer i året i land rundt oss (i vårt vannkraftbaserte system ser dette annerledes ut fordi vi har fleksibilitet i vannkraften som heller ikke skal bygges ned). I resten av Europa må man sikre lønnsomhet for slike investeringer. Man bruker alltid først kraft fra sol og vind både på grunn av marginalkostnad og klimautslipp. Når den fleksible kraften (for eksempel gasskraft) kommer inn, må balansekraften sikres inntekter langt over marginale kostnader. Dagens spotpriser settes i perioder av marginalkostnad for gasskraft, batterier og snart hydrogenkraft. Skal spotprisen også dekke kapitalkostnadene for regulerbar kapasitet, må prisen bli vesentlig høyere enn marginalkost. I disse timene vil de marginale produsentene lett få betydelig markedsrett, og prisene vil neppe være politisk akseptable. Det finnes ingen eksempler på kortsiktige markeder for balansekraft som sikrer tilstrekkelige inntekter til å dekke kapitalkostnadene. Derfor må også regulerbar kapasitet sikres vesentlige inntekter i tillegg til spotmarkedet. I store land som Tyskland og England garanterer staten inntektene til investorer som bygger gasskraft for å sikre tilstrekkelig fleksibel produksjon.

For det fjerde er det svært stor finansiell risiko, det vil si stor variasjon i inn-

tektene til produsenter med fornybare energikilder. Storparten av etterspørselen etter kraft er det ikke mulig å tilpasse prissvingninger time for time, samtidig som det fysiske alltid må produseres like mye kraft som forbrukerne bruker. Tilbudet må møte etterspørselen minutt for minutt, hvis ikke bryter hele eller deler av kraftsystemet sammen og strømmen forsvinner for alle forbrukere. Varierende og usikre inntekter sammen med reguleringsrisiko fører til høye risikomarginer for investorer og långivere. Høye risikomarginer gjør at investeringer i produksjon, elektrifisering og energisparing blir dyrt. I sum øker dette kostnadene ved det grønne skiftet. Dette brukes som argument for at staten må bidra til å redusere risikoen gjennom CfD-er (kontrakter der staten garanterer en minstepris til kraftprodusentene) eller annen støtte for både uregulerbar og regulerbar produksjon i land som England.

For det femte er det særlig høy politisk risiko forbundet med omstillingen til nye energikilder. Fordi sektoren er gjennomregulert og står midt i en fundamental ombygging til et system som i utgangspunktet ikke er kommersielt lønnsomt uten omfattende reguleringer og subsidier, og denne type kraftsystem tidligere ikke er prøvd i praksis, blir den politiske risikoen for investorer svært høy. Omstillingen preges av prøving og feiling. Ingen har en fullstendig plan. Tvert om er erfaringene i Europa at både utslippsmål og virkemidler er i kontinuerlig endring. Dette ble ikke minst demonstrert gjennom energikrisen, da de markedsmessige ubalansene blant annet førte til makspriser, prisregulering av teknologier med lavere marginalkost enn den dyreste kraften, egne skatter som slo inn når prisene ble eksepsjonelt høye (høyprisbidrag/nasjonalisering av kraftprodusenter, nye krav og prosesser for konsesjoner for ny kraft, endring i hvilke teknologier som

er akseptable (kjernekraft) og statlige kontrakter med produsenter.

Samfunnsøkonomisk riktige priser til forbrukerne

Omstillingen av energisektoren må også bli styrt politisk i land rundt oss. Det prisbildet vi får i spotmarkedet, reflekterer kortsiktig knapphet på kraft slik systemet til enhver tid er utbygget. Nivået på prisene reflekterer både prisnivået i våre naboland og hvor mye vann som er i magasinene i Norge. Prisstrukturen gjennom døgnet reflekterer i liten grad fysiske begrensninger eller kortsiktig knapphet her hjemme. Svingninger i prisen og kortsiktige pristopper skapes i stor grad av effektproblemer i Tyskland og Storbritannia. Det er blitt normalt med høye priser i topplast, morgen og ettermiddag. Det skyldes ikke systematisk knapphet på effekt i Norge.

Fordi kraftutbygging i landene rundt oss ikke er styrt av markedet, kan vi ikke legge til grunn at vi står overfor priser satt i effektive markeder som gir riktige incentiver til investering eller drift. Norsk kraftdebatt preges ofte av en misforståelse om at vi er omgitt av effektive markeder der prisene er optimale i samfunnsøkonomisk forstand. Det er feil.

Kraftmarkedet likner for eksempel melkemarkedet i Europa. De fleste land har tilnærmet selvberging. Likevel produseres det i perioder mer eller mindre enn ønsket. Over- eller underskuddet dumpes på det europeiske markedet. Tilsvarende for kraft. Alle land har mål om utbygging av systemet, og dekker kapitalkostnadene på ulike vis utenfor spotmarkedet. Enkeltlands over- eller underskudd utveksles med naboland. Spotprisene styrer utvekslingen og sikrer at kraftverk med de laveste driftskostnadene produserer. Disse prisene legges ikke til grunn

for investeringer i økt kapasitet. Det gjennomgående er at myndighetene gjennom anbudsprosesser tilbyr «Contracts for differences» (CfD-er) eller «feed in»-tariffer som gir sikre inntektsstrømmer for produksjonen i 15–20 år.

Hva som menes med «marked», er ofte svært forskjellig. I vanlig språkbruk har vi et melkemarked, et marked for togbilletter og for børsomsatte aksjer. Begrepet marked brukes både om markeder der staten styrer det meste, inkludert prisen, men også om markeder som likner mer på det som er effektive markeder i økonomisk teori. I den norske diskusjon legger mange, særlig økonomer, til grunn at «kraftmarked» er ensbetydende med en organisering lik det som var tanken bak energiloven, og at det er slik det norske markedet er i dag. Faktum er at det norske markedet er helt særegent og forskjellig ikke bare fra de fleste landene i Europa, men også USA, Japan og Kina. I tillegg er det særegne ved den norske kraftproduksjonen at den er helt dominert av vannkraft. Drift av vannkraft krever at bruken av vannet optimaliseres gjennom året. Det gjøres best ved at kraften omsettes på en børs, slik vi har gjort i Norge siden 1973 – verdens første kraftbørs, den såkalte Samkjøringsbørsen.

Spotprisene vil i omliggende land i økende grad avspeile omfattende utbygging av ikke-regulerbar kraft sammen med en utbygging av fleksibel produksjon for å ivareta forsyningssikkerheten som planlegges. Det er ventet at prisen blir svært ustabil og væravhengig, og i lange perioder nær null. Ni land rundt Nordsjøen undertegnet nylig en avtale om å bygge 100 GW havvind innen 2040. Verken beslutningen eller virkemidlene for å nå målet var knyttet til en vurdering av nivået på den langsiktige markedsprisen. Det innebærer med stor sannsynlighet at i perioder med mye vind,

vil prisene rundt Nordsjøen ligge nær null. Derimot vil prisene være høye når det ikke blåser og vindkraften ikke produserer. Gjennom året innebærer dette at prisen til vindkraftprodusenter blir vesentlig lavere enn gjennomsnittsprisen i markedet som for eksempel en vannkraftprodusent med magasin eller et gasskraftverk vil oppnå. Derfor er det ikke rimelig å legge til grunn at investeringer i havvind basert på spotpriser blir lønnsomt på lang sikt, tvert om.

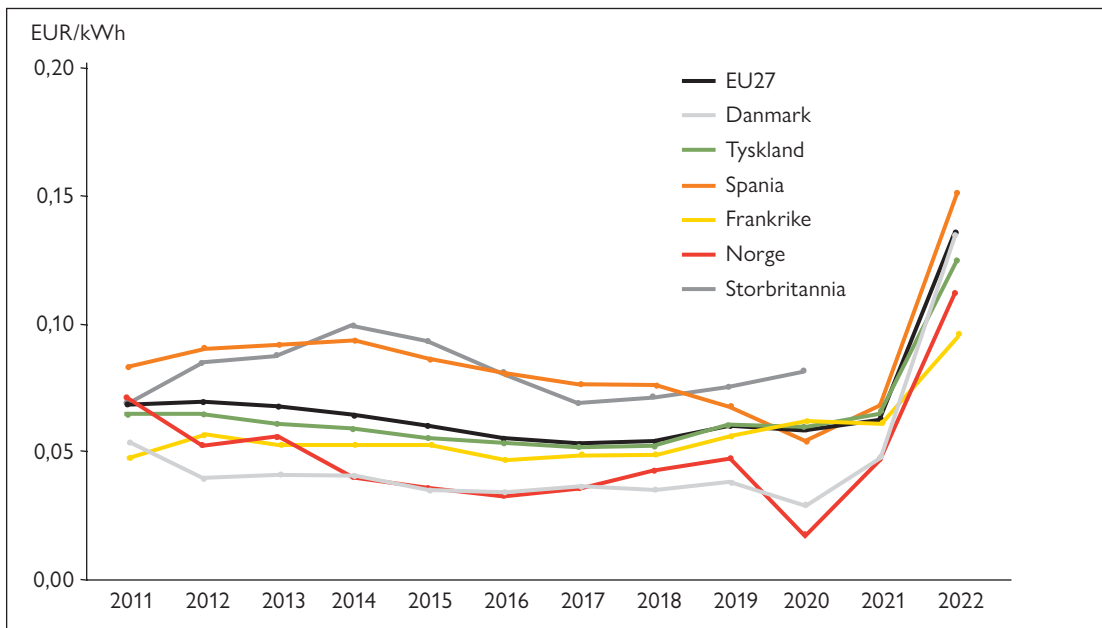
Spotprisene i omliggende land vil i betydelig grad smitte til Norge og norske forbrukere fordi vi har de sterkeste mellomlandsforbindelsene i Europa, bygget det siste tiåret. Fra et samfunnsøkonomisk synspunkt er det ikke optimalt at denne prisen styrer forbrukernes investeringer i energisparing. Derimot er det ønskelig at spotprisen, som reflekterer den kortsiktige knappheten, bidrar til å få fram fleksibiliteten i forbruket.

Utfordringen er å sikre incentiver til kortsiktig fleksibilitet, og på lang sikt til å gjøre samfunnsøkonomisk riktige investeringer i ny kraftproduksjon og effektivisering av forbruket.

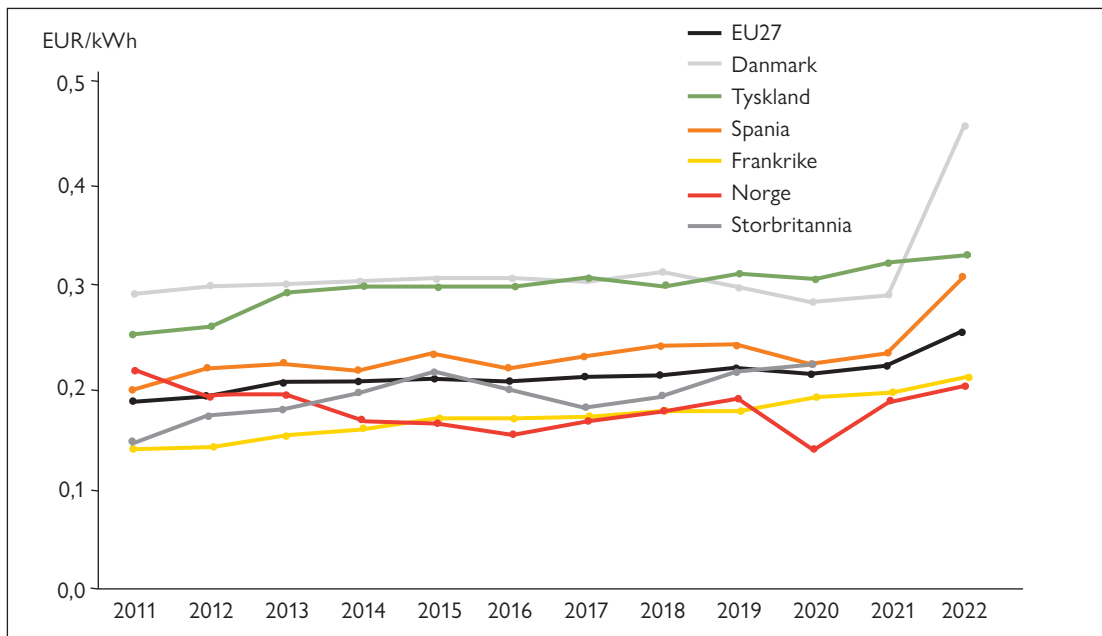
Det er avgjørende å ta inn over seg at både valg av teknologi og omfanget av investeringer i ny produksjonskapasitet blir styrt av myndigheter eller systemoperatøren. Det er nødvendig for å nå klimamålene og ivareta forsyningssikkerheten. Sverige illustrerer dette. Omfanget av ny kjernekraft og havvind er direkte myndighetsstyrt, og volumet av vind på land avhenger av konsesjonsprosesser.

Fordi prisene i markedet ikke sikrer valg av billigste teknologi og heller ikke styrer omfang av investeringer i ny kapasitet, er spørsmålet for Norge og alle andre land rundt oss hva som er den beste løsningen for å sikre samfunnsøkonomisk optimalitet. På grunn av vannkraften kan svaret på dette være annerledes for Norge enn mange andre land.

Figur 1. Sluttbrukerpriser for ikke-husholdningskunder (Eurostat, 2023).



Figur 2. Priser for husholdninger i 2022 (Eurostat, 2023).



Kraftprisene i EU styres av politikk mer enn av marked

I kraftmarkedet kan man som tidligere forklart ikke legge til grunn at den kort-siktige spotprisen eller det langsiktige kraftprisnivået reflekterer priser satt i et

effektivt marked. At prisene i første rekke styres av politikken i hvert enkelt medlemsland i EU, observeres best ved å se på statistikken over priser både i spotmarkedet og til sluttbrukere i ulike medlemsland. Figurene 1 og 2 viser sluttbrukerprisene til næringsliv og husholdninger.

Summen av energipolitikk, markedsimperfeksjoner, spesielle trekk ved selve kraftmarkedet, virkemidler for å fremme det grønne skiftet og markedsrett gjør at prisene varierer kraftig mellom land og mellom kundegrupper innenfor land. Sluttbrukerprisene inkluderer energikostnader, transmisjonskostnader, distribusjonskostnader og alle relevante skatter og avgifter, det vil si komponenter som i hovedsak reflekterer beslutninger i det enkelte medlemslandet. Forsøkene på å etablere et indre kraftmarked de siste to tiårene har ikke endret dette.

De store og permanente prisforskjellene mellom land skyldes ulik energipolitikk, ulike preferanser ved valg av teknologi, ulike måter å organisere og regulere kraftsektoren på og ulike måter å organisere salg til sluttbrukere. EUs indre energimarked har i liten grad bidratt til å utjevne forskjellene i energipriser mellom land. Også nivået på spotprisene varierer mye mellom land.

De store forskjellene i kraftpris til industrien har i senere tid ført til en økende bekymring for konkurransevnen for EU samlet og ikke minst for industriland som Tyskland og Frankrike. I begge land brukes en kombinasjon av subsidier (Tyskland) og reguleringer (Frankrike) for å senke prisene til energiintensiv industri.

Dersom man hadde lyktes med å lage et felles europeisk engrosmarked der det ble konkurrert på like vilkår om bygging av ny kapasitet, ville prisforskjellene mellom land gradvis blitt mindre. Det var en av begrunnelsene for energiloven av 1991. I Norge forsvant prisforskjellene mellom de ulike forsyningsområdene raskt på 1990-tallet. I et slikt marked var det samfunnsøkonomisk riktig at forbrukerne ble stilt overfor spotprisen. Slik ble det ikke i resten av Europa.

I dag brukes spotprisen primært til å optimalisere driften («merit order») for å sikre at produksjonen skjer fra kraftverk

som har de laveste marginalkostnadene i driftsøyeblikket. I de fleste av EUs medlemsland sendes ikke spotprisene fram til alminnelig forsyning. Det betyr at sammenhengen mellom spot- og sluttbrukerpriser er annerledes og langt svakere enn i Norge. Norge har de siste to tiårene vært enerådende ved å sende spotprisen på timesbasis til husholdningene. Etter at ordningen med Norgespris ble innført, har vi nærmet oss resten av Europa ved at koblingen til spotmarkedet er vesentlig redusert, og forutsigbarheten for konsumentene økt.

Som forklart tidligere er det ikke lett å begrunne samfunnsøkonomisk at forbrukerne skal legge forventede framtidige spotpriser til grunn for investeringer i energisparing og/eller investering i utstyr som kreves for å gjennomføre elektrifisering. Men spotprisen reflekterer knappheten i systemet slik den eksisterer på angjeldende tidspunkt, og kan brukes til å få fram fleksibiliteten også i forbruket.

I Norge er spotprisene sterkt påvirket av handelen med andre land og deres priser, som er resultatet av mer eller mindre vellykket energi- og klimapolitikk. For oss er det enda mindre grunn til å stille husholdninger og næringsliv overfor denne prisen for forbruket eller legge dem til grunn for egne investeringsbeslutninger. Det er ikke åpenbart rimelig at norske forbrukere utsettes for timepriser i høylast morgen og kveld som er skapt av effektproblemer i andre land (særlig Tyskland) der forbrukerne ikke ser timepriser.

For å få fram fleksibiliteten i forbruket kan det likevel være hensiktsmessig å bruke spotprisen for å utløse kortsiktig fleksibilitet. Men det finnes også andre virkemidler som kan oppnå det samme, som for eksempel fleksibilitetsmarked, rabatter i nettariffen for å tilby fleksibilitet, aggregatorer som kjøper fleksibilitet fra sluttkundene. Andre land eksperimenterer med slike virkemidler.

En helhetlig gjennomtenkning av sektorens rammebetingelser

Skal Norge på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte og til lavest mulig kostnad nå klimamålene og lykkes med den grønne omstillingen, trenger vi en helhetlig gjennomgang av rammene for energisektoren på samme måte som i 1991. Den gangen ble det lagt til grunn at systemet var ferdig utbygget. Hovedoppgaven var å skape samfunnsøkonomisk fornuftige incentiver til å optimalisere driften av systemet kombinert med incentiver for nettmonopolene til å redusere kostnadene.

Nå er oppgaven å lage rammebetingelser som sikrer en bredskala kostnadseffektiv utbygging av hele kraftsystemet for å nå samfunns mål utenfor kraftsystemet.

En slik helhetlig gjennomgang må løse følgende oppgaver:

1. Optimale investeringer i produksjon:

Det må utvikles virkemidler som gjør det mulig for myndighetene å planlegge og styre investeringene i ny produksjonskapasitet slik at samfunnsmålene kan nås. Det trengs også en måte å sende kostnadene fram til forbrukerne på. Dette kan gjøres med anbudsprosesser som fastlegger prisen på statlig garanterte lange kontrakter som kan styre den tekniske sammensetningen og lokalisering av ny produksjon. Kostnadene/gevinstene fra slike kontrakter kan for eksempel sendes videre til konsumentene slik det gjøres i England, eller ved å justere sentralnettariiffene i stedet for subsidier fra staten.

2. Videreutvikle nettreguleringen for å optimalisere langsiktig nettutbygging i takt med økt produksjon og forbruk:

Nettene må planlegges og bygges mot langsiktige mål om hvordan systemet skal se ut på lang sikt. Fordi

I dag vet i realiteten ingen hvordan et utslippsfritt system med et vesentlig større forbruk av elektrisitet kommer til å se ut.

nettplanlegging og utbygging tar lang tid, må dette skje før forbruks- etterspørselen foreligger.

3. **Organisere salg til sluttbrukere slik at prisen i større grad reflekterer den langsiktige kostnaden ved å bygge ut mer kraft (langtids grensekostnad):** Målet må være at forbrukere og kraftprodusenter står overfor samme priser for å vurdere lønnsomheten av investeringer i henholdsvis ny kraft og energisparing. Målet med denne artikkelen har blant annet vært å vise hvorfor dette ikke reflekteres i spotprisen.
4. **Ivareta spotpriser for å optimalisere kortsiktig drift i kraftproduksjonen og utvikle nye virkemidler for å få fram fleksibilitet i forbruket:** Vannkraftsystemet trenger et velfungerende spotmarked på samme måte som det vi har hatt siden 1973 selv om omliggende land endrer sin måte å optimalisere driften på. Spotprisen er nødvendig for å drive systemet på kort sikt effektivt, men gir ikke riktige incentiver for å styre investeringer i ny kapasitet, blant annet fordi den er så sterkt påvirket av energipolitikken i våre naboland.

Det er ikke rom i denne artikkelen for å gå i detalj på hvordan en slik modell kan utvikles. Men jeg har tidligere lansert forslag om at et statlig strømselskap kan inngå langsiktige priskontrakter med utbygere av ny kraft, samtidig som de handler i dagens spotmarked. Prisen som videreføres til forbrukerne blir en blanding av disse ulike prisene, og vil ivareta flere av rammebetingelsene som er nevnt over.





Statsfeministenes skyld?

(Stats)feministene skaper «et falskt bilde av at Norge styres av menn, og at norske kvinner fortsatt er undertrykt», skriver Kjetil Rolness i Aftenposten. Han slutter seg til kakofonien av stemmer som nå skyver «guttas problemer» foran seg i kampen mot en av mannosfærens nye fiender: «statsfeminismen».

Vi har hørt det før – at kvinnekampen har gått for langt, at mannens problemer usynliggjøres, og at kvinnene nå har makt og dominans over både kultur, utdanning og kjønnsforskning, der de herser med alt av hankjønn. Feministene «er selv blitt en maktfaktor, forbundet med sterke interesser», som Rolness skrev i 2022.

Allerede på 1990-tallet kalte han bandet sitt for Penthouse Playboys, for å vise hvor tøff han kunne være mot tåpelige feminister. Og i likhet med vår tids SoMe-krigere, sørget han for en mulig rømningsvei av typen: «Dette er bare fleip».

Backlash 1990

Slike (forsøk på) tilbakeslag for kvinnekampen møter vi med jevne mellomrom, både i Norge og i andre deler av den vestlige verden. I 1992 utga for eksempel den amerikanske journalisten Susan Faludi boka *Backlash*, der hun beskrev hvordan oppramsing av mer eller mindre sanne anekdoter skulle bevise at feministene nå hadde tatt makta i samfunnet, og at dette gikk ut over menn på urimelig vis.

Faludis påstand var delvis at anekdotene var usanne eller overdrevne. Men hovedpoenget hennes var at amerikanske

kvinner hadde vunnet fram på flere områder i løpet av det progressive 1970-tallet. 1980-åra ble derimot et tilbakeslagets tiår fordi motstanden mot kvinnefrigjøringa fikk økende oppslutning – ikke bare i tradisjonelt reaksjonære og kvinnefiendtlige kretser, men også blant helt vanlige arbeidsfolk.

Faludi pekte på at årsakene til dette tilbakeslaget var samfunnsmessige problemer skapt av kapitalismen: På 1980-tallet stagnerte etterkrigsveksten, og fra Ronald Reagans maktovertakelse tilfalt *all* økning av bruttonasjonalproduktet i USA de rikeste. Industrien rasjonaliserte bort eller flagget ut relativt godt betalte og sikre jobber og «tilbød» i stedet kortvarige, dårlige betalte servicejobber – en utvikling som sosiologene Ulrich Beck og Richard Sennett noen år senere skulle gi betegnelsen «risikosamfunnet». Unge amerikanske menn opplevde null lønnsvekst, økende usikkerhet og i verste fall arbeidsløshet. Mange mistet troen på at de ville få et bedre liv enn sine foreldre. Avindustrialiseringen truet mange menns posisjon som hovedforsørgere. Utviklinga skapte jordsmonn for ideen om at «økonomisk sjølstendige kvinner tar arbeid fra menn», hevdet Faludi. Hun pekte samtidig på framveksten av en høyreideologisk propagandakrig der kvinnebevegelsen ble skyteskive for alskens samfunnsproblemer fra tenåringsdepresjoner til rusmiddelbruk. For hva er vel enklere enn å gi feminister skylda for problemer som (også) rammer menn?

Likhetene med situasjonen i dagens Norge er forbløffende. Norske kvinner har, på grunn av flere generasjoner kvinners kamp, oppnådd mye: Stemmerett. Formell, lovregulert likestilling. Ett års foreldrepermisjon. Full og rimelig barnehagedekning. Rett til sjølbestemt abort. Akkurat som i Faludis USA utfordres nå denne framgangen av ulike stemmer,

mest kraftfullt fra vulgære ekstremister av YouTube-stjerna Andrew Tate kaliber og den akademiske varianten Jordan Peterson.

Store norske leksikon formulerer situasjonen slik: Mange debattanter i denne mannosfæren «mener at likestillingen har undergravd det de oppfatter som den naturlige balansen mellom kjønnene. De mener også at den feministiske bevegelsen har brutt ned menn og ødelagt deres muligheter til å utfolde sin maskulinitet i det moderne samfunnet». Man diskuterer derfor «hvordan gutter og menn kan gjenerebre sin ‘naturlige rett’ til å dominere i samfunnet».

Usynliggjøring

Det finnes også mange mykere versjoner av de samme påstandene. De går gjerne ut på at problemene blant unge gutter og menn blir usynliggjort (eller i beste fall underkommunisert) av et statsfeministisk byråkrati som ikke bryr seg om strukturelle problemer for mannekjønnen. Noen kritikere fra venstre hevder dessuten at usynliggjøringen virker mot sin hensikt og i stedet bidrar til å øke Sylvi Listhaugs oppslutning blant unge menn.

Et viktig ledd i kvinnefrigjøringen i Norge er at kvinnens rettigheter er blitt institusjonalisert gjennom lovgivning, at det er etablert organer som skal sørge for at loven følges, og at det settes i verk tiltak som skal fremme kvinners rettigheter og plass i samfunnet. På samme måte som Konkurransetilsynet fylles opp av personer som er tilhengere av konkurranse, blir likestillingsorganer ofte fylt opp av folk (helst kvinner) som er genuint opptatt av kvinners krav om likestilling med menn.

Det er disse som nå hånlig kalles «statsfeminister». Det er systemet av formalisert oppfølging og bekjempelse

av kvinneundertrykking som angripes. Begrunnelsen er at systemet overser unge gutters problemer som skoletrøtthet, selvmord og allmenn misnøye.

Svaksynte feminismehatere kan naturligvis også finne korn. Det er åpenbart sant at noen unge gutter har problemer i skolen, og det er liten tvil om at flere menn enn kvinner begår selvmord eller blir kriminelle.

Men på hvilken måte er dette «mannlige» problemer, og på hvilken måte har feministene skylda for dem?

Det er riktignok litt flere gutter enn jenter som slutter i videregående (forskjellen er fire promille per år). Men andelen gutter som slutter har gått *ned* siden 2011. Det er minimal forskjell mellom menn og kvinner under 30 år i det som kalles NEET-gruppa (det vil si de som verken er i utdanning, arbeid eller opplæring). Andelen NEET blant norsk ungdom er dessuten blant de laveste i vestlige industriland, og har i all hovedsak vært stabil siden 1990-tallet.

Glansnummeret for feminisme-kritikerne er likevel at gutta mistrives i den «feminiserte skolen». Det kan godt være at skolen er feminisert og teoretisert. Men mange gutter mistrivdes på skolen også den gangen læreren var en mann med solid posisjon i bygda. I dag er situasjonen at andelen som fullfører, øker mest blant gutter. Det er nok færre attraktive alternativer for skoletrøtte gutter enn det var for 50 år siden da tilbudet av relativt lukrative ufaglærte mannsjobber i sektorer som industri, fiske og sjøfart var betydelig større enn i dag. Og det er opplagt at mange gutter vegrer seg for å ta dårlig betalte «kvinnejobber». Men det er ikke Kvinnefronten og Likestillingsombudet som har rasjonalisert vekk industrien og flagget ut skipsfarten. På den andre siden kan det være slik at jentene velger medisin og juss for å sikre seg brukbare

Det kan godt være at skolen er feminisert og teoretisert. Men mange gutter mistrivdes på skolen også den gangen læreren var en mann med solid posisjon i bygda.

jobber, mens gutta fortsatt har flere veier enn høyere utdanning til en brukbar karriere. For i alle aldersgrupper tjener gutter og menn fortsatt mer enn jenter og kvinner.

Det er også utvilsomt at flere menn begår selvmord enn kvinner, og at det er flere bostedsløse menn enn kvinner. Men slik var det også på 1950-tallet, så det er nokså vanskelig å gi feministene skylden for slike samfunnsproblemer. Det er også helt sant at nesten bare gutter og menn sitter i fengsel. Men slik var det også da Botsfengselet ble bygget, og den gangen hadde ikke kvinner stemmerett.

Endelig hevdes det at mannlige helseproblemer og påståtte urettferdigheter i barnefordelingsaker bør få større oppmerksomhet. Men mannens levealder har økt vesentlig mer enn kvinnesiden siden 1970. Det er dessuten kvinnebevegelsen som har slåss for at deler av foreldrepermisjonen skal forbeholdes far for å knytte ham tettere til barna sine.

Noen av mannosfærens glansnumre bygger altså på anekdoter, andre kan umulig skyldes verken kvinnebevegelsen, kvinnefrigjøringen eller de utskjelte statsfeministene.

Da står vi igjen med det opplagte: Mange menn (og noen kvinner) er enig med Andrew Tate og Jordan Peterson og andre guruer: Det var bedre før. Den gangen kvinnen var underordnet mannen, tiet i forsamlinger, og holdt seg til kjøkken og kirke.

Paul Bjerke

Line Tollefsen nestleder i Fagforbundets arbeidsutvalg

Årets lønnsoppgjør – «vårens vakreste eventyr»

For tida pågår «vårens vakreste eventyr», og fanene strykes på fagforeningskontor i hele landet. Begrepet er imidlertid ikke like dekkende som tidligere, nå som det gjennomføres tariffoppgjør nesten hele året.

Fagforbundets overordnede krav for 2026

- Økt kjøpekraft.
 - Generelle tillegg skal gis som kronetillegg, og lønnsoppgjøret skal ha en lavlønnsprofil.
 - Arbeide for at ansatte i virksomheter med lange ansiennitetsstiger skal oppnå høyere lønn tidligere i sitt yrkesløp.
 - Tillegg for ubekvem arbeidstid må økes/sikres. Tilleggene bør være like for alle arbeidstakere i samme virksomhet.
 - Styrke tariffavtalene for å sikre lønnsutvikling for kompetanseheving.
 - Ansatte som veileder lærlinger skal gis et veiledertillegg.
-

Fagforbundet har medlemmer innenfor mange ulike bransjer og virksomheter, og både ansatte og tillitsvalgte deltar i forhandlinger til siste tariffoppgjør er ferdig.

Hovedoppgjør og mellomoppgjør

I år er det hovedoppgjør. Det betyr at det forhandles om både lønnstillegg og innholdet i de ulike tariffavtalene. Det kan være krav om å styrke bestemmelser om lønnsutvikling for kompetanseheving, arbeidstidsreduksjon eller kortere ansiennitetsstiger, for å nevne noe. I tillegg kommer lønnskrav i form av generelle lønnstillegg, økte garantilønnsatser eller minstelønnsatser, og ulike måter å innrette disse tilleggene på slik at oppgjøret bidrar til å utjevne lønnsforskjeller.

I mellomoppgjør, som skjer i odde-tallsår, forhandles det som hovedregel bare om «rene penger», og ikke om bestemmelsene i de ulike tariffavtalene.

Startskuddet – frontfaget

Oppgjør sparkes i gang av frontfaget, som i år forhandles 23.–26. mars. Det betyr at konkurranseutsatt industri forhandler først, for å sikre at lønnsveksten i samfunnet over lengre tid ligger innenfor det konkurranseutsatt industri kan bære og fortsatt være konkurransedyktig i et internasjonalt marked. Partene er Norsk Industri i NHO på arbeidsgiversiden, og LO-forbundet Fellesforbundet på arbeidstakersiden.

Det er allerede kjent for alle gjennom mediene hvilke standpunkt og krav partene i frontfaget har som utgangspunkt for årets oppgjør. Fellesforbundet krever økt kjøpekraft for alle, og at tillegg gis på en måte som løfter de lavest lønnede. Et annet viktig krav er å få på plass for-

skuttering av sykepenger, foreldrepenger og pleiepenger.

NHO-foreningen Norsk Industri mener på sin side at utbetaling av sykepenger er et offentlig ansvar. De er også opptatt av at kostnadsnivået for bedriftene ikke skal avvike for mye fra våre handelspartnere. I dette ligger det at de ønsker at det lønnstillegget som avtales sentralt ikke skal bli for stort, men at det gis rom for lokale forhandlinger tilpasset den enkelte bedriftens lønnsevne.

Rammen for årets oppgjør

Når frontfaget er ferdig forhandlet, er det satt en normgivende ramme for alle etterfølgende oppgjør i 2026. Foreløpig vet vi ikke hva frontfagsrammen blir i 2026, men vi kan bruke et tenkt resultat som eksempel – en frontfagsramme på 4 prosent. Det er denne rammen de andre oppgjørene forholder seg til. Da skulle vi kanskje tro at det bare var å fordele disse pengene innenfor det enkelte tariffområdet? Men så enkelt er det ikke.

Lønnstilleggene som ble avtalt i de sentrale oppgjørene i fjor ble gitt med virkning litt ut i året. For de fleste oppgjørene er virkningstidspunktet 1. april eller 1. mai. Det betyr at tilleggene som ble gitt i 2025 ikke hadde virkning i alle årets tolv måneder, men i eksempelvis åtte måneder. Dette kalles for overheng, og det trekkes fra rammen før vi går i gang med å forhandle om årets tillegg. I 2026 har tilleggene virkning i alle årets tolv måneder. Det skal også gjøres et anslag for «glidning», som også skal trekkes fra rammen.

Glidningsanslaget inneholder det partene tror kommer til å skje av lønnsvekst utenom de avtalte sentrale tilleggene. Det kan være lønnsvekst som følge av blant annet ansiennitetsopprykk og lokale forhandlinger på særskilt grunnlag. Når

overheng og glidning er trukket fra, sitter vi igjen med de pengene som kan fordeles i årets oppgjør. Denne øvelsen gjentas for hvert oppgjør, enten det gjelder innenfor KS-området, staten, Spekter-avtalene eller de ulike NHO-avtalene.

Når man vet hvor mye penger man har til disposisjon til «ny lønnsvekst», begynner dragkampen mellom de ulike partene innenfor hvert tariffområde. Her vil det være ulike krav fra ulike forbund på arbeidstakersiden, og arbeidsgiversiden vil også ha sine krav. Fagforbundet stiller til hvert enkelt tariffoppgjør på hver enkelt avtale med krav som er utformet på forhånd. Men hvordan kommer vi fram til disse?

Fagforbundets tariffprosess

Før vi går inn i årets hovedoppgjør er det gjennomført en omfattende prosess i organisasjonen for å komme fram til de viktigste kravene for Fagforbundet. Alle yrkesaktive medlemmer fikk før sommeren 2025 mulighet til å gi innspill gjennom en nasjonal tariffundersøkelse. Høsten 2025 ble det gjennomført tariffprosesser på fylkesnivå og sentralt nivå hvor ulike krav og prioriteringer ble debattert og prioritert. Kravene er så behandlet og vedtatt i Fagforbundets styrende organer.

I tillegg er det gjennomført tariffprosesser for hvert enkelt tariffområde, der tillitsvalgte har vært med på å prioritere hva som er viktigst for akkurat deres tariffavtale, basert på de overordnede kravene som allerede er vedtatt i organisasjonen.

Det er altså en bred og omfattende prosess som ligger til grunn for kravene som fremmes i årets oppgjør på vegne av medlemmene.

Rammen er satt, kravene er klare – hva nå?

Gjennom tariffprosessen i Fagforbundet er det meislet ut konkrete krav innenfor hvert enkelt tariffområde vi skal forhandle for. Når frontfaget er ferdig, følger de andre oppgjørene framover mot sommeren og høsten.

Fagforbundet har de fleste medlemmene i kommunal sektor og i helseforetakene. I tillegg har vi mange medlemmer innenfor de fleste sektorer i arbeidslivet. Fagforbundet forhandler tariffavtaler i NHO, Virke, kirkelig sektor (KA), staten og andre Spekter-områder enn helseforetakene. Vi har medlemmer innenfor blant annet frisørbransjen, bussbransjen, asylmottak, barnevern, kino, boligbyggelag og private barnehager.

Hvert tariffområde har sin egen dynamikk og sine egne utfordringer, men noe er felles. Hvert enkelt oppgjør Fagforbundet skal gjennomføre i løpet av 2026 starter stort sett med kravutveksling for den tariffavtalen det skal forhandles om. Ofte forhandler de ulike forbundene sammen innenfor sin hovedsammenslutning, spesielt i offentlig sektor. Det betyr at i de fleste sentrale oppgjørene vil LO opptre samlet på vegne av alle LO-forbund innenfor et tariffområde.

Arbeidsgiversiden har sine krav, Fagforbundet/LO har sine krav, og andre forbund og hovedsammenslutninger har sine. Så møtes man fysisk til forhandlinger. Der argumenteres det for og imot. Det utveksles nye krav fra arbeidstakerorganisasjonene og gis tilbud fra arbeidsgiversiden. Forhandlingene kan gå over lange dager og kvelder, og ikke sjelden ut i sene nattetimer – før partene forhåpentligvis kommer fram til et resultat som alle kan signere. Bli partene ikke enige i forhandlinger, kan de be Riksmekleren om hjelp. I ytterste konsekvens kan det sterkeste virkemidlet fagbevegelsen har – streikevåpenet – bli tatt i bruk.

Lokalsamfunnskonferansen 2027



Theodor Kittelsen *Soria Moria*, 1900

Mandag 11. og tirsdag 12. januar 2027 på Radisson Blu Airport Hotel, Gardermoen, to minutters gange fra flyplassen.

Lokalsamfunnskonferansen 2027 tar opp aktuelle temaer for små og mellomstore kommuner.

Målgruppa for konferansen er som tidligere år ordførere, varaordførere, kommunedirektører, andre lokalpolitikere, ansattes tillitsvalgte og alle interesserte som oppfatter konferansen som en viktig møteplass.

Konferansen har vært arrangert av Lokalsamfunnsforeningen hvert år siden 2009.

Foreningen arbeider for et sterkt lokaldemokrati og desentralisering og aktiv deltakelse i debatten om kommunestruktur og det lokale folkestyret.

«Dette er den beste konferansen vi har
i Kommune-Norge.»

Mona Vauger, ordfører i Hvaler kommune



LOKALSAMFUNNSFORENINGEN
For desentralisering og lokalt folkestyre

Program for konferansen kommer på hjemmesida til arrangøren Lokalsamfunnsforeningen:
<https://lokalsamfunnsforeningen.no/>



Formålet med fagtidsskriftet Samfunn og økonomi er kunnskapsutvikling og formidling av kunnskap gjennom vitenskapelige artikler om hvordan styre, utvikle og organisere offentlig virksomhet.

Tidsskriftet avgrenses til fagområdene offentlig virksomhets økonomi, styring og organisering i Norge. Aspekter som står sentralt er demokrati og folkestyre, samarbeid mellom politikk, ledelse, medarbeidere og profesjoner, og medarbeidernes rolle i offentlig forvaltning.

Samfunn og økonomi skal fremme debatt og styrke kommunikasjonen mellom forskere og yrkesutøver på ulike felt. Det skal stimulere til forskning og bidra til at faglig politikk og beslutninger tas på kunnskapsbasert grunnlag. Samtidig skal det sikre at forskning når ut til et bredt publikum.

Tidsskriftet utgis av Fagforbundet, og er et frittstående vitenskapelig tidsskrift med fagartikler, kommentarartikler og fagfelleverderte artikler.

Retningslinjer for manuskripter

Redaksjonen tar fortløpende imot manuskripter. I tillegg inspirerer redaksjonen til relevante artikler. Alle artikler vil bli gitt en redaksjonell behandling. Redaksjonen avgjør om temaet passer tidsskriftets formål og profil og har et faglig innhold og en form som gjør det aktuelt å bruke artikkelen. Artikler som er trykket kan legges i åpne institusjonelle arkiv. Kilde skal oppgis.

Samfunn og økonomi er et NVI-godkjent tidsskrift. Publikasjonspoeng kan registreres i Cristin. Den enkelte forfatter eller institusjon har ansvaret for å registrere artikler her.

Fagfellevurdering

Vitenskapelige artikler som tidsskriftet ønsker å trykke vil bli sendt videre til fagfellevurdering. Forfatteren må gjerne gi forslag om relevante fagfeller, men redaksjonen står fritt til å vurdere dette. Ved fagfellevurdering blir forfatternavn tatt bort. Også fagfellenes kommentarer vil være anonymisert. Forfatteren vil få tilsendt kommentarer og endringsforslag, og kan dermed gjøre nødvendige endringer før publisering. Deretter kan det bli det en ny runde fagfellevurdering. Artikler som er fagfellevurdert, blir merket som det.

Fagfellevurdering kan være en krevende prosess som tar tid. Redaksjonen forutsetter at forfattere som har et manus til fagfellevurdering ikke sender samme manus til andre tidsskrifter samtidig.

Forfatterinstruks

Manuskriptet sendes elektronisk til redaksjonen@samfunnogokonomi.no. Manuskriptet sendes i Word, skrifttype Times New Roman. Artiklene skal normalt være på ca. 40 000 tegn og ikke lengre enn 60 000 tegn, inkludert et sammendrag på maksimum 200 ord. Figurer og tabeller skal være nummerert og ha en egen tekst som kort beskriver hva vi ser. Legg også ved en liste over de mellom fem og ti viktigste søkeordene for artikkelen.

Det skal gis en kort forfatteromtale. På egen fil legges ved foto av forfatteren. Institusjonstilhørighet skal oppgis, og videre skal det føres opp navn, akademisk tittel, fødselsår, adresse og e-postadresse.

Referanser føres opp i APA-standard. Eksempler på hvordan dette gjøres finner du blant annet her: <https://www.samfunnogokonomi.no/mal-for-referanser-i-samfunn-og-okonomi/>. For øvrig kan spørsmål omkring referanser rettes til redaksjonen.



**SAMFUNN
ØKONOMI**

Et bindeledd mellom forskning, yrkesutøvere og politikk



FAGFORBUNDET