Heim kommune

Arkivsak-dok.	23/00070-2
Saksbehandler	Ola Morten Teigen

Saksgang	Møtedato	
Kommunestyret	02.03.2023	12/23

Energistrategi Heim kommune 2023-2040

Kommunedirektørens innstilling:

1. Kommunestyret tar saken til orientering og legger den til grunn for videre arbeid med energi i Heim kommune.
2. Kommunedirektøren bes fremme egen sak om energiøkonomisering. Saken må inneholde anslag for besparelser, hvilke bygg og tiltak som ønskes prioritert, samt en fremdriftsplan for arbeidet. Kommunedirektøren gis fullmakt til å sikre tilstrekkelig administrativ kapasitet til dette arbeidet, hvor dette finansieres gjennom behandling av regnskap for 1.tertial.
3. Kommunedirektøren bes utarbeide en mulighetsstudie for ny kraftproduksjon i Heim kommune basert på sol, vann, vind og kjernekraft, der konkrete steder utredes med potensial for kraftproduksjon, arbeidsplasser og økonomiske forhold. Saken må ta høyde for et videre kraftunderskudd også fra 2030 i vår region.
4. Kommunedirektøren bes fremlegge en årlig sak om energistatus i Heim kommune. Saken skal inneholde status for kraftsituasjonen, endringer i kommunens eget forbruk, tiltak som er gjennomført i foregående år, samt planer for videre energiøkonomiseringstiltak. Det må også, så langt det er tilgang til adekvate data, fremvises en prognose for fremtidig kraftbehov for Heim kommune og regionen på kort og mellomlang sikt.
5. Heim kommune tilknytter seg løsningen energiportalen.no og gir innbyggerne fri tilgang til verktøyet. Årlig lisenskostnad innarbeides ved behandling av regnskap pr første tertial.
6. Heim kommune gir følgende uttalelse til NOU 2023:3:
    a. Heim kommune gir sin tilslutning til NOU 2023:3 og legger Energikommisjonens arbeid til grunn for kommunens egen energistrategi.
    b. Heim kommune ber om at staten gir rammevilkår som sikrer at privathusholdninger, næringsliv og kommuner kan gjennomføre energiøkonomiseringstiltak i det omfang som kommisjonen legger til grunn.
    c. For at norske kommuner skal tillate utbygging av ny kraftproduksjon må det sikres rammebetingelser både for utbyggere og ikke minst for de lokalsamfunn som rammes av ny kraftproduksjon slik at dette blir attraktivt nok. Økte inntekter til kommunene som tillater kraftproduksjon må ikke trekkes inn gjennom andre

ordninger. Samtidig støtter Heim kommune krav om reguleringsplan for vindkraftverk.

Vedlegg i saken

Vedlegg 1 - NOU 2022-6 Nett i tide
Vedlegg 2 - Nasjonal strategi for forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering av ny klimavennlig energiteknologi
Vedlegg 3 - NVE årsrapport 2021
Vedlegg 4 - NOU 2023-3 Mer av alt raskere
Vedlegg 5 - høring av grunnrenteskatt på landbasert vindkraft
Vedlegg 6 - Høring om lovendringer
Vedlegg 7 - nasjonal ramme for vindkraft

Digitale lister

Manuelle lister

Høringssvar LVK

Bakgrunn for saken

Kommunestyret vedtok i sak 78/22 følgende bestilling:

Energistrategi for Heim kommune må diskuteres i egen sak, i løpet av høringsperioden. Kommunedirektøren bes om å legge frem sak. Alternative energiløsninger må vurderes.

Denne saken er oppfølgingen av dette vedtaket, i form av et forslag til overordnet energistrategi for Heim kommune. Tidsperspektivet, 2023-2040, er ment å være en indikasjon på at dette er en overordnet sak med betydning for lang tid fremover. Det kan være naturlig å revidere strategien i takt med endringer i behov, status og politiske prioriteringer. 24.februar med Russlands angrep på Ukraina markerte et veiskille i energipolitikken på Europeisk nivå som endret betydelig på både innenlands forhold og forholdet mellom Norge og Europa. Fremtidige kriser kan på samme måte gi behov for en revidering, enten det skjer gjennom krig, teknologisk utvikling, endrede politiske prioriteringer eller helt uforutsette hendelser.

Det legges liten vekt på norsk produksjon av olje og gass offshore, selv om dette er relevant for alternativanvendelse på land og en prisdriver for både europeisk og innenlands kraftmarked. Det er bestilt som en energistrategi, slik at klima ikke utredes særskilt i denne saken men heller bør underlegges egen utredning.

Saken legger videre til grunn NOU 2023:3 Mer av alt – raskere. Dette må regnes som det mest uavhengige grunnlag for nåsituasjon og fremtidig behov, samt realistiske tiltak.

Saksfremstilling

Forholdet til kommuneplanens samfunnsdel[1]
En energistrategi for Heim kommune er forankret i kommuneplanens samfunnsdel gjennom flere ulike mål. De mest relevante listes opp under:

1.1 Et åpen og aktivt samarbeid mellom kommune og næringsliv

- Legge til rette for en helhetlig og fremtidsrettet næringsutvikling

En helhetlig og fremtidsrettet næringsutvikling må i 2023 basere seg på at tilgangen til nødvendig energi er tilstede, og at denne fremskaffes bærekraftig. Det vil si at den er fornybar og uten utslipp.

1.3 Heim kommune som organisasjon

- Aktivt stimulere til befolkningsvekst gjennom å videreutvikle og synliggjøre attraktive lokalsamfunn med et mangfold av boliger og arbeidsplasser
- Å sikre en bærekraftig økonomisk utvikling med handlingsrom for tjenestene

Målene krever at det opprettholdes og utvikles et næringsliv som har tilgang på kraft, og at dette ikke blir en begrensning. Videre gir lokal kraftproduksjon i seg selv et betydelig inntektspotensial til kommunen, ikke bare ved vindkraft men også andre produksjonsmetoder.

3.1 Kommunen, næringsliv og privathusholdninger velger det klimavennlige alternativet

- Gjennomføre innovative og lønnsomme energitiltak i kommunale bygg og anlegg, samt være en pådriver for redusert energibruk i næringslivet
- Innovasjon i industrien blir nødvendig for å nå klimamålene
- Legge til rette for nye næringsarealer med sikte på utvikling av sirkulærøkonomiske etableringer
- Utnytte lokale ressurser for energiproduksjon
- Etablere en strategi for klima og energi for Heim kommune

Målene legger til rette for at Heim kommune skal prioritere ENØK-tiltak i egen organisasjon, samt legge til rette for at lokalt næringsliv jobber med dette. Dette punktet er også spesifikt på at det skal legges til rette for innovasjon i industri med sikte på å nå klimamål, også kalt det grønne skiftet. Dette krever tilgang på fornybar kraft. Å utnytte lokale ressurser for energiproduksjon er flerdelt. I Heim er det både ressurser som nyttes til produksjon av biogass, samt at vi har vann, vind og sol tilgjengelig. Det er ikke kjente ressurser hva gjelder gass og kjernekraft, men begge deler transporteres normalt fra utvinningssted over lange avstander før det nyttes til produksjon av energi. For øvrig er denne saken etablert som energistrategi, i tråd med bestilling i kommuneplanen. Sak om klimastrategi kan være aktuelt ved revisjon av energistrategi eller som egen sak.

6.2 Sikre en bærekraftig matproduksjon

- Legge til rette for produksjon av fornybar energi inkludert bioenergi i landbruksnæringen

Som beskrevet over er dette allerede implementert i form av Svanem Biogass AS sin etablering av reaktorer for konvertering av husdyrmøkk og avfallsprodukter fra oppdrettesnæringen til biogass og gjødsel. Også solpaneler landbasert vind kan bidra til å gi økte inntekter til landbruket som igjen bidrar til økt lønnsomhet over verdiskapning for næringen.

6.3 Stimulere til økt verdiskapning

[1] Kommuneplanens samfunnsdel (arcgis.com)

- Legge til rette for fremtidsrettede næringer innen fornybar energi og moderne teknologi

Punktet tilsier at energiproduksjon basert på fornybare kilder skal tillates.

7.1 En fremadrettet arealpolitikk som ivaretar behovet for næring, industri og attraktive arealer…

- Vurdere utnyttelse av spillvarme fra Wacker Holla Metall og legge til rette for næringsareal i tilknytning til dette.

Punktet støtter opp om planene omkring «Holla Utenfor Porten» som det pr i dag jobbes aktivt med fra flere interessenter. Dette vil kunne bidra til å skape ny næringsvirksomhet basert på varmtvann og damp fra Wacker Holla. Energiproduksjon er en av flere mulige måter å utnytte dette på.

Hva er kraft?

Elektrisk strøm benevnes gjerne i kilowatt og kilowattimer[2]. Mens kilowatt er effekten, er kilowattimer en måte å måle mengde strøm på. Det enkle eksempelet er en hjemmelader som gir 3,3 kilowatt effekt. Den vil på en time (teoretisk) kunne lade elbilen med 3,3 kilowattimer effekt. I denne saken baseres benevnelsene på watt. Kilo betyr 1000, mega betyr million, mens giga betyr milliard. Terra betyr 1000 giga, eller billion. Watt består av forholdet mellom strømstyrken, som måles i ampere, og spenningen som måles i volt. 220 volt x 10 ampere = 2200 watt, eller 2,2 kW. Dette er eksempelvis viktig i forbindelse med kraftlinjer, der de lokale gjerne er opp til 22 kV(kilovolt, 22.000 volt), mens transmisjonsnettet gjerne er opp til 420 kV. Det ledes så frem til en transformatorstasjon som kan omforme strømmen til for eksempel 22 kV, før den går helt inn til en husholdning som 220 volt strøm som vi får i stikkontakten hjemme. Hensikten med høy volt er å kunne transportere store mengder strøm over avstander, med minst mulig kraftlinjer. Da blir transporten så rimelig som mulig i vårt store nett. Til sammenligning er 420 kV 1909 ganger mer enn de 220 volt vi har i våre hus. Det gjør at man får transportert vesentlig mer strøm gjennom linjene ved å øke spenningen (volt).

Norsk kraftproduksjon svinger fra år til år, da den i hovedsak er basert på nedbør og i noen grad vind. I 2021 satte Norge ny rekord med totalt 157,1 TWh produsert kraft[3]. Dette er mer enn beregnet normalårsproduksjon som er på 154,8 TWh. Oversatt til et lokalt energiproduserende anlegg som Søa kraftverk har dette en såkalt installert effekt på 37 megawatt(MW). Det gir antatt årsproduksjon på 195 gigawattimer eller 0,195 TWh. Anlegget har en fallhøyde på 273 meter[4]. Viktig for et vannkraftanlegg er også magasinkapasitet. Det er kraftverkets «lagringsplass» for vann som kan slippes ut og sendes gjennom turbinen for å produsere elektrisk strøm «ved behov». For Søa sin del er dette magasinet på 67 mill kubikk, mens de største vannkraftanleggene i landet har betydelig større kapasitet.

Fyllingsgrad er et mye brukt begrep de siste årene, og er en beskrivelse på i hvor stor grad et vannkraftverks magasin er fylt opp med vann som kan nyttes til kraftproduksjon. Ifølge SNL defineres fyllingsgraden som forholdet mellom det aktuelle vanninnholdet i et reguleringsmagasin og vanninnholdet ved fullt magasin. Er fyllingsgraden 100% er altså magasinet fullt, som for Søa sin del tilsvarer 67 millioner kubikkmeter med vann. Norges største magasin er Blåsjø som ligger i kommunene Bykle, Hjelmeland og Suldal. Dette magasinet har et areal på 80 kvadratkilometer og en magasinkapasitet på 3105 mill kubikkmeter. Dette tilsvarer ifølge Konsesjonskraft IKS[5] en energimengde på 7,8 TWh. Til

[2] kWh – Store norske leksikon (snl.no)
[3] https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/
[4] Søa - TrønderEnergi (tronderenergi.no)
[5] Blåsjø - Konsesjonskraft

sammenligning noe over 46 ganger mer en Søa-kraftverkets magasin. Norge har om lag 50% av Europas samlede magasinkapasitet. Ifølge NVE tilsvarer Norges magasinkapasitet ca. 70% av årlig produksjon, noe som sammen med høy installert effekt gir vårt innenlands kraftsystem stor fleksibilitet.

I Norge har vi et kraftsystem som er basert på at husholdninger og industri skal ha lett tilgang til billig, fornybar energi gjennom primært vannkraft. Dette har vært et konkurransefortrinn, og noe som har bidratt til at energi er en liten del av norske husholdningers månedlige kostnader. Sammenlignet med andre land, eksempelvis Tyskland og Sverige, har de helt annen tilgang til elektrisk strøm enn oss. I Sverige er eksempelvis andelen fjernvarme til oppvarming av privatboliger langt høyere, mens det i Tyskland er svært vanlig å varme opp både boliger og industri med gass. Også andre Europeiske land bruker naturgass som kilde til energi for mange flere formål enn Norske husholdninger har gjort. Mens norske boliger varmes opp med ca 84% (2021) elektrisk strøm, er andelen i EU samlet ca. 25%[6]. Til sammenligning var tilsvarende tall for Norge omkring 1960 35% der oljeprodukter og ved utgjorde hovedforskjellen.

Kraft i Norge

Elektrisitetsproduksjon og distribusjon er strengt regulert i Norge. Sentralt i dette står energiloven som deregulerte markedet i Norge i 1991. Formålet med loven er å sikre at produksjon, omforming, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Samtidig skal den ta hensyn til både allmenne og private interesser. Energiloven har siden 1991 bidratt til at Norge har hatt god tilgang på strøm, til en lav kostnad. Dette har vært et konkurransefortrinn for landet, og bidratt til at Norge som på mange måter er et høykostland likevel har hatt en stor prosess- og metallindustri.

Energi i form av elektrisk strøm har den ulempe at den må nyttes umiddelbart etter bruk i et kraftsystem som vårt. Vi har ingen direkte lagringsmedier for produsert elektrisk kraft, sett bort fra batterier. Disse er i dag så små at de ikke vil være relevante i kraftsystemet. For en enkelt husholdning kan noen timers forbruk være innenfor rekkevidde i form av batterilagring, men på systemnivå er det vannmagasinene som lagrer vann før produksjonen skjer som blir en form for indirekte batteri.

Prisområder

Norge er delt opp i prisområder for strøm. Dette skyldes spesielt at landet ikke har et sentralt nett som kan fordele strøm likt i hele landet, og det å transportere strøm gir i seg selv et tap. Selv med dagens nett, der forbruk i hovedsak er i relativ nærhet til forbruk, har vi et tap anslått til ca. 10%. Statnett[7] viser også til at prisområder er en viktig markedsmekanisme for å synliggjøre behovet for investeringer i både nett og produksjon av strøm.

[6] Varmepumper reduserer utgiftene til strømavhengige nordmenn (ssb.no)
[7] Derfor har vi prisområder for strøm i Norge | Statnett



De ulike regionene er vist på illustrasjonen til venstre. Her fremgår Nord-Norge som region NO4, mens Trøndelag tilhører NO3 sammen med Møre- og Romsdal. Sørlandet, NO2, har også Rogaland inkludert i sitt prisområde, mens NO5 er betegnet som Vestlandet. Til sist er prisområde NO1 betegnet som Østlandet. Det er viktig å understreke at dette er benevnelser på prisområdene, ikke nøyaktige betegnelser for geografien som inngår i hvert av dem.

Til sammenligning er Sverige inndelt i fire prisområder, mens Danmark er inndelt i 2. Finland har ikke etablert ordningen med prisområder så langt. Da nettkapasiteten mellom og internt i regionene ikke er god nok til å transportere alt av behov og produksjon til enhver tid vil det oppstå prisforskjeller i de ulike prisområdene. NO4 og NO3 har lenge derfor vært skjermet for de høyeste prisene, noe som endret seg litt i 2022. Spesielt NO3 nærmet seg i deler av året de sørlige prisområdene. Nord har generelt lavere pris enn sør, av flere grunner. Spesielt peker for eksempel Statkraft på at det i Nord-Sverige er bygget mye vindkraft og det har vært mye vann i Nord-norske vannmagasiner. Dette bidrar til at det er mye tilgjengelig kraft i regionen, samtidig som situasjonen i sør har vært motsatt med lav fyllingsgrad i magasinene. Statnett forventer også i fremtiden at NO4 over tid vil være lavere priset, sammenlignet med de sørligste prisområdene. Her bidrar også mellomlandsforbindelsene (utenlandskablene) til å høyne pris, men øke forsyningssikkerhet.

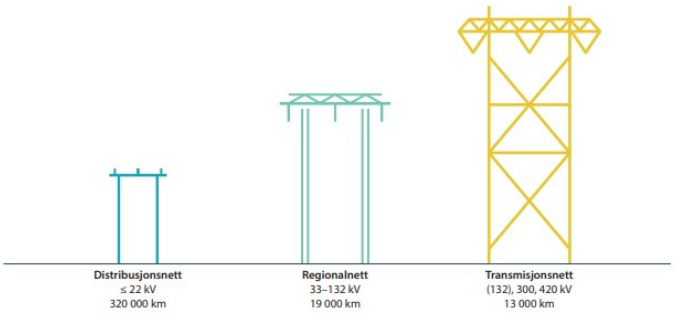
Basert på et Europa som frem til nå har satset på fornybar energi i form av vind og sol vil det også være betydelige muligheter for tilgang på billig import av strøm i deler av året/døgnet. Norge er i en særstilling hva angår muligheten til å nyttiggjøre seg denne manglende regulerbarheten i det Europeiske kraftmarkedet. Primært fordi vi har store vannkraftmagasiner som gir oss regulerbar kraft, sammen med at det er mulig å lagre store mengder kraft allerede. I tillegg kan pumpeteknologi mellom høyere- og lavereliggende magasiner gi mulighet for å bruke disse magasinene som batterier. Når det er svært lave priser på importert sol- og vindkraft i Europa, kan denne strømmen brukes for å pumpe vann opp fra lavereliggende magasiner til høyereliggende. Når strømprisen er høyere kan dette vannet så brukes til innenlands kraftproduksjon som selges til en høyere pris. Pr i dag oppleves dette av kraftprodusentene som mindre aktuelt da det varslede avgiftsregimet gir stor usikkerhet omkring fremtidige inntekter. Dette bidrar til redusert investeringsvilje. En særlig skatteordning som gir endrede rammebetingelser for pumpebaserte vannmagasiner som nyttiggjør seg svingende strømpris basert på fornybar men ikke regulerbar energiproduksjon vil kunne være av nasjonaløkonomisk interesse. Dette er imidlertid store anlegg med betydelig utredningsbehov før realisering, blant annet av verne- og naturinteressehensyn. Det vil derfor ikke være særlig relevant i samband med energikommisjonens tidsperspektiv frem til 2030, men kan være en vesentlig del av løsningen frem mot 2040-50.

Det norske kraftnettet

I Norge er det NVE som har ansvar for å forvalte vann- og energiressursene. Dette betyr at det er NVE som gir konsesjon til bygging av vannkraftverk, vindkraft, fjernvarme, kraftledninger og andre energianlegg som behandles etter energiloven. Det gis en god gjennomgang av NVE sine oppgaver og mål gjennom vedlegg 3 i saken. Blant hovedmålene har vært samfunnsøkonomisk

produksjon og fordeling av elektrisk kraft, samt forsyningssikkerhet. NVE gir en god oversikt over saker som angår heim på sine hjemmesider[8].

Som det fremgår av kapittelet over om prisområder, er kraftnettet en helt avgjørende del av hvordan det norske kraftsystemet fungerer. 14.juni 2022 ble det avlevert en rapport, NOU 2022:6, Nett i tide (se vedlegg 1) som beskriver nettet og gir en rekke fremtidsbilder for utviklingen. Det Norske kraftnettet består primært av distribusjonsnett, regionalnett og transmisjonsnett. Strømnettet i Norge er underlagt monopol, og det er staten som regulerer. Energiloven gir rammer for regulering av hele energisektoren, inkludert nettdelen. Strømnettet kjennetegnes av høye investeringskostnader, og brukerkostnader som synker med økende utnyttelse av nettet. Dette bidrar til at det er ønskelig å investere så lite som mulig for å opprettholde et fungerende nett med tilstrekkelig kapasitet. Å skulle ha flere parallelle nett i et tynt befolket land som Norge ville gitt store kostnader til hver sluttbruker, med sterkt økende nettleie som konsekvens.



Illustrasjon fra NOU 2022:6

Monopoler kan ha som virkning at effektivitet blir lavere og kostnader høyere. For å motvirke dette er strømdistribusjon underlagt betydelig regulering. Det kreves blant annet konsesjon for å drive nettselskaper, både for distribusjonsnett og regionalnett. Også dette gis av NVE. Overordnet er det de lokale kraftselskapene som har bygget distribusjonsnett og regionalnett, mens Statnett har ansvaret for Transmisjonsnettet. I Heim er det Nettselskapet og S-Nett As som driver distribusjonsnettet, mens Tensio har ansvaret for regionalnettet.

Statnett har for tiden strekningen Åfjord-Snilldal under planlegging. Dette ble konsesjonsgitt i 2013, og gjelder byggingen av en 420 kV ledning fra Namsos til Surnadal. Prosjektet er ment startet opp i 2025, og omfatter 112 km ny 420kV kraftledning, med mer. Oppstart er altså 13 år etter konsesjonen er gitt, noe som gir et bilde på fremdriften i slike prosjekter.

Utenlandskabler

Norges tilkobling til Europa skjer gjennom mellomlandsforbindelsene, populært kalt utenlandskablene. Dette er en infrastruktur for import og eksport av elektrisk strøm som har vært i drift i mange år, men som har blitt gitt økt interesse de siste par år pga økte kraftpriser innenlands. Ifølge Statnett[9] er mellomlandsforbindelsene en integrert og viktig del av det norske sentralnettet. Det bidrar til norsk verdiskapning, forsyningssikkerhet og fremtidens klimavennlige energisystem.

Også NOU 2023-3 tar for seg mellomlandsforbindelsene som en sentral del av det norske kraftsystemet. I en illustrasjon fremgår både forbindelser og kapasitet.

[8] Konsesjonssaker - NVE
[9] https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/

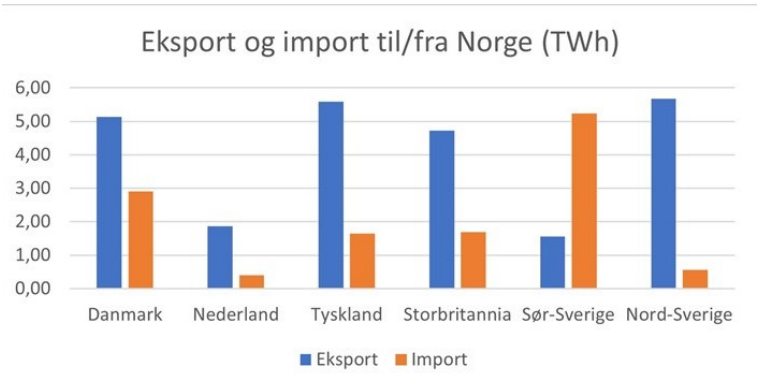


Som det fremgår av illustrasjonen til venstre, sakset fra Energikommisjonens utredning, har Norge direkte forbindelser til både Sverige, Danmark, England, Tyskland og Nederland. Tilkoblingen startet med åpningen av Danmarksforbindelsen i 1994, mens Sverige fikk en markedskobling til Norge i 1996. Tilkoblingen bidrar til at det norske kraftmarkedet blir større, noe som også gjør at Norge i større grad blir påvirket av de tilkobledes kraftpriser.

Samtidig har mellomlandsforbindelsene også en helt klar effekt ved at det gir forbedret forsyningssikkerhet og effektivitet. Spesielt for Europa, som i stor grad vil være avhengig at det blåser eller at solen bidrar til strømproduksjon. Ifølge det europeiske miljøbyrået[10] (2021) kommer likevel 77% av Europas energi fra fossile kilder. Videre står kjernekraften for 14% mens fornybarandelen var på 9%. Fornybarandelen er imidlertid på rask vei opp, i 2010 bidro eksempelvis solceller med den største økningen i europeisk kraftproduksjon, med gass og vind som henholdsvis to og tre på listen.

Mens Europas fornybarstrategi satser på fornybar kraftproduksjon har sol og vind likevel den ulempe at den ikke er regulerbar. Enten blåser det og solen er fram, eller så er det lite eller ingen kraftproduksjon. Det betyr at sol og vind må ha noe høyere effekt enn forventet bruk over tid, og det bør kobles med regulerbar kraft. For Europas del har dette vært gass, olje og kull, mens det i Norge er vannkrafta som er reguleringsmekanismen. Dermed blir det også et behov for å kvitte seg med en overproduksjon i deler av døgnet/året, noe som gir land med mindre sol- og vindkraft tilgang til svært billig strøm deler av året/døgnet.

Mellomlandsforbindelsene utnytter dette ved at Norge kan eksportere strøm til høy pris når det er mangel i Europa, mens vi kan importere når det er billigere enn vår egen produksjon. Ved at vi har så stor magasinkapasitet vil vi i deler av døgnet kunne holde igjen vann i egne vannkraftmagasiner for i stedet å importere billig, Europeisk kraft. Det betyr at vi da har vann som i stedet kan slippes gjennom kraftturbinen når strømmen er dyrere og behovet større.



I den grafiske fremstillingen til høyre, hentet fra Statkraft[11], ser vi kraftbalansen mellom de ulike land Norge har mellomlandsforbindelser til. Samlet eksporterte Norge netto 12,5 TWh i

[10] Energi — Det europeiske miljøbyrået (europa.eu)
[11] 2022 – nok et eksepsjonelt kraftår | Statnett

2022, der importen utgjorde 13,2 TWh og eksporten 25,7 TWh. Dette bidro til forsyningssikkerhet, samt et betydelig nasjonaløkonomisk bidrag til staten spesielt, men også enkelte kraftselskaper. For forbrukerne bidro det til noe høyere kraftpriser.

Kraftprisene har de siste vintrene vært høyere enn normalt. Tabellen under er for prisområdet NO1, men det har vært lignende trender også for andre sørlige prisområder.

Sørøst-Norge - Oslo (NO1)
Prisene er oppgitt øre/kWh inkludert mva.

Måned/År	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Januar	175,79	62,56	30,51	68,24	39,12	35,23	36,42
Februar	150,67	68,13	15,79	56,44	46,30	35,27	22,92
Mars	233,80	52,66	11,26	51,07	53,15	35,13	25,24
April	217,49	56,52	6,66	49,73	46,75	34,34	25,54
Mai	206,21	60,72	9,94	48,24	39,46	32,95	26,28
Juni	187,74	58,64	1,95	36,65	52,86	27,90	28,11
Juli	208,63	72,06	1,88	42,23	62,34	30,80	27,42
August	430,36	93,54	4,86	43,25	61,85	31,22	25,15
September	448,36	135,46	12,75	37,08	55,94	35,18	27,30
Oktober	161,81	120,14	17,94	46,42	49,51	32,43	36,97
November	140,72	132,91	6,24	53,45	57,77	37,62	45,11
Desember	335,85	221,41	26,77	47,70	63,50	38,25	37,23

Kilde: LOS, Agder Energi.

Som det fremgår av tabellen over har det siden januar/februar 2021 vært en vedvarende høyere strømpris sammenlignet med tidligere år/måneder. Dette har en rekke forskjellige årsaker, der både gasspris og utenlandskabler gir effekt. Ifølge Statnett utgjør imidlertid utenlandskablene kun 10% av prisene. De peker på at det er den voldsomme økningen i gasspris som er den største komponenten for prispåvirkning. I tillegg kommer også økte kvotepriser på CO2-utslipp.

Fra 2008 og frem til i dag er kvoteprisen pr tonn co2 økt fra ca. 25 Euro pr tonn, til over 90 nå i februar 2023. Prisen var gjennom 2010-2018 lav grunnet finanskrisen, da mye industri ble nedlagt. I tillegg til kvotehandel er også mye av markedet regulert gjennom statlige ordninger med subsidier til industri med mye utslipp. For en nærmere gjennomgang av kvotesystemet se gjerne gjennomgang hos Cicero[12].

For Norges vedkommende var også lavere tilsig til vannkraftmagasinene en kilde til økte priser. I samme artikkel viser Statnett til at det samtidig er økt forventet forbruk i Norge, samtidig som det er nærmest ingen nye planer om øket produksjon. Dette gir et veldig usikkert fremtidsbilde som gjør at fremtidige kraftpriser kan ha veldig stort utfallsrom.

Forholdet mellom kraftproduksjon og tilsig er motsatt. Tilsig er vann som tilflyter kraftmagasinene, og som kan nyttes til strømproduksjon. Det vil si at det i perioden med mest

[12] https://cicero.oslo.no/no/artikler/hva-er-eus-kvotehandelssystem

tilsig til magasinene(uke 19-33) er lavest kraftproduksjon, mens kraftproduksjonen er høyest i ukene 1-9 og 41-51 når det er svært lavt tilsig. Dette illustrerer magasinenes betydning godt, og viser behovet for store magasiner og nøyaktig kontroll på fyllingsgraden i magasinene. Lavere fyllingsgrad sammenlignet med tidligere år på samme tid tilsier at man har en mer utfordrende kraftsituasjon, forutsatt likt forbruk. I motsatt fall, svært høy fyllingsgrad, kan man oppleve svært lave kraftpriser i enkelte regioner. Dette kan også balanseres gjennom døgnet med ulike anleggs lokale produksjon basert på for eksempel vind. Blåser det mye på Hitra kan vi kanskje holde kraftproduksjonen i vannkraftanlegg noe lavere og beholde vannet i magasinene til en vindfri dag.

Kraftprisen er i utgangspunktet prisen for elektrisk kraft levert til sluttbruker. Norgesenergi beskriver prisen du betaler på regningen som bestående av selve strømprisen, nettleie, skatter og avgifter, samt strømleverandørens påslag. Både nettleie og avgifter styres i stor grad av staten, mens strømprisen er «børsstyrt». Påslag er i prinsippet fritt, men man kan selv påvirke dette som kunde både gjennom å velge fastpris, spot med påslag og andre løsninger de ulike strømleverandørene har.

Nettleien er sterkere regulert, i motsetning til kraftprisen som i større grad er markedsbasert gjennom børs. Denne styres i stor grad av investeringsbehov, investert kapital, samt et tillatt avkastningsnivå. For nærmere om nettleie, se NOU 2022:6 (vedlegg 1).

Dagens situasjon i Norge, Heim og Midt-Norge.

Bare i 2021 økte innenlands forbruk med 4,8% fra 2020, ifølge NVE[13]. Samtidig var det et innenlands kraftoverskudd. Mens produksjonen endte på 157,1 TWh var forbruket 139,5 TWh. Dette gir en positiv kraftbalanse med 16,6 TWh. Samtidig er det ikke slik at kraften nødvendigvis produseres nøyaktig samtidig som den behøves, det er variasjon både avhengig av sesong, vær og vind, mfl. Til sammenligning gikk både produksjon og forbruk ned fra 2021 til 2022, der samlet årsproduksjon ifølge Statnett[14] var på 146 TWh, mens forbruket var ned til 133,5 TWh. Samtidig som det ble importert 13,2 TWh ble det eksportert 25,7 TWh, en netto eksport på 12,5 TWh året gjennom.

Fyllingsgraden blir trolig en stadig viktigere del av kraftmarkedet i Norge. Dette fordi fornybar kraft som sol, vind og bølger ikke kan styres, mens vannkraft og kjernekraft kan reguleres. Det blir ikke vindkraftproduksjon når det ikke blåser. Derfor er det viktig at man har en måte å regulere kraftproduksjonen slik at det er nok tilgjengelig kraft også når det ikke er tilstrekkelig sol eller vind til å produsere elektrisk strøm.

Energikommisjonen kom 1.februar med sin tilrådning, se vedlegg 4 for detaljene. Her ble det fremmet en rekke tiltak for bedret, fremtidig kraftbalanse i Norge, inkludert ny produksjon og ENØK. Kommisjonen ble oppnevnt 11.februar 2022 av Olje- og energidepartementet for å kartlegge energibehov og foreslå økt energiproduksjon. Målet for dette arbeidet er at Norge fortsatt skal ha overskuddsproduksjon av kraft og at norske strømkunder skal ha rikelig tilgang på fornybar kraft. Kommisjonen har i sitt arbeid gjennomført både digitalt innspillsmøte og fått svært mange innspill til sitt arbeid. Arbeidet synes også å ha vært mer krevende enn forutsatt ved at arbeidet er utsatt fra opprinnelig frist 15.desember 2022 til 1.februar 2023.

Kommisjonen har vært ledet av Lars Sørgard, professor i Samfunnsøkonomi ved NHH, som også har vært konkurransedirektør i konkurransetilsynet. Utvalget er videre bredt sammensatt av partene i arbeidslivet, miljøbevegelsen, juridisk kompetanse, med flere. Arbeidet har munnet

[13] Kraftsituasjonen Q4 2021 (nve.no)
[14] 2022 – nok et eksepsjonelt kraftår | Statnett

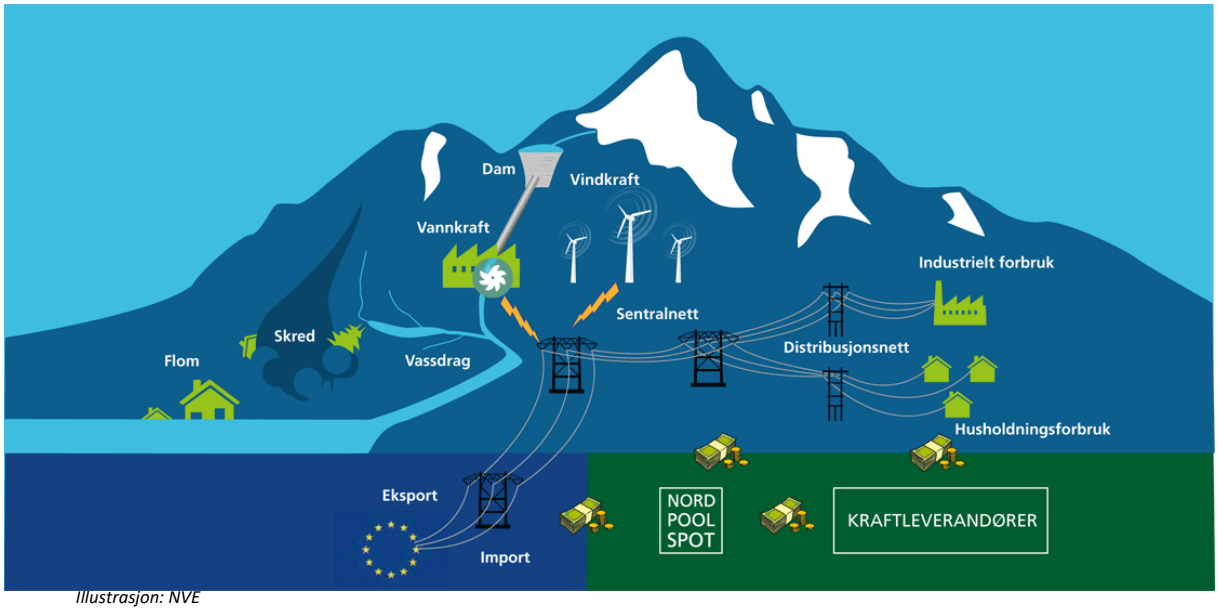
ut i NOU3:2003 – Mer av alt – raskere. Helt sentralt ligger måltallene fra kommisjonen. Her slås det fast at det innen 2030 må spares minst 20 TWh, mens det samtidig må produseres minst 40 TWh ny kraft. Dette er en viktig avklaring for å kunne ha et felles kunnskapsgrunnlag og målbilde for kraftdebatten.

Energikommisjonen trekker spesielt frem kommunene rolle som byggeier som sentral i ENØK. Det er svært stor mengde bygg i kommunene, og det gir en god mulighet til å spare energi. Samtidig krever dette betydelige investeringer i en sektor som har stadig økende gjeldsbelastning. Mens Heim kommune har en langsiktig gjeld eksklusiv pensjon i prosent av brutto driftsinntekter på 106,7 % i 2021, var tilsvarende tall for landet og KOSTRA gruppen henholdsvis 109,8 % og 116,6 %. Slik sett er Heim i en tilfredsstillende posisjon sammenlignet med øvrige kommuners investeringskapasitet. Hvorvidt det er dette formålet man skal satse på er en politisk prioritering.

Energikommisjonen ønsker også at det etableres et nasjonalt kompetansesenter for kommuner, som har til hensikt å samle inn og formidle beste praksis for ENØK og energibruk. Det foreslås at dette skal være brukerfinansiert, noe som vil kunne begrense fremdrift og interesse.

Energikommisjonen peker på flere kilder til ny produksjon. I norsk debatt har særlig oppgradering og nybygging av vannkraft vært et tema. Her har energikommisjonen konkludert med at det er potensial for 6-8 TWh i oppgradering/nybygging av vannkraft. Turbinoppgradering alene er stipulert til 4,4 TWh i teoretisk potensial av dette. Dette vil altså kunne være et betydelig bidrag, men vannkraft står med dette for maksimalt 20% av det totale behovet for ny kraftproduksjon.

Energikommisjonen peker også på havvind som en mindre konfliktfylt vei til ny kraftproduksjon. Her vil kostnader og lang vei frem til realisering være de mest begrensende faktorer. På noe sikt, omkring 2040, vil imidlertid havvind være en betydelig del av norsk kraftproduksjon. Dette kan bidra til å elektrifisere sokkelen, samt være en kilde til produksjon av strøm for eksport. Ved bruk på land i Norge vil havvind være en betydelig fordyrende produksjonsmåte basert på dagens kunnskap og kostnadsnivå.



Illustrasjon: NVE

Illustrasjonen over fra NVE viser enkelt forklart hvordan det norske kraftsystemet henger sammen[15]. Vannkraftmagasiner, omtalt som Dam i illustrasjonen, er i praksis et «batteri» som lagrer vann frem til det er bruk for vannkraften. Når andre kilder som Vindkraft og import er billig tilgjengelig nyttes det i størst mulig grad. Samtidig har magasinene en maksimal fyllingsgrad på 100%, og det kan ikke lagres vann ut over konsesjonsgrensen i dem. I tillegg er mange kraftstasjoner pålagt minstevannføring, noe som betyr at de må opprettholde en minimumsflyt i en elv eller bekk som er regulert. Hensikten bak minstevannføring er å sikre at elv eller bekk opprettholder sin funksjon for plante- og dyreliv også etter at den reguleres, samt å sikre grunnvannsforekomster, vannkvalitet og vannspeil lengre ned i et vassdrag.

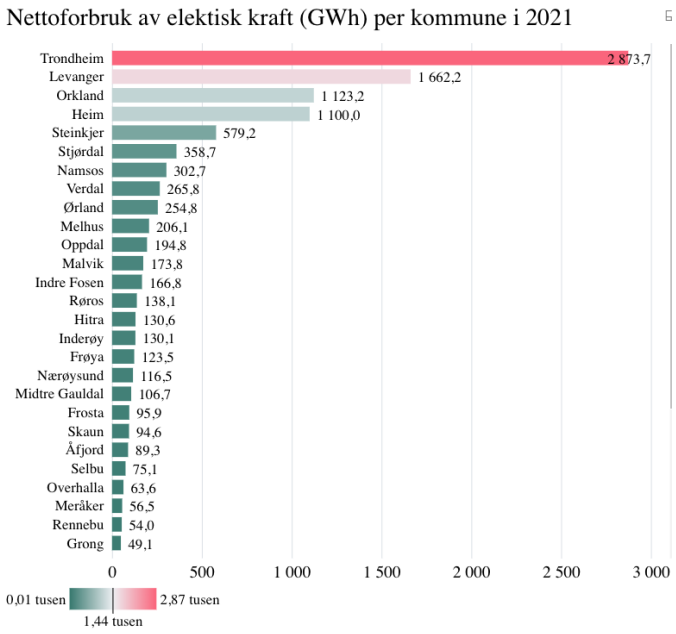
En viktig del av energipolitikken i Norge er klimautfordringene og Norges forpliktelser og mål. Kravet om 55% utslippsreduksjon frem mot 2030 er viktig for tiltaket som innebærer å elektrifisere norsk sokkel. Dette begrenser også adgangen til å legge opp til ny industri, inkludert kraftproduksjon, som medfører større utslipp av klimagasser. Som eksempel vil et nytt gasskraftverk være nært umulig å gjennomføre innenfor en slik ramme.

Dette er også bakgrunnen for ønsket om å elektrifisere norsk sokkel. Norge har i dag muligheter for å produsere vesentlig mer fornybar kraft, og med det elektrifisere sokkelen. Gjennom skatteregimet vil det også være sannsynlig at plattformer i stor grad kan elektrifiseres gjennom bruk av havvind, men dette ligger trolig noe frem i tid og vil vanskelig være tilstrekkelig for å oppnå utslippskutt nok frem til 2030. Samtidig går tiden, slik at målet om å redusere klimagassutslippene med 55% [16] innen 2030 er ambisiøst. Utslippskuttet måles imot norsk utslipp i 1990, og det er en reduksjon imot dette med 55% som er målet.

[15] Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet - NVE
[16] Nytt norsk klimamål på minst 55 prosent - regjeringen.no

Situasjonen i Trøndelag og Heim kommune

Forbruket i Trøndelag preges av befolkning, ved at Trondheim har det desidert høyeste forbruket samlet sett. Samtidig vises også kommunene med kraftkrevende industri svært godt, ved at tre av de fire største kraftforbrukere er industrikommuner med et forbruk langt over tilsvarende kommuner i folketall. Som det fremgår av Trøndelag i Tall[17] er det likevel kanskje overraskende for mange at Heim kommer så høyt på listen over kommuner med høyest forbruk. Som illustrasjonen til venstre viser er Heim den 4.største kraftforbruker i Trøndelag, ikke justert for folketall.



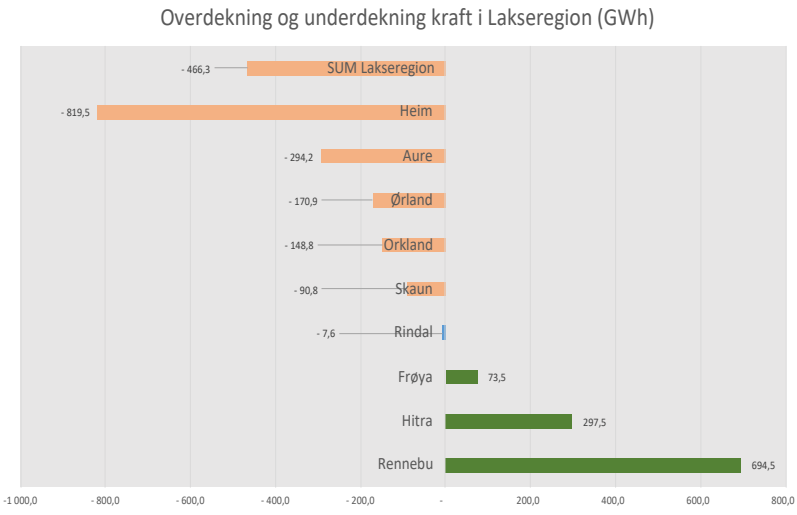
Justert for folketall er Heim den desidert største. Dette skyldes industriens bruk av strøm, ikke befolkningen. Heim kommune er også en betydelig kraftprodusent, med 280,5 GWh i midlere årsproduksjon. Samlet sett gir forholdet mellom produksjon og forbruk likevel en årlig underdekning på 819,5 GWh. Av dette bruker kommunen selv ca. 6 GWh.

Trøndelag i tall har også en oversikt over produksjonen av kraft i Heim. Her fremgår det at Søa er den desidert største bidragsyter for kraftproduksjon, men det er en rekke andre anlegg som bidrar vesentlig samlet sett. Sammen med ny kraftproduksjon som er på gang (Øvre og Nedre Skorilla) er kraftproduksjonen på vei opp i Heim.

Navn	Kommune	Type	Maks ytelse [MW]	Midl. årsproduksjon (ref. 1981-2010) [GWh]	Brutto fallhøyde [m]	Maksimal slukeevne [m3/s]	Energiekvivalent [kWh/m3]	Dato for eldste kraftproduserende del	Hovedeier
Søa	Heim	Kraftverk	37,00	207,5	273,20	16,00	0,63	10.11.1967	TRØNDERENERGI KRAFT AS
Fjelna	Heim	Kraftverk	4,83	17,3	82,50	7,50	0,18	11.03.2015	NORDIC POWER AS
Valsøyfjord	Heim	Kraftverk	4,28	19,2	187,00	3,00	0,40	01.01.1942	SVORKA ENERGI AS
Venna	Heim	Kraftverk	2,80	9,8	182,50	1,80	0,43	02.12.2013	SMÅKRAFT GREEN BOND 2 AS
Haukvik	Heim	Kraftverk	2,60	10,3	300,00	1,00	0,72	01.01.1987	HAUKVIK KRAFT AS
Rodal	Heim	Kraftverk	1,70	6,1	155,00	1,30	0,33	02.04.2011	RODAL KRAFT AS
Grytdalen	Heim	Kraftverk	1,30	5,5				02.03.2012	SVORKA ENERGI AS
Hagaelva	Heim	Kraftverk	0,84	2,3				15.08.2005	Uppgitt
Indreitselva	Heim	Kraftverk	0,43	1,4	151,00	0,33	0,36	25.04.2008	INDREITSELVA MINIKRAFTVERK AS
Eidsfossen	Heim	Kraftverk	0,40	1,1	31,00	2,00		31.12.1922	TRØNDERENERGI KRAFT AS
Totalt			**56,17**	**280,5**	**1 362,20**	**32,93**	**3,04**		

Som det fremgår av oversiktene over har Heim kommune et betydelig underskudd, det samme gjelder regionen samlet. Underskuddet er imidlertid lavere for regionen enn den er for Heim, som betyr at det er Heim kommune som trekker ned regionens kraftbalanse. Samlet kraftunderskudd i Heim er på 819,5 GWh, mens det for regionen samlet er på 466,3 GWh. Dette viser at regionen, uten Heim, har et overskudd på ca. 360 GWh, men at Heim sitt forbruk trekker balansen ned.

[17] https://trondelagitall.no/statistikk/energi-forbruk-kommune

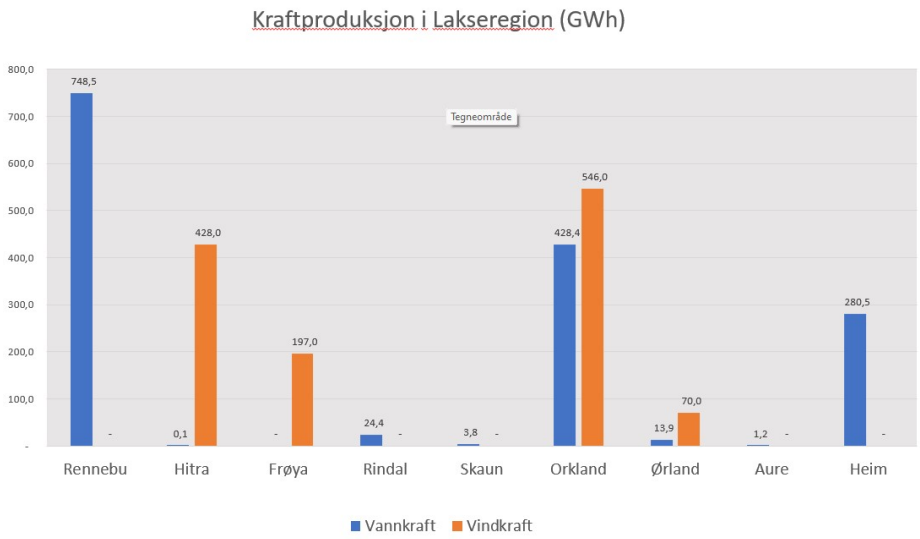


Som det fremgår av illustrasjonen til venstre har både Rennebu, Hitra og Frøya kraftoverskudd, mens Rindal, Skaun, Ørland, Aure og Orkland har underskudd sammen med Heim.

Fremstillingen viser at det er primært gjennom etablering av kraftkrevende industri de store forskjellene fremkommer. Basert på folketall alene burde Heim vært på nivå med andre kommuner og hatt tilnærmet kraftbalanse. Kraftkrevende industri, i praksis Wacker Holla, betyr at Heim kommune har denne store underdekningen.

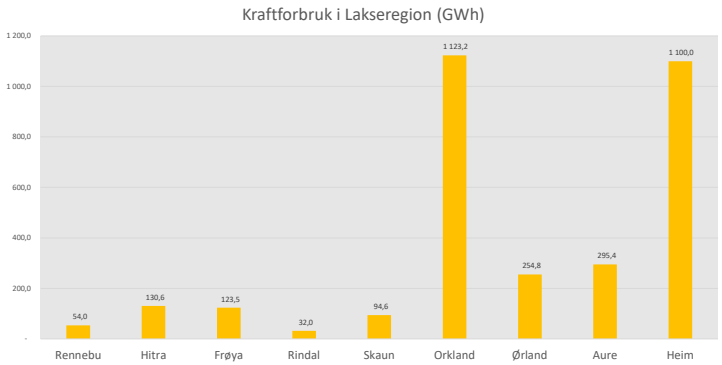
Nå må det legges til at vi ikke har kommunale kraftmarkeder i Norge, heller ikke regionale. Vi er delt opp i prisområder som danner en prismessig kraftregion, og vi har statlige føringer som er generelle. Samtidig har vi et strømnett som gjør at kraft ikke flyter fritt fra «Lindesnes til Nordkapp», og som i praksis betyr at det er noe geografisk sammenheng mellom kraftproduksjon og bruken av kraft. Dette vil trolig forsterkes i årene fremover, forutsatt energikommisjonens konklusjon om at vi er på vei inn i et kraftunderskudd om ikke noe vesentlig gjøres. Basert på historikk så langt vil det være vanskelig å se for seg en stor endring i kapasitet til overføring mellom regioner.

Når det gjelder kraftproduksjon er det Orkland som har den største, med nesten 1 TWh. Dette fordeles med 546 GWh på vindkraft, og 428 GWh vannkraft. Rennebu har størst vannkraftproduksjon med hele 748,5 GWh. Heim er 3.størst på vannkraft med 280,5 GWh, mens Hitra og Frøya har henholdsvis en årsproduksjon på 428 og 197 GWh vindkraft. Vindkraft utgjør altså nesten halve kraftproduksjonen i regionen.



Det er altså forbruket i de enkelte kommuner som utgjør den mest markante forskjellen, der Heim skiller seg ut med Wacker Hollas store bruk av elektrisk kraft. Ser vi kommunevis på kraftforbruket i lakseregionen er det Heim og Orkland som er i en egen divisjon. Selv om det også er både innbyggere og næringsliv også i de andre kommunene er det Heim og Orkland

som utmerker seg. Aure og Ørland er henholdsvis nr 3 og 4 målt i forbruk av elektrisk kraft, men bruker likevel under 30% av Heim sitt kraftforbruk.



Mens Heim har et forbruk på 1100 GWh årlig bruker Aure 295 GWh. I den sammenheng blir en reduksjon i kommunale bygg med 1 GWh gjennom ENØK-tiltak minimalt. Samtidig er det viktig å merke seg at dette er dagens situasjon. Samtidig planlegges det er rekke nye kraftkrevende næringsetableringer i regionen. Kun i Heim kommune er vi blant annet kjent med nytt næringsområde på Stormyra. Dette er ikke detaljert nok planlagt til at det er mulig å si noe konkret om kraftbehov. Det jobbes også med realisering av Taftøyan i samarbeid med privat aktør. Her er det allerede en aktør som har takket nei til etablering av hensyn til at det ikke var fremført tilstrekkelig kraft til området. Det prosjektet var ikke tilstrekkelig utredet til at det var mulig å si noe sikkert omkring fremtidig kraftbehov, men et årsforbruk på 2-300 GWh kan være et forsiktig anslag. Fullt utbygd trolig vesentlig høyere.

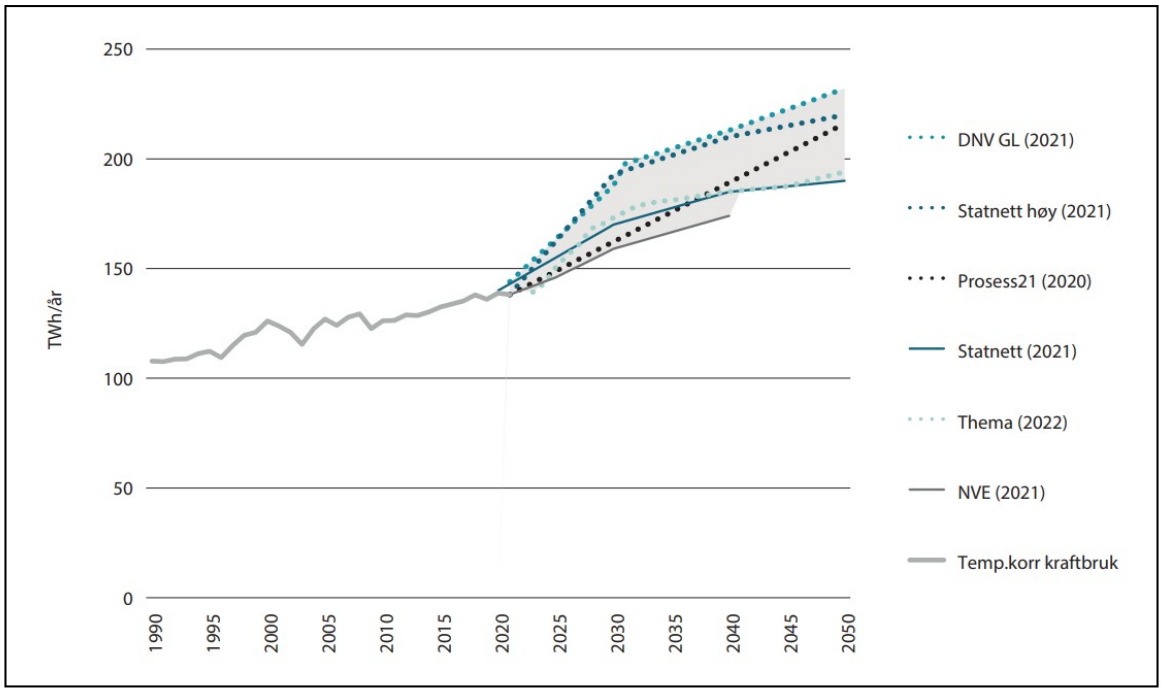
Også annen lokal industri melder om fremtidig kraftbehov, eksempelvis AquaGen. I tillegg vil kraftbehovet stige vesentlig imot 2030 ved et stadig større innslag av elbiler, noe som jo er et viktig bidrag inn imot å redusere klimagassutslippene inn mot samme årstall. Uten vesentlig andel elektrifisering av transportsektoren, både frakt og privatbilisme, vil det være vanskelig å nå klimamålene.

Det største enkelttiltaket vi kjenner til er likevel Wacker Hollas planer. Netto økt effektbehov fra dagens 120 MW er opp til 600 MW. Av dette er minimum 300 MW til direkte fabrikkbehov. Det tilsvarer 5 ganger så stort kraftbehov som i dag målt i effekt. Dette er nødvendig for å sikre at også Wacker når sine mål om økt produksjon sammen med de ambisiøse klimamål som kommunen er gjort kjent med, der fabrikken skal bli CO2-nøytral i 2030. Også dette tiltaket vil være en svært viktig del av målet om å redusere klimagassutslipp, og bidraget fra Holla alene kan påvirke de nasjonale utslippstall positivt.

Blir dette realisert vil Heim kommunes kraftforbruk overstige Trondheim sitt, og vi vil være den kommunen med desidert størst kraftforbruk i hele Trøndelag. Pr i dag er det ikke kjent tilgjengelig kraftproduksjon som vil tillate dette, selv om det jobbes med økt nettkapasitet som vil være en avgjørende del. Det kreves imidlertid både nettkapasitet OG tilgjengelig kraft for å kunne gjennomføre tiltakene.

<u>Fremtidig kraftbruk i Norge</u>

Som en del av Energikommisjonens arbeid er det fremlagt en framskriving av utfallsrommet av kraftbruk i 2030, 2040 og 2050. Fra NOU 2003:3 er følgende illustrasjon hentet:



Figur 1.1 Utfallsrom for fremskrivinger av kraftbruk i 2030, 2040 og 2050, TWh/år

Kilde: NVE (2021), Statnett (2021), Thema og Multiconsult (2022), DNV GL (2021), Prosess21 (2020).

Som det fremgår av tabellen, sammenholdt med en årsproduksjon i 2022 på 146 TWh, er vi raskt inne i en direkte mangel på kraft i Norge. Nå varierer imidlertid kraftproduksjonen fra år til år, der rekordåret så langt var 2021 med 157,1 TWh. Samlet normalårsproduksjon varierer imidlertid fra kilde til kilde, men NVE opererte i 2019 med 156 TWh, selv om Energifakta Norge opererer med 154,8 TWh. For 2022 utgjorde samtidig importen av strøm 13,2 TWh, noe som setter import omtrent i samme størrelsesorden som samlet, norsk vindkraftproduksjon.

Energikommisjonen har tre scenarier for å møte denne utfordringen.

1. Å godta at man i en overgangsperiode vil ha en stram eller negativ kraftbalanse. Dette innebærer at vi er avhengig av en betydelig import, forutsatt at denne er tilgjengelig, og et vedvarende høyt prisnivå
2. Utsette elektrifisering av sokkelen, med det som konsekvens av klimamålene ikke nås. Dette oppleves imidlertid usannsynlig da det er et bredt, politisk flertall for klimamålene og uten elektrifisering av sokkelen vil dette ikke være sannsynlig å oppnå.
3. Begrense tilknytning av ny industri. Dette betyr også begrenset utvikling av ny, grønn industri som kan bidra til verdiskapning i et fremtidig, fossilfritt samfunn. Dette vil også vanskeliggjøre en langsiktig nedbygging av olje- og gassindustrien rett og slett fordi det ikke er bygget opp en verdiskapende alternativ næring til erstatning for inntektene.

Energikommisjonen har med denne bakgrunn kommet til følgende mål innen 2030:

- <u>Minst 40 TWh ny, fornybar kraftproduksjon fra vannkraft, vindkraft, havvind og solkraft</u>
- <u>Minst 20 TWh energieffektivisering</u>

Kilder til redusert, fremtidig kraftubalanse

Mens prognoser tyder på at Norge er på vei inn i en betydelig kraftubalanse er det flere måter å løse dette på. Den konvensjonelle metoden er naturlig nok å øke kraftproduksjonen. Det er likevel riktig å se på flere alternativer. Redusert forbruk vil også kunne være et viktig bidrag til å bedre balansen. Med basis i NOU 2023:3 er det lagt til grunn at 1/3 av den tilgjengeliggjorte kraften i 2030 skal stamme fra redusert forbruk mens 2/3 skal skje gjennom ny produksjon.

Redusert forbruk

Det mest økonomiske kan i de fleste tilfeller være å bruke den kraften man allerede har, bedre. NVE har beregnet at det er et lønnsomt potensial for energieffektivisering (ENØK) på 13 TWh nasjonalt[18]. Dette fordeler seg med 9 TWh for næringsbygg, 3 TWh for bolig og 1 TWh for blokkbebyggelse. Beregningen baserer seg på hva som er regningssvarende, der det er satt et pristak på 1 kr/KWh. Omregnet vil det si at investeringer inntil 13 mrd kan være lønnsomme på sikt, investert i energiøkonomiserende tiltak. Der har likevel energikommisjonen satt målet om ENØK til 20 TWh. Dette vil mest sannsynlig kun skje gjennom statlige incentiver som tilskudd til byggutbedring, lovendring som begrenser bruken av strømsløsende løsninger osv.

Heim kommune vil i svært liten grad ha økonomisk kapasitet til å bistå boligeiere med utbedring av bygg. Dette vil være større investeringer hver enkelt boligeier selv må ta, med mulig bistand fra staten i form av ordninger gjennom for eksempel Enova. Ifølge SSB(Tabell 06265) er det 2399 eneboliger i Heim, med tillegg av 1313 andre boligtyper (tomannsbolig, leilighet, rekkehus, osv.) totalt ca. 3700. Med et tilskudd på bare 10.000,- til hver ville det gitt kommunen en kostnad på 37 mill, samtidig som det er svært usikkert hvor stor effekten ville vært på et så lavt nivå. De større og mest effektive tiltak for energiøkonomisering som bytte av vinduer, etterisolering, takoppgradering osv. har betydelig større kostnader. Med stor sannsynlighet ville prisen pr sparte kWh vært høy.

Heim kommune kan likevel bistå i form av rådgivning og kompetanse. Gjennom arbeidet med energistrategien er administrasjonen blitt presentert for et verktøy kalt energiportalen. Dette er midlertidig tilgjengeliggjort på adressen www.heim.energiportalen.no slik at det er mulig å teste ut for både innbyggere og folkevalgte frem til denne saken er behandlet. Lisens for videre tilgang tilsvarer ca. 28 000 ink mva første år, deretter 18 500 ink mva fra og med år to. Portalen gir hver enkelt innbygger mulighet til å stipulere effekten av tiltak knyttet til sin egen bolig, både når det gjelder bruk og investeringer. Dette kan være en god og lavterskel tilnærming til å bistå innbyggere i å energiøkonomisere sin egen bolig, både som bidrag til bedret kraftbalanse og økonomisk for egen del. Videre inneholder portalen kontaktinformasjon til lokale leverandører av ulike løsninger for de enkelte tiltak. Portalen er ut over dette også redigerbar, slik at den kan tilpasses ytterligere for Heim kommune sin bruk med innhold som er tilpasset kommunens innbyggere og næringsliv.

For næringslivet finnes det en rekke profesjonelle leverandører av kompetanse innen energiøkonomisering. Dette er et vel fungerende marked som vurderes å gi tilstrekkelig tilbud til de bedrifter som ønsker å satse på ENØK i egen bedrift.

Kommunen selv bruker også mye strøm, og hadde ifølge SSB (tabell 13231) et strømforbruk i 2021 på 6,979 GWh. Av dette bruker skole og helse ca. 2/3. Sammenligner vi med andre kommuner og ser alle formålsbygg samlet, bruker Heim noe mer enn nabokommunene pr kvm.

[18] https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/energieffektivisering-i-norske-bygninger-kan-redusere-energibruken-tilsvarende-10-prosent-av-norges-stromforbruk/

Dette kan skyldes eldre bygningsmasse, med mangelfullt vedlikehold. Mens Heim bruker 199 kWh pr år/kvm, bruker Orkland 138 og Skaun 144. Frøya er nærmere Heim med 197, mens Hitra bruker 183 kWh pr kvadratmeter formålsbygg. Dette viser at det er et betydelig potensial. Om Heim reduserte forbruket sitt til samme nivå som Orkland pr kvm, ville dette gitt en årlig redusert strømbruk pr kvm med ca. 30% målt imot dagens nivå. Det vil tilsvare ca. 2 GWh pr år i tilgjengeliggjort kraft. Denne besparelsen kan da i stedet selges, slik øvrig konsesjonskraft selges av Heim kommune. Det er vanskelig å stipulere besparelsen da denne avhenger av oppnådd kraftpris i fremtiden. Samtidig ville 30% redusert strømforbruk ha en betydelig kostnad i form av investeringer. Det legges til grunn at dette krever nærmere utredning, se innstilling i saken.

Selv en reduksjon på 15% av dagens strømforbruk ville vært betydelig, med en årlig besparelse på ca. 1 GWh. Dette kan skje både gjennom investeringer i kommunens formålsbygg, avhending av bygningsmasse der dette er mulig, samt å vurdere andre energikilder som grunnboring, økt bruk av pumpeteknologi (vann-luft, luft-luft, osv.).

Økt produksjon

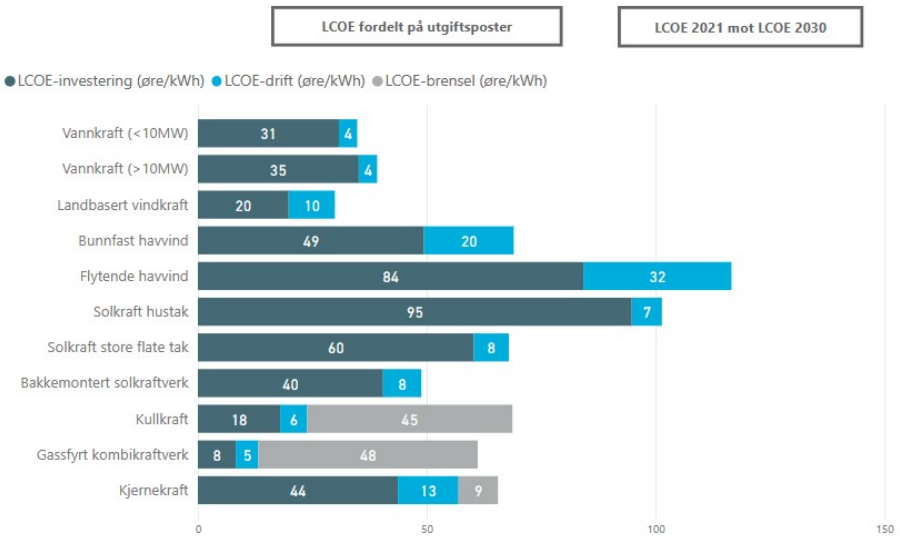
Det mest virkningsfulle og sikreste tiltaket imot fremtidig kraftubalanse vil være ny produksjon. Mens NVE har anslått det lønnsomme potensialet til 13 TWh, la energikommisjonen frem et råd om å realisere 20 TWh i form av ENØK. Dette var imidlertid en delt anbefaling, der blant annet kommisjonens formann gav uttrykk for at det kunne være for ambisiøst. Saken baserer seg likevel på å legge NOU 2023:3 til grunn, altså energikommisjonens flertallsinnstilling. Det må derfor vurderes tilstrekkelig å tilgjengeliggjøre minst 40 TWh gjennom ny kraftproduksjon, der regjering og Storting gir incentiver som gjør at målet om minst 20 TWh gjennom ENØK oppnås.

Ulike former for kraftproduksjon

Norsk innenlands kraftproduksjon er basert på vannkraft, med en andel på ca. 90%. Vannkraften er både fornybar, utslippsfri under produksjon og regulerbar. Det vil si at det er grønn kraft der produksjonen kan kontrolleres til når kraften behøves. Samtidig utgjør vannkraft store naturinngrep, både i form av oppdemming av store arealer og regulering av elver. Selv om vindkraft er økende, utgjorde det i 2021 bare 11,8 av de 157,1 TWh produsert elektrisk kraft. Dette er en økning i vindkraftproduksjonen på 1,9 TWh fra 2020, ca. 19%. I 2022 økte dette til 14,8 TWh, en oppgang på 25% fra året før.

Det er viktig å merke seg at energikommisjonen er tydelig på at det er fornybar produksjon som skal legges til grunn for de minst 40 TWh med ny produksjon som skal etableres de neste 7 årene. Det er verken aktuelt med kull- eller gassbasert kraftproduksjon. Et vesentlig moment i rapporten er at dagens gasskraftverk offshore skal erstattes av fornybar kraftproduksjon med den hensikt å redusere Norges utslipp av klimagasser. Videre er energikommisjonen oppmerksom på at et vesentlig hinder her er tiden det tar fra man starter utredning av et område for vind, sol eller vannbasert kraftproduksjon, frem til det er realisert og produserer elektrisk kraft. Derfor foreslå kommisjonen i rapportens punkt 1.6 at det må satses betydelig på saksbehandlingskapasitet og prioriteres å behandle konsesjoner raskere enn i dag. Dette gjør at tiltak som før har tatt lengre tid enn vi nå har likevel kan være realiserbare innenfor tidsrammen.

Kostnader ved ulike produksjonsmåter



NVE laget i 2022 en illustrasjon (over) med de ulike formene for kraftproduksjon, for å beregne kostnadene. Dette vises som LCOE, eller levetidskostnader på norsk. Det betyr beregnet kostnad pr kWh i anleggets levetid, inkludert investering, drift, brensel og avvikling. Det betyr at opprydding av eksempelvis vind- og kjernekraftanlegg er inkludert i den beregnede kostnaden. NVE har satt noen forutsetninger i dette som både gjelder rentenivå, brenselskostnad og levetid. Disse kan selvsagt variere over et livsløp, men er likevel satt på objektive kriterier som en statlig myndighet.

Kostnadene er vist som investeringsdel, driftsdel og brenselsdel. Dette for å synliggjøre hvilke komponenter som samlet utgjør den beregnede prisen. Her vil eksempelvis kull- og gassbasert kraftproduksjon være svært sensitiv for både gasspris og kvotepris på CO2. Kjernekraft vil trolig være noe mer stabil i brenselskostnad, mens de øvrige formene for kraftproduksjon ikke benytter brensel, men er fornybare.

Med basis i dette vil det også være viktig å se på regulerbarheten. Et energimarked basert kun på solkraft vil som eksempel være ikke-fungerende alene. Dette fordi solcellepaneler produserer når det er sol, men ikke ellers. Kraftbehovet er imidlertid uavhengig av dette, og prosessindustri vil ofte ha døgndrift som ikke kan stenges ned etter om sola er oppe eller ikke. Det er derfor nødvendig med en andel regulerbar kraft som balanserer den uregulerbare kraften slik at det alltid er tilstrekkelig kraft tilgjengelig for både industri og husholdninger.

Basert på oversikten er landvind, vannkraft og bakkemonterte solkraftanlegg de mest økonomisk forsvarlige formene for energiproduksjon pr i dag. Havvind kan gjennom skatteregimet til olje- og gassnæringen være aktuelt for bruk til erstatning av plattformenes gasskraftverk, samt til eksport. Innenlands vil det også kunne fungere som balansekraft ved tørrår, men basert på dagens prismodeller fremstår det lite aktuelt til bruk innenlands i Norge.

Vind- og solkraftanlegg alene vil ikke fungere, av hensyn til regulerbarheten, mens en utvikling der også vann, gass eller kjernekraft inngår vil ivareta reguleringshensynet. Basert på hensynet til utslippsmålene er gasskraft ikke aktuelt inn i denne energimiksen. Det gjøres derfor heller ikke nærmere vurderinger i saken av gass- og kullbaserte kraftverk da dette fremstår helt uaktuelt både av hensyn til Stortingets store flertall og energikommisjonens rapport. Norges vannkraftmagasiner er imidlertid en effektiv reguleringsmekanisme som sikrer at vind og sol kan fungere i Norge.

Vannkraft

Vannkraft er anslått å utgjøre ca. 1/6 av verdens samlede kraftproduksjon[19]. I Norsk sammenheng utgjør vannkraft opp mot 90%, men ser ut til å ha en synkende andel der spesielt vindkraft er økende. Vannkraftas store fordeler er at den er regulerbar, samt at vi har svært store magasiner som øker regulerbarheten ytterligere.

I Heim har det både vært etablert vannkraft tidligere, og det har vært søknader om konsesjon til nye utbygginger. Det er også pågående prosjekter, om enn av mindre omfang målt i kraftproduksjon.

Øvre og nedre Skorilla kraftverk ble gitt konsesjon i 2013. Disse har varslet byggestart i februar 2023, og er samlet estimert til en årsproduksjon på 10,8 GWh.

Leiråvatnet kraftverk fikk i 2015 avslag på søknad om konsesjon. Oppsummert var årsak til avslag konsekvensene for landskapsbildet i et uberørt fjellområde, friluftsliv og biologisk mangfold. Kraftverket ville ifølge NVE ha gitt en årsproduksjon på 8,6 GWh. Samtidig ble også Leneselva kraftverk behandlet, en utbygging på 7,2 GWh. Her ble konsesjon gitt, med forutsetning om at anadrom fisk blir ivaretatt med god detaljplanlegging og ventil. Det ble ikke gitt tillatelse til overføring fra Melslættelva. Hvorvidt dette kan være mer aktuelt i dag er ikke kjent, men i den utstrekning nye vannkraftanlegg kan bidra til å sikre nasjonale mål om utslippskutt vil det være viktige miljøargumenter for å tillate flere utbygginger enn de som i dag er gitt tillatelser.

Vindkraft

Heim kommune har stort potensial for kraftproduksjon basert på vindmøller. Det er i tillegg allerede pekt på Heim i NVE sin rapport om nasjonale rammer for vindkraft fra 2019, se vedlegg 7. Her er flere områder trukket frem, der flere av de foreslåtte vindkraftparker fra kommunedirektørens innspill til kommuneplan er innenfor planens område. Det må understrekes at planen var en faglig tilnærming til vindkraft på nasjonalt nivå, men at den politisk endte opp med å bli avvist på det aktuelle tidspunkt. Særlig gikk dette på kommunenes rolle, der det ikke for mange fremsto som at kommunene ble overstyrt av staten.

I forbindelse med kommunens arbeid med ny kommuneplan ble det i arealplanen foreslått 5 områder som var tiltenkt utredning for produksjon. For å bedre kunne beskrive potensialet til disse områdene har det vært nødvendig med ytterligere utredning etter at kommunestyret bestilte sak om energistrategi.

Som en del av forberedelsen til denne saken ble det av kommunedirektøren bestilt en ekstern vurdering av de ulike områdene som var spilt inn. Vurderingen er gjennomført Aneo, på bestilling fra Heim kommune. Det understrekes fra Aneo at det er anslag, men de er basert på tilgjengelig informasjon og er holdt konservative. De ulike områdene følger under.

Taftøy næringspark

Arealet ligger i direkte nærhet til Taftøy næringspark, og har utbygde vindkraftområder i visuell nærhet på Hitra. Videre er det planlagt 132 kV linje i området av nettselskapet Mellom, noe som gir enkel tilgang til nettkapasitet. Vindressursen er estimert til gjennomsnittlig 7,3 m/s. Da området ligger i terrenget og ikke på en topp kan potensialet være noe mer usikkert hva gjelder vindmengde. Med 9-12 turbiner på 5,6 MW vil området ha potensial for 150-200 GWh.

[19] https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vannkraft/

Her vil produksjonen kunne rutes direkte til næringsområdet og slik bidra til å realisere kraftbehovet her. Dette kan være et betydelig fortrinn for næringsområdet, sammenlignet med næringsparker uten slik krafttilgang.

Heimsfjellet

Her har tidligere konsesjonssøknad fått avslag i 2012/2013. Den gang ble prosjektet vurdert til å ha lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet sammenlignet med alternative prosjekter. Siden den gang er det etablert større kapasitet i nettet, og det er flere konsesjonsgitte prosjekter som ikke er realisert. I tillegg har teknologisk utvikling sørget for at det er mulig å hente mer kraft ved lavere vindhastigheter. I dagens målestokk er vindressursen god, med 7,6 m/s estimert gjennomsnittlig vindhastighet. Med 12/16 turbiner på 5,6 MW vil det være mulig å få en årsproduksjon på 200-270 GWh.

Rognskogfjellet

Området er tidligere vurdert for vindkraftproduksjon, men ble til slutt skrinlagt pga noe lav gjennomsnittlig vindmengde. Denne er vurdert til 7,3 m/s, noe som vurderes som tilstrekkelig med dagens teknologi. Området er også stort, som gjør det mulig med 20-25 turbiner på 5,6 MW. Dette gir et potensial for produksjon på 310-370 GWh, eller inntil 0,37 TWh.

Gåsvikfjellet

Her er gjennomsnittlig vindhastighet estimert til 7,3 m/s. Ved bruk av 10-15 turbiner på 5,6 MW kan det være potensial for 150-200 GWh i området. Området er også i tilknytning til et mindre, grunneierinnspilt område for kraftproduksjon. En større utbygging kan slik sett bidra til at det opparbeides infrastruktur som kan øke effektiviteten til andre kraftproduserende tiltak.

Blåheia

Dette området har best vindressurs med omkring 8,2 m/s i gjennomsnittlig vindhastighet. Området ligger i grenseområdet imot Orkland nært områder som allerede er berørt av vindkraftutbygging. Her er det vurdert mulig å få installert 10-12 turbiner på 5,6 MW som samlet kan gi en årsproduksjon på 170-200 GWh. Dette tilsvarer Søa vannkraftverk i årsproduksjon. I dette området kan forsvarsinteresser være en utfordring for realisering.

Generelt om vindkraft

Det hører til bildet at landbasert vindkraft er svært omstridt, og møter stor folkelig motstand. Dette kan også sies om vannkraft for de større utbyggingene, eksempelvis synliggjort gjennom Altaaksjonen blant flere. Fordelen med vindkraft sammenlignet med vann er at inngrepene i større grad er av midlertidig art. Gjennom konsesjon kan det stilles vilkår om tilbakeføring av natur slik at vindmøllene fjernes etter 20-30 år. Dette er vesentlig mer krevende å gjøre for større damanlegg, som i praksis blir permanente tiltak med oversvømming av store områder. Vindkraft krever imidlertid utbygging av veier i anleggsområdet og de vil nok i mindre grad være mulig å fjerne. Dette vil kunne gi varige naturinngrep. Samtidig vil slike veier etter en periode med kraftproduksjon bidra til økt tilgjengelighet til naturen for alle som ikke har tilgang, for eksempel pga funksjonsnedsettelser.

For mange, deriblant Naturvernforbundet[20], er det arealinngrepet og naturødeleggelsene som blir holdt frem som de viktigste grunner til å ikke tillate landbasert vindkraft. Det er en kjensgjerning at vindkraftutbygging legger beslag på store områder og gir inngrep i form av veibygging, kraftgater og store vindturbiner. Naturvernforbundet er også bekymret for at naturkartleggingen er svak, noe som gir betydelig fare for tap natur og naturmangfold. I enkelte områder står også reindriftsnæringa i fare for å bli sterk berørt av vindmølleparker, selv om dette ikke er relevant i Heim kommune. I en undersøkelse utført av Opinion[21], utført på oppdrag fra den norske turistforening, ble nasjonal motstand imot vindkraft målt til å være på 34%. Det vil si at 1/3 av befolkningen er imot landbasert vindkraftproduksjon. Også i Heim kommune er det registrert en del motstand. Det er blant annet gjennomført en underskriftskampanje med 2017 digitale underskrifter og 122 manuelle underskrifter, samlet 2139 underskrifter. Dette tilsvarer omtrent samme tall som den nasjonale målingen, altså at ca. 1/3 av innbyggerne er negative til landbasert vindkraft. Dette under forutsetning om at alle som signerte er innbyggere i Heim kommune. Se vedleggene «digitale lister» og «manuelle lister».

Når det gjelder arealbruk er det for vindkraft et definisjonsspørsmål. Om man legger NVE sin kartlegging til grunn og ser på direkte påvirket areal[22] gir det ett resultat, mens det også finnes andre relevante målemetoder. En direkte sammenlignbar standard som kan omregnes til mål finnes ikke, da det også vil være forhold ved den enkelte vindpark som er særskilt for den konkret. Dette gjelder både terreng, vindforhold, veier og kraftlinjer. Videre blir det et definisjonsspørsmål å vurdere arealet mellom turbinene, og hvorvidt dette er direkte berørt eller ikke på samme måte som et inngjerdet kjerne- eller solkraftverk vil kunne være det. NVE anbefaler, i den grad det er mulig å bruke et tall, å si at 35km2 pr TWh blir arealeffektiviteten.

Til sammenligning er området innspilt til vindkraft i arealplanen, men ikke tatt med, på 3,7 KM2. Med en årsproduksjon på 200 GWh tilsvarer dette 18,5 mål pr GWh eller 380 MWh pr fotballbane. Pga vind- og terrengforhold vil de andre innspillene til vindparkområder være mindre arealeffektive målt på denne måten.

Gasskraft

Norge har i dag mange gasskraftverk, men ikke på land. Disse finnes på oljeplattformer, etter at Norges tre landbaserte anlegg er nedlagt. Gass har som fortrinn at Norge har rik tilgang til selve gassen, samt at det er en lett regulerbar energiproduksjon. Ifølge Statkraft[23] kan et gasskraftverk starte og stoppe produksjonen på bare 20 minutter, alt etter produksjon fra fornybare, væravhengige kilder som sol og vind. Dette bidrar til at land uten vannkraften kan få en alternativ kilde til regulerbar kraft. For Norge har tilgangen på gass på norsk sokkel gjort at offshorevirksomheten drives av gasskraft fremfor å strekke kabler fra land og levere vannkraft til plattformene. Før klimagassutslippene har fått slike skjerpende krav har dette vært en god løsning, både av hensyn til energibruk og i økonomisk forstand. Med forventning om stadig lavere utslipp fra og med 2030 må også norsk bruk av gass vurderes i dette perspektivet.

[20] Vindkraft - Naturvernforbundet
[21] Stadig mer motstand mot vindkraft — Den Norske Turistforening (dnt.no)
[22] https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/arealbruk-for-vindkraftverk/
[23] https://www.statkraft.no/var-virksomhet/gasskraft/

Solkraft

Sol er en velkjent kilde til energiproduksjon som har vært tilgjengelig i flere tiår. Det er likevel nyttet i liten skala i Norge, ut over hyttebruk for små effekter der nett-tilgang gjør det mindre aktuelt å koble seg til det nasjonale strømnettet. Ifølge Statkraft er det prognoser på at solkraft kan ville utgjøre opp mot 38% av verdens kraftproduksjon i 2050[24], selv om disse er svært usikre.

Solkraft kjennetegnes ved at den er en kilde til nært ubegrenset energi fra sola. Den er også utslippsfri under produksjon. Ulemper ved solkraft er at den er uregulerbar, kostbar og svært arealkrevende. I Norge er det bygget lite solkraft, og det utgjorde i 2021 ca. 0,15 TWh[25]. Produksjonen er økende, og både boliger og næringsbygg ser ut til å ta løsninger med takmonterte paneler i bruk gjennom 2022-2023. NVE anslår at solkraft kan utgjøre 5-10 TWh innen et par tiår, mens energikommisjonen vurderer det som sannsynlig å oppnå en produksjon av denne størrelsesorden innen 2030. Det vil si at solkraft kan utgjøre en betydelig andel av de minst 40 nye TWh som energikommisjonen legger til grunn at må bygges ut.

Bakkemonterte anlegg har noe lavere enhetspris på kraft sammenlignet med takmonterte, men beslaglegger da mye areal. Manglende regulerbarhet bidrar også til at solkraft har begrensninger, men dette kan avhjelpes med større batterianlegg montert i enkeltbygg tilknyttet solceller. Dette øker kostnaden pr forbrukte enhet betraktelig, men gir samtidig private husholdninger mulighet til å unngå de høyeste effekttoppene som gir utslag på nettleien.

Som del av kraftforsyningen på systemnivå gir solbasert kraftproduksjon to ulemper. Det ene er høy kraftpris, men det andre forholdet er arealbruk. Det er svært arealkrevende basert på dagens kjente teknologi, om det skal være et reelt bidrag til norsk kraftproduksjon. Et kjent anlegg[26] som er etablert i Norge i dag bruker et areal tilsvarende en fotballbane for å produsere 0,6 GWh. Omgjort til Heim kommunes kraftunderskudd betyr dette et areal tilsvarende 1350 fotballbaner for å komme i balanse. Beregningen baserer seg på at Haugøyan fotballbane er 7 mål. Det er selve fotballbanen innenfor stripene, ikke medregnet omkringliggende areal. Med 0,6 GWh i produksjon tilsvarer det 85 MWh pr mål areal. Det er sannsynlig at dette forholdet mellom produsert kraft pr mål areal bedres i fremtiden.

Det siste solanlegget med konsesjon er under bygging i Innlandet. Her har Solgrid AS[27] under bygging et vesentlig større anlegg med estimert årsproduksjon på 6,4 GWh. Anlegget beslaglegger 175 mål tomt, noe som er lavere enn andre kjente anlegg målt i kraftproduksjon pr kvadratmeter. Anlegget er ment produsere strøm fra våren 2023 og kan bli en interessant modell for fremtidige anlegg. Basert på tilgjengelig informasjon er produksjonen her på 36,5 MWh pr mål areal eller 0,256 GWh pr fotballbane.

Solkraft kan være spesielt egnet på områder som større grustak, nedlagte deponi og landvindparker. Iskast kan begrense hvor solpanelene kan stå i sammenheng med vindturbinene, men infrastruktur som veier og kraftlinjer gjør at det vil kunne være synergier å hente på samlokalisering. Det er også en kjent teknologi som lett kan tas i bruk, og realiseres raskt.

[24] https://www.statkraft.no/var-virksomhet/solkraft/?gclid=CjwKCAiAleOeBhBdEiwAfgmXf_YMLhVL8q1YYFVTneVilmgogxBTdPmfj2hqG7r-bP0xxYe0TL0vhhoCg4IQAvD_BwE

[25] https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/kapasiteten-paa-solkraftproduksjonen-oekte-jevnt-i-2021/

[26] Norges første bakkemonterte solcellepark gjør avfallsselskapet til pionerer på solstrøm - tu.no

[27] https://solgrid.no/vare-prosjekter/

Kjernekraft

Norge har i dag ingen produksjon av kjernekraft, men både Sverige og Finland har en betydelig andel av sin kraft fra denne kilden. Norden samlet utgjorde kjernekraft 17,5 % av total produksjon. I Sverige utgjorde dette ca. 30% av totalproduksjonen, mens det i Finland utgjorde 34%[28]. Samtidig utgjør kjernekraft 14 % av det europeiske energiforbruket. For Europa bidrar dette til å balansere kraftproduksjonen ved at kjernekraft er regulerbart, mens sol og vind ikke er det. I Norge er det i dag en debatt om bruken av kjernekraft som kilde til fremtidig kraftproduksjon, trolig utløst av både høye strømpriser og prognoser om fremtidig kraftmangel innenlands. Samtidig som kjernekraftverk legges ned opprettholdes og økes samlet produksjon. Markedsforholdene gis som forklaring på dette (økte kraftpriser).

I Norge er det atomenergiloven som styrer etablering av kjernekraftverk. Av den fremgår at det er lovlig å etablere kjernekraftverk i Norge pr i dag, og at konsesjon gis av Kongen i statsråd. Av loven fremgår også at Stortinget skal gi samtykke til slik konsesjon. Videre skal direktoratet for strålevern og atomsikkerhet vurdere alle søknader om konsesjon, i tillegg til at de også må gi driftstillatelsen. Direktoratet publiserte i september 2022 en oppdatert veileder til vilkår for konsesjon. Mye ligger altså til rette for kjernekraft. Energikommisjonen har likevel valgt å ikke anbefale å sette søkelys på kjernekraft frem imot 2030. Samtidig peker kommisjonen på Sverige som nå har fremmet en nysatsing på kjernekraft. Da Sverige er Norges største kraftutvekslingspartner vil en svensk utbygging av kjernekraft kunne bidra til at Norge får tilgang på regulerbar kraft også fra vårt naboland i øst. Dette kan mulig bidra til å balansere norsk fornybar, ikke regulerbar kraftproduksjon.

Norsk Kjernekraft AS[29] er et norsk initiativ som sikter mot norsk produksjon av kjernekraft. Mest fokus synes å være på såkalte SMR, små modulære kraftverk. På deres hjemmesider gis en god oversikt over kjernekraft, både med beskrivelser av tradisjonelle og mer moderne typer kjernekraftverk. SMR er reaktorer med 10-300 MW effekt, og som typisk har redusert behov for påfylling av drivstoff. Noen typer kan klare opp til 30 år uten påfyll av radioaktivt materiale. Det blir likevel avfall som må håndteres av disse, selv om det pr i dag finnes løsninger på dette som sikrer trygg lagring. Det er også redusert avfall fra disse reaktortypene sammenlignet med eldre generasjoners kjernekraftverk. Når det gjelder produksjon er kjernekraftverk stabile og har en oppetid for eksempel i USA på 93,5 %. Med 8760 årstimer vil en 300MW reaktor teoretisk kunne produsere 2,6 TWh eller 2600 GWh.

Kjernekraftverk er også det mest arealeffektive formen for kraftproduksjon. Mens vind og sol krever beslaglegning av større arealer vil et kjernekraftverk basert på SMR-typen ha behov for 50-60 mål inkludert sikkerhetssone omkring. Med 60 mål som utgangspunkt betyr dette 43,3 GWh pr mål, eller 303 GWh pr fotballbane. Sammenlignet med solkraft betyr dette at kjernekraft er 500-1000 ganger mer arealeffektivt.

Økonomiske forhold ved utbygging av kraftproduksjon

Kraftproduksjon er underlagt ordinære vilkår for kraftanlegg. Dette skiller seg ikke særlig fra andre former for næringsvirksomhet. Vindkraftanlegg kan verdsettes ut fra teknisk verdi, det vil si gjenanskaffelseskostnaden etter fradrag for slitasje og elde. Alternativt kan det verdsettes etter avkastningsverdi, hvis det bedre reflekterer verdien av anlegget. Eiendomsskatt må beregnes særskilt på det enkelte anlegg, og er vanskelig å forutsi før anlegget er bygget. For

[28] Kraftsituasjonen Q4 2021 (nve.no)
[29] Teknologi - Norsk Kjernekraft AS

sammenligningens del hadde Orkland kommune 12,8 millioner i eiendomsskatt fra Geitfjellet vindpark i 2022.

I tillegg kommer produksjonsavgiften, som fra 1.juli 2022 gav 1 øre pr produserte kWh i et anlegg. Dette er foreslått økt til 2 øre for 2024. I tillegg foreslår energikommisjonen at den kommende grunnrenteskatten på vindkraftanlegg skal tilfalle vertskommunen med 15%. Det foreligger ingen nøyaktige beregninger for grunnrenteskatt på vindkraft pr i dag, og ordningen er heller ikke endelig vedtatt. Ordningen er sendt på høring 16.12.2022 med høringsfrist 15.03.2023(vedlegg 5). Det er ikke avklart når ordningen endelig innføres, men 1.1.2024 kan være en sannsynlig dato. Det er knyttet betydelig usikkerhet både til utfall og økonomi i saken, og den har møtt betydelig motstand fra både næringen selv og forkjempere for fornybar kraftproduksjon. Dette blant annet fordi en skattelegging kan bidra til lavere investeringsvilje i denne formen for kraftproduksjon.

Fra januar 2023 gir produksjonsavgiften 2 øre pr kWh produsert kraft i en vindpark. Dette tilsvarer 20 000,- pr GWh. I tillegg kommer eiendomsskatten, med eksempelet fra Orkland over. Dette er imidlertid avhengig av politisk vedtak om verdivurderingsform og beregnet verdi. I tillegg kommer, basert på høringsutkastet, naturressursskatten. Den er på 1,1 øre pr kWh til vertskommunen. I tillegg vil kommunen, som alle andre kommuner, få en andel av det offentliges inntekter fra vindparker.

Oppsummert vil en vindpark på 200 GWh i en inntekt i dag på 4 mill pluss eiendomsskatt. Blir naturressursskatten og grunnrenteskatten vedtatt som den foreligger vil dette øke til 6,2 mill, fortsatt med tillegg for eiendomsskatt. Denne er det som nevnt kommunen selv som har mye styring over utmålingen av. Videre har Energikommisjonen foreslått å styrke kommunens andel av den statlige skatten, uten at dette er kommentert fra statlig hold. Dette vil kunne bety større inntekter. Det er imidlertid ikke mulig å si pr i dag et nøyaktig beløp pr GWh produsert kraft, men at en vindpark gir vertskommunen betydelige millioninntekter er på det rene. Å skulle få en frivillig etablering av 10-15 TWh ny vindkraftproduksjon innen 2030 vil høyst sannsynlig kreve en betydelig bedring av incentivordningene for vertskommunene. Pr i dag ser det ikke ut til å bli mye ny kraftproduksjon uten enda bedre økonomisk uttelling for vertskommunene.

Kommunal selvråderett ved utbygginger

En reel bekymring ved innføring av avsatte arealer i kommuneplanens arealdel til vindkraft er at kommunen da vil miste sin selvråderett. Også energikommisjonen peker på kommunene som sentrale for å løse energiutfordringene Norge står ovenfor, også når det gjelder å ha lokal selvråderett ved etablering. Regjeringen, ved kommunal og distriktsdepartementet og olje- og energidepartementet, sendte 13.januar ut et forslag på høring. Dette forslaget ber om innspill på endringer i energiloven og plan- og bygningsloven. Bakgrunnen er flerdelt, men endrede markedsforhold for vindkraft siden innføringen av felles elsertifikatmarked med Sverige 1.1.2012 gjør det nødvendig å se på det formelle rammeverket for næringen. Vindkraftanlegg har siden 2009 vært unntatt behandling etter plan- og bygningsloven, som er kommunenes fremste verktøy for å kunne gi eller nekte tillatelser til bygging i egen kommune. Vindkraft kunne likevel ikke etableres i strid med kommuneplanens arealdel eller reguleringsplan. I tillegg har plan- og bygningslovens regler for konsekvensutredning vært gjeldende.

Det overordnede formålet med endringsforslagene i høringen er å styrke kommunens rolle i prosesser knyttet til vindkraft på land. Hovedgrepet er å innføre en kommunal rett til å kreve områdereguleringsplan, slik at kommunen i praksis får en «veto-rett». Kommunen er

planmyndighet ifølge plan- og bygningsloven og kan med dette både ramme inn en utbygging med saklige vilkår eller også å nekte realisering av en vindpark gjennom bruken av plan- og bygningsloven. Behandling etter plan- og bygningsloven kommer i tillegg til NVE sin konsesjonsbehandling, og blir et ytterligere sikringstiltak der kommunen ikke bare er høringspart, men også selvstendig myndighet. I forslaget til lovendring legges det opp til at prosessene samordnes, slik at konsesjon ikke gis før en reguleringsplan er godkjent. I praksis betyr dette at kommunen får styring, om forslaget blir vedtatt.

Gjennom bruken av områdeplan kan kommunen sette vilkår, ytre rammer for utbygging, og samtidig beskytte eksempelvis særlig sårbare natur- eller friluftsinteresser. Det kan da også kreves utredning av disse forhold. Her må kommunene avvente høring og endelig vedtak i saken.

Høringssvar fra LVK er vedlagt denne saken. Landssammenslutninga av Norske Vindkraftkommuner er et nasjonalt kommunenettverk med 38 vindkraftkommuner som medlemmer. Formålet med nettverket er å ivareta kommunenes interesser i vindkraftsaker, og ved å påvirke den pågående endringer som skjer gjennom både konsesjons- skatteregime som er på høring i disse dager.

I høringssvaret berører LVNK flere sentrale momenter som vil kunne ha betydning også for Heim kommune. Her støttes spesielt tiltaket med å kreve arealavklaring fra kommunen før konsesjon kan behandles. Det vil si at kommunene får en vetorett til å si ja eller nei til vindkraft i egen kommune. LVNK etterlyser samtidig at kravet om områderegulering all utbygging til energiproduksjonsformål, da regjeringens forslag i høringsnotatet kun endrer dagens praksis for vindkraft. Dette kunne vært utvidet til å gjelde alle andre kraftproduksjonsformer, ved at unntaket for krav om regulering er inntatt i energiloven og gjelder alle kraftanlegg i utgangspunktet. Ved å fjerne unntaket ville også vannkraft, solkraft og andre kraftproduksjonsformer vært underlagt krav om områderegulering, og dermed gitt kommunene avgjørende myndighet også i andre saker enn de som gjelder vindkraftanlegg.

Se ellers vedlegget for nærmere detaljer.

Kommunedirektørens vurdering

Den grunnleggende utfordringen for Heim kommune er tredelt. Det er et stort kraftunderskudd i kommunen i dag på hele 819,5 GWh årlig (2021). Videre er det pr i dag svært begrenset overføringskapasitet for å tilføre mer strøm til kommunen. Med dette bakteppet har vi et næringsliv som allerede har mindre kraft enn ønskelig, samtidig som det i svært nær fremtid har behov for betydelig mer kraft. Hadde denne utviklingen vært forutsett omkring 2000 kunne mye trolig vært unngått ved at vannkraften hadde vært under bygging og at det har vært satset på kompetanse, teknologi og produksjonskapasitet på andre kraftkilder enn de vi har mest av i dag.

Basert på den kunnskap vi har i dag er det ikke tid til å avvente de mest langsiktige prosjektene, Heim kommune har behov for kraften i for nær fremtid til at vi kan se an utviklingen av Thorium, havvind og bygge store, nye vannkraftprosjekter. Nasjonale klimamål setter også en stopper for midlertidig bruk av kraftproduksjon med fossile energikilder som olje, kull og gass. Tvert imot er nasjonal strategi å bygge ned de relativt få gasskraftverk vi har offshore for å erstatte dette med fornybar kraft fra land. Energikommisjonens arbeid har vært klargjørende i dette arbeidet, ved at de har etablert et målbilde som må kunne legges til grunn av «alle». Her

slås det fast at Norge samlet må spare (ENØK) 20 TWh, samtidig som det må bygges 40 TWh ny kraftproduksjon. Dette innen 2030, som også er året klimamålene har som første tidsperspektiv.

Heim er ikke pålagt å løse den nasjonale kraftpriskrisen, som ifølge energikommisjonen er på vei inn i en kraftkrise om tiltak ikke settes inn raskt. Samtidig varsler kommisjonen at begrenset tilgang til ny kraft for industrien er en mulig strategi om ingen gjør alvor av utbygging av ny kraft og store energiøkonomiseringstiltak. Konkrete for Heim betyr dette en fare for lite tilgang til ny kraft for næringslivet, og dermed stagnasjon. Samtidig er Heim i en særstilling når det gjelder kraftbruk. Vi er pr i dag den største kraftforbruker i Trøndelag, målt pr innbygger. Videre har vi et lokalt næringsliv som har konkrete planer om utbygging som vil øke dette forbruket mange ganger i årene fremover. Vil vi ha realisert disse planene vil vi ha størst sjanse for å lykkes med en betydelig andel lokal kraftproduksjon. I motsatt fall er det vanskelig å se for seg at så store kraftmengder tilgjengeliggjøres så raskt som det pr i dag ser ut til å være nødvendig.

Utbygging av landbasert vindkraft er kontroversielt, men samtidig både oppnåelig innen fristen og økonomisk lønnsomt for kommunen. Det bidrar også til at strømprisen holdes på et lavt nivå, ved at det pr i dag er den billigste måten å produsere ny kraft på. Samtidig bør det begrenses til de mest effektive områdene. Det foreslås ikke å starte tilrettelegging for verken vind- eller vannkraft i denne saken. Det foreslås i stedet å innhente mer kunnskap om de ulike alternativene, samtidig som nasjonale politiske prosesser må få sin avslutning. Før Heim kommune setter i gang en storstilt ENØK-satsing bør nasjonale rammer fastsettes i behandlingen av NOU 2023:3. Det er ingen grunn til at Heim kommune skal investere store beløp måneder før det trolig etableres en nasjonal tilskuddsordning som gjør investeringene mindre kostnadskrevende for kommunen.

Likedan bør nasjonal lovregulering av vindkraft avgjøres før det avsettes arealer eller gjøres endelige vedtak om ja eller nei til vindkraft. Det bør også gjennomføres målinger før man sier ja eller nei til enkeltområder, slik at kommunestyret selv har helt konkrete tall for inntekt, produksjon og samtidig har fått konsekvensutredet påvirkning på natur og lokalmiljø. Videre må omfang i form av type og antall møller klarlegges, inkludert plassering, før man avgjør om dette er noe man ønsker eller ikke. Innstillingens punkt 3 er derfor ikke et ja til ny kraftproduksjon, men et ja til å innhente mer kunnskap før man bestemmer seg endelig.

Når det gjelder solkraft er dette både dyrt og svært arealkrevende pr i dag. Samtidig vil det kunne være interessant å se på teknologiutvikling og mulighetene for både bedre arealeffektivitet og kostnadsbilde. Derfor vurderes solkraft som en mindre kontroversiell kilde til kraft som kan være verdt å ha med seg videre i utredningen.

Til sist er kjernekraft den form for kraftproduksjon som til nå har vært mest kontroversiell. Dette synes å snu, og med et regulatorisk regime som delvis er på plass kan det gi muligheter for betydelig kraftproduksjon ikke lenge etter 2030. Det er derfor verdt å se mer på før man konkluderer.

Innstillingen

Det fremmes en innstilling i saken som det kan være hensiktsmessig å utdype. Av hensyn til forutsigbarhet og langsiktighet er det viktig at en energistrategi er forankret i kommunestyret slik at det er både politisk og administrativt forutsigbart nok til å kunne agere på grunnlag av strategien. Det bes derfor om at man legger den til grunn for videre arbeid, også om det gjøres endringer politisk ved behandlingen. Dette bidrar til at både politisk og administrativ ledelse kan følge opp langsiktig arbeid på en effektiv og handlekraftig måte. Om det gjøres endringer i

strategien er det et politisk valg. Det er likevel klokt at det endelige vedtak har en bred tilslutning siden arbeid med energistrategi har et langt perspektiv.

Videre legger punkt to opp til at det innen egen organisasjon skal jobbes betydelig med energiøkonomisering. Kommunen selv har ingen direkte måter for å øke kraftproduksjonen, men er av energikommisjonen utfordret på å spare strøm. Dette er, i noen utstrekning, også økonomisk lønnsomt da overskuddsenergi fra konsesjonskraften da kan selges fremfor å brukes av kommunen selv. Det er i seg selv et bidrag inn i kraftmarkedet. Det er imidlertid et faglig tungt arbeid som krever kompetanse, samtidig som det også er avgjørende å ha investeringsmidler til å gjennomføre tiltak. Også en nasjonal satsing med tilgang på kapital gjennom gunstige låneordninger eller tilskudd vil kreve lokal kompetanse for å kunne identifisere og gjennomføre tiltak.

Det bes derfor om at det gis prioritet å i første omgang sikre en stilling som ENØK-rådgiver eller tilsvarende. Det vil også kunne bli behov for en prosjektleder for bygge- og utbedringsprosjektene. Dette må imidlertid sees i sammenheng med konkrete investeringstiltak og statlige satsinger, før det avgjøres endelig. Av hensyn til tidsperspektivet (innen 2030) er det viktig at jobben kommer i gang snarest. Nasjonale rammevilkår bør klargjøres før kommunen iverksetter faktiske investeringer.

Punkt tre er todelt. For det første er hensikten å avklare hva administrasjonen skal jobbe med av alternativer. Vind har vært spesielt kontroversielt, samtidig har også kjernekraft tidligere vært svært omstridt. Her bes kommunestyret ta stilling til hva administrasjonen skal jobbe med. Som det kommer frem av saken er det likevel slik at kommunen selv skal ta stilling til hver enkelt sak. Å si ja til å jobbe med kjerne- og vind-basert kraft betyr ikke et samtidig ja til å godkjenne enkeltanlegg. Samtidig er det ønskelig at det avklares et felles syn på kraftsituasjonen ved at det gis et målbilde lik det energikommisjonen har lagt til grunn. Det vil forenkle debatten og arbeidet videre for administrasjonen. Det anbefales å ta bort kraftproduksjonskilder som kommunestyret mener er uaktuelle. I den grad det velges å jobbe videre med ny kraftproduksjon i Heim bør det sees på alle måter kommunen kan bidra på. Dette både gjennom arealpolitikk, regulering, påvirkning på nasjonal politikk og om nødvendig også investeringer.

Punkt fire pålegger administrasjonen et nytt ansvar for en årlig energidebatt i kommunestyret. Hensikten med dette er å sikre at kommunestyret løpende er både oppdatert og orientert om status i Heim, og samtidig er satt i stand til å ha politisk styring med utviklingen i årene fremover. Basert på den status som er beskrevet av energikommisjonen blir dette en av de største oppgavene i årene fremover, og kommunene står ifølge kommisjonen sentralt i å løse både ENØK og merproduksjon. Selv om kommunedirektøren er ansvarlig for alle saker til politisk behandling vil den tidligere nevnte ENØK-rådgiveren være faglig sentral i dette arbeidet.

Punkt fem legger til rette for at kommunen bistår sine innbyggere med en lettfattelig og tilgjengelig løsning der hver enkelt kan få bistand til egen energiøkonomisering. Av hensyn til kostnadsomfang anbefales det ikke å gi tilskudd til private husholdninger og næringsliv, da kommunen selv bør prioritere tilgjengelige investeringsmidler til egen bygningsmasse.

Punkt seks er forslag til høringsuttalelse til NOU 2023:3 fra Heim kommune. Utredningen danner det faglige grunnlaget for energistrategien, og har høringsfrist 02.05.2023.