



ET PROSJEKT INITIERT OG
FINANSIERT AV STIFTELSEN
EUROPEAN GREEN TABLE
(EGT)

Kraftmarkeds-
modellering ved Thema
Consulting Group

ELEKTRIFISERING AV MELKØYA LNG OG GJENNOMFØRING AV SNØHVIT FUTURE

EGT'S «MELKØYA NOTAT» ANALYSERER KONSEKVENSENE AV REGJERINGENS BESLUTNING OM Å
ELEKTRIFISERE MELKØYA OG DET AVBØTENDE TILTAKET («KRAFTLØFTET»),
VURDERER BESLUTNINGEN I FORHOLD TIL ALTERNATIVENE – OG LANSERER EN «TILLEGGS BESLUTNING»

Oslo, 6 februar 2024

«.....Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg. Det bringer 13 milliarder i investeringer til en landsdel som trenger det. Det bidrar til at landsdelen får et større kraftoverskudd etter elektrifiseringen enn før og det er norgeshistoriens største klimakuttprosjekt på 850.000 tonn CO2, så bruker vi litt lengere tid og vi sier at Equinor må være forberedt på å holde gasskraftverket i drift 2 år lenger nettopp for å være trygg på at vi får nok ny fornybar kraft inn på nettet. Et godt politisk kompromiss, godt håndverk og viser at sjefen vår Jonas kan styre landet på en skikkelig og ordentlig måte og ivareta mange tanker i hodet samtidig».
Jan Christian Vestre i Politisk kvarter kl 07.45 den 25 september 2023

FORORD

Regjeringen har vedtatt å gi konsesjon til elektrifisering av Melkøya LNG anlegg i Hammerfest, uten at det er gjennomført en fullstendig, eller tilfredsstillende utredning av hvilke konsekvenser dette vil kunne ha for kraftsituasjonen i Finnmark og Troms.

Finnmark har i dag en marginalt positiv kraftbalanse, og en svakt negativ effektbalanse, og er allerede avhengig av import av så vel kraft som effekt i vinterhalvåret, mens man eksporterer kraft og effekt i sommerhalvåret. Den samme situasjonen finner vi i Troms.

Med tanke på strømnnett og forsyning er Troms og Finnmark nærmest som en øy å betrakte, helt ytterst i det norske, nordiske og Europeiske kraftsystemet. Området har i dag primært ett forsyningspunkt: fra Ofoten i Nordland hvor sentralnettet fra Nordland og mellomlandsforbindelsen fra Nord-Sverige kobles inn. Statnett opererer også med en såkalt ringdrift via Sverige og Finland inn til Øst-Finnmark, men denne har i dag svært begrenset kapasitet. Det finnes i tillegg en mellomlandsforbindelse fra Øst-Finnmark til Russland, men denne er både begrenset og ikke i bruk i dagens geopolitiske situasjon.

Når Melkøya, inklusive Snøhvit Future er fullt ut elektrifisert vil forbruket i Finnmark øke fra dagens 2,4¹ TWh til rundt 5,8 TWh. Da er ikke kraftforbruket knyttet til de bedriftene som har behov for 1.039 MW og som har fått reservert nettilknytning hos Statnett per 14.11.2023 inkludert.

Elektrifiseringen av Melkøya vil, uavhengig av hva som blir realisert av øvrige kraftkrevende industri, ha konsekvenser

for både kraftbalanse, effektsituasjon og kraftpriser i Finnmark og Troms.

For å bøte på en eventuell utfordrende kraftsituasjon lanserte Regjeringen «kraftløftet» for Finnmark hvor det loves at 670 MW ny fornybar kraft må være realisert/utbygget i fylket før Melkøya kan gå over til elektrisk drift fra strømnettet. Det ble i denne sammenheng også sagt at Melkøya sitt økte forbruk skulle kompenseres med like høy ny kraftproduksjon. De to utsagnene har – som vi vil komme tilbake til – vidt forskjellige konsekvenser. I konsesjons-vilkårene er det for øvrig tatt forbehold om at dagens gasskraftverk holdes i beredskap frem til 1. juli 2033 dersom det tar tid å realisere tilstrekkelig ny kraftproduksjon.

Etablering av ny fornybar kraftproduksjon i form av landbasert vindkraft er, i lys av Fosen-dommen, ikke uproblematisk i Finnmark hvor beiteområder, trekk-ruter for rein og kulturarv vil kunne være i sterk konflikt til behovet for landareal til så vel vindkraft som nettforsterkninger. Det er allerede konflikt knyttet til den nye linjen mellom Skaidi og Hammerfest.

Stiftelsen European Green Table («EGT») har på eget initiativ gjennomført en vurdering av hvilke konsekvenser elektrifiseringen av Melkøya og Regjeringens «kraftløft» for Finnmark vil kunne ha for både kraftbalanse, effektbalanse, kraftpris og behov for forbruksfleksibilitet i Troms og Finnmark.

EGT's stiftere har en variert erfaring fra privat og offentlig sektor og en felles interesse for natur- og miljøspørsmål.

Vår gjennomgang av det som kan leses ut av offentlig informasjon, publisert av Statnett, NVE, regionale nettselskaper, mfl. ga grunnlag for alvorlig tvil om Regjeringens «Melkøya beslutning» hadde funnet en god balanse mellom miljøtiltaket, (CO2 utslippsreduksjon) og tiltak for å kompensere for konsekvensene i kraftmarkedet.

På basis av ovennevnte bestemte EGT seg for å analysere hvordan en prioritert satsing på landbasert vindkraft ville kunne påvirke kraftbalanse, effektbalanse, kraftpris og krav til forbruksfleksibilitet i Finnmark og Troms. I tillegg ønsket EGT å vurdere alternativer til det som hittil er lagt til grunn i de foreliggende analyser. EGT engasjerte ulike kompetansemiljøer, inkl at Thema Consulting Group sin kraftmarkedsmodell er brukt for å simulere ulike scenarier basert på forutsetninger definert av EGT.

Statnett skriver i 2022 i: «Analysenotat av effektbehov» at «Siden også andre land får en mer anstrengt effektbalanse... vil også spørsmålet om importen er til å stole på bli mer aktuell». Da er det – som en øy ytterst i kraftsystemet – kanskje nødvendig å gjøre en særskilt vurdering av både behov for og mulighetene for nye løsninger på effekt- og kraftbehovet i Finnmark.

EGT håper at vårt notat kan være et bidrag i debatten om hvordan Troms og Finnmark på best mulig måte kan sikres en stabil og forutsigbar kraftsituasjon fra 2030 og fremover, gitt at Melkøya's LNG anlegg blir elektrifisert.

Januar 2024

For European Green Table
Bernt Stilluf Karlsen
(stilluf@stilluf.no)

¹Melkøya sin egenproduksjon inngår i offisiell statistikk, og er for sammenligningsformål – og det faktum at produksjonen ikke går ut på strømnettet, tatt ut.

SENTRALE BEGREPER OG KJENNETEGN

For å sikre at flere enn «ekspertene» kan delta i debatten og refleksjonene knyttet til vårt «Melkøya notat» og for at «alle» har en felles forståelse av begrepene som brukes, har vi valgt å gjennomgå noen av de mest sentrale begrep og kjennetegn for ulike typer av kraftproduksjon og -balanser.

SENTRALE BEGREPER

TW/GW/MW /kW Terra Watt, Giga Watt eller Mega Watt: brukes om installert ytelse i alle typer av kraftverk og sier noe om hvor mye strøm/energi som maksimalt kan produseres. 1TW = 1.000 GW; og 1GW = 1.000 MW mens 1MW=1.000 kW, (kilowatt)

TWh/GWh/ MWh/kWh Installert kapasitet x timer brukstid sier noe om den totale energiproduksjon. 1TWh = 1.000 GWh; 1GWh = 1.000 MWh og 1MWh = 1.000 kWh (1TWh = 1 milliard kWh)

Produksjonsfaktor Produksjonsfaktor forteller noe om hvor mye energi et kraftverk normalt produserer i forhold til installert ytelse x 100%. Norske vannkraftverk med mer enn 10MW installert ytelse har f.eks. en årlig produksjonsfaktor på 49,8%. Tilsvarende tall for landbaserte vindkraftverk er 37,7% for Norge totalt. I andre rapporter kan dette også benevnes som «kapasitetsfaktor».

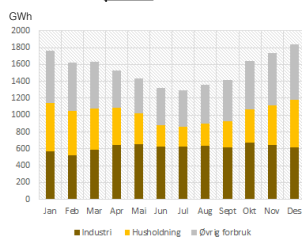
Årlig produksjon Når vi ganger sammen ovennevnte får vi produksjon for en tidsperiode. Årlig produksjon fra et vindkraftverk med 50MW installert ytelse vil kunne se ut som følger:

50 MW installert ytelse x tidsperiode (365 dager x 24 timer) x produksjonsfaktor (37,7% for vindkraft) gir en årlig produksjon på 165 126 MWh, eller 165,1 GWh.

Ettersom både vannkraft og vindkraft er væravhengig (hhv. nedbør/ vind) vil årlig produksjon kunne variere. Uttrykket «middel-produksjon» viser gjennomsnittlig produksjon over en tidsperiode.

FORBRUKSPROFILER OG PRODUKSJONSPROFILER, KRAFTBALANSER OG EFFEKTBALANSER

Forbruksprofil



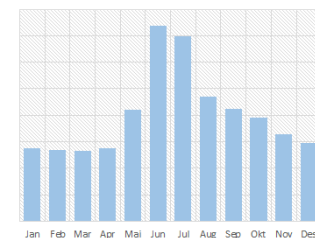
Forbruket av elektrisitet til bla. oppvarming er høyere i vinterhalvåret og lavere i sommer-halvåret. Det er som er verdt å merke seg er at industri har et relativt konstant forbruk over hele året. Ettersom Melkøya vil produsere 24/7 *365 vil forbruket legges seg «i bunnen» og løfte kurven opp. (Datakilde: Elhub.no, for NO4)

Vindkraftproduksjon: profil



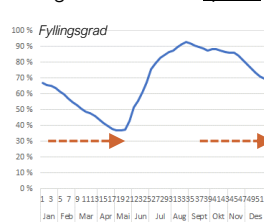
Profilen til vindkraft-produksjon vil i stor grad sammenfalle med forbruksprofilen. Det en slik summering per måned effektivt skjuler er imidlertid hvor stor variasjonen kan være fra time til time og dag til dag. I figuren, som viser vindkraft-produksjon for Nord-Norge, (NO4) var total produksjon i desember 2022 på 297.868 MWh. Høyeste dagsproduksjon i desember var på 19.741 MWh, mens laveste kun var 359 MWh. **Det er disse store og uforutsigbare variasjonene som i økende grad vil gjøre vindkraft utfordrende for kraftsystemet** (datakilde: Elhub.no).

Kraftproduksjon fra elvekraftverk - profil



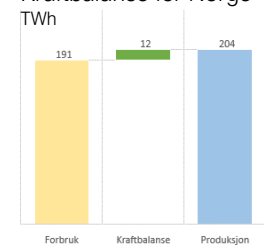
Elvekraft produserer elektrisitet hele året, men mest på våren når snøen smelter og tilsiget i vassdraget øker, samt om sommeren/tidlig høst når nedbøren kommer som regn. På vinteren, når nedbøren kommer som snø og det er lite tilsig av vann fra området rundt vassdraget, blir produksjonen mindre. Produksjonsprofilen til elvekraft er nærmest motsatt av forbruksprofilen, dvs. at når forbruket er som høyest er kraftproduksjonen i elvekraft «lavest».

Magasinkraftverk -profil



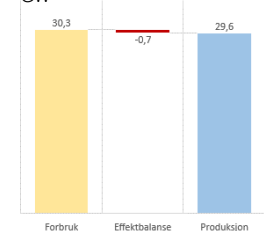
Magasinkraftverk kan produsere elektrisitet ved å bruke magasinert vann på tidspunkter hvor behovet er størst eller prisene høyest. Denne regulerings-evnen er Norges mest verdifulle kilde til kraftproduksjon og effekt ettersom den har gitt oss mulighet til å dekke **differansen** mellom **forbruk - på et gitt tidspunkt - og produksjon** fra vindkraft, elvekraft og andre uregulerbare kilder **på samme tidspunkt**. Kilde figur: NVE, magasinifylling

Kraftbalanse for Norge



Vi bruker i dette notatet **kraftbalanse** om forholdet mellom el-forbruk og produksjon av elektrisitet levert over «strømmettet» (i andre rapporter kan dette kalles Energibalanse, og kan i noen tilfeller da også inneholde varme og evt. andre energikilder). Tall for kraftbalansen oppgis gjerne på årsbasis og da i TWh. De to figurene viser NVE sin prognose for 2040, hvor det er et **kraftoverskudd**, men et **effekt underskudd**.

Effektbalanse for Norge



Det kan bli vesentlige forskjeller mellom kraft- og effektbalansen i Norge og i Troms og Finnmark.

Mens kraftbalansen er viktig er **effektbalansen** essensiell. Den oppgis i GW. Effekt-balansen beregnes – i motsetning til kraftbalansen – **på det tidspunkt av året hvor forbruket er på sitt absolutte høyeste, målt opp mot hvor mye produksjon som er tilgjengelig på akkurat det tidspunktet**. Effektbalansen blir viktigere fremover etter hvert som den uforutsigbare og uregulerbare kraftproduksjonen øker. **For å dekke økt etterspørsel av forutsigbar effekt kreves det at «noe» kan levere dette når behovet er som størst.**

SENTRALE BEGREPER OG KJENNETEGN

I dette notatet brukes også en del andre benevnelser som det kan være verdt å forstå, både som leser og i en påfølgende debatt om kraftsituasjonen i Finnmark (og Troms), herunder:

5 PRISOMRÅDER I DAG

Siden 22. mars 2010 har Norge hatt 5 prisområder med den litt ulogiske nummereringen der NO1, NO2 og NO5 er Sør-Norge, mens NO3 og NO4 er Midt- og Nord-Norge.

Statnett skriver: «For at kraftsystemet skal fungere må det være balanse mellom hvor mye vi bruker og hvor mye strøm vi produserer hver dag, året rundt. I et værbasert kraftsystem som det norske vil kraftsituasjonen variere mellom de ulike regionene, derfor er strømmettet delt i fem prisområder». *Statnett.no: Om strømpriser.* Det er ikke bare kraftsituasjonen som varierer, også overføringskapasiteten i nettet spiller en viktig rolle når grensen for definerte prisområder skal settes.

Som det vil fremgå av «Melkøya notatet» har vi valgt å dele NO4 området i 2 slik at NO6 tilsvarer kraftproduksjon, kraftforbruk og kraftoverføring i Finnmark og Troms, mens «resten» av NO4 omfatter Nordland inkl. Lofoten



STRØMNETTET

Sentralnett (også kalt «transmisjonsnett») til Statnett fra nord i Nordland til Finnmark. *Statnett sine planlagte forsterkninger frem mot 2030 markert med 1-3, mens gjennomførte investeringer de siste årene er benevnt A og B.*

1. Skaidi – Hammerfest
2. Skaidi – Lebesby
3. Lebesby – Seidafjellet (Varangerbotn)

- A. Balsfjord – Skaidi ble satt i drift i 2022
- B. Ofoten – Balsfjord satt i drift i 2017



Hva betyr tallene (f.eks. 420kV)

Sentralnett er «motorveien» i det norske kraftsystemet hvor energi fraktes over store avstander, for så å bli fordelt ut i et mer finmasket regional-nett og deretter i et distribusjonsnett til husholdninger og bedrifter.

Overføringskapasiteten betegnes i kV («spenning») og vil for sentralnett kunne være eksempelvis 420kV, 220kV eller 132kV. En 420kV linje vil – alt annet likt – ha en overføringskapasitet på ca. 727MW (1000amp x 420 x kvadratroten av 3)/1000, men dette tallet kan også være høyere/lavere avhengig av input amp, temperatur, avstand, avtalt handelskapasitet, mv.

Kravet til driftssikkerhet gir lavere faktisk overføringskapasitet enn det nettet har teknisk kapasitet til

Statnett opererer med to nivåer med hensyn til driftssikkerhet:

- **N-0:** beskriver en situasjon der alt forbruk i et avgrenset område vil miste strømmen dersom det inntreffer en enkelt feil (NOU 2012:9. «Energiutredningen»)
- **N-1:** betyr at nettet skal tåle utfall av en kraftledning, kabel, transformator eller generator uten at det fører til avbrudd i strømforsyningen

Krav til driftssikkerhet setter sterke begrensninger på den tekniske overføringskapasiteten i strømmettet. For sentralnett er kravet til Statnett at normal drift skal opprettholdes ved utfall av en hvilket som helst kraftlinje. Dette betyr at overføringskapasiteten begrenses til overføringskapasiteten i det parallelle og underliggende nettet ved et hvilket som helst utfall (N-1). Eksempelvis: dersom det går to linjer mellom punkt A og B så vil overføringskapasiteten i henhold til N-1 defineres av den linjen med lavest overføringskapasitet – alt annet likt.

Statnett sin utfordring: Lang planleggings- og implementeringshorisont

Statnett skal sikre en for samfunnet lønnsom utbygging av sentralnett. I lys av diskusjonen som verserer rundt utfordringer med tilknytning til sentralnett kan det være verdt å trekke frem at ikke alt nytt forbruk eller all ny produksjon vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Statnett kan heller ikke «sale og ri» samme dag: det kan ta 10-12 år fra konsekvensutredningen starter til ny linje er i drift.

Investeringsanslagene for prosjektene 1-3 som er vist i figuren er totalt 4,9-5,9 milliarder kroner (se Statnett: Våre prosjekter), og innebærer at oppgraderingen av sentralnett til 420kV fra Ofoten helt frem til Seidafjellet (Varangerbotn) kan slutføres. Hvilken total kapasitet disse oppgraderingene gir med tanke på å tilknytte nytt forbruk og ny produksjon er avhengig av i hvilken grad nytt forbruk og ny produksjon utvikles parallelt: Økt forbruk gir kapasitet til mer produksjon i nettet.

INNHALDSFORTEGNELSE

1. Sammendrag:	6
2. Regjeringens beslutning	7
Elektrifisering av Melkøya og «Kraftløftet»	
Begrepsforvirring?	
Energi- og effektbehov	
3. Kraftsituasjonen i Nord-Norge	12
Totalt sett positiv	
Ujevnt fordelte kraftressurser	
Potensiale for ny vann- og vindkraft	
Etterspørsel etter kraft	
Regulerbar effekt og kraftpriser	
Utvikling av strømmettet	
Kraftbalanse	
4. Muligheter for kraftimport	27
Import fra Sverige, fra Finland	
Import fra Nordland, fra Europa	
5. Alternativer for en bedre kraft og effektbalanse	32
Vindkraft med hydrogenproduksjon	
Gasskraft med CO2 lagring	
Batterier eller atomkraft	
6. Tre ulike Scenarier for utviklingen av kraftsituasjonen i Troms og Finnmark	39
Og en tanke	66
Sluttreplikk	
Etterord	



OM STIFTELSEN EUROPEAN GREEN TABLE

Stiftelsen European Green Table (EGT) har som formål å «bidra til å øke kunnskap om og innsikt i forholdet mellom næringsliv og økonomisk aktivitet på den ene side, og miljø- og ressursforvaltning på den annen».

EGT tok tidlig på 1990 tallet initiativ til «Environmental Performance Indicators in Industry». Målsettingen var å operasjonalisere begrepet «bærekraftig utvikling» gjennom å gi bedriftene et verktøy for å fremskaffe konsistente data om og følge utviklingen i bedriftens miljøytelse.

EPI-prosjektet inngikk som en viktig del av den internasjonale standardiserings-prosess innen miljøledelse. Prosjektets hovedresultater inngår i dag som en bærende del av det som ble standarden for «Environmental Performance Evaluation» (ISO 14031), og som grunnlag i EU Kommisjonens arbeid med CSR og ESG.

Finansieringen av prosjektet kom fra EUs LIFE-program, deltagende bedrifter og offentlige organer, samt stiftelsen selv.

Stiftelsen ønsker nå å bidra til å belyse konsekvensene for kraftmarkedet i Troms og Finnmark av Regjeringens beslutning om å elektrifisere LNG anlegget på Melkøya og det avbøtende tiltaket («Kraftløftet»). Som et resultat av arbeidet fremmer EGT et forslag om en løsning på de utfordringer som ble avdekket.

Initiativtakerne til Stiftelsen var:
Tron Kleivane, Hans Geelmuyden, Bernt Stilluf Karlsen, Christian Ringnes, Trygve K. Norman.

1. REGJERINGENS VEDTAK OM Å ELEKTRIFISERE LNG ANLEGGET PÅ MELKØYA ER USEDVANLIG DÅRLIG UTREDET OG BESLUTNINGSUNDERLAGET ER SVAKT

Regjeringens «Kraft og Industrieløft», som erstatter Melkøyas gasskraft med fornybar energi, er urealistisk;

- 1) **Tilfører ikke nok elektrisk kraft (kWh):** Ambisjon om 670MW ny vindkraft, kan gi 2,3 TWh ny kraft, men økt elektrisitetsforbruk som konsekvens av vedtaket er 3.3 TWh.
- 2) **Regjeringen adresserer ikke behovet for å levere effekt (MW) og balansekraft:** Snøhvit lisensen/ Equinor har fått det de har bedt om, selv om det ikke finnes realistiske planer for å sikre Melkøyanlegget kontinuerlig drift, uten svært negative konsekvenser for annet næringsliv.
- 3) **Usikkerheter knyttet til hvor raskt det er mulig å gjennomføre Regjeringens tiltak:** Prosjektet er avhengig av konsesjoner til ny vindkraft og nytt høyspenningsnett. Dette er komplisert og vil ta tid. Konsekvenser av forsinkelser er verken drøftet eller analysert av regjeringen.
- 4) **Sverige og Finland trenger egen kraft, og vil neppe redde Melkøya:** Alternativer for leveranse av kraft og effekt som hydrogen og batterier for å lagre vindkraft når det ikke blåser er ikke realistisk.
- 5) **Forsinkelser kan medføre lokale kraftpriser vi ikke har sett i Norge før:** Det er fare for periodevis nedstengning av annet næringsliv i Finnmark og Troms, for å kunne prioritere Melkøyas behov.

Se egen presentasjon som oppsummerer EGTs vurderinger og anbefaling, eller les gjennom notatet og gjør deg opp din egen formening.

EGT ANBEFALER AT STORTINGET PÅLEGGES SNØHVITLISENSEN Å FINNE LØSNING PÅ KRAFT- OG EFFEKTBEHOVET PÅ MELKØYA.

2. REGJERINGENS BESLUTNING OM ELEKTRIFISERING AV MELKØYA OG «KRAFTLØFTE»

HVA ER EGENTLIG BESLUTTET?



Bilde: utklipp fra forside på Statnett rapport: Områdeplan Nord, september 2022

2. BESLUTNINGEN OM Å ELEKTRIFISERE HAMMERFEST LNG / MELKØYA OG TILKNYTTETE BEGIVENHETER

VEDTAK OM Å GI KONSESJON TIL ELEKTRIFISERING AV MELKØYA

Regjeringen vedtok 8. august 2023 å gi konsesjon til elektrifisering av Melkøya LNG anlegg i Hammerfest, uten at det var gjennomført en utredning av samfunnsøkonomiske eller miljømessige konsekvenser, ei heller en fullstendig vurdering av konsekvenser for kraftsituasjonen i Finnmark. (I det minste ikke noe som er offentliggjort.)

Konsesjonen til Equinor for Snøhvit Future (PUD og PAD) er gitt av OED på visse vilkår:

1. I tråd med vilkår satt ved godkjenning av endret plan for utbygging og drift (PUD) og endret plan for anlegg og drift (PAD) for Hammerfest LNG kan konsesjonæren tidligst 1. januar 2030 øke sitt effektuttak utover det de har rett til å ta ut i dag (50MW), med mindre departementet bestemmer noe annet.
2. Rettighetshaverne skal, dersom hensynet til kraftsituasjonen tilsier at det er nødvendig, medvirke til å få etablert en avtalebasert løsning med staten om periodevis drift ved det eksisterende energianlegget ved Hammerfest LNG fram til utløpet av konsesjonen på anlegget (2033).

Regjeringen lanserte samtidig med at konsesjonen ble godkjent et "kraftløft" for Finnmark for å bøte på at denne landsdelen allerede har en marginal kraftbalanse og et effektunderskudd. Målet med «løftet» var å:

- a) Etablere en ny infrastruktur for strøm i Finnmark skal være i drift innen 2030, forutsatt konsesjon
- b) Øke den fornybare kraftproduksjonen i Finnmark innen 2030 med minst like mye som den planlagte forbruksøkningen ved Hammerfest LNG (350MW), forutsatt konsesjon (OED).

Under lanseringen av Kraftløftet sa Regjeringen ved Terje Åsland at det er realistisk å bygge ut 670MW vindkraft i Finnmark innen 2030.

BESLUTNINGER I STORTINGET I FORKANT AV AT KONSESJONEN BLE GITT

Stortinget, uke 16 (17-21 april, 2023)

Følgende forslag ble fremmet før debatt i saken:

Stortinget ber Regjeringen, i forbindelse med behandlingen av Snøhvit Future, foreta en egen vurdering av om fangst og lagring av CO2 kan være et alternativ til elektrifisering av Melkøya med kraft fra land som kan realiseres innen 2029 og gjennomføres uten at fremtidig gassproduksjon blir redusert.

Dette forslaget ble enstemmig vedtatt.

BESLUTNINGER KNYTTET TIL GASS I BARENTSHAVET

«Rettighetshaverne skal innen 1. juni 2024 utarbeide en plan for hvordan Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG kan tilrettelegges for tilknytning og produksjon av felt og funn med behov for gassavsetning».



PROSESS ETTER KONSESJONSVEDTAKET

22 august 2023

Venstre, Rødt, FrP og SV har tatt elektrifiseringen av Melkøya til kontrollkomiteen. De fire partiene mener Regjeringen ikke har fulgt opp et enstemmig stortingsvedtak om en egen vurdering av karbonfangst- og lagring på Melkøya og vil stille spørsmål til statsminister Jonas Gahr Støre i saken. Lars Haltbrekken (SV) uttalte at «det Regjeringen har lagt frem er Equinors vurdering, og da er den ikke egen. Vi bør ha kommet lenger enn at Equinor er en stat i staten».

Hva ble gjort for å følge opp Stortingets vedtak

OED gjennomførte en vurderingen, hvor Equinor sitt underlag og beregninger ble lagt til grunn. En kontroll mot oppdaterte markedspriser ble ikke gjort, selv om det blant annet forelå:

- Minst en EPC leverandør med flytende gasskraftverk som kunne kobles til et CCS anlegg og hadde oppdaterte markedspriser på de fleste hovedkomponenter.
- Northern Light kostnader kunne vært lagt til grunn for kostnadsberegning for lagring og monitorering av lager
- Muligheter for bruk av Goliat feltet som CO2 lager og EOR kunne forbedret økonomien i denne løsningen betraktelig

Det er denne mangelen på egen vurdering Venstre, Rødt, FrP og SV nå vil forfølge, og som fagmiljø (Sintef) og andre stilte spørsmål ved.

2. HVA ER EGENTLIG MÅLSATT I KRAFTLØFTET?

Gjennom Kraftløftet har Regjeringen nedfelt en målsetning om at den fornybare kraftproduksjonen i Finnmark skal øke med minst like mye som den planlagte forbruksøkningen ved Melkøya (350MW) innen 2030.

Samtidig ble det ved lanseringen av vedtaket sagt at det er realistisk å bygge ut 670MW ny vindkraft i Finnmark innen 2030.

Men, hva er egentlig kommunisert og målsatt?

Regjeringen bruker både begrepet kraftproduksjon og forbruksøkning, samtidig som de legger inn ytelsestallene 350MW forbruk og 670MW vindkraftproduksjon.

Fra formelen for beregning av kraftproduksjon vet vi at det er stor forskjell på de to:

$$\text{Installert ytelse (MW)} \times \text{tidsperiode (år)} \times \text{Produksjonsfaktor} = \text{Kraftproduksjon (eller forbruk)}.$$

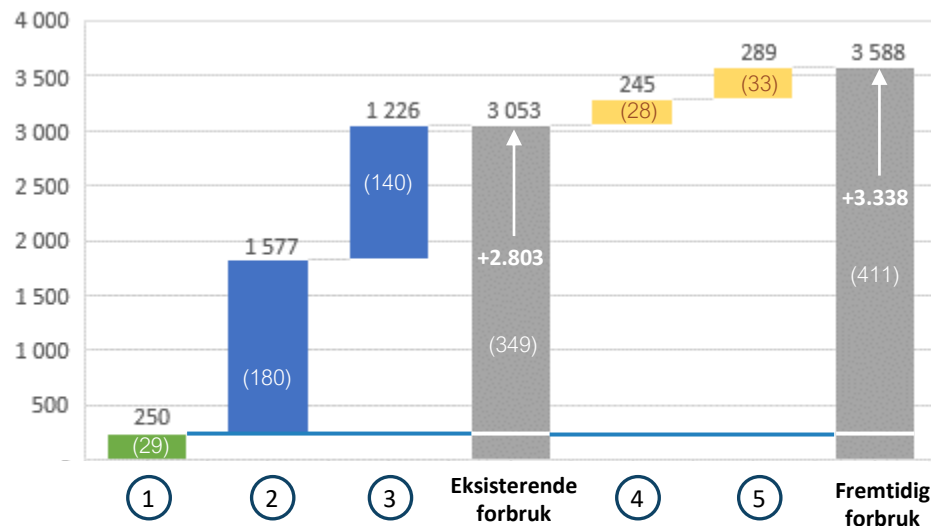
Se neste side for en oversikt over konsekvenser.

Basert på informasjon fra Statnett, Norske utslipp og OED sitt vedlegg til konsesjonen for Melkøya, har EGT estimert netto økning i både kraftforbruk (GWh) og MW for både nåværende og elektrifisert løsning.

Melkøya har til informasjon hatt en reservert kapasitet på 50MW fra strømmettet siden oppstart.

DAGENS OG PLANLAGT ENERGIFORBRUK VED MELKØYA SOM SKAL FULL-ELEKTRIFISERES FRA 2030

Tall i GWh med (MW)¹



- | | Dagens løsning | Elektrifisert |
|---|---|--|
| 1 | Strøm fra nettet
Statnett opplyser at Melkøya bruker mellom 30 og 50 MW på hverdage for å redusere CO2 utslipp. Et snitt på 40 MW fem dager i uken gir et forbruk fra nett på 250 GWh per år. | → Strøm fra 132kV-linjen er antatt videreført også ved full-elektrifisering (kan eventuelt suppleres fra den nye 420kV-linjen) |
| 2 | Egenproduksjon av strøm
Det er installert 5 gassturbiner, hver med en effekt på 45 MW. 4 av disse brukes i normal drift hvilket gir 180MW eller 1.577 GWh. Inklusive strøm fra nettet er forbruket ca. 1.827 GWh. | → I stedet for gassturbiner skal hele strømbehovet til anlegget på 1.827 GWh trekkes fra strømmettet. Korrigert for det som allerede trekkes gir dette en netto økning på 1.577 GWh. |
| 3 | Egen varmeproduksjon
Varmegjenvinning fra gassturbinene dekker varmebehovet på 140MW eller 1.226 GWh per år. | → Det installeres 6 el-kjeler på 28MW hver, hvorav 5 benyttes og en er i reserve, noe som totalt gir 140MW og 1.226 GWh i forbruk. |
| 4 | Fremtidig forbruk
For å øke levetiden på LNG-anlegget er det behov for gasskompresjon (Snøhvit Future: 28MW, 245 GWh) og havbunnkompresjon (inntil 33MW, 289 GWh), totalt inntil 534 GWh som bare delvis kan dekkes av dagens gasskraftverk. | → Uendret behov, bare med den forskjell at alt kraftbehovet må leveres fra strømmettet |

ELEKTRIFISERING AV MELKØYA INNEBÆRER EN NETTO ØKNING I KRAFT FRA STRØMMETTET PÅ 2.800 GWh (320MW) FOR Å ERSTATTE DAGENS GASSKRAFTVERK.

DET VIL KREVES YTTERLIGER 534 GWh (61MW) FOR Å MULIGGJØRE NØDVENDIGE TILTAK SOM ØKER ANLEGGETS LEVETID (Snøhvit Future og bunnkompresjon).

ELEKTRIFISERING AV MELØYA OG GJENNOMFØRING AV SNØHVIT FUTURE VIL SÅLEDES KREVE 3.338 GWh (381 MW) **MER** STRØM FRA NETTET ENN I DAG.

¹ Kilder Vedrørende godkjenning av endret plan for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG, Vedlegg, OED 2023; Norske Utslipp: Hammerfest LNG

2. KRAFTLØFTET: KAN DET KOMPENSERE ENERGI- OG EFFEKTBEHOVET TIL MELKØYA? NEI !

«...Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg... Det bidrar til at landsdelen får et større kraftoverskudd etter elektrifiseringen enn før...».

Jan Christian Vestre i Politisk kvarter kl 07.45 den 25 september 2023

Estimert forbruksøkningen på Melkøya, inklusive Snøhvit Future, er på 3.338 GWh eller 381MW.

Når Regjeringen sier at: «fornybare kraft-produksjonen i Finnmark skal innen 2030 øke minst like mye som den planlagte forbruksøkningen», mener de da 3.338 GWh eller 381MW? Og, vil ny 381MW (vindkraft) ha samme produksjonsfaktor som Melkøya sitt forbruk?

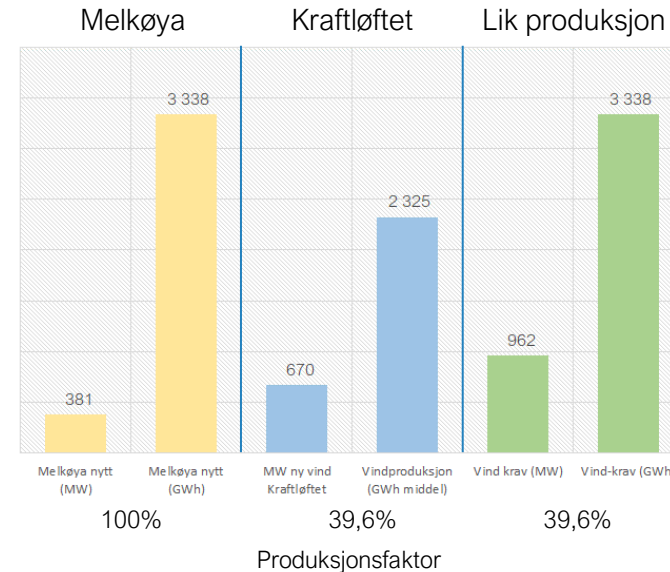
Selv om Kraftløftet på 670 MW (vindkraft) ble realisert ville ikke dette produsere nok strøm til å dekke Melkøya sitt forbruk – ei heller dersom det ble bygget ny vindkraft med installert effekt på 962MW selv om total produksjon da er lik Melkøya sitt økte forbruk. Årsaken er at Melkøya sitt forbruk både i GWh og MW vil, i likhet med annen kraft-krevende industri, være relativt konstant i over året. Dette behovet stemmer dårlig over ens med produksjonsprofilen til vindkraft – som ikke kan garantere en fast produksjon eller effekt hver time eller hver dag – selv ikke med 962MW installert ytelse.

Spørsmålet om hva Regjeringen egentlig har målsatt kan oppfattes svært ulikt. Konsekvensene for kraftsituasjonen i Finnmark vil, uavhengig av tolkning, kunne være betydelige.

For å sette økningen til Melkøya på 3.338 GWh i perspektiv: samlet årlig vannkraftproduksjon i Finnmark er 1.601 GWh og idriftsatt/konsesjonsnett vindkraft 903 GWh – totalt 2.504 GWh per 2022.

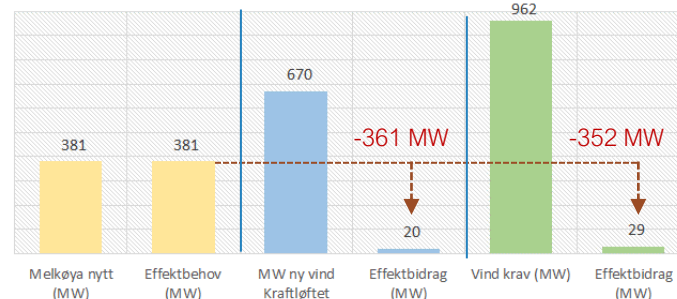
¹ Vind sitt bidrag til effektbalansen: NVE sin analyse fra 2022: «Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030»; Vann og vindkraft i Finnmark: NVE databaser med data per vann- og vindkraftverk.

ESTIMERT FORBRUKSØKNING PÅ MELKØYA SAMMENLIGNET MED NY VINDKRAFTPRODUKSJON
Tall i GWh og MW-installert ytelse

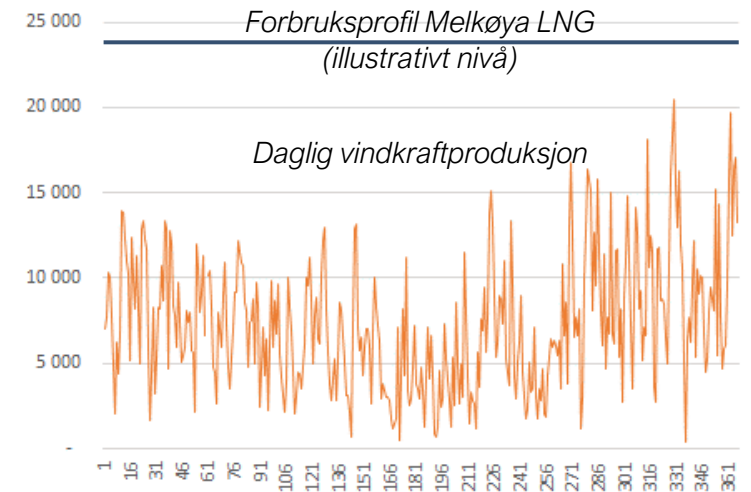


Produksjonsfaktoren for landbasert vindkraft i Finnmark er noe høyere enn landsgjennomsnittet på 37,7%.

KONSEKVENSER FOR EFFEKT-BALANSEN



PRODUKSJONSPROFIL FOR NORD-NORSK VINDKRAFT vs. ETTERSØRSELSPROFIL FOR MELKØYA LNG (prinsipp)
Tall i MWh per dag i 2022 for NO4. Kilde: elhub.no



Observasjon:

I desember 2022 var maksimal daglig vindkraft produksjon i NO4 19.741 MWh, mens minste daglige produksjon var på 359 MWh. Minste daglige produksjon utgjorde således kun 1,82% av maksimal produksjon i desember. På timebasis var laveste produksjon i forhold til høyeste 0,6% i desember.

NVE analyse av effektbidrag fra vindkraft

Ny vindkraft vil – basert på NVE sin analyse av vind sitt bidrag til effektbalansen¹, kun bidra med 3% av installert ytelse. Om denne forutsetningen anvendes på Melkøya vs. ny vindkraft vil det innebære en svekket effektbalanse, uavhengig av hvordan man tolker Regjeringens målsetning.

2. VIL GASSKRAFTVERKET PÅ MELKØYA VIDEREFØRES UTEN CO2 FANGST? NEPPE

En sentral kilde til informasjon og svar om Melkøya er: OED: Vedlegg til konsesjon for elektrifisering: «Vedrørende godkjenning av endret plan for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG» (vedrørende-godkjenning-av-endret-utbyggingsplan-for-snohvitfeltet-og-hammerfest-Ing-11483852-002-11484472)

SENTRALE SPØRSMÅL

Kan Melkøya forsynes med strøm fra gasskraftverket etter at elektrifiseringen av LNG-anlegget er gjort?

Er det sannsynlig at driften av gasskraftverket fortsetter etter at Melkøya er elektrifisert dersom vindkraften som er etablert er mindre enn i «Kraftløftet».

Vil Melkøya kunne gå tilbake til full forsyning av strøm og varme fra det eksisterende gasskraftverket?

Har dagens strømnnett fra Skaidi til Hyggevatn (Hammerfest) kapasitet til å håndtere økt forbruk, for eksempel land- og havbunn kompresjon?

SVAR

Ja, men gasskraftverkets kapasitet til å produsere strøm er begrenset (dagens anlegg produserer også varme som nå skal erstattes av elektriske varmevekslere). Dersom de 4 ordinære turbinene tas i bruk vil anlegget produsere 1.577 GWh strøm. Om turbinen som er i reserve også benyttes vil maksimal produksjon være 1.971 GWh strøm, forutsatt drift 24/7 365 dager i året (8.760 timer), hvilket vil være teknisk utfordrende ettersom det vil være behov for regulært vedlikehold. Øvrig behov/ forbruk utover dette (totalt 1.617 GWh) må hentes fra strømnettet.

Gasskraftverket kan i alle fall driftes frem til 1.juli 2033 når konsesjonen går ut. I vedtaket om elektrifisering heter det «Rettighetshaverne skal, dersom hensynet til kraftsituasjonen tilsier at det er nødvendig, medvirke til å få etablert en avtalebasert løsning med staten om periodevis drift ved det eksisterende energianlegget ved Hammerfest LNG fram til utløpet av konsesjonen på anlegget (2033)... En avtalebasert løsning kan for eksempel være at rettighetshaverne driver anlegget i særlige perioder eller at staten overtar anlegget. En vurdering av behov for en slik løsning vil skje senest i 2028». En slik løsning med gasskraftanlegget i beredskap og/eller i periodevis drift er svært kostbar, ref. beredskapsproduksjon på Mongstad, Tjeldbergodden/ Nyhamna. Både i beredskap og drift vil det da slippes ut CO2.

Hvorvidt gasskraftverket vil få fornyet konsesjon og driftes etter 2033 er usikkert, men teknisk er det mulig, da fremdeles uten CCS, dog med de begrensningene som er påpekt ovenfor/nedenfor med hensyn til levert energi i forhold til LNG-anleggets behov.

Ja, men...

I henhold til Equinor og partnere vil det ta en uke å koble energianlegget inkludert varmegjenvinning til LNG-anlegget igjen. Men, dersom dette gjøres vil kraftbehovet til landkompresjon og havbunnkompresjon på hhv. 245 GWh og inntil 289 GWh¹ (ved drift 8.760 timer i året): totalt 534 GWh måtte hentes fra strømnettet (noe kan også dekkes ved at gassturbinen som er i reserve benyttes slik det synes planlagt i 2028). Landkompresjon er antatt satt i drift i 2 kvartal 2028 med overgang til strøm fra strømnettet i løpet av 2028, mens havbunnkompresjon skal være operativ fra år 2033.

Nei, slik EGT oppfatter det er det ikke ledig kapasitet i dagens strømnnett til økt forbruk. Økt forbruk betinger dermed at den nye linjen fra Skaidi til Hyggevatn på 420kV bygges og kan settes i drift i løpet av 2028. Innen 1.6. 2024 vil det også foreligge svar på : «...hvordan Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG kan tilrettelegges for tilknytning og produksjon av felt og funn med behov for gassavsetning.» Da vil også behovene for mer «kraft fra land» for å utvikle gassressursene i Barentshavet bli tydeligere.

¹. Foreløpige beregninger viser at havbunnkompresjon vil kreve to 11,5MW kompressorer, dvs. 23MW eller 201 GWh. Samtidig er den nye transformatoren på Melkøya dimensjonert for å håndtere 33MW, 289 GWh. EGT har med dette utgangspunkt antatt at kapasiteten i transformatoren representerer det reelle langsiktige behovet.

3. KRAFTSITUASJOEN I NORD-NORGE - SOM
HELHET FREMSTÅR DET I DAG SOM ET OMRÅDE
MED BETYDELIG KRAFTOVERSKUDD, MEN
SITUASJONEN ER MER NYANSERT ENN SOM SÅ



3. KRAFTSITUASJONEN I NORD-NORGE ER I DAG TOTALT SETT POSITIV

Når det snakkes om kraftsituasjonen i Nord-Norge er det ofte situasjonen i *prisområdet* NO4 det refereres til. NO4 følger ikke fylkesgrensene, men er definert av Statnett for å reflektere «flaskehals» som påvirker kraftflyt og prisdannelse i ulike prisområder i Norge.

NO4 dekker området nord i Trøndelag og fylkene Nordland, Troms og Finnmark og grenser mot prisområdene NO3 i sør, mot Sverige's prisområder SE1 og SE2 i øst og Finland's prisområde FI i nord-øst hvor det finnes nett-forbindelser som kobler områdene sammen.

NO4 har historisk hatt et betydelig kraftoverskudd (positiv kraftbalanse) og effektoverskudd – som vist i figurene.

NO 4 har inntil høsten 2021 hatt kraftpriser på linje med eller lavere enn øvrige prisområder.

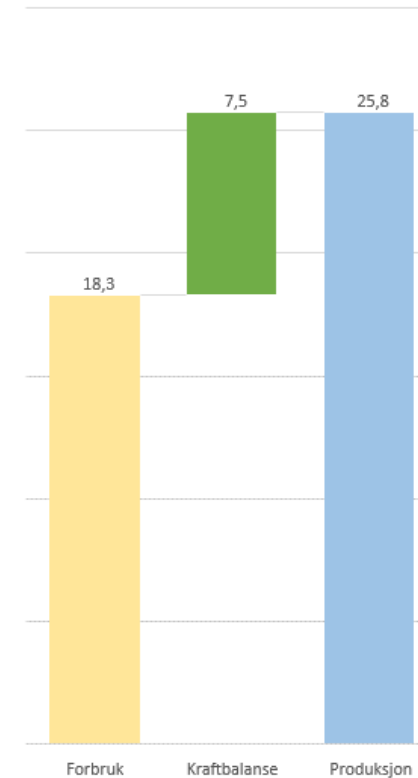
Muligheten for å inngå langsiktige industri-kraftkontrakter med forutsigbare kraftpriser har gjort at Nord-Norge, og spesielt Nordland, har vært oppfattet som en attraktiv region for kraftkrevende industri.

Denne attraktiviteten gjør seg også gjeldende for nye initiativ knyttet til det grønne skiftet, med den forskjell at også nordlige deler av NO4 nå vurderes som attraktiv dersom vi legger industriens forespurte og reserverte nettilknytning per 24 januar 2024 til grunn (se side 18) for en oversikt over forespurt og reservert nettilknytning).

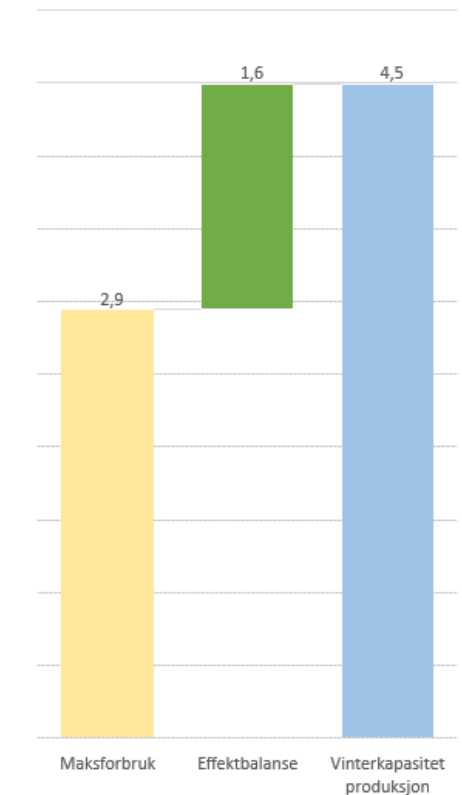
PRISOMRÅDER I NORDEN OG KRAFTUTVEKSLING INN/UT AV NO4



KRAFTBALANSE NO4
Tall i TWh. Snitt 2020-2023
Kilde: elhub.no. Ex Melkøya og termisk, ref. definisjon.



EFFEKTBALANSE «NO4»¹
Tall i GW, status 2021
Kilde: Regionale kraftsystemutredninger for RKSU områdene 18 til 22.



¹ EGT har ikke funnet offentlig statistikk for effektbalanse verken per prisområde eller fylke. Vi har derfor valgt å benytte kraftsystemutredningene utført av KSU'ene i Nord-Norge. Data fra disse utredningene synes å indikere stor grad av geografisk sammenfall med prisområdet NO4. I sum er utredningene det beste tilgjengelige estimatet på områdets effektbalanse. EGT har antatt et effektbidrag fra Svartisen og Kobbelv på 100% av installert ytelse i tallene som er vist i effektbalanse figuren.

3. KRAFTRESSURSENE ER IMIDLERTID SVÆRT UJEVNT FORDELT MELLOM FYLKENE I NO4

Når kraftsituasjonen i Nord-Norge deles opp per fylke fremkommer et tydelig skille mellom nord og sør. Mens Nordland har betydelig positiv kraft- og effektbalanse er situasjonen i Troms og Finnmark motsatt. Mens Finnmark har et begrenset overskudd på kraftbalansen har Troms et underskudd. Begge har underskudd på effektbalansen. Det er i dette området Melkøya sitt økte forbruk på 3.338 GWh og krav på 381MW effekt skal inn, og hvor ny vindkraft skal kompensere for det økte forbruket i GWh og i MW.

Utfordringen for Troms og spesielt Finnmark er at det er begrenset med regulerbar fleksibel kraft. Basert på NVE sin vannkraftdatabase per 23. oktober 2023, og NVE sin vurdering av hvor fleksibelt ulike kraftverk kan kjøres – dvs. respondere på endringer i forbruk (større eller mindre en 0,5 i magasinandel) har EGT satt opp følgende oversikt som viser situasjonen i Nord-Norge med hensyn på produksjon og installert ytelse for vannkraften:

GWh produksjon	Nordland	Troms	Finnmark	MW installert ytelse	Nordland	Troms	Finnmark
Elvekraft	1 552	527	459	Elvekraft	440	158	82
Magasin	15 872	2 524	1 142	Magasin	3 595	525	245
Totalt	17 424	3 051	1 601	Totalt	4 034	683	327
Fordelt				Fordelt			
Magasinandel <0,5				Magasinandel <0,5			
Elvekraft	937	493	459	Elvekraft	322	148	82
Magasin	2 642	172	820	Magasin	631	36	166
Totalt (magasinandel <0,5)	3 579	665	1 279	Totalt (magasinandel <0,5)	953	184	247
Magasinandel >0,5				Magasinandel >0,5			
Elvekraft	614	34	0	Elvekraft	118	10	0
Magasin	13 230	2 352	322	Magasin	2 963	489	80
Totalt (magasinandel >0,5)	13 845	2 386	322	Totalt (magasinandel >0,5)	3 081	499	80

Når ny vindkraft skal dekke opp økningen i forbruket på Melkøya og eventuelt andre industrielle initiativ blir fleksibiliteten i vannkraftproduksjonen viktigere ettersom den – alternativt import av kraft til Troms og Finnmark – må dekke svingningene i vindkraftproduksjonen fra time til time.

Av tabellene over fremgår det at vannkraften i Finnmark årlig produserer 1.601 GWh, hvorav kun 322 GWh kommer fra magasin kraftverk med magasinandel >0,5. Dette forklarer hvorfor Finnmark er netto importør av så vel kraft som effekt i vinterhalvåret, og eksporterer om sommeren. Det som er mer bekymringsfullt er at Finnmark maksimalt har 80MW installert ytelse i vannkraft som kan kjøres fleksibelt – det vi kan kalle «balansekraft» ihht NVEs definisjon¹ - for å «balansere» variasjonen i vindkraftproduksjon.

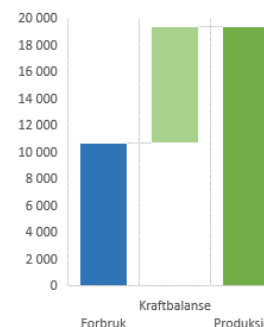
Merknad Kraftproduksjon i den del av Trøndelag som er en del av NO4 er ikke tatt med i figurene som er vist. For vannkraft utgjør det en middelproduksjon på 1.275 GWh. ¹ NVE: Hvor stor andel av vannkraften i Norge er fleksibel? NVE, 1/2023

KRAFTBALANSE FORDELT PER FYLKE Tall i GWh. Snitt 2019-2022

Kilder: SSB tabell 10314 (forbruk); Elhub – nettap; NVE databaser: vann- og vindkraft

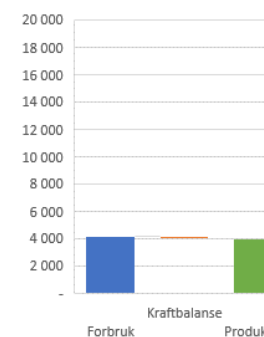
NORDLAND

Vann- og vindkraft



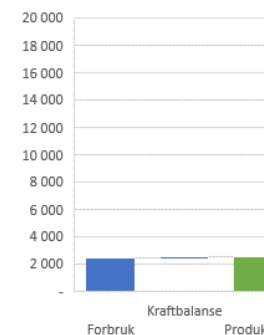
TROMS

Vann- og vindkraft



FINNMARK

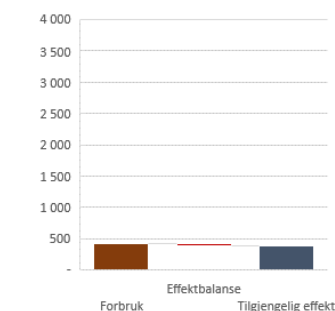
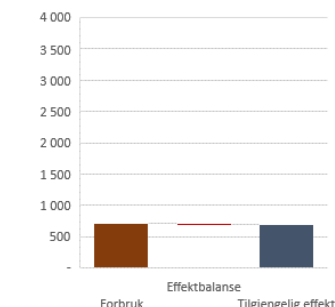
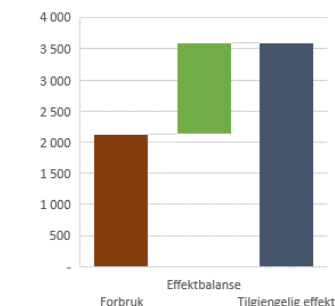
Vann- og vindkraft



(Melkøya korrigert)

EFFEKTBALANSE FORDELT PER FYLKE Tall i MW per 2021

Kilde: «Regionale kraftsystemutredninger 2022-2041» for RKSU områdene 18-22. EGT korrigering og sammenstilling til fylkesnivå-



3. POTENSIALET FOR VESENTLIG NY VANNKRAFTPRODUKSJON I TROMS OG FINNMARK ER BEGRENSET

De fleste vassdrag som egner seg til vannproduksjon er allerede utbygd. Oversikten fra NVE over status for ny vannkraftproduksjon bekrefter dette. For Finnmark er det kun prosjekter med et potensiale på 24 GWh (uten produksjonsfleksibilitet) som er meldt inn. Oversikten «Sum alle øvrige initiativ» som vises i tabellen til høyre er basert på tre kategorier:

- Prosjekter til behandling
- Gjeldende konsesjon/fritak/ samt foreligger detaljplaner
- Pågående utbygginger

Prosjekter til behandling:

Det er ingen vannkraft prosjekter til behandling fra Finnmark. For Troms er det 1 prosjekt med 12,1 GWh i forventet middelproduksjon.

Gjeldende konsesjon/fritak:

I Troms er det 24 prosjekter som har konsesjon eller fritak som i sum kan gi en middelproduksjon på 179,9 GWh. Ingen av disse initiativene har en installert ytelse over 10MW. I Finnmark er det to prosjekter på til sammen 24 GWh.

Pågående prosjekter:

I Troms er det 5 pågående prosjekter med en samlet middelproduksjon på 44,9 GWh, alle med mindre enn 10MW installert ytelse. For Finnmark er tallet null.

Merknad: NVE etterlyste nye prosjekter i tilknytning til «kraftløftet» for Finnmark. Resultatet for vannkraft varslet innen fristen 17 oktober 2023 var 3 mulige prosjekter på til sammen ca. 475 GWh². NVE har ikke lagt disse prosjektene inn i sin egen «status» per 30 januar 2024.

«Alle monner drar», men faktum består: Troms og Finnmark vil kunne få betydelige utfordringer med å balansere en økende mengde vindkraft.

Merknad Det er ingen vesentlige endringer i NVEs oversikt over «øvrige» initiativ per 30.jan 2024 sammenlignet med oversikten som EGT lagde per 22 okt. 2023 som en del av forberedelsene til notatet.

MULIG NY VANNKRAFTPRODUKSJON

Kilde: NVE. Status for ny vannkraftproduksjon per 30 januar 2024

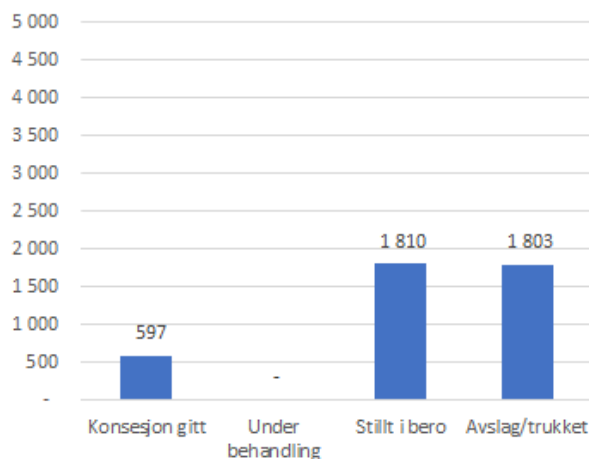
ØVRIGE INITIATIV			
SUM ALLE ØVRIGE INITIATIV			
FYLKE	Nordland	Troms	Finnmark
<i>Forventet årsproduksjon (GWh)</i>			
Mindre enn 10MW ytelse	396	237	24
herav Elvekraft	133	77	17
herav Magasinkraft	138	124	7
Ikke kategorisert på elv/mag	125	36	-
Mer enn 10MW ytelse	327	-	-
herav Elvekraft	199	-	-
herav Magasinkraft	128	-	-
Ikke kategorisert på elv/mag	-	-	-
TOTALT	723	237	24
FYLKE	Nordland	Troms	Finnmark
<i>Installert ytelse (MW)</i>			
Mindre enn 10MW ytelse	119	89	9
herav Elvekraft	45	34	6
herav Magasinkraft	44	43	3
Ikke kategorisert på elv/mag	30	12	-
Mer enn 10MW ytelse	132	-	-
herav Elvekraft	73	-	-
herav Magasinkraft	59	-	-
Ikke kategorisert på elv/mag	-	-	-
TOTALT	251	89	9

3. POTENSIALET FOR ØKT VINDKRAFTPRODUKSJON I NORD-NORGE LIGGER PRIMÆRT I FINNMARK

VINDPROSJEKTER: STATUS

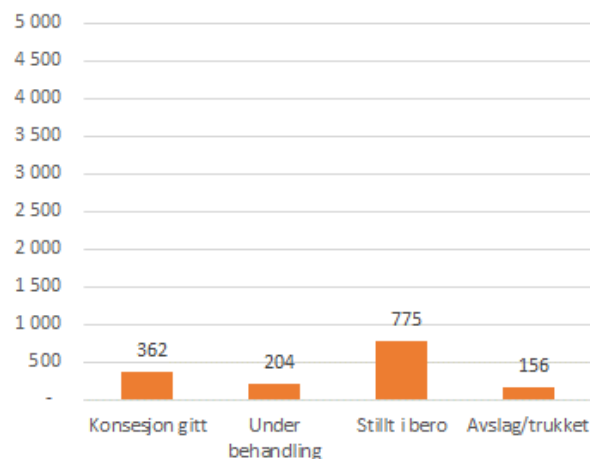
Alle tall i MW installert ytelse. Kilde: NVE Vindkraft. Status per oktober 2023

NORLAND



Ingen prosjekter er under behandling, men 1.810 MW stilt i bero av søker, hvorav 1.450 MW er relatert til havvind hvor prosessen vil kunne igangsettes igjen. 1.803 MW har fått avslag eller er trukket av initiativtaker.

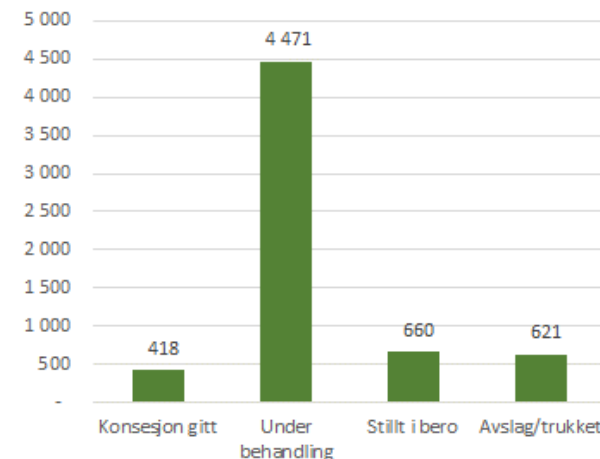
TROMS



Kun ett prosjekt på 204 MW er under behandling i Troms, mens ett prosjekt på 775 MW er stilt i bero. Prosjekter tilsvarende 156 MW har fått avslag eller er trukket fra prosess.

Troms Kraft har nylig foreslått å bygge 28 vindturbiner, som kan gi 174 MW installert effekt for hele vindkraftverket og en årlig kraftproduksjon på om lag 500 GW, uten at det vakte begeistring hos vertskommunen Balsfjord (prosjektet er i en utredningsfase og inngår derfor ikke i oversikten vist i figuren).

FINNMARK



Finnmark har den største porteføljen av nye prosjekter og den største effekten (4.471 MW) til behandling hos NVE.

Totalt 660 MW, fordelt på 4 prosjekter er stilt i bero, mens 621 MW har fått avslag eller er trukket fra behandling

Etter Fosen-dommen er det lite ny landbasert vindkraft som er etablert og kommet i produksjon. Oversikten over viser at når det gjelder Nord-Norge så er det i Finnmark interessen for å etablere ny landbasert vindkraft er størst, noe som for så vidt lover godt for at det **teknisk sett** skulle være mulig å realisere Regjeringens kraftløfte med 670 MW ny vindkraft.

I dette notatet har vi ikke tatt med eventuell ny havvind ettersom det på nåværende tidspunkt ikke er mulig å forutse hvilken interesse slike prosjekter vil ha blant potensielle utbyggere, gitt de kostnadsanslag som foreligger, utfordringer knyttet til Ising ol, omfanget av subsidier (differansekontrakter) mm.

3. HVOR MYE VINDKRAFT KAN REALISERES I FINNMARK UTEN KONFLIKT OG VESENTLIGE FORSINKELSER?

NVE gjennomførte i 2019 en nasjonal vurdering av hvilke områder som er egnet for ny vindkraftproduksjon basert på en rekke kriterier. En stor del av vindkraftprosjektene som nå er til behandling hos NVE ligger i det NVE konkluderte med som **uegnede områder i Finnmark**.

Det er totalt 4.471 MW ny vindkraftproduksjon i Finnmark til behandling hos NVE per oktober 2023³

- 1.210 MW er fremdeles i en tidlig fase. Hvorvidt prosjektene kan videre behandles og evt. realiseres avhenger både av NVE's innstilling og av søkers vurdering av prosjektlønnsomheten i forhold til risiko;
- 1.750 MW er i områder definert av NVE som uegnet til ny vindkraft (Davvi, Sandfjellet og Borealis)²;
- 1.511 MW er i områder definert av NVE som egnet til ny vindkraft. Dette betyr ikke at konsesjon er garantert da flere omsøkte områder ligger nært «uegnede» områder, og/eller i områder hvor søknad tidligere er avslått.
- Med dette utgangspunkt har NVE besluttet å behandle Davvi, Sandfjellet (1.550 MW i uegnet område) og Digermulen, Laksefjorden (900 MW i egnet område) sammen for å vurdere hvilke(t) prosjekter som kan få konsesjon.

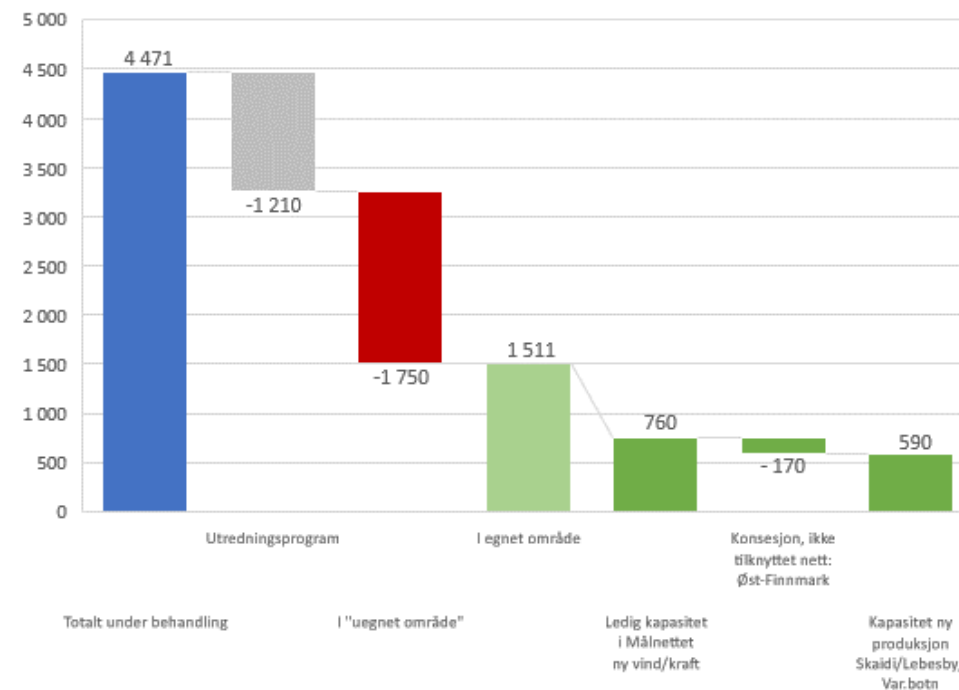
Realisering av ny vindkraftproduksjon må også sees i sammenheng med planlagt utvikling av nettet i Finnmark. Statnett har gjort en analyse av kapasitet for ny vindkraft i målnettet (målnett = planlagt nettutvikling frem mot 2040) med utgangspunkt i Skaidi¹. Total kapasitet for nye vindkraft er 760 MW (økende kapasitet ved økende forbruk):

- I målnettet er det mulig å håndtere konsesjonsgitte, men ikke ennå tilknyttede 170 MW vindkraftproduksjon, pluss 590 MW ny produksjon i Øst-Finnmark (i Lebesby og/eller Seidafjellet), totalt 760 MW når hele målnettet er realisert med 420kV og BTB. **Produksjon og forbruk vil være på N-0 nivå**. En oppgradering til 132kV og BTB i stedet for 420kV vil gi plass til 200MW ny produksjon (også på N-0 nivå).
- En dublert 420 kV mellom Skaidi og Lebesby vil kunne tilrettelegge for ytterligere 7-800 MW ny produksjon i Lebesby-området. *En slik linje ligger ikke i målnettet.*
- *Dersom det skal tilrettelegges for overføringskapasitet på mer enn 1.600 MW må dette kombineres med økt forbruk i Finnmark for å unngå store kraftoverføringer over lange avstander som kan forplante seg og gi utfordringer i nettet langt sørover i Troms og Nordland der det kan opptre nye begrensninger.*

I målnettet til Statnett er det kapasitet til ny vindkraftproduksjon på til sammen 760 MW, hvorav 170 MW helt øst i Finnmark allerede er konsesjonsgitt, men ikke i drift hvilket tilsier 590 MW kapasitet for nye prosjekter. Nye prosjekter kan dermed potensielt bidra til en økning av kraftproduksjonen i Finnmark på ca. 2.050 GWh (2.640 GWh om konsesjonsgitte, ikke tilknyttet vindkraft øst i Øst-Finnmark inkluderes).

MYE AV DEN POTENSIELT NYE LANDBASERTE VINDKRAFTEN I FINNMARK ER LOKALISERT I «KONFLIKTOMRÅDER»

Alle tall i MW



Merknader:

Selv om NVE har definert et geografisk område som egnet for vindkraft er ikke dette ensbetydende med en «konflikt-fri» gjennomføring.

I 2009 tok FeFo initiativet til etableringen av Finnmark Kraft for å «sikre lokal kontroll på vindkraftressursene og at verdiskapingen skulle komme Finnmark til gode». For å sikre dette fikk Finnmark Kraft **enerett** til å inngå grunneieravtale med FeFo for å utvikle, bygge og drifte vindkraftverk på Finnmarkseiendommen.

¹ Kilde: Tilleggssøknad 420 kV Skaidi-Lebesby og tilleggssutredninger i saken, Statnett, 12.6.2023, side 44-45

² Kilde: Analyseskjema for område 41. NVE, 1.4.2019

³ Kilde: NVE Vindkraft. Konsesjonssaker

3. DET ER IKKE BARE MELKØYA SOM ØNSKER Å HENTE STRØM FRA NETTET I NORD NORGE

FORESPURT OG RESERVERT NETTILKNYTNING I NO4

Alle tall i MW. Kilde: Statnett, forespørsler og reservasjoner i nettet, per 24 januar 2024

Statnett oversikt	RESERVERT OG FOESPURT KAPASITET I NO4															
	FORDELT PÅ OMRÅDER I NO4															
	NO4				Nord				Midt				Nordland			
	Forespurt	herav reservert	I kø	Ikke tildelt	Forespurt	herav reservert	I kø	Ikke tildelt	Forespurt	herav reservert	I kø	Ikke tildelt	Forespurt	herav reservert	I kø	Ikke tildelt
Batteri	150	-	-	150	150	-	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-
Datacenter	401	228	25	148	160	119	25	16	110	104	-	6	131	5	-	126
Oppdrett	252	74	95	83	142	37	95	10	-	-	-	-	110	37	-	73
Hydrogen/ammoniakk	4 258	480	160	3 618	1 717	430	160	1 127	-	-	-	-	2 541	50	-	2 491
Industri	1 684	793	118	773	674	653	13	8	-	-	-	-	1 010	140	105	765
Petroleum	475	350	-	125	400	350	-	50	-	-	-	-	75	-	-	75
Transport	117	31	58	28	68	21	58	11	-	-	-	-	49	10	-	39
Nettselskap - innmeldt	318	276	5	37	220	206	5	9	-	-	-	-	98	70	-	28
SUM	7 655	2 232	461	4 962	3 531	1 816	356	1 359	110	104	-	6	4 014	312	105	3 597

TOTALT FOR NO4:

Det er total forespurt om 7.655 MW ny nettilknytning i NO4, hvorav 2.232 MW er reservert. Avhengig av hvilke forutsetninger som gjøres med hensyn til driftstid for hver av de ulike kategoriene i tabellen over vil **estimert økning i kraftforbruk** for NO4 totalt være på:

Forespurt nettilknytning NO4: 40.000 – 59.000 GWh (eller 40-59 TWh)
Reservert nettilknytning NO4: 14.000 – 16.000 GWh (eller 14-16 TWh)

Med et gjennomsnittlig kraftoverskudd på ca 6.200 GWh for 2020-2021 er det åpenbart en utfordring å skulle håndtere reservert nettilknytning.

Uten at det etableres betydelig med ny [vindkraft]produksjon vil NO4 gå fra å være en netto eksportør av strøm til å bli en netto importør.

Antakelse Antatte driftstimer for de ulike kategoriene er som følger: Batteri, Datacenter; 7.500; Oppdrett: 4.500, Industri: 7.000 timer, Transport: 1.752 (20%), Melkøya: 8.760 timer, Hydrogen/ammoniakk: fleksibelt: 4.380 (50%) – 8.760. Antakelsene er basert på forholdstall fra regionale kraftsystemutredninger, der dette finnes.

FOR OMRÅDET NORD (Hovedsakelig Troms og Finnmark)

I området Nord er det forespurt 3.531 og reservert 1.816 MW (inklusive 350 MW til Melkøya). Avhengig av hvilke forutsetninger som gjøres med hensyn til driftstid for hver av de ulike kategoriene vil **estimert økning i kraftforbruk** for området Nord kunne være på (inkl. Melkøya):

Forespurt området Nord: 20.000 – 27.600 GWh (eller 20-28 TWh)
Reservert området Nord: 11.800 – 13,700 GWh (eller 12-14 TWh)

Med en middelproduksjonen fra vannkraft og vindkraft i Troms og Finnmark på 6.462 GWh og et gjennomsnittlig kraftunderskudd på ca. -70 til -100 GWh og negativ effektbalanse vil behovet for ny kraft være betydelig for å håndtere forbruksveksten i GWh.

Utfordringen er at effektbalansen vil bli vesentlig svekket av behovet for å kunne levere inntil 1.816 MW ny effekt.

KOMMENTAR

Hva som blir den faktiske økningen i forbruk i NO4 generelt og i området Nord spesielt gjenstår å se. Det kan i denne sammenheng være nyttig å skille mellom følgende kategorier av nytt forbruk:

Stedbundet: forbruk som må skje i et geografisk område på grunn av virksomhetens art, eksempelvis oppdrett, gruve, Melkøya, mv.

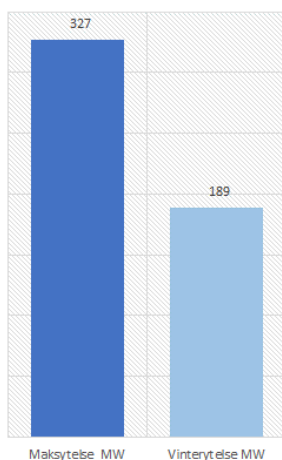
Fleksibelt (opportunistisk): forbruk som kan ligge hvor som helst i landet, eks. batteri, datacenter, mv. som primært søker «laveste kraftpris».

3. BEGRENSET TILGANG PÅ REGULERBAR EFFEKT I FINNMARK [OG TROMS] GIR GRUNN TIL BEKYMRING

Vannkraftverkene i Troms og Finnmark har begrenset mulighet til balansere selv et moderat innslag av ny vindkraft i Finnmark, gitt at leveringspåliteligheten til Melkøya må opprettholdes og annen vekst i forbruk må tilpasses dette.

Det som ikke fremgår av tabellen for vannkraftproduksjon og ytelse/effekt på side 15 er hvordan sesong påvirker tallene. Fra tidligere i dette notatet er det vist hvordan forbruket er høyest i vinterhalvåret. Dette i kontrast til produksjon og ytelse for vannkraftverk med liten magasin-kapasitet, samt elvekraftverk, som er betydelig mindre i vinterhalvåret. I Finnmark, med en installert ytelse for vannkraft på 327MW, reduseres tilgjengelig ytelse med ca. 42% til 189MW i vinterhalvåret.

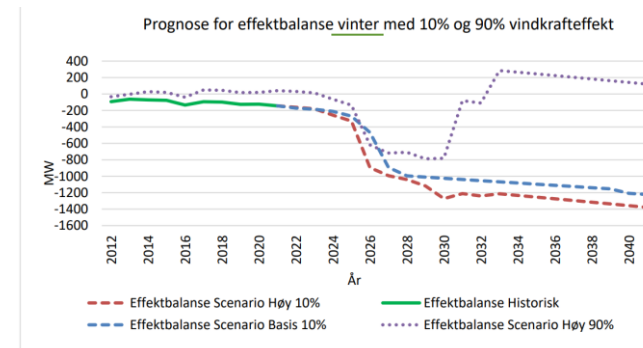
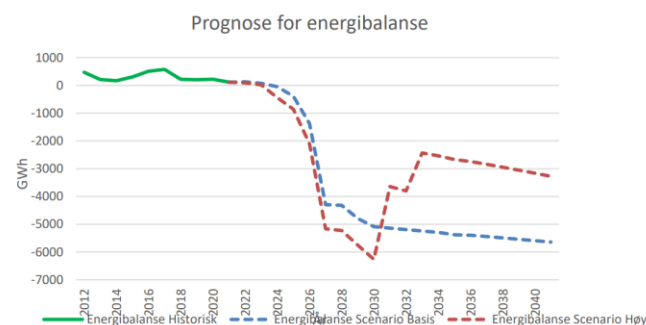
FINNMARK: INSTALLERT YTELSE ER VESENTLIG HØYERE ENN DET «VINTERYTELSEN» KAN LEVERE



Nettselskapene er pålagt å gjennomføre en oppdatert kraftsystemutredning hvert annet år. For utredningsområdet 22, som omhandler det meste av Finnmark, inklusive Hammerfest og Melkøya, men ikke sørøstlige deler (igjen følger ikke inndelingen fylkesgrenser) ble det gjennomført en kraftsystemutredning i juni 2022.

Prognosene er basert på antatt vekst i forbruk og ny [vind]kraft, og beregner ut fra dette fremtidig kraft- og effektbalanse. Det er viktig å merke seg at i disse beregningene er effektbidraget fra vindkraft anslått til 10% og 90%. Dette i motsetning til hva NVE fant da de vurderte det faktiske effektbidraget fra vind i Norge (3%) på det tidspunkt hvor forbruket var størst.

Oversikt over historisk og prognostisert utvikling i kraft- og effektbalanse for Finnmark (utredningsområde 22)



Prognosene over er kanskje det mest kvalifiserte anslaget på mulig utvikling i kraft- og effektbalansen frem mot 2040 i *nettområde Finnmark* ettersom den er utarbeidet av de lokale nettselskapene – som sitter nærmest både nytt og eksisterende forbruk og produksjon.

Dersom effektbidraget fra vindkraft på 10% legges til grunn for videre planlegging ville det inntreffe situasjoner i Finnmark som vil være «utfordrende», både med hensyn til nødvendige (høye) kraftpriser for å begrense forbruket i perioder med høyt forbruk, men også for strømmettet og muligheten for å overføre tilstrekkelig med både kraft og effekt inn i området.

Denne framtiden er de lokale nettselskapene meget klar over, men hva kan de gjøre med det, gitt at Melkøya beslutningen ligger fast?

3. NORD-NORGE HAR «RIDD STORMEN AV» NÅR DET GJELDER KRAFTPRISER OG KAN TAKKE SVERIGE FOR DET

Historisk har kraftprisene vært relativt like mellom alle prisområdene i Norge og Sverige, men Nord-Norge har, som oversikten over kraftpriser viser, vært forskånet fra de høye kraftprisene i sør i 2021-2023.

Situasjonen er tilsvarende i Sverige hvor den nordlige delen (SE1 og SE2) har hatt vesentlig lavere kraftpriser enn øvrige prisområder i Sverige i 2021-2023.

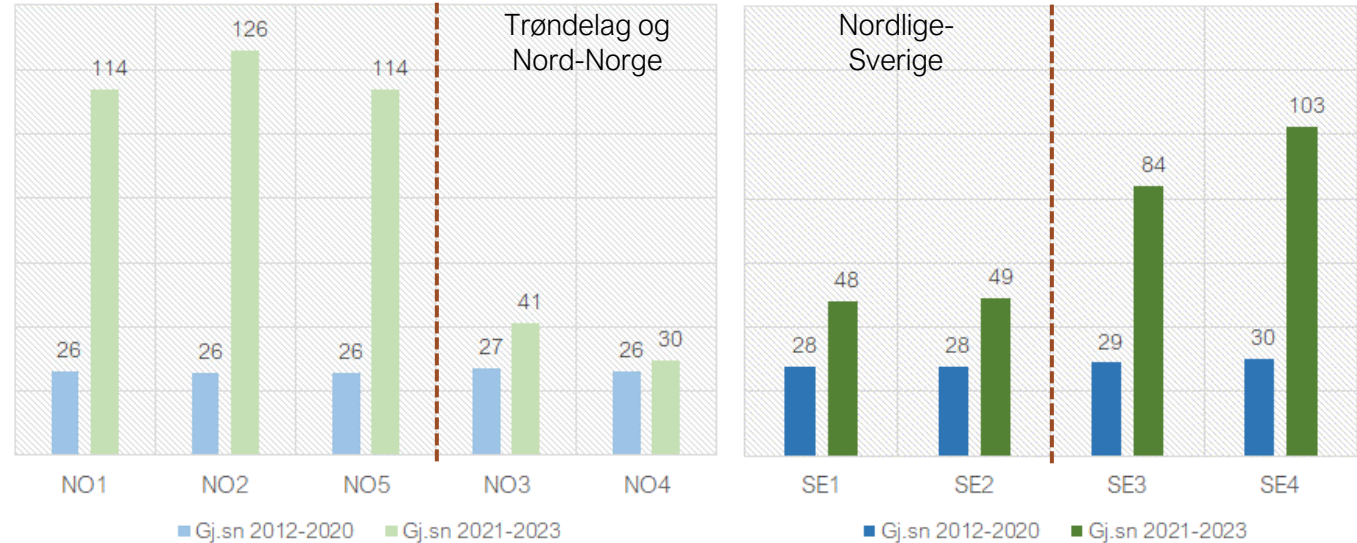
Årsakene er sammensatte, og skyldes ikke bare at det er begrenset overføringskapasitet mellom nord og sør i Norge og mellom nord og sør i Sverige. Andre årsaker til at kraften sendes fra midt/nord Norge til nordlige Sverige er at transportkapasiteten nord-sør er betydelig større i Sverige enn i Norge:

«Ettersom kapasiteten på den svenske transportkanalen SE2-SE3 er så mye større enn kapasiteten i Norge, er det i praksis den som avgjør om Nord- og Sør-Norge har relativt like eller helt ulike strømpriser.»

– Det er kapasiteten mellom SE2 og SE3 sammen med den betydelige økningen i norsk og svensk vindkraft på nordsiden som i dagens situasjon har ført til lange perioder med lav kraftpris i Midt- og Nord-Norge sammenlignet med for eksempel Sør-Norge og Sør-Sverige.»

Kommunikasjonssjef Christer Gilje i Statnett til Europower, 9 november 2021.

FLASKEHALSER BÅDE I NORGE OG SVERIGE MELLOM NORD OG SØR GIR – SAMMEN MED ET BETYDELIG KRAFTOVERSKUDD I NORD – LAVERE KRAFTPRISER I NORD-OMRÅDENE
Priser i øre/kWh, nominelle priser. Kilde: Nordpool.



En liten kuriositet: Hvordan krav til driftssikkerhet skaper «underlig flyt av kraft»

Svenska Kraftnät (SvK), har fastsatt 600 MW som maksimal kapasitet på 420 kV-linjen fra Nea i Sælbu kommune mot Järpströmmen i Sverige av hensyn til risikoen for overbelastning på svenske linjer hvis det skulle skje et innefall samtidig med høy eksport fra Norge til Sverige. Dette ville også få store konsekvenser for strømovertøring internt i Norge.

Risikoen håndteres ved å sette kapasitetsbegrensninger på flere transportkanaler slik at linjen til Sverige aldri overskrider 600 MW i situasjoner Nord-Norge (NO4) og Midt-Norge (NO3) har lavere strømpriser enn SE1 og SE2. Det påvirker flere norske transportkanaler: NO4-SE1, NO4-SE2, NO3-SE2, NO3-NO1 og NO3-NO5

«Summen av disse elspotkapasitetene angir maksimalt tillatt overskudd på en slik måte at Nea-Järpströmmen ikke overskrider 600 MW i driftstimen.»

Dette betyr paradoksalt nok at kapasiteten fra NO3 til NO1 og NO5 må reduseres for å unngå at det blir sent for mye strøm til SE2. Samtidig presser det strømprisene i Nord-Norge og Midt-Norge ekstra langt ned fordi de ikke får sendt ut overskuddsstrømmen sin. Dermed blir prisforskjellene mellom Nord- og Sør-Norge enda større.

Kommunikasjonssjef Christer Gilje i Statnett til Europower, 9 november 2021.

3. KRAFTPRISPROGNOSER TYDER PÅ AT NORD-NORGE VIL MISTE SIN MIDLERTIDIGE KRAFTPRISFORDEL

EGT har i tillegg til den offentlige kraftmarkedsanalysen fra NVE også hatt tilgang til prognoser utarbeidet av Thema. Selv om nivået på fremtidige priser er noe forskjellig mellom NVE og Thema er trenden den samme: økt utjevning av kraftprisene mellom prisområdene, spesielt fra 2035 og fremover. Ulikt nivå på fremtidige kraftpriser kan kanskje tilskrives at NVE ikke legger til grunn oppnåelse av de norske klimamålene, slik Thema forutsetter.

NVE har flere interessante forutsetninger for Europa og Norden, som er relevante for vurderinger av hva som vil skje i Troms og Finnmark, gitt Melkøya beslutningen, herunder:

Økende behov for fleksibilitetsløsninger

«Et kraftsystem som består av en større andel fornybare energikilder, trenger mer fleksibilitet for å dekke kraftbehovet i toppplasttimene og holde systemet i balanse. I timer med stort overskudd av fornybar produksjon kan fleksibelt forbruk bidra til bedre ressursutnyttelse og færre ubalanser. Allerede nå ser vi perioder med stort overskudd av sol- og vindkraft, og raske svingninger i kraftproduksjon og strømpriser. Å balansere ut slike svingninger kan resultere i store kostnader for samfunnet. På kort sikt forventer vi at batterier vil spille en viktig rolle som fleksibilitetskilde, mens hydrogenproduksjon blir viktigere på lengre sikt. Vi forventer også at gasskraft vil være viktig i det europeiske kraftsystemet».

ELEKTRIFISERING AV MELØYA OG SNØHVIT FUTURE VIL KREVE 3.338 GWh (381 MW), i praksis uten muligheter for fleksibilitet, men med betydelig virkning for kraftbalansen i Troms og Finnmark.

Økt forbruk vil svekke kraftbalansen

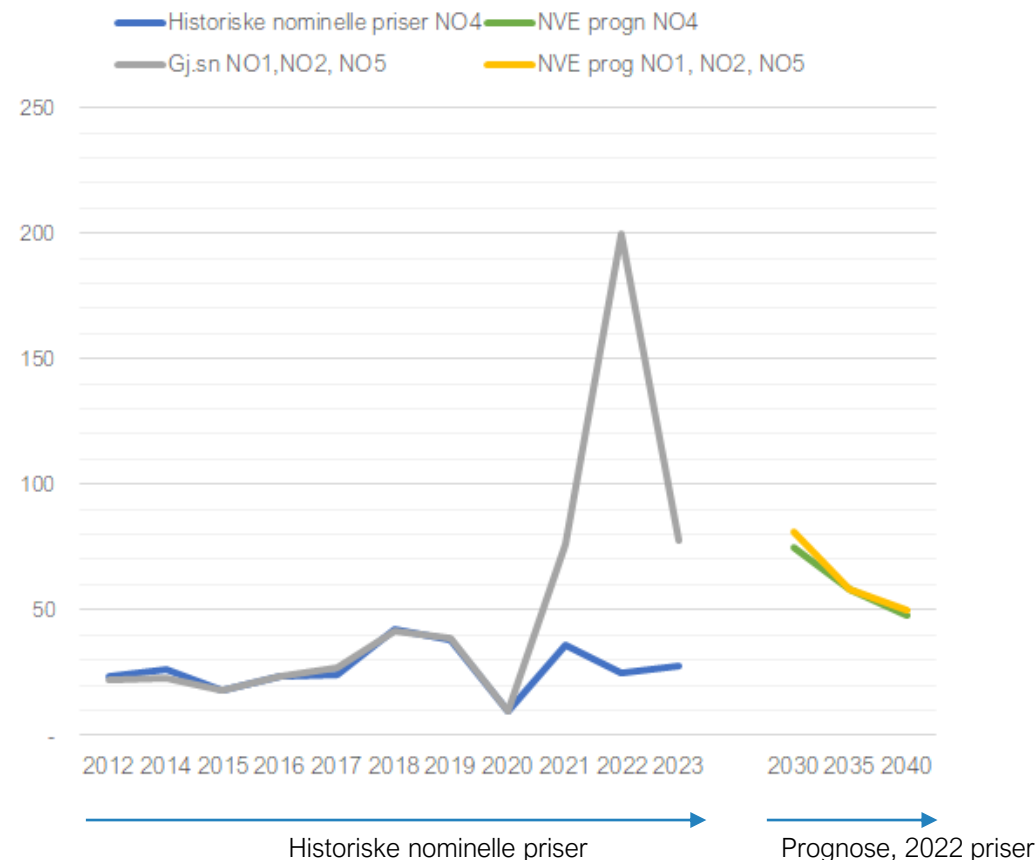
«I sum forventer vi at forbruket i Norden øker mer enn produksjonen på kort sikt. Dette fører til en svakere nordisk kraftbalanse i 2030 enn i dag. For Norge antar vi at den gjennomsnittlige kraftbalansen vil være rundt null i 2030. Siden Norge har et væravhengig kraftsystem, vil imidlertid den faktiske kraftbalansen variere fra år til år. Med økt produksjon mot 2040 antar vi at kraftbalansen styrker seg igjen. Sverige er det eneste landet i Norden som vi antar at vil ha en sterkt positiv kraftbalanse gjennom hele analyseperioden. Grunnen til dette er stort kraftoverskudd allerede i dag, i tillegg til forventningen om større vekst i kraftproduksjon mot 2030, enn i de andre nordiske landene».

Forskjellene mellom sør og nord blir mindre

«Forbindelsen mellom Nord- og Sør-Sverige utgjør en sentral flaskehals i det nordiske kraftsystemet, og kapasiteten på dette snittet er viktig for prisforskjellene i Norden. Vi har lagt til grunn en kapasitetsøkning på denne forbindelsen mot 2040, noe som vil redusere prisforskjellene. I vår analyse vil prisene bli tilnærmet like i hele Norge mot 2040».

KRAFTPRISPROGNOSER

Priser i øre/kWh, 2022-priser. Kilde: NVE, Langsiktig Kraftmarkedsanalyse, 2023



At Nord-Norge mister sin midlertidige kraftprisfordel betyr ikke at landsdelen mister sin attraktivitet for nye virksomheter som eventuelt kun er ute etter laveste kraftpris ettersom den fra 2030 og fremover vil være relativt lik over hele landet. (iht NVE)

3. DAGENS STRØMNETT HAR VISSE BEGRENSNINGER: OMRÅDE NORD

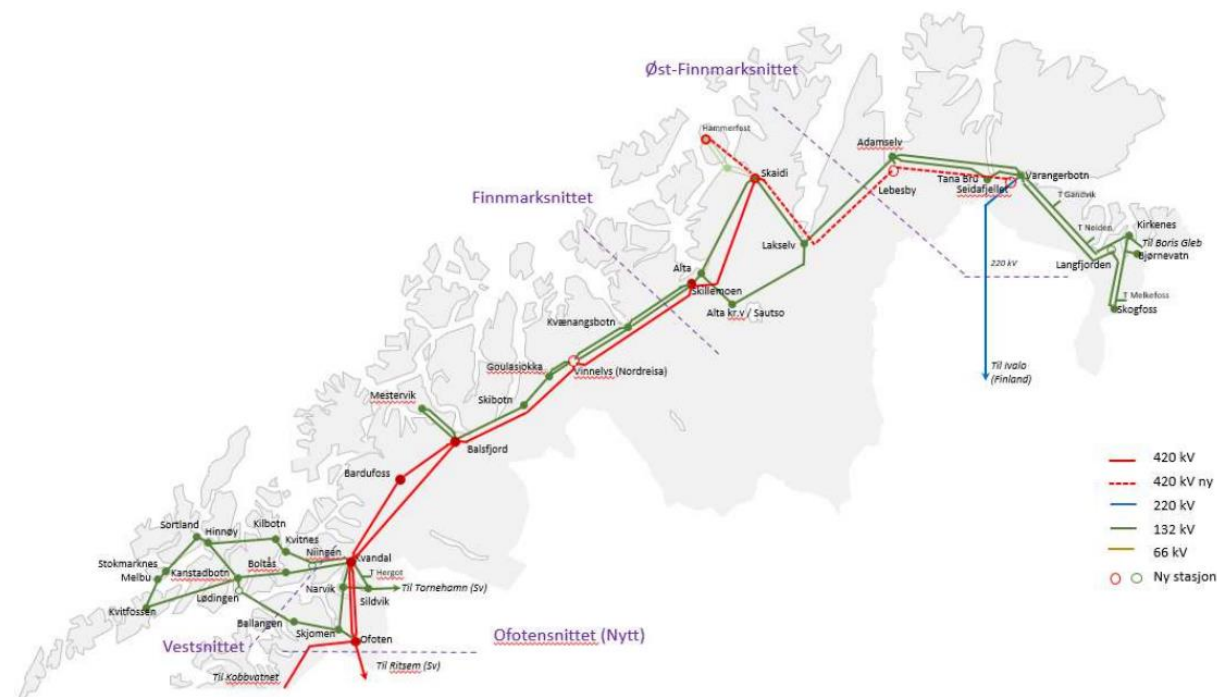
Det er de siste årene gjennomført oppgraderinger av strømmettet inn til Finnmark fra sør. Siste del av ny 420kV linje fra Ofoten til Skaidi ble ferdigstilt i 2021 og gir dobbel 420kV linje fra Ofoten til Balsfjord og 420kV og 132kV linje fra Balsfjord til Skaidi. Dette til tross, det er flere utfordringer ved dagens strømmnett i Finnmark:

- Statnett skriver at overføringskapasiteten inn til område Nord frem til nå har vært tilstrekkelig, men ved økende forbruk og vesentlig endring av kraftbalansen vil det bli kapasitetsbegrensninger inn mot Ofoten fra sør/øst. Kraftflyten over Ofoten siste tre år har variert mellom ca. 500 MW import og tilsvarende eksport.
- Samlet effektforbruk i området Nord er på ca. 1.500MW (når forbruket er på sitt høyeste), mens samlet overføringskapasitet inn til område Nord er på ca. 1.200MW. Det siste er en sannhet med visse modifikasjoner ettersom:
 - Det er en utfordring at 420 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga (sør for Mo i Rana) til Ofoten har avbrudd lange perioder i året, som følge av driftstanser for vedlikehold og utbedringer.
 - Området nord for Ofoten er i lange perioder ensidig forsynt (N-0) fra den sentrale forbindelsen fra Sverige, 420 kV Ofoten-Vietas-Porjus (handelsbegrenset til 600MW eksport og 700MW import).
- Det er store variasjoner i vindkraftproduksjonen over døgnet, som gir behov for hyppige tiltak for å overholde snitt. Aktuelle tiltak inkluderer oppdeling av nettet med redusert driftssikkerhet, impedanskoblinger som gir både redusert driftssikkerhet og økte tap, samt spesialreguleringer inklusive nedregulering av vindkraft.
- I området Varangerbotn-Kirkenes er det driftsmessig utfordring med høye spenninger sommerstid, og det er behov for tiltak for å løse dette.
- I Øst-Finnmark er det lengre perioder med N-0 drift¹. Det er her ikke kapasitet i dagens nett til hverken forespurt økt forbruk eller konsesjonsgitt økt kraftproduksjon.
- Reservert kapasitet til nytt forbruk (1.150MW på tidspunkt for Statnett sin rapport) utnytter all ledig kapasitet med planlagte nettførsterkninger *de nærmeste fem årene*. Omtrent halvparten av reservert forbruk i Finnmark er på vilkår.

Økt forbruk, fra Melkøya og andre initiativ, krever en betydelig oppgradering av dagens nett. Samfunnsøkonomisk er det en utfordring at aktører som får reservert kapasitet i strømmettet ikke er forpliktet til å ta den i bruk. Dette gir risiko for at det investeres mer i strømmettet enn det egentlig er behov for.

DAGENS KRAFTSYSTEM LENGST I NORD HAR LITEN FLEKSIBILITET

Kilde: Områdeplan Nord, Statnett september 2022



De markerte «snittene» representerer «flaskehals». Disse er ikke absolutte, men vil kunne forskyves avhengig av utviklingen i balansen mellom forbruk og produksjon.

- «Reservert forbruk på vilkår» medfører at de bedrifter som får mulighet til å hente kraft fra nettet også forplikter seg til å redusere/stoppe sitt forbruk ved nærmere angitte begivenheter i nettet. Melkøya har også en slik avtale som kan medføre begrensninger i krafttilførselen til LNG fabrikken.

3. MÅLNETTET SKAL KUNNE HÅNDTERE EN VESENTLIG ØKNING I BÅDE FORBRUK OG PRODUKSJON

Målnett til Statnett for området Nord inneholder nye kraftlinjer både internt i området og mellom området Nord og sørover, inklusive en oppgradering av linjen mellom Øst-Finnmark og Finland.

Internt i Finnmark er det i første omgang 3 linjer som er søkt/konsesjonsgitt:

- ① Skaidi – Hyggevatn (Hammerfest) på 420kV som vil ha en kapasitet på ca 760MW, noe som er tilstrekkelig til å sikre kapasitet til både Melkøya og øvrig planlagt forbruksøkning i Hammerfest. Konsesjon gitt.
- ② Skaidi – Lebesby på 420kV bygges for å kunne håndtere økt vindkraftproduksjon og sikre bedre forsyningssikkerhet til Øst-Finnmark. Konsesjon søkt 2020. Antatt gitt 2024. Ferdig 4-7 år etter konsesjon.
- ③ Lebesby –Seidafjellet (Varangerbotn) på 420kV bygges primært for å sikre forsyningssikkerheten ettersom det er begrenset med planlagt nytt forbruk og vindkraftproduksjon øst for Lebesby. Konsesjon søkt 2021. Antatt gitt 2026. Ferdig 3-6 år etter konsesjon.

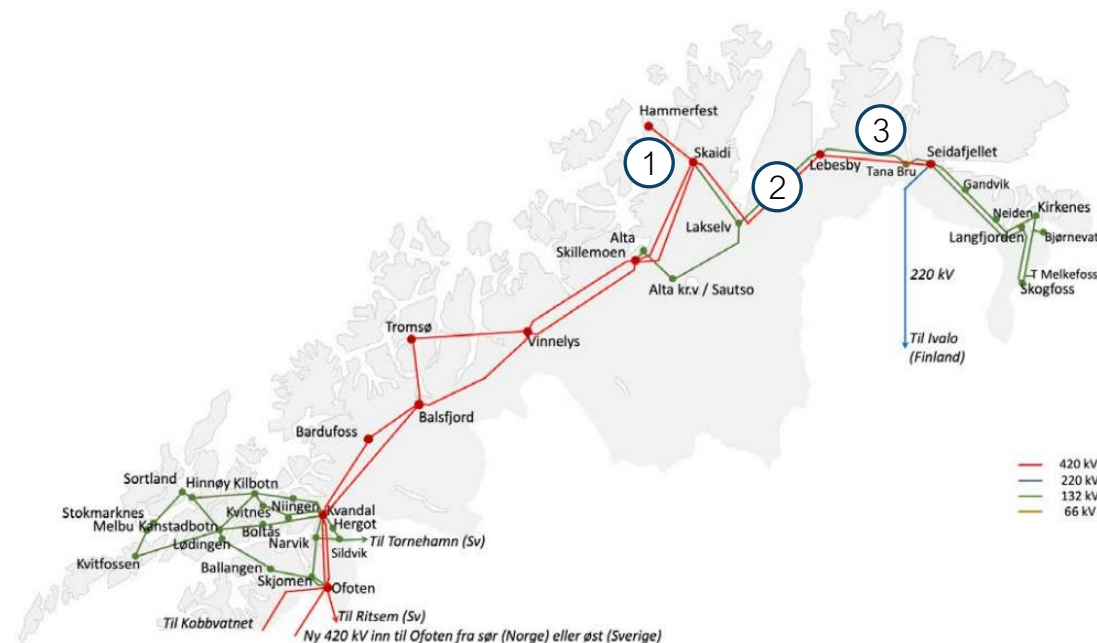
Totale investeringer er beregnet – i 2022 kroner – til:

Nye 420kV linjer	km	Status	Investeringer (NOKm)
Skaidi til Hyggevatn (Hammerfest)	54	Konsesjon	1.800 - 2.300
Skaidi til Lebesby	131	Søkt konsesjon 2020	1.550 - 1.740
Lebesby til Seidafjellet (Varangerbotn)	74	Søkt konsesjon 2021	1.510 - 1.750
Internt i Finnmark			4.860 - 5.790

I de analysene EGT har lagt til grunn for kraftutviklingen i Finnmark og Troms, er det forutsatt at Statnett greier å realisere gjennomføringen av sitt målnett, uten vesentlige forsinkelser eller «forstyrrelser».

MÅLNETTET FOR «OMRÅDET NORD» FREM MOT 2040

Kilde: Områdeplan Nord, Statnett september 2022



3. UTFORDRINGEN BLIR KAPASITETEN INN TIL OMRÅDE NORD

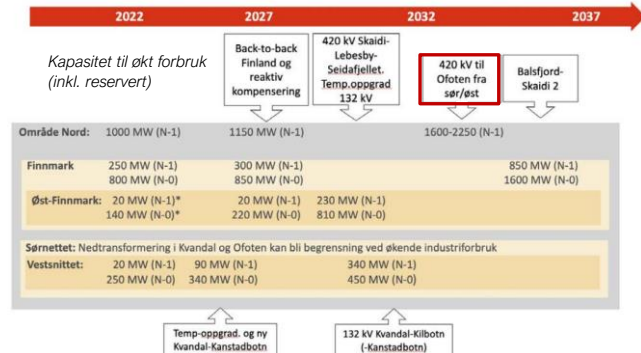
Nytt forbruk i området Nord møter flere begrensninger ettersom all forbruksvekst spiser av samme kapasitet inn til området. I tillegg til Troms og Finnmark omfatter området også nordlige Nordland, herunder Narvik hvor det planlegges flere nye kraftkrevende virksomheter.

Forsterkninger av strømmettet som diskuteres og vurderes inn og ut av området Nord er, i tillegg til effektstyring mot Finland, følgende:

- A Ny linje fra Nedre Røssåga (i Nordland) til Ofoten (mer robust, men høye kostnader)
- B Ny linje fra Nord-Sverige inn til Ofoten (utfordrende pga. store vernede områder)
- C Oppgradert linje fra Finland til Øst-Finnmark (i dag er kapasiteten mot Finland ca 60-100 MW), for en back-to-back løsning.

Disse nye linjene vil *tidligst være klare i 2035*, dvs. noen år etter at Melkøya skal være elektrifisert.

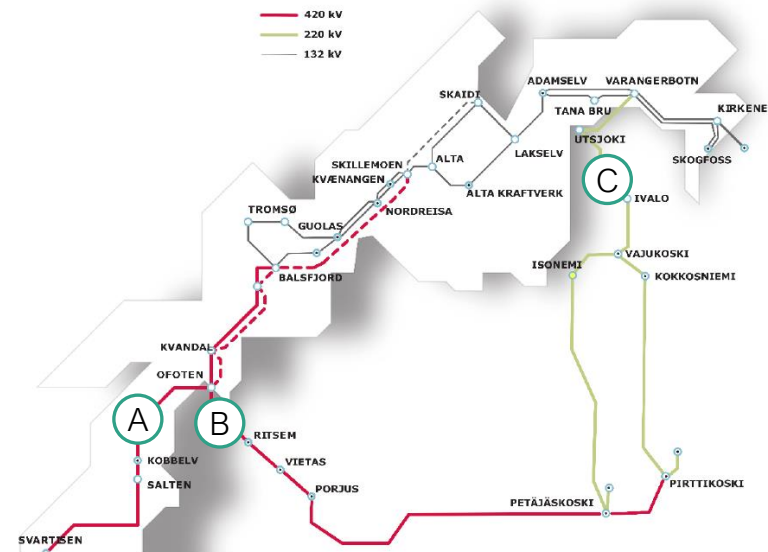
Ledig kapasitet i området Nord vil, sammen med Back-to-Back Finland og reaktiv kompensering, øke ledig kapasitet i nettet fra dagens 1.000MW til 1.600-2.250 (N-1: hvilket betyr at nettet skal tåle utfall av én kraftledning, kabel, transformator eller generator uten at det fører til avbrudd i strømforsyningen). Statnett presiserer at det er plass til mer forbruk inn til området Nord dersom økt produksjon utvikles i takt med økt forbruk.



Figur 8: Kapasitet til nytt forbruk i dag og med planlagte tiltak (* Forutsetter ringdrift mot Finland. Ved delt nett mot Finland, som i dag er ca. 50% av tiden, er kapasiteten ved N-0 20 MW)

MÅLNETTET FOR OMRÅDET NORD FREM MOT 2040

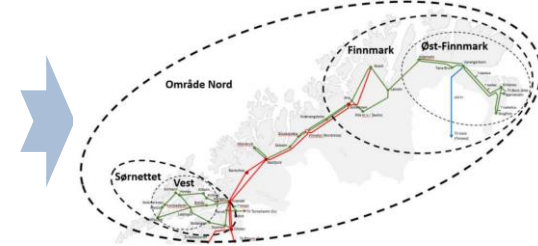
Kilde: Kraftsystemet i Finnmark, Statnett 2016. Stiplede linjer ferdigstilt i 2021
Analyse av transportkanaler 2023-2050, Statnett, november 2023



- A 420kV linje fra Nedre Røssåga til Ofoten. Statnett opplyser ikke hvor mye kapasitet linjen har i dag, men dersom total kapasitet inn er 1.200MW tilsier dette ca. 500-600MW.
- B Koblingen til Sverige skjer mellom Ofoten og Ritsem på 420kV linje. Markedskapasiteten begrenset til 600 MW eksport og 700MW import, mens termisk kapasitet er på ca. 1.500. På grunn av behov for reserve-kapasitet i tilfelle utfall av linje er det ikke mulig å benytte kapasiteten fullt ut.
- C Primært en linje for å bedre forsyningsikkerheten til Øst-Finnmark (oppgradering og Back-to-Back vil kunne øke kapasiteten fra 60-100MW til 150MW).

Nytt forbruk i området Nord møter flere begrensninger. All forbruksvekst spiser av samme kapasitet inn til Nord.

Eksempelvis har Narvik Havn har planlagt å installere landstrøm for cruiseskip. Statnett avsto søknad om 12 MW.



3. STATNETT SIN DEFINISJON AV OMRÅDET NORD AVVIKER FRA TILGJENGELIG FYLKESVIS STATISTIKK

Ettersom Statnett sin definisjon av området Nord er påvirket av hvor kraftledningene og kraftflyten går, ikke av fylkesvise grenser – som brukes av SSB for å rapportere forbruk – har EGT funnet det nødvendig å gjøre en tilleggsanalyse for å se hva «Ofoten og Lofoten-området» utgjør i forbruk og produksjon ettersom også dette området, i likhet med øvrige Troms og Finnmark har sin forsyning og eksport av kraft over Ofoten trafostasjon.

Forbruk: SSB rapporterer netto forbruk per kommune. Ved å skille ut de kommunene som tilhører Troms estimeres forbruk som ikke allerede er tatt inn i Troms.

Produksjon: Ved å benytte NVE sin database over alle vann- og vindkraftverk i Norge ble kraftverk som er lokalisert i Troms skilt ut.

Estimat og konklusjon: Området har, etter korrigering for forbruk og produksjon som tilhører Troms, en solid kraftbalanse på over 500 GWh og en god effektbalanse på ca. 165MW.

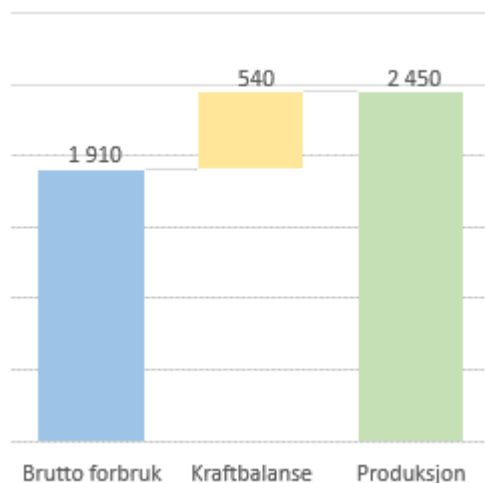
Kontroll av tall: Regional kraftsystemutredning for Nordre Nordland og Sør-Troms per 2022 er gjennomgått og estimat for Ofoten- og Lofoten området synes rimelig.

Kommentar: Maks forbruk indikeres av Statnett til å være ca. 470MW for denne delen av området Nord, noe som stemmer rimelig godt med 2021 tall fra Regional kraftsystemutredning – hvor det finnes visse spesifiseringer: Harstad, som ligger i Troms, har et effektuttak på 149MW og et underskudd på -114MW. Dette er korrigert i tallene for Ofoten og Lofoten ettersom Harstad allerede omfattes av tall for Troms.

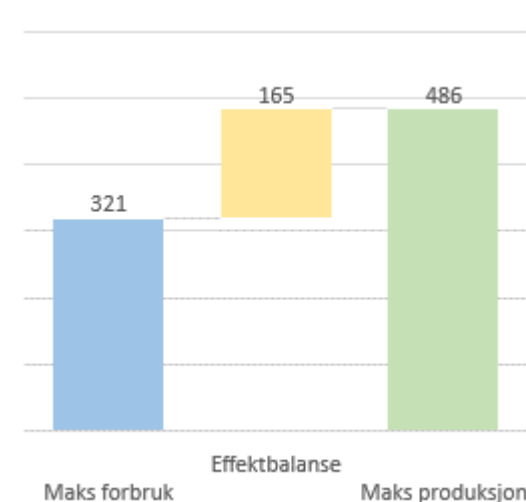
KRAFT- OG EFFEKTBALANSE FOR «OFOTEN OG LOFOTEN» (estimat)

Kilde: Regional kraftsystemutredning Nordre Nordland og Sør-Troms, 2022. SSB tabell 10314, NVE databaser for vann- og vindkraftanlegg i Norge. EGT sammenstilling og korrigering;

Tall i GWh: Kraftbalanse



Tall i MW: Effektbalanse



Lofoten-Ofoten området kan med overskudd både på kraft- og effektbalansen lettere kunne utvikle ny aktivitet som krever stabil krafttilgang enn et underskuddsområde som Finnmark, spesielt etter at Melkøya får prioritert leveranse av kraft 24/7 - 365 dager i året.

3. DERSOM FORBRUKSVEKSTEN BLIR SOM PROGNOTISERT GÅR NO6 FRA POSITIV TIL NEGATIV BALANSE OPPSUMMERING DEL 3

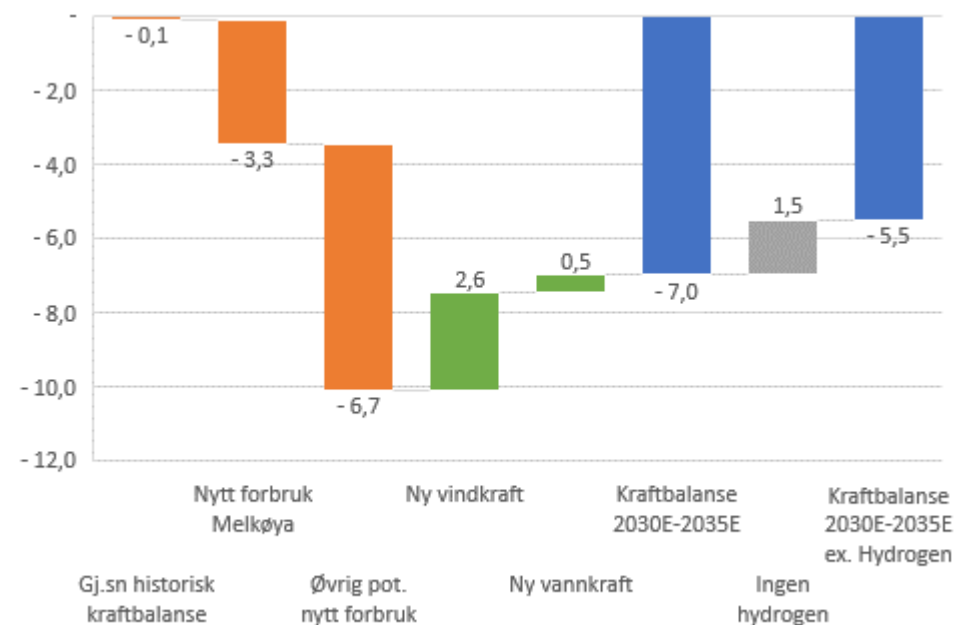
I dag er Troms og Finnmark avhengig av kraft- og effektimport om vinteren, mens det eksporteres om sommeren. Hvor mye importbehovet øker vil avhenge av hvor mye nytt forbruk utover Melkøya som faktisk blir etablert sett i relasjon til hvor mye ny kraftproduksjon som faktisk blir satt i drift.

Oppsummert kan situasjonen i Troms og Finnmark fra 2030 og fremover beskrives som følger:

- Melkøya krever ytterligere 3,3 TWh strøm, som ikke finnes i området i dag
- Kraftløftet til Regjeringen er ikke tilstrekkelig til å dekke Melkøya sitt behov for strøm, langt mindre dersom øvrig prosjekter med «reservert nettilknytning» i strømmettet blir realisert.
- Total nytt forbruk er i figuren på 10TWh, hvilket er noe mindre enn estimert forbruk for prosjekter med reservert nettilknytning (12-14TWh).
- Det er, når de nye høyspentledningene fra Skaidi til Varangerbotn er operative, plass til ca. 760MW vindkraftproduksjon, hvorav 170MW allerede har konsesjon, men ikke er tilkoblet.
- 590MW ny vindkraft vil kunne gi Finnmark ca. 2.050 GWh kraftproduksjon med 39,6% i produksjonsfaktor. Etablering av landbasert vindkraft er imidlertid konfliktfullt i Finnmark
- Området Nord¹ har ikke tilstrekkelig effekt til å dekke økt forbruk når behovet er som størst og/eller balansere fremtidig vekst i vindkraftproduksjonen
- Ny overføringskapasitet fra sør (Nordland) og/eller øst (Nord-Sverige) vil tidligst være på plass i 2035 – om det i det hele tatt kommer
- Nordland vil også i årene fremover ha et kraft- og effektoverskudd ettersom veksten i nytt strømforbruk i NO4 primært er forutsatt i det Statnett omtaler som området Nord²
- «Det er en utfordring at 420 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga til Ofoten har avbrudd lange perioder i året. Området nord for Ofoten er derfor i lange perioder ensidig forsynt (N-0) fra den sentrale forbindelsen fra Sverige, 420 kV Ofoten-Vietas-Porjus»³
- Kraftsituasjonen i Nord-Sverige er påvirket av en stor andel uforutsigbar vindkraft. Hvor stor effekt som kan forventes i de timene hvor Troms og Finnmark har behov – både for å betjene forbruk, men også dekke varierende kraftproduksjon fra ny vindkraft, er uklart.

I figuren vises hvordan de ulike antakelsene om forbruk og produksjon som er gjennomgått i punktene over vil kunne påvirke kraftbalansen i Troms og Finnmark samlet. Områdets kraftbalanse vil svekkes vesentlig, fra ca. -0,1 TWh til -7,0 TWh. Dersom ikke hydrogen/ ammoniakk prosjekter realiseres vil dette kunne bedre kraftbalanse med estimerte 1,5 TWh til ca. -5,5 TWh for Troms og Finnmark

ESTIMERT KRAFTBALANSE: KUN FOR TROMS OG FINNMARK 2030 - 2035
– AVHENGIG AV NÅR RESERVERT NETTILKNYTNING BLIR TATT I BRUK OG
TIDSPUNKT FOR NÅR NY KRAFTPRODUKSJON BLIR SATT I DRIFT
Tall i TWh.



Merknad: Både NVE og Statnett påpeker at kraft- og effektunderskudd ikke nødvendigvis er problematisk med tanke på forsyningssikkerhet, *forutsatt* at det finnes kapasitet i strømmettet til overføring og at import er mulig. NO1 (dvs. Østlandet) har et slikt underskudd som dekkes fra NO2, NO5 og SE3.

Merknad: Med «reservert nettilknytning» menes bedrifter med mer enn 1MW forbruk som har søkt og fått aksept fra Statnett om tilknytning til strømmettet. Grensen på 1MW, som definerer alminnelig forbruk, ble i desember 2023 økt til 5MW eller 20 GWh. Tilknytning må fremdeles søkes gjennom det lokale nettselskapet som kan ha en lavere grense enn Statnett.

4. I HVILKEN GRAD KAN TROMS OG FINNMARK BASERE SEG PÅ KRAFT IMPORT FRA NORDLAND OG MELLOMLANDS-FORBINDELSENE TIL SVERIGE OG FINLAND?



Forsidebilde på rapport fra Statnett: Kraftsystemet i Finnmark Analyse av behov og tiltak etter 2020, utgitt 2016

4. NORD-SVERIGE ER I UMIDDELBAR GEOGRAFISK NÆRHET TIL TROMS OG FINNMARK (OG HELE NO4)

Nord-Sverige (SE1) vil kunne gå fra et betydelig kraftoverskudd til et underskudd frem mot 2040

Selv om det er store planer for økt utvikling av ny vindkraft i Nord-Sverige, er potensiell forbruksvekst større. SE kan gå fra å være et område med ca 17 TWh i overskudd til et underskudd på -7 TWh i 2040.

«Grønt stål» prosjektet, som inkluderer LKAB, Hybrit og GreenSteel, har et foreløpig estimert behov for elektrisk kraft på hhv. 20, 13 og 12 TWh – totalt 45 TWh – som vil kunne øke ytterligere. Dette behovet er, som for Melkøya, konstant over døgnet. I tillegg er det planlagt både ny(e) batteri-fabrikk(er) og ny industri som vil kunne kreve ytterligere 3 TWh. Hvor mye som faktisk materialiserer seg i økt forbruk er usikkert.

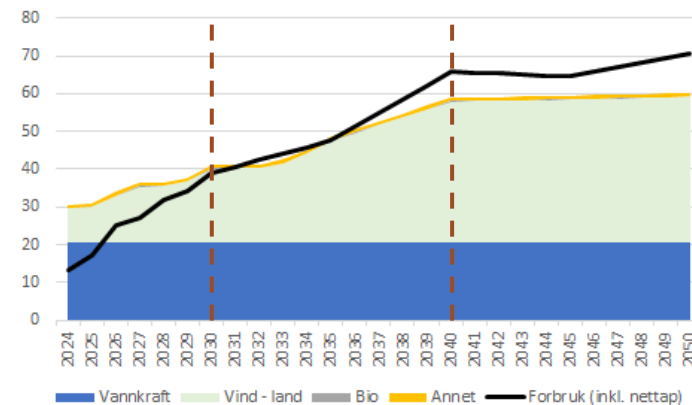
SE2 forventes å ha en positiv kraftbalanse selv om den reduseres fra ca. 43 TWh til 26 TWh i 2040. Med fortsatt flaskehals mellom SE2 og SE3 vil det kunne være tilstrekkelig med kraft i nordområdet.

Utfordringen for Troms og Finnmark er således kanskje ikke så mye et spørsmål om Nord-Sverige kan levere nok kraft, men mer et spørsmål om Nord-Sverige har et *effektoverskudd* på de tidspunktene hvor det er behov for å balansere vindkraftproduksjonen og forbruket i Troms og Finnmark, gitt at vindkraft sin andel av total kraftproduksjon allerede i 2035 passerer 50% i både SE1 og SE2.

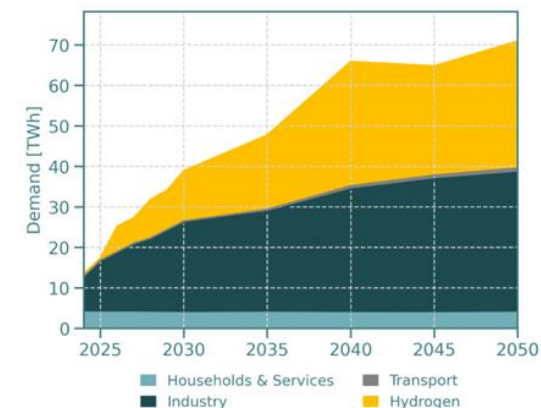
Dersom det i tillegg skulle vise seg vanskelig å bygge en supplerende 420kV linje fra Ofoten til Ritsem vil handelsbegrensningen på 700MW import i seg selv kunne bli en utfordring.

KRAFTSITUASJONEN I PRISOMRÅDE SE1 OG SE2 (NORD-SVERIGE) BASERT PÅ ANALYSER FRA THEMA SIN SISTE BASIS PROGNOSE (Kilde: Thema, Nordic Market Outlook, september 2023)

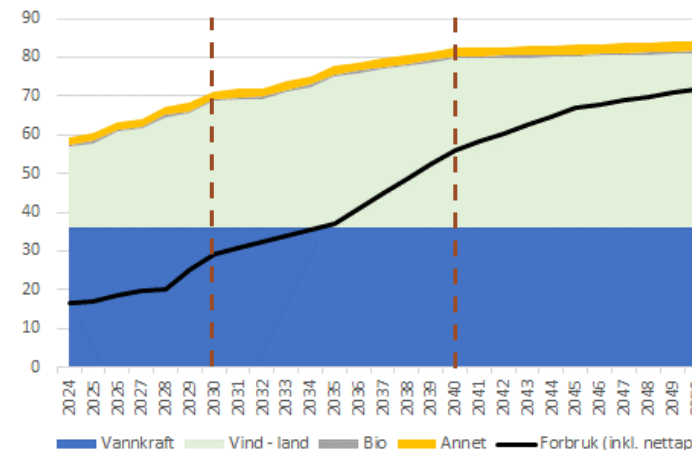
Forbruk og produksjon: SE1 TWh,



Forbruk fordelt på anvendelse: SE1 TWh,



Forbruk og produksjon: SE2 TWh,



4. FINLAND HAR BEGRENSET MULIGHET TIL Å HJELPE TROMS OG FINNMARK DIREKTE, MEN INDIREKTE...

Finland har historisk hatt et kraftunderskudd. Igangsetting av ny atomkraft (Olkiluoto 3. i 2022) kombinert med massiv satsing på vindkraft vil imidlertid kunne gi et midlertidig overskudd på kraftbalansen frem mot 2033-2034.

Ettersom kraftlinjen mellom Finland og Øst-Finnmark har begrenset kapasitet vil Finlands rolle som leverandør av kraft- og effekt til Troms og Finnmark være begrenset.

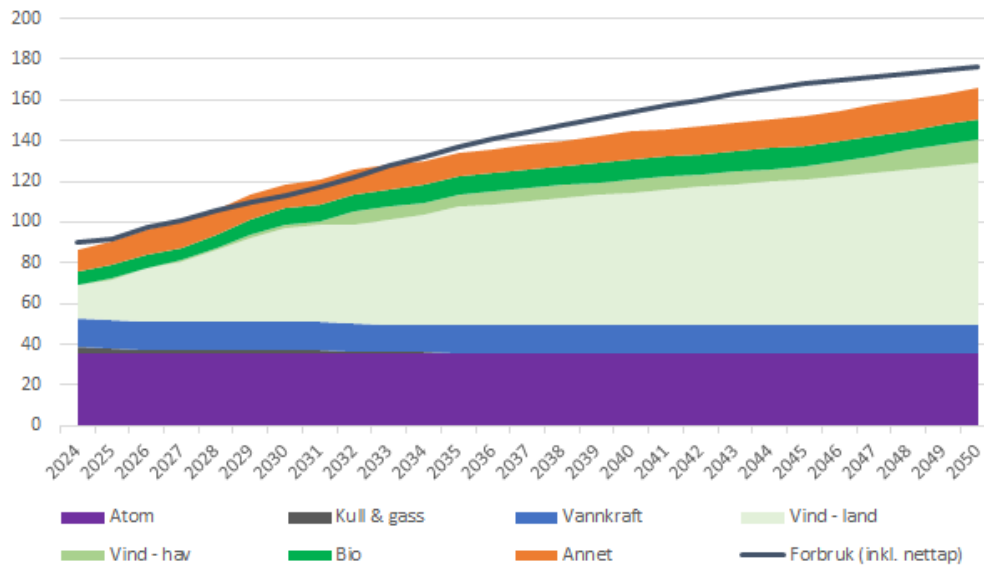
Den nye Aurora linjen mellom Midt-Finland og Nord-Sverige vil øke overføringskapasiteten med ca. 900MW fra Finland til Sverige og med 800MW fra Sverige til Finland. Linjen er planlagt satt i draft i 2025. Indirekte vil det dermed finnes en mulighet for å overføre kraft fra Finland via Sverige til Troms og Finnmark via Ofoten.

Det kan være grunn til å minne om at den betydelige planlagte økningen av vindkraftproduksjon i SE1, SE2 og Finland til dels vil foregå i områder hvor det foreligger urfolksrettigheter.

KRAFTSITUASJONEN I PRISOMRÅDE FI (FINLAND)

BASERT PÅ ANALYSER FRA THEMA (Kilde: Thema, Nordic Market Outlook, september 2023)

Forbruk og produksjon: FI
TWh,



4. NORD-NORGE VIL BLI AVHENGIG AV IMPORT AV KRAFT OG EFFEKT. KAN VI STOLE PÅ AT DEN ER TILGJENGELIG?

I følge NVE har Norden allerede et *effektunderskudd* i dag, som vil øke ytterligere fram mot 2030. For mange er dette et tankeeksperiment når *kraftbalansen* både i 2022 og 2030 er positiv med hhv. 45 TWh og 33TWh (NVE anslag).

Mens Norge i dag har et effektoverskudd på ca. 0,5GW^a er situasjonen for Norden samlet altså negativ. Årsaken til at det allerede er et effektunderskudd – og at dette vil øke - er at vi går mot et enda mer væravhengig norsk, nordisk og europeisk kraftsystem etter hvert som uregulerbare kraftkilder bygges ut og regulerbare (kull, kjernekraft, gasskraft) fases ut. Effektbidraget fra disse nye kraftkildene er, som tidligere redegjort for i dette notatet, lavere og mindre forutsigbare enn for regulerbar kraft.

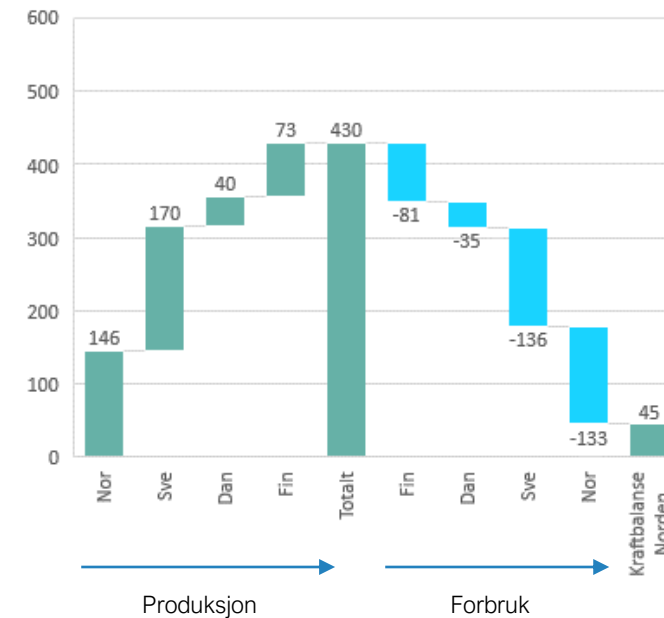
Utviklingen i effektbalansen vil være avhengig av produksjonsvekst, forbruksvekst og om produksjon og forbruk er pålitelig og fleksibelt.

NVE forventer at forbruksveksten vil øke det norske effektbehovet med mellom 2 og 6 GW fram mot 2030. I samme periode venter NVE kun 0,6 GW økning i tilgjengelig vintereffekt fra produksjon. Det gjør at Norge vil kunne gå mot et effektunderskudd i 2030. *Effektunderskudd betyr at vi er avhengig av import av elektrisk kraft i de strammeste timene, altså når høyt effektbehov inntreffer i en situasjon med lav tilgjengelig effekt (fra vindkraft).*

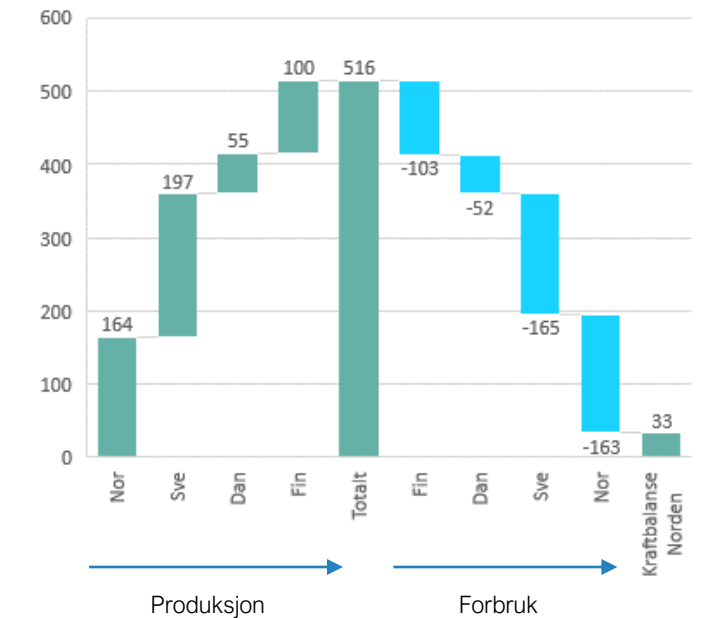
Både NVE og Statnett påpeker at ettersom også andre land får en mer anstrengt effektbalanse er det relevant å vurdere om vi alltid kan stole på at landene i og utenfor Norden har nok effekt å eksportere til oss ved et norsk/nordisk effektunderskudd.

NORDISK KRAFTBALANSE: 2022 vs. 2030E

Tall i TWh: 2022 (NVE Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023)



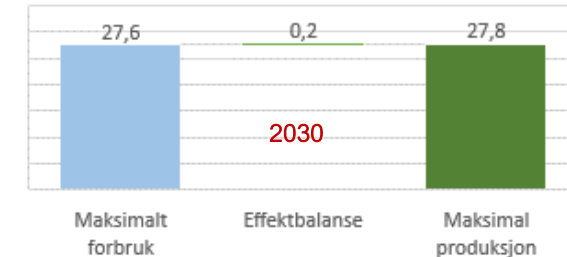
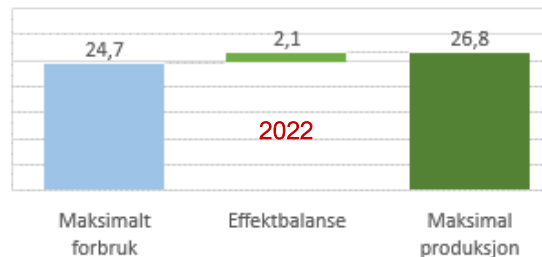
Tall i TWh: 2030E (NVE Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023)



Merknad:

EGT har ikke funnet en tilsvarende oversikt/beregning av effekt-balansen i Norden som vist over for kraftbalansen. For Norge gjelder følgende status og prognose (se dog kommentar under kilde, nederst til venstre):

Tall i GW



Kilde NVE: Langsiktig kraftmarkedsanalyse, 2023. NVE: Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030
^a Merknad: NVE beregner effektoverskuddet til 0,5GW og 2,1GW i de to rapportene. Årsaken til avviket synes å ligge i antakelsen om maksimal forbruk og grad av fleksibilitet på etterspørselsiden

4. DET ER EN ANTAKELSE OM AT VINDKRAFT I ULIKE OMRÅDER VIL «JEVNE UT» PRODUKSJONSPROFILEN

Vindkraftproduksjonen i Norden, UK og Tyskland i uke 2 og 3 i 2023 varierte fra nær 80.000 MWh på topp til rundt 14.000 MWh på det laveste. Produksjonstallene viser med tydelighet hvor variabel vindkraft-produksjonen er, selv når vi ser på store områder sammen: Norden, UK og Tyskland.

Selv om både Norden og UK produserer mindre enn Tyskland er det verdt å merke seg hvor sammenfallende kurvene er: når det blåser, da blåser det mer eller mindre over hele området, og vice versa.

At vindkraftproduksjon påvirker kraftprisene er åpenbart. Ser vi på kraftprisen i Tyskland i perioden er den «nesten» den inverse av vindkraftproduksjon.

Det som skaper de store prisvariasjonene når det ikke blåser er hvor kraften da må produseres. I Norge er det i stor grad magasinkraft som balanserer tilbud og etterspørsel, mens det i Europa hittil har vært kull, gass og atomkraft. Når kull og eventuelt atom- og gasskraft fases ut blir spørsmålet: Hvilken type kraftproduksjonen skal nå dekke både basis-last, effekt-topper og timesvariasjonene i vindkraftproduksjonen?

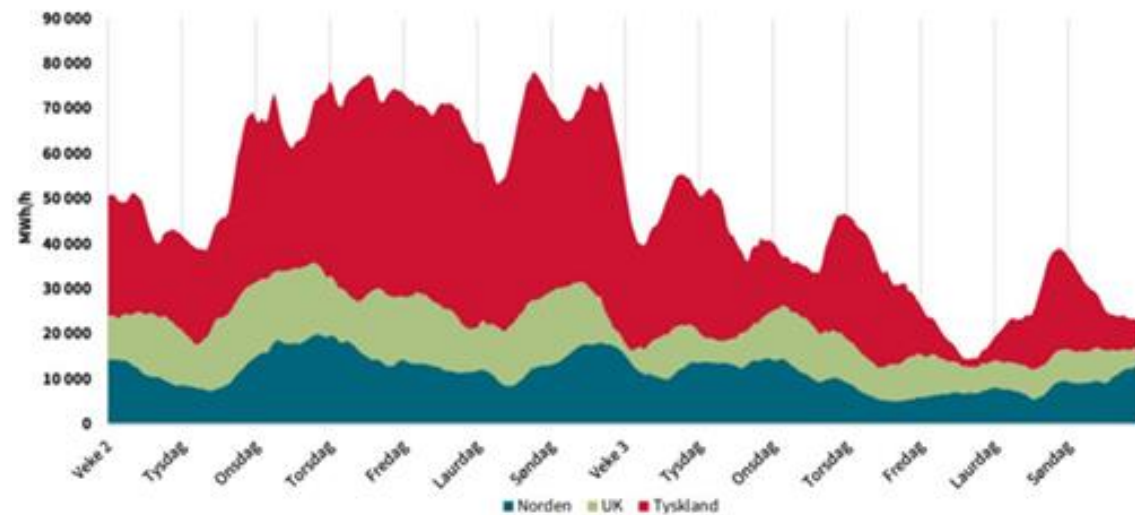
Selv om det er stor forskjell i produksjonskostnad (LCOE) mellom de ulike produksjonsmetodene er det marginalen (den siste og ofte dyreste produksjonen for å dekke etterspørselen) som setter markedsprisen.

Norge har ikke mulighet til å være «Europa sitt grønne batteri». Variasjonen mellom høy og lav vindproduksjon i uke 2-3 er på ca 60-65.000 MWh, mens Norge, i følge NVE, har en effektkapasitet på totalt 26.800 MW (2022) – og et eget forbruk på maksimalt 24.700 MW – dvs. en «effektreserve» på 2.700 MW. Denne effektreserven er på langt nær tilstrekkelig til å dekke variasjonene i vindkraftproduksjonen som vist i figuren.

I NVE sin prognose for 2030-2040 svekkes «effektreserven» ytterligere til et nivå hvor Norge kan oppleve et *effektunderskudd*.

VINDKRAFTPRODUKSJON UKE 2 OG 3, 2023 (tilfeldig valgte uker)

Tall i MWh



KRAFTPRIS I EUR/MWh FOR TYSKLAND (DAY-AHEAD)



5. ALTERNATIVER FOR EN BEDRE KRAFT- OG EFFEKTBALANSE I TROMS OG FINNMARK

FINNES DE?



Utdrag av bilde fra årsrapport EB, 2013

5. MER (UFORUTSIGBAR) VINDKRAFT KREVER MER TILGANG PÅ EFFEKT

ULIKE ALTERNATIVER FOR EN MER FORUTSIGBAR KRAFTSITUASJON, HVOR MER KRAFT KOMMER FRA VIND, GASS ELLER ATOMKRAFT OG EFFEKT KAN LEVERES AV:

	A Vind til H2 til lager til ny strøm	B Gasskraft med/uten CCS		C Batterilagring	D Atomkraft
	Vindkraft med H2 lagring som konverters til strøm ved behov	Beredskapsproduksjon fra eksisterende anlegg på Melkøya uten CCS	Nytt skipsbasert gasskraftverk plassert «innaskjærs» ved Melkøya, med CCS	Etablere nye stasjonære batteri for å dekke effekt	Nytt atomkraftverk
Fordeler	<ul style="list-style-type: none"> Kun fornybare kilder involvert i hele verdikjeden (vind & H2) Konvertert H2 til strøm vil kunne dekke effektbehov i de timene hvor behovet er størst om vinteren. H2 kan lagres over lang tid 	<ul style="list-style-type: none"> Kan bruke eksisterende kraftanlegg (uten store nye investeringer) Mindre behov for naturinngrep til ny vindkraftproduksjon i Finnmark 	<ul style="list-style-type: none"> Kan kobles rett på trafostasjon på Hyggevatn (eller Melkøya sin nye trafo) Stabil kraft- og effektproduksjon dersom definert som «grunnlast» Mindre behov for naturinngrep i Finnmark Kan levere 410 MW raskt (2029) 	<ul style="list-style-type: none"> Fornybar vindkraft kan lagres på batteri til behovet er der. Kan fungere dersom behovet er begrenset (omfang og tid) 	<ul style="list-style-type: none"> Kan lokaliseres nært forbruk i Hammerfest Stabil kraft- og effektproduksjon (grunnlast) Mindre behov for naturinngrep
Utfordringer	<ul style="list-style-type: none"> Betydelig energitap i verdikjeden gjør at kraftproduksjonen må økes vesentlig for å gi samme mengde levert kraft til strømmettet Krav til salgspris for strøm vil være vesentlig over både LCOE for vindkraft og vannkraft Innkjøpsprisen for kraft må være meget lav. 	<ul style="list-style-type: none"> Fortsatt utslipp av CO2. Mengde avhengig av bruk. Beredskapsproduksjon fra gasskraftverk har historisk vist seg å være kostbart (ref. Mongstad, Tjeldbergodden/ Nyhamna – både «stand-by» og i drift.) 	<ul style="list-style-type: none"> Fortsatt mindre utslipp av CO2 (5% ved 95% fangst lik 40.000 tonn CO2) Har en høyere LCOE enn både landbasert vind- og vannkraft, dog avhengig av prisen på gass. Må få aksept for anvende «innelåst gass» til et samfunnsnyttig prosjekt. 	<ul style="list-style-type: none"> Tilgang til batterier kan være en utfordring – avhengig av omfang og behov som skal dekkes. Fremdeles svært kostbart målt i NOK/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> Håndtering av rest-avfall Større miljømessige konsekvenser dersom noe går galt (utslipp) Usikre kostnadsanslag
Formål	<ul style="list-style-type: none"> Dekke effekt topper 	<ul style="list-style-type: none"> Dekke effekt topper og økning i kraft/ effektbehov frem til 2033 	<ul style="list-style-type: none"> Dekke basis behov for kraft og effekt (grunnlast) 	<ul style="list-style-type: none"> Dekke effekt-topper 	<ul style="list-style-type: none"> Dekke basis behov for kraft og effekt (grunnlast)
Klar til 2030?	Ja, gitt vindkraftkonsesjoner	Ja (avtalt)	Ja	Ja	Nei

Beregning av nytteverdi og lønnsomhet er utfordrende ettersom den avhenger av hvordan de ulike alternativene benyttes. Batterier (og lagret H2) kan for eksempel brukes til (1) unngå investeringer i strømmettet, (2) redusert strømpris ved reduksjon av effekttopper, (3) arbitrasje ved å lade batteriet når prisene er lave og selge når prisene er høye (inkludert det å delta i balansemarkedet), og/eller (4) som frekvensstøtte i strømmettet. I dette notatet er det primært gjort et forsøk på å beregne hvor mye hvert alternativ vil kunne koste i form av levert strøm (øre/kWh - LCOE).

5.A. VINDKRAFT MED PRODUKSJON AV HYDROGEN SOM LAGRES OG KONVERTERES TIL STRØM VED BEHOV

I de fleste rapporter som analyserer fremtidens energimix, spesielt i Europa, inngår hydrogen på en eller annen måte, både direkte som gass til forbruk og som lagringsmedium for senere benyttelse til strømproduksjon.

Utfordringen med hydrogenproduksjon er at den har et energitap som kan være vesentlig. Energitapet skjer hver gang noe skal gjøres med hydrogenet, det være seg komprimere/flytendegjøre for lagring og eventuelt frakt, eller når hydrogen skal konverteres til strøm. Dette illustreres i figuren til høyre. Anslagene for hvor effektiv denne «verdikjeden» er vil kunne variere mellom ulike kilder.

Den største fordelene med hydrogen er at den kan lagres over lang tid uten tap av energi. Dersom den flytendegjøres vil det kunne være noe tap i form av fordampning («boil-off»).

I Finnmark vil det kunne være relevant å vurdere 3 ulike typer hydrogenproduksjon:

1. Reformering av gass uten CCS («sort hydrogen»)
2. Reformering av gass med CCS («blå hydrogen»)
3. Fornybar energi brukt til hydrogen («grønn hydrogen»)

Både sort og blå hydrogenproduksjon kan være relevant ettersom det på Melkøya er ilandføring av gass. I dette notatet er imidlertid kun alternativ 3 vurdert nærmere ettersom det er dette alternativet som i første rekke trekkes frem i debatten om det fremtidige kraftsystemet.

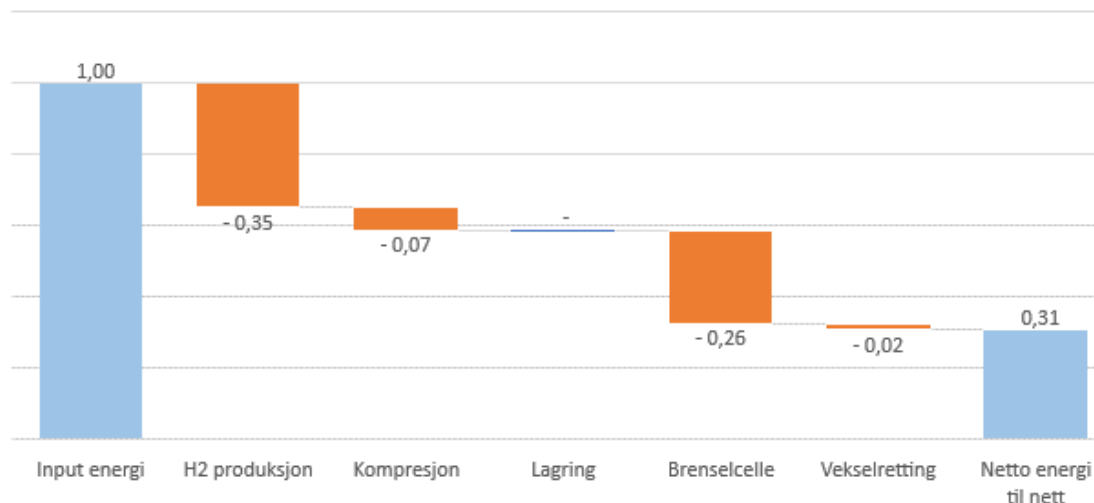
Konsekvens for kraftsystemet: eksempel: Dersom en antar at 20% av ny potensiell vindkraft i Finnmark (1,9 TWh) ble brukt til hydrogen produksjon som deretter ble konvertert til strøm (ved høyt kraftforbruk), ville total strømproduksjon levert til strømmettet reduseres med ca. 266 GWh. Med andre ord: selv om «effekt-toppene» ble redusert, vil den totale tilgangen på ny strøm reduseres og påvirke kraftbalansen.

En liten tommelfinger-regel

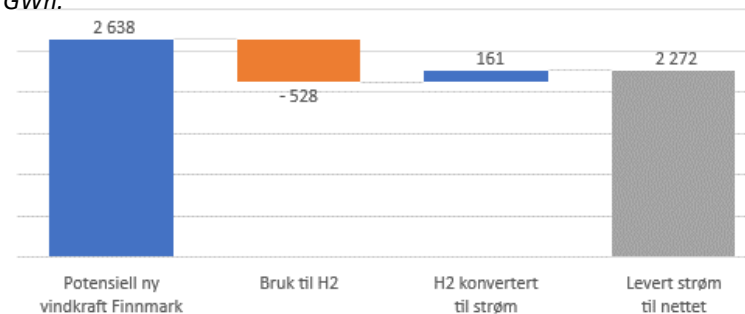
Strømkostnaden er en vesentlig kostnad ved produksjon av hydrogen. En tommelfinger-regel er å dele kraftprisen på samlet effektivitet. Svaret vil fortelle hvilken salgspris som kreves bare for å dekke strømkostnaden for hydrogenproduksjon alene. I tillegg kommer kapitalkostnader, andre driftskostnader og tapkostnader.

ENERGIBRUK OG TAP VED KONVERTERING AV [VIND]KRAFT TIL HYDROGEN – SOM IGJEN KONVERTERES TIL STRØM

Illustrativ oversikt over situasjonen: Hva som blir igjen av 1 MWh input (svar: 310kWh)



Illustrasjonen over viser energitap i de ulike delene av prosessen for å konvertere [vind]kraft til hydrogen og tilbake til elektrisitet. Tapene er beregnet på gjenstående energi etter hver steg. I figuren under vises effekten på «levert kraft» til kraftsystemet i Finnmark ved at 20% av ny vindkraftproduksjon (på 2.638 GWh) brukes til H2-lager-strøm. Konsekvens: netto tap av 366 GWh.



5.B. GASSKRAFTVERK MED CO2 LAGRING (CCS) FOR PRODUKSJON AV GRUNNLAST

Gasskraftverket på Melkøya vil etter elektrifiseringen kunne benyttes til å produsere strøm, men da uten CCS ettersom Equinor forkastet denne løsningen på grunn av høye investeringskostnader og kompleksitet. Det er i konsesjonen som er gitt Melkøya for elektrifisering nevnt at det «kan inngås avtale» om at kraftverket skal kunne drives videre en periode. I teorien gjelder dette kun til kraftverkets konsesjon utgår 1. juli 2033. Erfaringene med å ha gasskraftverk i beredskap er ikke udelte positive. I 2021, når strømprisene var på vei opp, ble det diskutert en beredskapsproduksjon ved Mongstad. Kostnaden, bare for beredskapen ble da estimert til ca. 70 mill. Dersom kraftverket ble satt i produksjon ville høye gasspriser komme i tillegg (gassen kunne alternativt vært solgt til Europa).

Ettersom hele poenget til Regjeringen med å elektrifisere Melkøya har vært å redusere CO2 utslippene ansees en videreført drift av dagens gasskraftverk på Melkøya som lite sannsynlig.

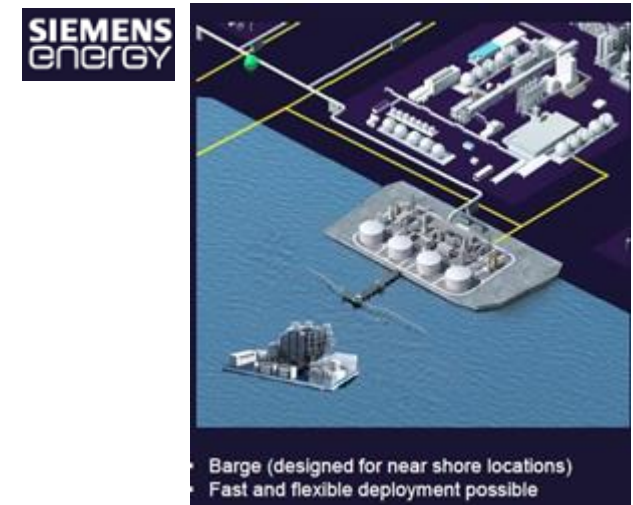
Et alternativ er derfor å bygge et nytt gasskraftverk (på en flåte eller ved å bygge eller konvertere et eksisterende skip), med CCS, og legge dette til kai «innaskjærs». Selv om hver enkelt del av et slikt kombi-kraftverk – gasskraftverket, varmegjenvinning, CCS, lagring, mv. – er kjent teknologi, foreligger det foreløpig få oppdaterte beregninger av investeringsbehov og driftskostnader for et integrert anlegg etablert fra bunnen av. Unntaket er:

- DNV, «Low-emission technologies to decarbonise the Norwegian petroleum value chain», som gjennomgår investerings- og driftskostnader ved å omgjøre en plattform til et gasskraftverk og beregner en LCOE.
- Blå Strøm, en forstudie gjort av Ocean Power, Cape Omega, Bellona og Norsk Industri, som viser LCOE for to alternativer: offshore gassproduksjon med CCS og en løsning hvor gasskraftverket ligger ved kai.

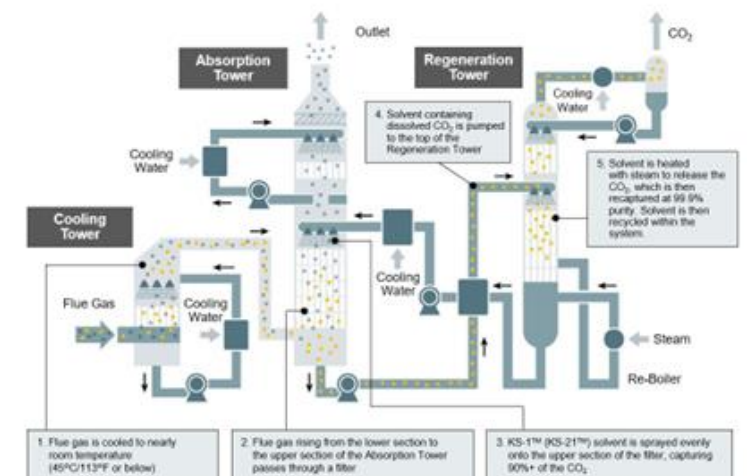
EGT har ikke funnet konkrete estimater for Siemens Energy sin prinsippsskisse. EGT er imidlertid kjent med at det foreligger oppdaterte kostnadstall for nytt/konvertert skip (FPSO uten svivel), som kan benyttes til et «combined cycle» gasskraftverk med CCS plassert nær Melkøya.

EGT har på basis av foreliggende estimater gjort en beregning av kostnadene ved et gasskraftverk med CCS, hvor prisen på gass har stor betydning for strømprisen.

KONSEPTSKISSE FOR FLYTENDE GASSKRAFTVERK



KONSEPTSKISSE FOR CCS



5.C. BATTERILAGRING FOR Å HÅNDTERE OG FLATE UT FREMTIDENS EFFEKT-TOPPER OG SVINGNINGER

Batterier for å lagre fornybar uregulerbar energi slik at en unngår store variasjoner i levert strøm til strømmettet – og store svingninger i kraftprisen – er og vil i økende grad være en del av det fremtidige kraftsystemet.

I dag finnes stasjonære batteriløsninger som back-up i kraftsystemet og i form av lokale løsninger.

- Etter at et lynnedslag tok ut 1,4 GW produksjon fra et gasskraftverk og en vindpark i Storbritannia i august 2019, var batteriene i systemet med på å begrense konsekvensene av det store produksjonsutfallet. I dette tilfellet ble 472 MW med batterikapasitet tatt i bruk.
- Et eksempel fra Norge er batteriene som er installert på kaiene til verdens første batteridrevne bilferge, MF Ampere. Batteriene på 350 kWh gir rask ladning, selv om nettet ikke har kapasitet til å levere høy nok effekt. Batteriene på land leverer en effekt på 1200 kW, som gjør at batteriene om bord på ferger får 200 kWh levert på 10 minutter.

Fordelen med batterier, fremfor f.eks. hydrogen-til-strøm, er at energitapet er begrenset til omforming av strømmen fra høyspent til lavspent til høyspent igjen. Total effektivitet estimeres til ca. 90%.

Prisen på batterier har falt vesentlig de senere år, noe som reduserer kostnadene med å ta de i bruk. Samtidig er det et spørsmål om hvordan tilgangen til batterier vil bli i årene fremover, spesielt i lys av elektrifisering av transportsektoren.

EGT har ikke vurdert hvordan eksisterende el-bil park vil kunne benyttes som kilde til lagring og bruk ved behov («smart-grid løsning»). I stedet har vi sett på hvordan stasjonære batterier kan brukes til å jevne ut effekt-kurven i vinterhalvåret.

Kostnaden som er beregnet er svært sensitiv for hvor mye en batteriløsning benyttes ettersom investeringskostnadene fremdeles er betydelige. I eksempelet som vises senere antas det at batteri brukes i perioden oktober til mars, og har én ladesyklus per dag (ladning og utlading).

FALLENDE BATTERIKOSTNADER

By the Numbers

\$152/kWh

BNEF's volume-weighted lithium-ion battery pack price forecast for 2023

**28GW/
69GWh**

BNEF's stationary energy storage installation forecast for 2023

\$300/kWh

BNEF's forecast turnkey energy storage system costs for a four-hour duration system in 2023, on a usable basis

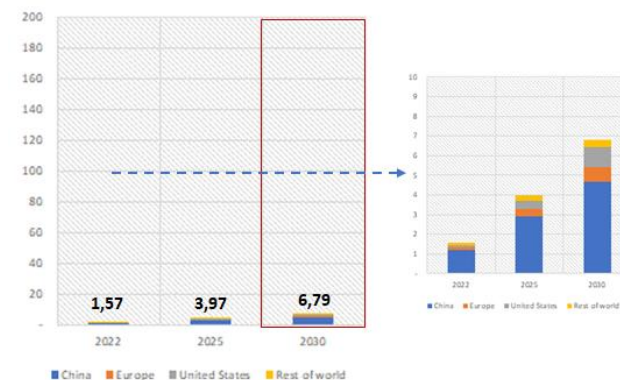
Near-term lithium-ion battery cell and pack price forecast



Source: BloombergNEF

PROGNOSE FOR PRODUKSJON AV LITHIUM-ION BATTERIER

Tall i TWh



Kina er i dag den desidert største produsenten av lithium-ion batterier og forventes å forbli det også fremover. Hvor stor andel som blir tilgjengelig på det internasjonale markedet – inkludert til lagring av strøm som «back-up» for kraftsystemet (ref. eksempelet fra UK) gjenstår å se.

5. SAMMENLIGNING AV DE ULIKE ALTERNATIVENE A, B OG C

For å gjøre kostnadsvurderingen sammenlignbar har EGT benyttet samme forutsetninger for alle alternative hva gjelder:

- **Diskonteringsrente på 7,0%**
Er i samsvar med samfunnsøkonomiske analyser, men reflekterer ikke nødvendigvis den reelle avkastningen som private og offentlige vil legge til grunn for de ulike alternativene.
- **Levetid på 20 år**
Dette er benyttet både fordi Melkøya antakelig går mot «veis ende» på det tidspunkt (2050), og fordi 20 år ofte reflekterer teknisk levetid uten reinvesteringer.
- **Valuta**
Ettersom de fleste anslag på investerings- og driftskostnader er i utenlandsk valuta har EGT valgt å bruke gjennomsnittlig valutakurs siste 2 år. En slik antakelse reflekterer at norske kroner vil holde seg svak i årene fremover og ikke falle tilbake på 10-års snitt nivå.
- **Kostnad ved vind produksjon**
EGT har lagt til grunn et anslag på LCOE for vindkraft med 3.500 timer driftstid, i tråd med det kraftanalysemiljøer bruker. Kostnaden er ikke korrigert for effekten av grunnrenteskatt. Kraftkostnaden for vind er benyttet i beregningene av batteri- og hydrogen-til-strøm løsningen.
- **Gasskostnad**
Det vil fremgå av analysen at gassprisen har stor betydning for den endelige kostnaden for strøm produsert. I Melkøya caset vil Snøhvitlisensen mest sannsynlig være både selger av gassen og kjøper av elektrisiteten fra gasskraftverket. Gitt at Petroleumsbeskatning legges til grunn for lønnsomhetsanalysene, vil det påvirke aktørenes vurderinger.
- **CO2 kostnad**
Finansdepartementet sin prisbane for CO2 kostnad som skal legges til grunn i samfunnsøkonomiske analyser (2024) er anvendt.
- **Energiinnhold**
Det er lagt til grunn et energiinnhold i 1kg hydrogen på 33,33 kWh (LHV) og 11,11 kWh per Sm³ (gass)

FELLES FORUTSETNINGER FOR ALLE ALTERNATIVENE

Diskonteringsrente	7 %
Levetid	20 år
EUR.NOK	10,70 kroner (2 års snitt)
USD.NOK	10,02 kroner (2 års snitt)
GBP.NOK	12,43 kroner (2 års snitt)
Kostnad vindproduksjon	44,1 øre/kWh (LCOE uten GRS)
Gasskostnad	
Basis markedspris	3,3 NOK/Sm ³
Antatt - innestengt pris	TBD NOK/Sm ³
CO2 kostnad	2 410 NOK/tonn CO ₂
Energiinnhold i 1 kg H ₂	33,33 kWh (LHV)
Energiinnhold i 1 Sm ³	11,11 kWh

5. SAMMENLIGNING AV ULIKE ALTERNATIVER FOR EN BEDRE KRAFT- OG EFFEKTBALANSE

BEREGNET KOSTNAD PER KWH FOR DE ULKE ALTERNATIVENE

Alternativ A			Alternativ B			Alternativ C		
VINDKRAFT MED HYDROGEN2STRØM	3,54	NOK/kWh	GASSKRAFTVERK MED CCS	1,38	NOK/kWh	BATTERILAGRING	2,27	NOK/kWh
Installert ytelse H2 produksjon	40,5	MW	Installert ytelse	450	MW	Installert ytelse	200	MW
Utnyttelse	se drift		Brukt i CCS & til drift	45	MWh	Lagringskapasitet (4 timer)	800	MWh
Effektivitet elektrolyse	65,1	%	Utnyttelse	100	%	Effektivitet	90	% DC - AC; AC-DC
Effektivitet brenselcelle	55,0	%	Leverert strøm	3 548	GWh	Leverert strøm	720	MWh
Effektivitet omformer	95	%						
Capex			Capex			Capex		
Elektrolyse	303	NOKm	Gasskraftverk	3 978	NOKm	Batteri & stack	1 219	NOKm
Kompresjon & lagring	131	NOKm	CCS, utstyr/infrastruktur CO2 lagring	3 859	NOKm	AD/DC konverter, styring, mv	1 187	NOKm
Brenselcelle & omformer	110	NOKm	Flåte, annen infrastruktur	3 339	NOKm	Fullt installert og klar til bruk	2 405	NOKm
Totalt	545	NOKm	Totalt	11 176	NOKm	Drift		
Drift			Drift			Leveringstimer per år	720	timer (lading/utlading 1 x per dag; oktober - mars)
Driftstimer (6 mnd, 12 timer)	2 190	oktober - mars, produksjon H2 12 timer, H2 til strøm 12 timer	Energiforbruk	0,77	mrd Sm3	Total input	144 000	MWh - per år
Kraftpris vindkraft	0,44	NOK/kWh				Total output	129 600	MWh - per år
<i>Ordinære drifts og vedlikeholdskostnader</i>			Gasspris	3,3	NOK/Sm3	<i>Effekt levert</i>	200	MW over 4 timer
H2 produksjon (inkl. nettleie)	1,03	NOKm			0,30	NOK/kWh		
Kompresjon	0,16	NOKm	Gasskostnad	2 542	NOKm	Driftskostnader		
Brenselcelle og omformer	0,30	NOKm	Driftskostnad	670	NOKm	Driftskostnader	3,4	NOKm
Kostnader før strømkostnad	1,50	NOKm	CO2 kostnad - utslipp	196	NOKm	Tapskostnader	6,4	NOKm
Strømkostnad - H2 & komprimering	41,64	NOKm	CO2 lagring /driftskostnad	444	NOKm			
Tap i brenselcelle og omformer	12,15	NOKm	CO2 fangst	95	%			
Beregning av kostnad			Beregning av kostnad			Beregning av kostnad		
Kapitalkostnad	1,71	NOK/kWh	Kapitalkostnad	0,30	NOK/kWh	Kapitalkostnad	1,75	NOK/kWh
Driftskostnad	0,05	NOK/kWh	Driftskostnad	0,19	NOK/kWh	Driftskostnad	0,03	NOK/kWh
Kostnader før strømkostnad	1,76	NOK/kWh	Kostnad CO2 fangst & lagring	0,18	NOK/kWh	Tapskostnad	0,05	NOK/kWh
Strømkostnad H2 & komprimering	1,38	NOK/kWh	Kostnader før gasskostnad	0,67	NOK/kWh	Totale kostnader - Batteri	1,83	NOK/kWh
Tap i brenselcelle & omformer	0,40	NOK/kWh	Gasskostnad	0,72	NOK/kWh	Kostnad vindkraft - levering	0,44	NOK/kWh
Totalt kostnad	3,54	NOK/kWh	Totalt kostnad	1,38	NOK/kWh	Totalt kostnad	2,27	NOK/kWh

6. TRE ULIKE SCENARIER FOR UTVIKLING AV KRAFTSITUASJONEN I TROMS OG FINNMARK

SCENARIENE VISER DE ULIKE UTFORDRINGER TROMS OG FINNMARK STÅR OVERFOR ETTER MELKØYA BESLUTNINGEN – AVHENGIG AV HVA SOM BESLUTTES VIDERE FREMOVER, ELLER IKKE.



6. SENTRALE FORUTSETNINGER I SCENARIENE

For bedre å forstå hvordan ulike forutsetninger påvirker kraftsituasjonen i Troms og Finnmark har EGT benyttet Thema Consulting Group sin kraftmarkedsmodell for å kjøre ulike scenarier. Thema sin modell ble endret og tilpasset EGT sine forutsetninger, herunder:

NO4 ble delt i to prisområder: NO4 (Ny) og NO6

Årsaken til at prisområdet NO4 ble delt er (a) fordi kraftsituasjonen i nord vs. sør i NO4 er svært ulik og (b) fordi området nord nesten ensidig er avhengig av import og eksport via Ofoten fra Nordland og/eller Nord-Sverige. Også Statnett har gjort en slik oppdeling for simuleringsformål og finner at en deling vil gi bedre utnyttelse av nettet ved mer presis styring av magasinkraftverkene i hhv. nordlig og sørlig del. Statnett deler imidlertid NO4 mellom Svartisen og Ofoten, mens EGT har delt området ved fylkesgrensen mellom Nordland og Troms/Finnmark for å ha konsistente historiske data på forbruk. Produksjon er fordelt basert på NVE sine kraftverksdatabaser for vann- og vindkraft.

Nye «flaskehals» ble definert

I lys av at både NVE og Statnett påpeker at Norge og områdene rundt oss går mot et effektunderskudd, og at dette reiser spørsmål om hvorvidt man kan stole på at effekt er tilgjengelig når et område har behov for det, har EGT for *simuleringsformål* satt import og eksport kapasiteten mellom NO6 og NO4 /SE1 til 500MW som basis. For å vurdere hvor store konsekvenser en slik begrensning har er det også analysert ett scenario hvor kapasiteten er økt til 700MW. Disse «flaskehalsene» skal ikke oppfattes som Statnett sitt syn på hva som er overføringskapasiteten inn til området, men heller reflektere en situasjon hvor kraft- og effekt bidrag fra områdene sør/sør-øst for Troms og Finnmark er begrenset. Samtidig er det slik at dublerende linjer fra Nordland og/eller Nord-Sverige tidligst vil kunne være i drift i 2035, noe som gjør NO6 sårbare også i forhold til faktisk kapasitet (ref. hyppige utfall på linjen fra Nordland).

Mellomlandsforbindelsen til Russland satt til null

Statnett har satt kapasiteten på mellomlandsforbindelsen Kirkenes til Boris Gleb i Russland på 50MW til null i 2022. Statnett opplyser at selv om linjen historisk har vært viktig er den nå sjelden i bruk. EGT vurderer at denne ikke vil bli tatt i bruk igjen i scenarioperioden.

Elektrifisering av Melkøya

EGT forutsetter at Melkøya elektrifiseres med kraft fra land per 1.1.2030 (i praksis fra sommeren 2030).

Kapasitet i nettet til ny kraftproduksjon

Statnett opplyser at det er kapasitet til 760MW ny vindkraft i Finnmark i målnettet, og at denne kan økes med 7-800MW ved dublert linje fra Skaidi til Lebesby. EGT har forutsatt en slik ny linje og at benyttet kapasitet for ny produksjon er 1.180MW. Gir 280-380MW ledig kapasitet for tilknytning av ytterligere ny produksjon.

3 scenarier ble etablert

EGT Kraftløftet: I dette scenariet etableres det ny fornybar kraftproduksjon på 540MW i 2030. Det er litt lavere enn Regjeringens kraftløfte på 670MW som er antatt å gjelde fra 2030. Dog, det bygges ut betydelig mer vindkraft frem mot 2040 (totalt ca. 1.180MW/4.087GWh). Scenariet er dermed den beste tilnærmingen til Regjeringens opplegg som kan etableres. Se side 44 for en oversikt over all ny produksjon.

EGT Gass: I dette scenariet erstattes i stor grad den økte landbaserte vindkraftproduksjon som Regjeringen har lovet, med et nytt gasskraftverk med CCS lokalisert i nærheten av Melkøya, med en levert ytelse på 410MW i 2030. Dette tilsvarende det totale estimerte behovet på Melkøya inkludert trykkstøtte. Det etableres minimalt med ny fornybar produksjon, men enda et nytt gasskraftverk med CCS på 410MW i 2040. Se side 49 for en oversikt over all ny produksjon.

EGT TTT: (Ting Tar Tid) Dette scenariet reflekterer at etablering av ny landbasert vindkraftproduksjon ikke er ukomplisert og kan bli omstridt. Sannsynligheten for at Ting-Tar-Tid er derfor tilstede. I dette scenariet er det antatt en svært begrenset vekst i ny kraftproduksjon frem mot 2030 (til sammen 398GWh), med en økning på 1.409GWh frem mot 2040. Se side 53 for en oversikt over all ny produksjon.

EGT Gass: Etablering av nytt gasskraftverk utenfor Melkøya

EGT sin oppsummering av kraftsituasjonen i Troms og Finnmark viser at vindkraft vil kunne bidra til økt (kontroversiell) vindkraftproduksjon, men i mindre grad med forutsigbarhet når behovet er som størst. De store variasjonene i kraftproduksjon, kombinert med begrenset mulighet for fleksibilitet i eksisterende vannkraftverk, gjorde at EGT ønsket å se hvilken effekt et nytt gasskraftverk med CCS, som gir forutsigbar produksjon og effekt-bidrag, (og som dekker hele Melkøya sitt behov) ville kunne ha på den totale kraftsituasjonen sammenlignet med kun å satse på utbygging av ny vindkraft. Dette gjelder i særlig grad dersom faktisk realiserbar vindkraft i Finnmark vil bli preget av at Ting Tar Tid.

6. DE TRE SCENARIENE HAR FLERE FELLESTREKK OG SAMMENLIGNES LANGS DE SAMME DIMENSJONER

Felles for de tre scenariene er:

Begrenset økning i forbruk utover Melkøya

Det er tidligere vist hvor mye reservert kapasitet Statnett har tildelt området Nord, og hvor mye forbruket potensielt kan øke dersom alt dette realiseres.

EGT har ønsket å stress-teste hva som skjer dersom det **kun er en begrenset økning i forbruk utover Melkøya**, kombinert med en rimelig antakelse om hvor mye ny kraftproduksjon som vil kunne bli etablert. Effektene som observeres vil bli (dramatisk) forsterket ved økt forbruk (i et omfang tilsvarende reservert kapasitet) - uten tilsvarende økt produksjon og tilgang på effekt.

Ny vannkraft

Det er antatt en økning i vannkraftproduksjonen på 361 GWh frem til 2030, og en ytterligere økning på 513 GWh frem mot 2040 – totalt 874 GWh. Foreløpig er det identifisert et totalt potensial i Troms og Finnmark på ca. 728 GWh – inklusive nyinnmeldte i november 2023. Det er derfor antatt at en utfordrende kraftsituasjon vil kunne motivere til effekt-oppgradering av flere eksisterende vannkraftverk. (For scenario EGT Gass er total økning i vannkraft produksjon noe lavere: 596 GWh).

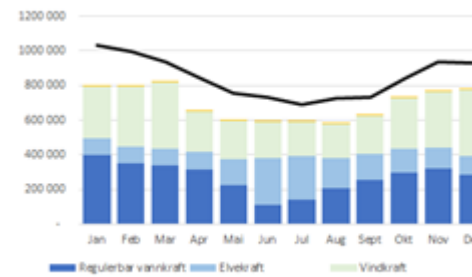
Øvrig forbruk er holdt likt

Øvrig forbruk – utover Melkøya - er det samme for alle tre scenario.

KONSEKVENSER SOM VURDERES FOR DE ULIKE SCENARIENE I 2030 og 2040

Illustrative figurer

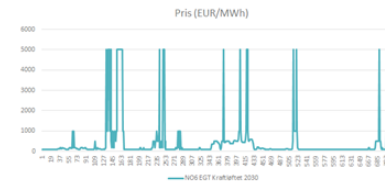
Oversikt pr måned (eller pr uke eller pr time) for år 2030 og 2040 som viser sammensetningen av kraftproduksjon og totalt kraftforbruk



Kraftpris vises som et gjennomsnitt for hele året i øre/kWh



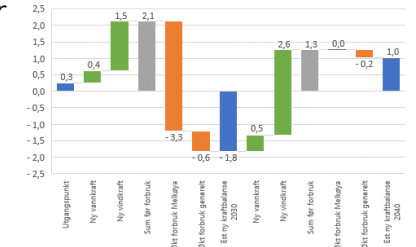
Markedsprisen for kraft vises i figur time for time



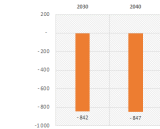
Krav til forbruksfleksibilitet, vises som behov for reduksjon av energiforbruket pr time og sum antall timer for året som helhet



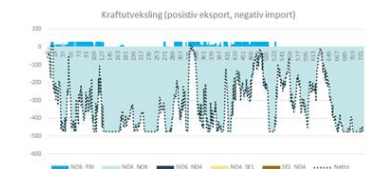
Kraftbalansen viser Ny produksjon vs. nytt forbruk pr år



Effektbalanse vises som søylediagram



Import/eksport av kraft til/fra NO6 vises pr time på månedbasis



Merknad

Logikken i modellen (og i kraftsystemet) er at dersom det oppstår en situasjon hvor produksjon og import ikke kan dekke forbruket, så skjer følgende:

- Kraftprisen øker inntil det er «balanse» mellom produksjon og forbruk igjen, eller ved at
- Det skjer en «utkobling» av forbruk på grunn av manglende likevekt i markedet. I Thema's modell er forbrukstilpasningen (og prispfølsomhet) grovt modellert ettersom det finnes lite empiriske data for hvor fleksibelt forbruk faktisk er i Troms og Finnmark.

6. EN OVERORDNET SAMMENLIGNING AV DE TRE SCENARIENE

De tre scenariene preges av følgende

EGT Kraftløftet Med 1,5 TWh ny vindkraft og 0,4TWh ny vannkraft er det fremdeles kraftunderskudd i alle måneder i 2030 noe som må dekkes av import. Ettersom «effekt import» er begrenset (ref. antakelse om lite tilgjengelig kraft for import), gir dette høye kraftpriser.

I 2040 er vindkraftproduksjonen økt med nye 2,6 TWh hvilket gir bedre balanse mellom produksjon og forbruk, og lavere kraftpriser sammenlignet med 2030, bla pga. liten vekst i kraftetterspørselen.

EGT Gass Positiv kraftbalanse for året 2030, men negativ i vintermånedene i 2030 hvilket gir behov for import som igjen øker kraftprisen. Ny stabil gassproduksjon går til å dekke Melkøyas kraftbehov, hvilket medfører at situasjonen i Troms og Finnmark med import på vinteren og eksport på sommeren ikke endres vesentlig fra hvordan situasjonen er i dag.

I 2040 er det antatt en dobling av gasskraft-produksjonen – for å se konsekvensen. Produksjonen gir mulighet for industri-etableringer fordi krafttilgangen overstiger forbruket. Med begrenset eksportmulighet gir dette «innestengt kraft» og lave kraftpriser. Uten en slik eksportbegrensning ville dette gi et betydelig løft for effekt-situasjonen i NO6 og mulighetene for å overføre kraft/effekt til andre områder i Nord Norge/Nord-Sverige i perioder.

EGT TTT Negativ kraftbalanse for alle måneder både i 2030 og 2040 gir svært høye kraftpriser.

0,9 TWh ny vindkraft og 0,5TWh ny vannkraft fra 2031-2040 gir en reduksjon i kraftprisen, som likevel er svært mye høyere enn i de andre scenariene.

ÅRS - PROFIL FOR DE TRE SCENARIENE: PRISOMRÅDET NO6

Tall i GWh.

EGT Kraftløftet

2030

168,7

Kraftpris
(øre/kWh)

2040

68,4

EGT Gass

2030

83,3

Kraftpris
(øre/kWh)

2040

13,2

EGT TTT

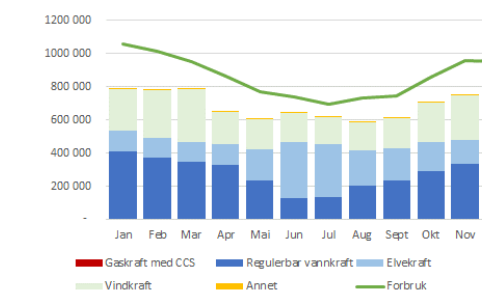
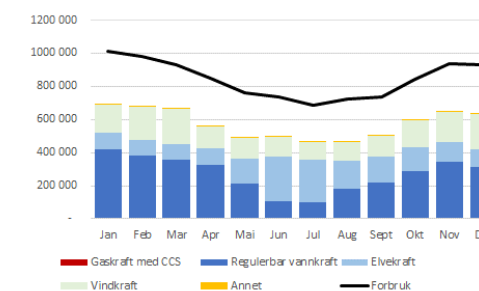
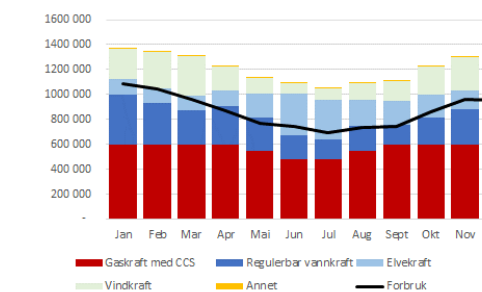
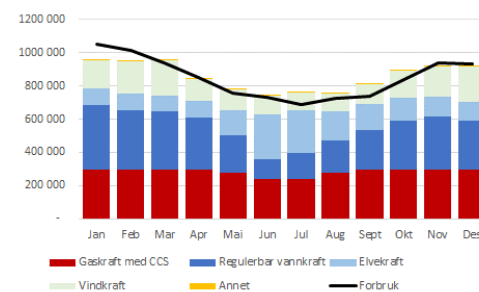
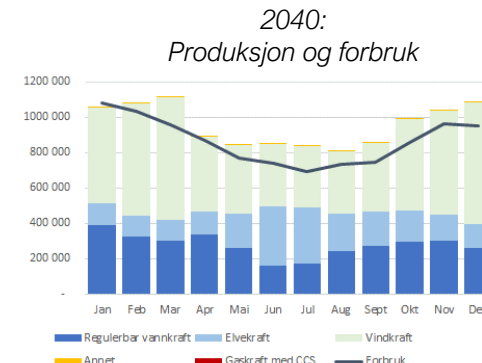
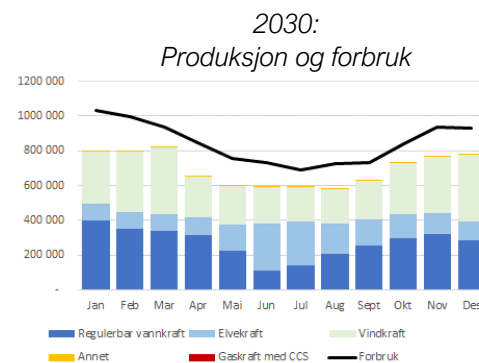
2030

295,9

Kraftpris
(øre/kWh)

2040

108,2



Negativ kraftbalanse vil isolert sett påvirke kraftprisene opp. Når det i tillegg er importbegrensninger flytter dette prisene ytterligere opp – og vice versa. Viktigheten av at forbruk og [vinter]produksjon utvikles i samme takt i samme område bekreftes av denne analysen.

6. EGT KRAFTLØFTET



6. EGT KRAFTLØFTET – NO6: POSITIV KRAFTBALANSE I 2040, MEN FORTSATT NEGATIV EFFEKTBALANSE

Formålet med EGT Kraftløftet var å se konsekvensene av Regjeringens kraft- og industriløfte til Finnmark. I våre forutsetninger er det lagt inn følgende for 2030:

Produksjon: En økning i ny landbasert vindkraft frem til 2030 på 1,5 TWh og ny vannkraft på 0,4TWh, totalt 1,9TWh. Dette er i underkant av Regjeringens kraftløfte på ca 2.2TWh, dersom hele den lovede kraften på 670 MW lar seg realisere innen 2030 ved fornybar (vind) kraftproduksjon.

Forbruk: Det er antatt et økt forbruk for Melkøya på 3,3TWh og en økning i forbruk for industri, tjenesteyting og alminnelig forbruk på kun 0,2TWh.

Kraftbalanse 2030: fra marginalt negativ til negativ: - 1.8 TWh.

Fra 2030 til 2040 er antatt:

Produksjon: Nye 2,6TWh landbasert vindkraft utbygges i tillegg til ny vannkraft på 0,5TWh – totalt 3,1TWh. I sum er det frem til 2040 forutsatt ca 5TWh ny produksjon. Dette er en betydelig vekst i kraftproduksjonen fra dagens nivå på 6,5 TWh (vann og vind).

Forbruk: Ingen nye økninger for Melkøya (f.eks Wisting), men en økning på 0,2TWh for industri, tjenesteyting og alminnelig forbruk. Totalt forbruk frem til 2040 er økt med ca. 4,2TWh (**hvorav Melkøya bidrar med 3,3TWh eller nesten 80% av energiveksten.**).

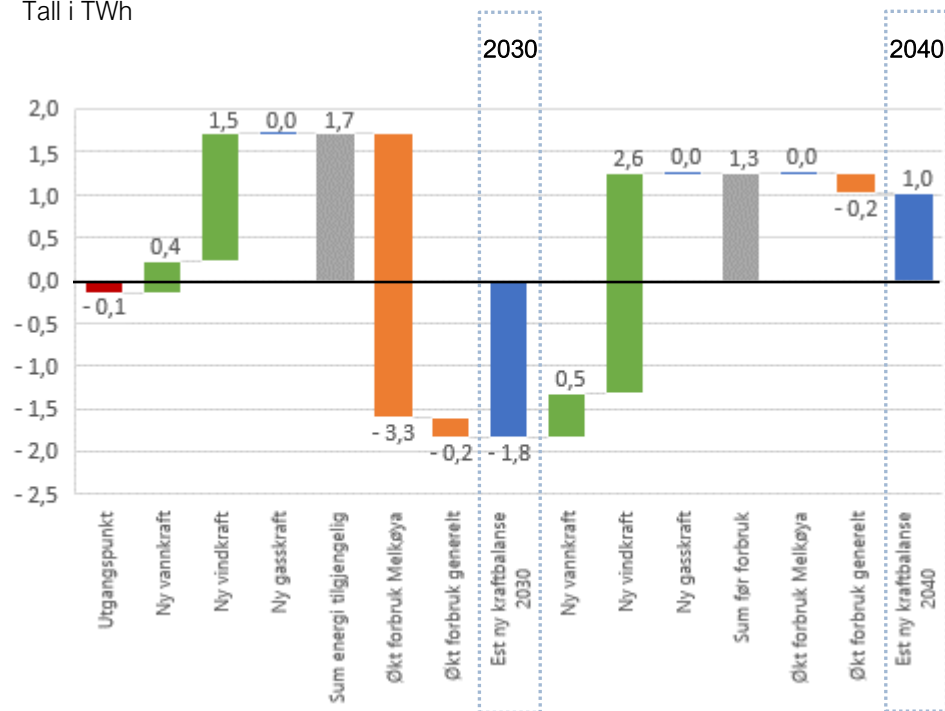
Kraftbalanse 2040: fra negativ til positiv: +1.0TWh.

Effektbalansen

NO6 har en negativ effektbalanse i 2022. I 2030 er det forventet at den er vesentlig svekket – til minus 842MW. Frem mot 2040 svekkes den ytterligere, dog marginalt til minus 847MW som følge av nytt forbruk.

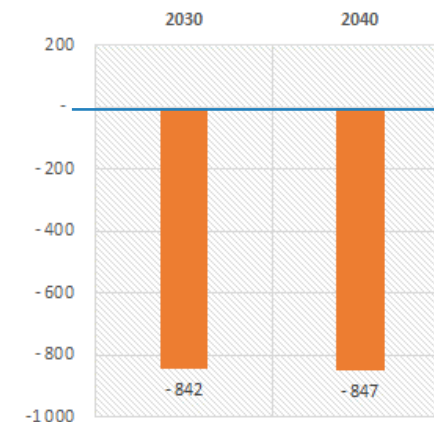
UTVIKLING I KRAFTBALANSEN

Tall i TWh



EFFEKTBALANSE 2030 vs 2040

Tall i MW, estimat



Ny kraftproduksjon fordelt på energikilde

GWh	2030	2040	Totalt
Ny vindkraft	1 503	2 584	4 087
Ny vannkraft	361	513	874
Ny gasskraft m/CCS	-	-	-
Totalt	1 864	3 097	4 961

6. EGT KRAFTLØFTET – NO6: KRAFTBALANSE VS. KRAFTPRIS OG BEHOV FOR FORBRUKSTILPASNING

Det er en klar sammenheng mellom kraftbalanse (import / eksport), kraftpris og behov for forbrukstilpasning.

At kraftbalanse fra 2030 til 2040 går fra negativ til positive gir betydelig reduksjon i kraftprisen, samtidig som behovet for forbrukstilpasning går ned.

Dog er behovet for forbrukstilpasning fremdeles stort i 2040 med totalt 261 timer for året, hvorav det meste i januar og februar (230 timer).

Behovet for forbrukstilpassing er i modellen i hovedsak antatt å komme fra frivillig redusert forbruk i husholdningene i timene med høyest pris og manglende balanse mellom forbruk og tilgang. Selv i 2040 når det «bare» kreves 261 timer med «kalde rom» kan nok det oppleves krevende.

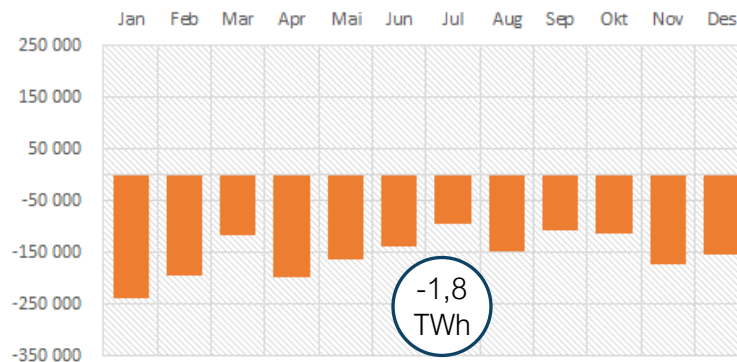
Kraftprisene i januar og februar i 2030 er antatt på ligge på 5-6 NOK/kWh, noe som vil gjøre det urealistisk for ny industri å etablere seg i Finnmark.

Gitt at det er liten vekst i forbruket av kraft frem til 2030, medfører det at «forbrukstilpassing» i all hovedsak må tas av de som bor i fylkene i dag, den industri som er etablert og de institusjoner som ligger i fylkene nå.

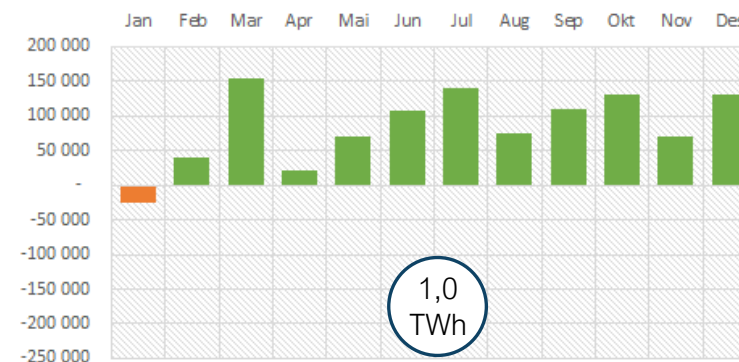
KRAFTBALANSEN PER MÅNED – GIR OVERSIKT OVER IMPORT/EKSPORT BEHOV/POTENSIAL

Tall i GWh. Tall i sirkel er året under ett og i TWh

2030

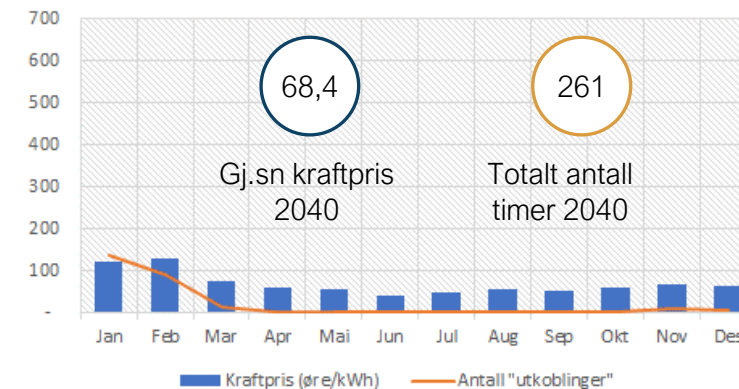
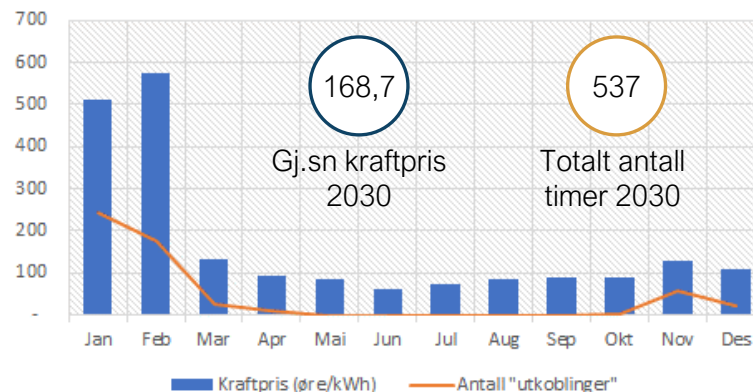


2040



KRAFTPRIS OG ANTALL TIMER MED «FORBRUKSTILPASNING»

Tall i øre/kWh og Antall timer med «forbrukstilpasning».



6. EGT KRAFTLØFTET – NO6: KRAFTPRIS VS. FORBRUKSTILPASNING

For å illustrere dynamikken mellom negativ kraftbalanse og effekt på kraftpris og forbrukstilpasning vises kraftpris og forbrukstilpasning **per time** for Januar måned i 2030 vs. 2040.

I EGT sine modellforutsetninger – er det satt en maksimal pris på 5.000 EUR/MWh, eller 5.225 øre/kWh (52,25 kroner/kWh). Ved en slik pris antas det at forbruket vil reduseres tilstrekkelig til å balansere tilbud og etterspørsel, eventuelt at forbruk kobles ut (tilknytning på vilkår).

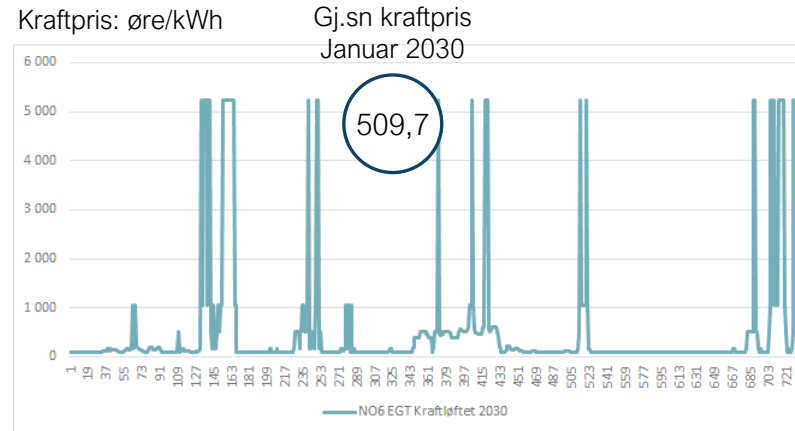
Forbrukstoppen er både om morgenen og på ettermiddagen. I januar 2030 og 2040 er for eksempel maksimal «utkobling» kl 16:00, mens andre «utkoblinger» oftest er mellom kl 07:00 og 09.00 og mellom 15:00-19:00.

Dette er en tid på døgnet hvor vanlige forbrukere har vanskelig med å være tilpassningsdyktig, men det kan bli en nødvendighet i NO6 i 2030 og til dels i 2040.

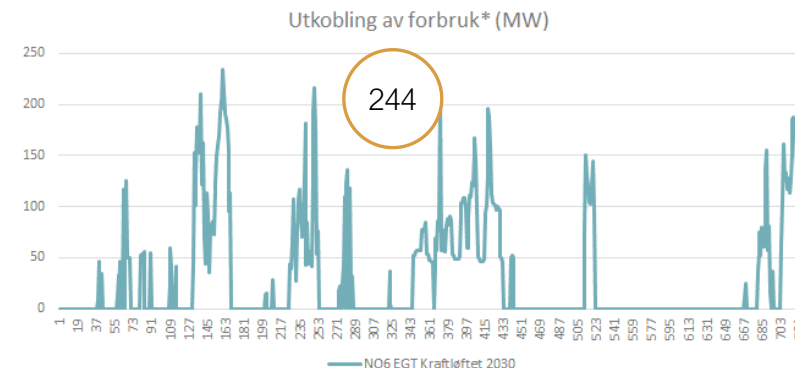
KRAFTPRISER OG FORBRUKSTILPASNING I JANUAR MÅNED

Tall i øre/kWh og Antall timer med «forbrukstilpasning». Tall i sirkler er gjennomsnittlig kraftpris for måneden og totalt antall timer med forbrukstilpasning for måneden.

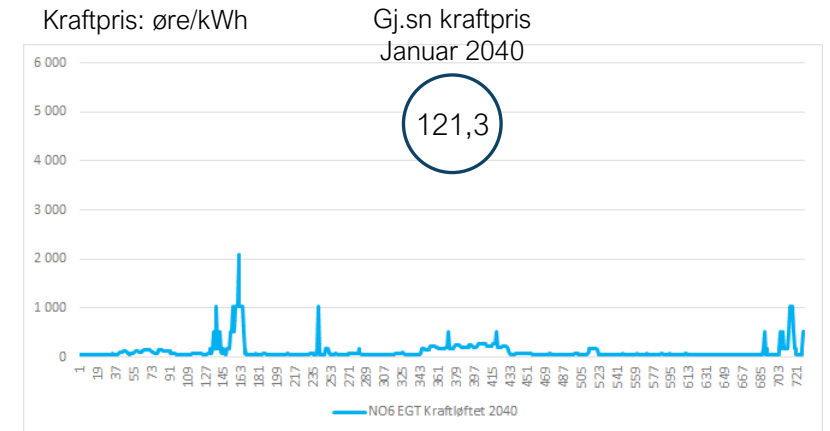
2030, Januar



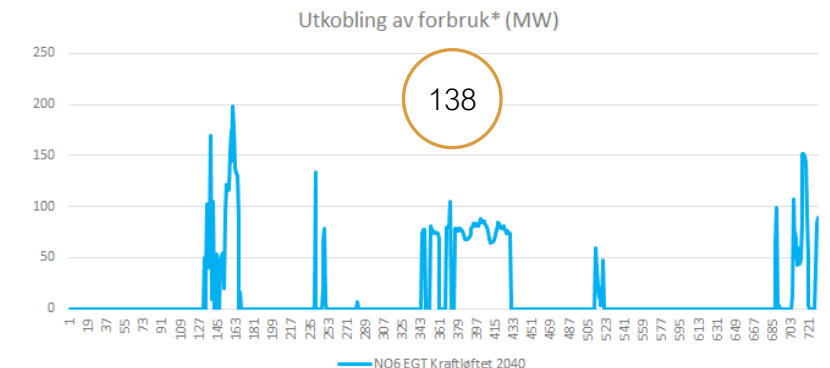
Forbrukstilpasning (MW), dvs. reduksjon i forbruk for å skape balanse mellom forbruk og krafttilgang. Antall timer i sirkel



2040, Januar



Forbrukstilpasning (MW), dvs. reduksjon i forbruk for å skape balanse mellom forbruk og krafttilgang. Antall timer i sirkel



6. EGT KRAFTLØFTET – NO6: POSITIV KRAFTBALANSE PÅ ÅRS- OG MÅNEDSBASIS KAMUFLERER REALITETENE

En positiv kraftbalanse i 2040 innebærer ikke nødvendigvis at kraftsituasjonen er tilfredsstillende ettersom tall på månedsbasis – som EGT tidligere har vist for vindkraft – effektivt kamuflerer realitetene: fornybar kraftproduksjon (vindkraft) kan variere betydelig fra time til time.

I februar 2040 ser vi at EGT Kraftløftet fremdeles stanger mot importbegrensningen som er satt av EGT på 500MW.

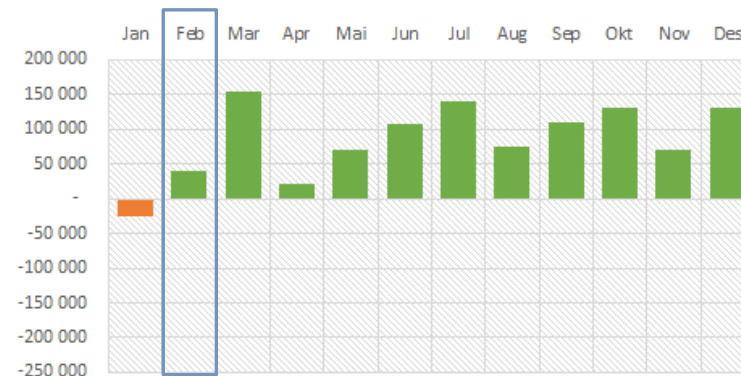
Importbehovet av kraft til Troms og Finnmark vil i dette scenariet kreve at overføringslinjene inn til NO6 ikke faller ut på vinteren, i hele perioden fra 2030 til 2040 og fremover.

KRAFTBALANSE VS. IMPORT/EKSPORT, FEBRUAR 2040

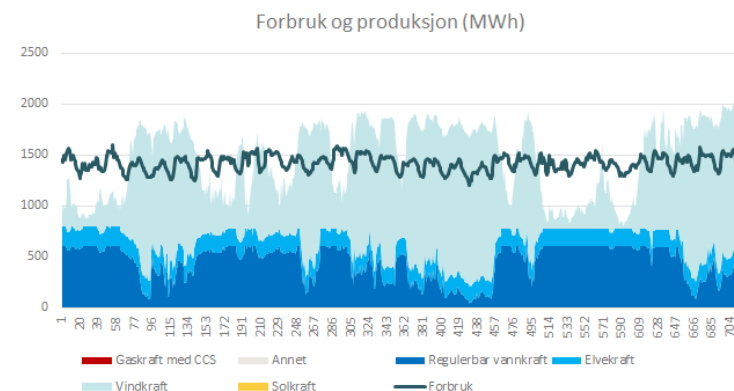
Tall i GWh for måned og MWh for time-for-time

2040, Februar

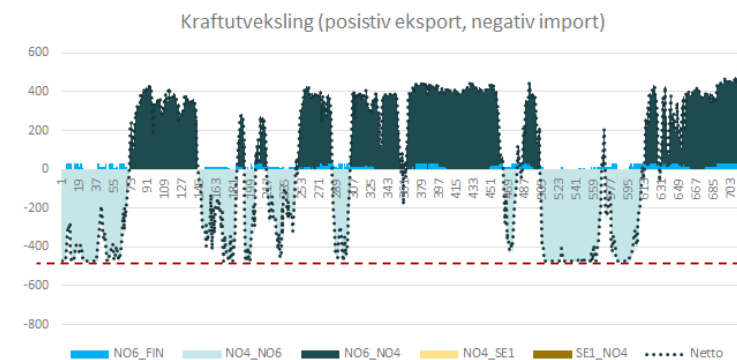
Kraftbalanse per måned



Kraftbalanse time for time. Februar 2040



Import og eksport – time for time. Februar 2040



6. EGT GASS



6. EGT GASS – NO6: POSITIV KRAFTBALANSE I 2040, MEN FORTSATT NEGATIV EFFEKTBALANSE I 2030

Formålet med EGT Gass var å se konsekvensene av å etablere en gasskraftproduksjon med CCS på Melkøya. I våre forutsetninger er det lagt inn følgende for 2030:

Produksjon: Tilnærmet null økning i ny landbasert vindkraft frem til 2030, ny vannkraft på 0,4TWh og ny gasskraft på 3,4TWh. Totalt 3,8TWh, hvilket er betydelig mer enn Regjeringens kraftløfte på ca 2.2TWh (670MW). At gassproduksjonen ikke er 3,6TWh skyldes at vi har antatt redusert produksjon vår/sommer når elvekraften produserer som mest, samt avsatt tid til vedlikehold.

Forbruk: Det er antatt et økt forbruk for Melkøya på 3,3TWh og en økning i forbruk for industri, tjenesteyting og alminnelig forbruk på 0,3TWh.

Kraftbalanse 2030: fra marginalt negativ til tilnærmet balanse.

Fra 2030 til 2040 er antatt:

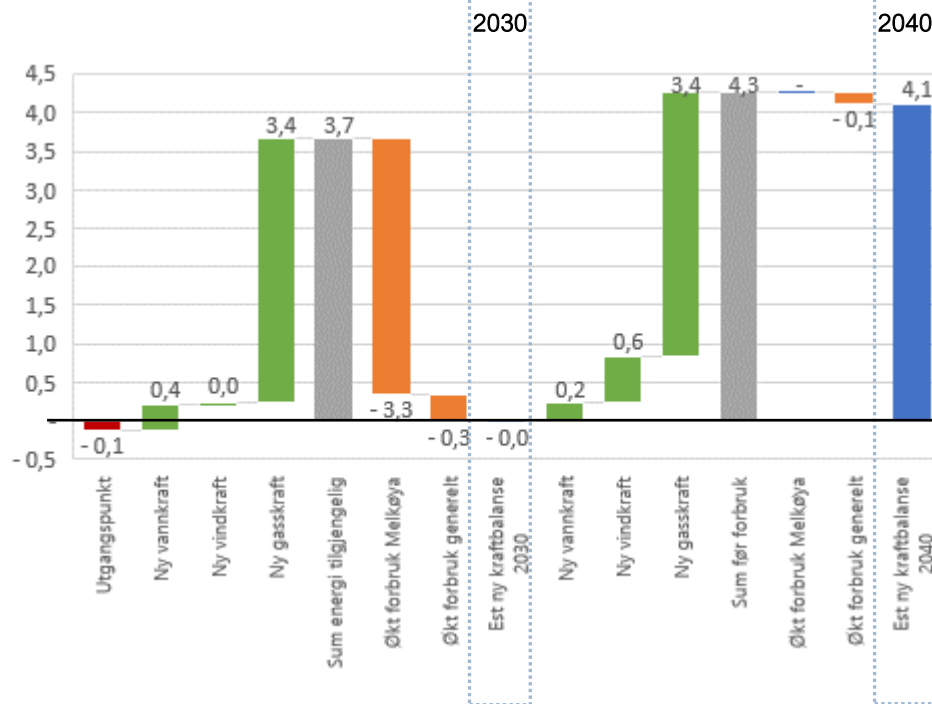
Produksjon: ny landbasert vindkraft på 0,6TWh, og ny vannkraft på 0,2TWh. I tillegg er det antatt ytterligere et gasskraftanlegg hvilket gir en total økning på 4,3TWh fra 2030 til 2040. I sum er det frem til 2040 forutsatt ca 8,1TWh ny kraftproduksjon.

Forbruk: Ingen ny økning for Melkøya (dvs. at det ikke er lagt inn mulighet for ytterligere «kraft fra land» til petroleumsektoren), men en økning på 0,1TWh for industri, tjenesteyting og alminnelig forbruk. Totalt forbruk frem til 2040 er således antatt økt ytterligere med ca. 4,2TWh.

Kraftbalanse 2040: fra balanse til 4,1TWh i overskudd

UTVIKLING I KRAFTBALANSEN

Tall i TWh

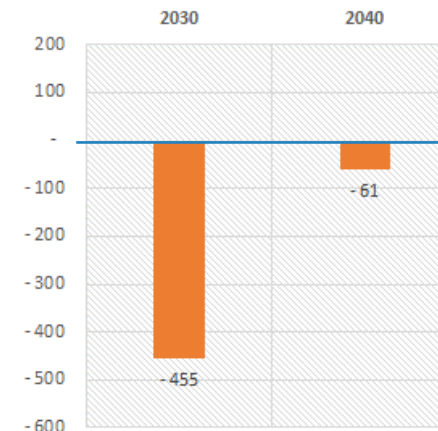


Effektbalansen

NO6 har en negativ effektbalanse i 2022. I 2030 er det forventet at den svekkes noe som følge av økt forbruk utover Melkøya – til minus 455MW. Frem mot 2040 bedres situasjonen som følge av et nytt gasskraftverk med stabil produksjon og effekt til minus 61MW, dvs. at dagens negative effektbalanse, kombinert med effekten av Melkøya og økt «øvrige forbruk» nesten er utlignet.

EFFEKTBALANSE 2030 vs 2040

Tall i MW, estimat



Oversikt over ny kraftproduksjon per energikilde¹

GWh	2030	2040	Totalt
Ny vindkraft	28	620	648
Ny vannkraft	361	235	596
Ny gasskraft m/CCS	3 417	3 417	6 833
Totalt	3 805	4 271	8 077

¹ kapasiteten på 410MW brukes ikke i sin helhet (gir 3,6TWh i stedet for 3,4TWh som er antatt i modellen). Dette skyldes at EGT har antatt lavere produksjonen om sommeren ettersom Finnmark da normal har et kraftoverskudd. I tillegg er det lagt inn vedlikeholds stans av gasskraftverket.

6. EGT GASS – NO6: KRAFTBALANSE VS. KRAFTPRIS OG BEHOV FOR FORBRUKSTILPASNING

Det er en klar sammenheng mellom kraftbalanse (import / eksport), kraftpris og behov for forbrukstilpasning også i EGT Gass scenariet.

At kraftbalanse går fra +/- 0 til positiv i 2040 gir betydelig reduksjon i kraftprisen, samtidig som behovet for forbrukstilpasning går ned (kun i januar måned for både 2030 og 2040).

Årsaken til at det er behov for forbrukstilpasning også i januar 2040 må sees i lys av at området Nord (herunder Troms og Finnmark) – i et normalår – eksporterer kraft om sommeren og importerer kraft og effekt om vinteren. Et nytt gasskraftverk på 410MW (fra 2030 til 2040) er således alene ikke tilstrekkelig til å hindre at det oppstår behov for forbrukstilpasninger.

Kraftprisen i 2040 må ses i sammenheng med den flaskehalsen EGT etablerte på 500MW import og eksport som gir betydelige mengder «innstengt kraft».

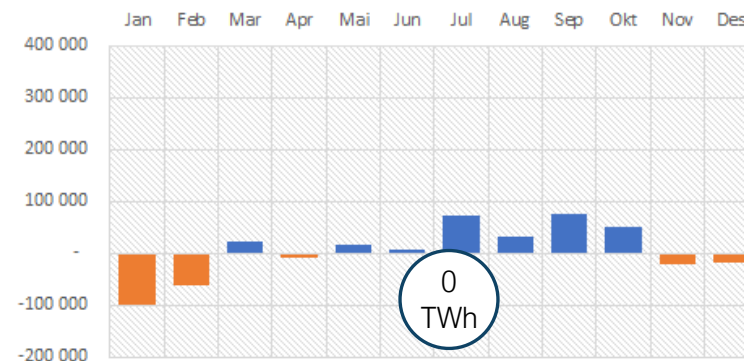
Kraftpriser i området 0,9 til 1,3 NOK/kWh i januar og øvrige vintermåned er tilstrekkelig til å gjøre landbasert vindkraft lønnsomt.

Etableringen av Gasskraftverk 2 i 2040 vil gjøre det interessant å etablere virksomhet i regionen. Gitt nye gassfunn i Barentshavet og en (ekstremt) kostbar gassledning til Sør-Norge, vil det kunne være mer lønnsomt å konvertere gassen til elkraft.

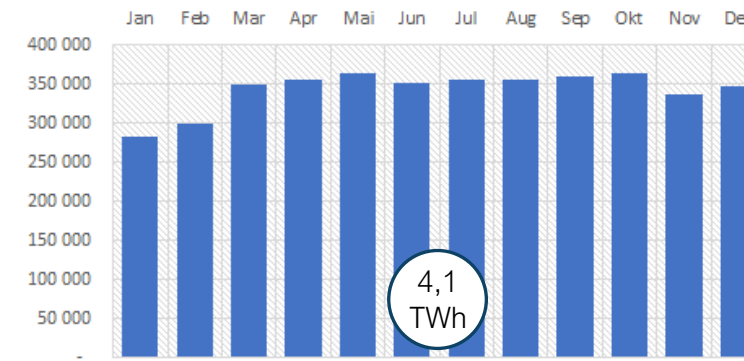
KRAFTBALANSEN PER MÅNED – GIR OVERSIKT OVER IMPORT/EKSPORT BEHOV/POTENSIAL

Tall i GWh. Tall i sirkel er året under ett og i TWh

2030

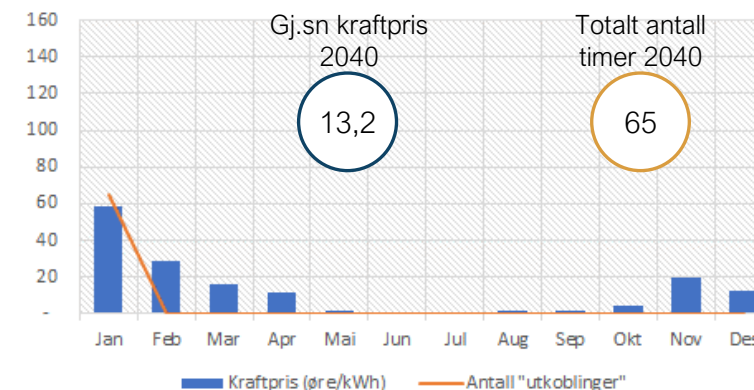
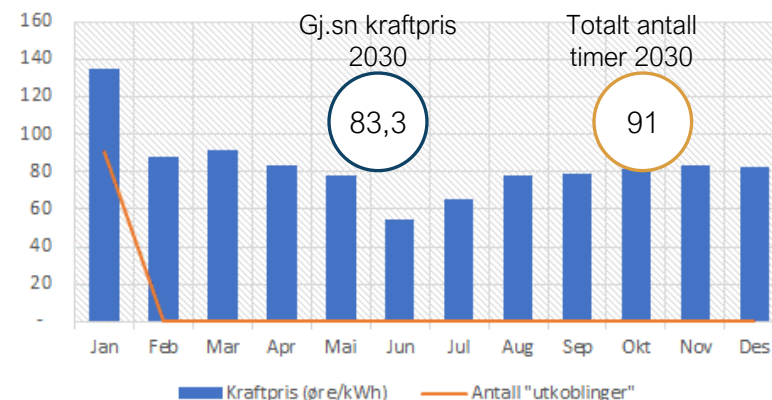


2040



KRAFTPRIS OG ANTALL TIMER MED «FORBRUKSTILPASNING»

Tall i øre/kWh og Antall timer med «forbrukstilpasning»



6. EGT GASS – NO6: KRAFTPRIS VS. FORBRUKSTILPASNING

I Januar 2030 øker kraftprisen i perioder til over 500 øre/kWh, med en makspris på 606,5 øre/kWh som følge av behovet for forbrukstilpasning (ubalanse mellom forbruk og tilgang på kraft i form av produksjon og/eller import).

Kraftprisen i EGT Gass er imidlertid ikke i nærheten av å nå maks-nivået på 5.225 øre/kWh som tilfellet var i EGT Kraftløftet.

Nivået på volumet, målt i MW, som «kobles ut» er også vesentlig lavere i EGT Gass enn tilfellet var for EGT Kraftløftet: maks 110MW (over en kort periode) vs. 240MW i Kraftløftet for 2030.

Det er ikke umulig å tenke seg at det vil kunne foregå vedlikehold mm. på Melkøyas LNG anlegg i de vinterperioder hvor det er knapphet på kraft i NO6 området. Det ville i så tilfelle medføre lavere kraftpriser og mindre behov for «tvungen» forbrukstilpassing.

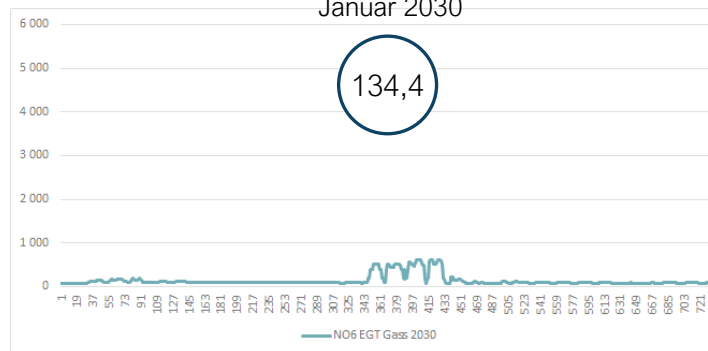
KRAFTPRISER OG FORBRUKSTILPASNING I JANUAR MÅNED

Tall i øre/kWh og Antall timer med «forbrukstilpasning». Tall i sirkler er gjennomsnittlig kraftpris for måneden og totalt antall timer med forbrukstilpasning

2030, Januar

Kraftpris. Øre/kWh

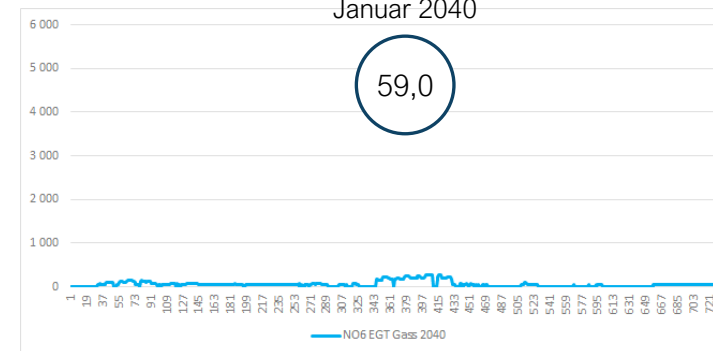
Gj.sn kraftpris
Januar 2030



2040, Januar

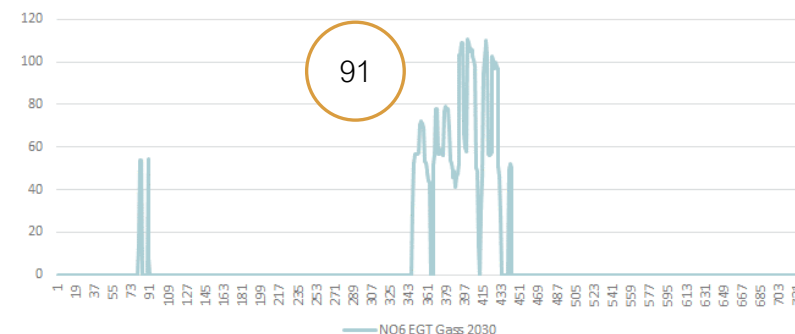
Kraftpris. Øre/kWh

Gj.sn kraftpris
Januar 2040



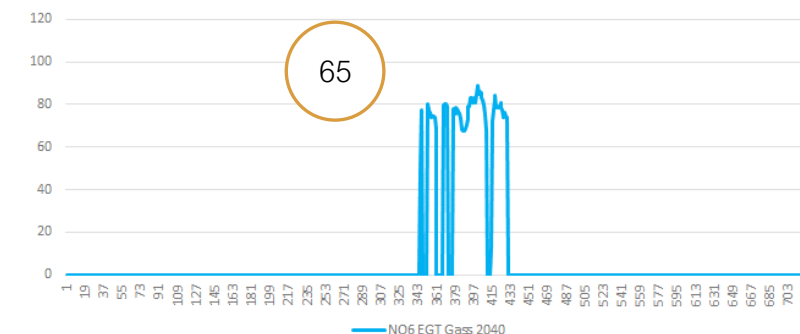
Forbrukstilpasning (MW), dvs. reduksjon i forbruk for å skape balanse mellom forbruk og krafttilgang. Antall timer i sirkel

Utkobling av forbruk* (MW)



Forbrukstilpasning (MW), dvs. reduksjon i forbruk for å skape balanse mellom forbruk og krafttilgang. Antall timer i sirkel

Utkobling av forbruk* (MW)



Kilde Thema modell; * En andel av forbruket (størrelsesorden 10%) kobles ut ved ulike prisnivåer

6. EGT TTT



6. EGT TTT – NO6: POSITIV KRAFTBALANSE I 2040, MEN NEGATIV EFFEKTBALANSE I 2030

Formålet med EGT TTT var å se hva det kunne bety dersom (1) det tar lengre tid enn antatt å etablere ny fornybar kraftproduksjon og oppgradering av strømmettet og (b) ny kraftproduksjon blir mindre – av ulike årsaker – enn Regjeringen har lovet (eller det mange tror i dag). I våre forutsetninger er det lagt inn følgende for 2030:

Produksjon: Tilnærmet null økning i ny landbasert vindkraft frem til 2030, men ny vannkraft på 0,4TWh. Totalt 0,4TWh, hvilket skulle tilsi at Melkøya ikke får tillatelse til å gå over på strøm fra nettet ettersom vilkårene ikke er oppfylt. Dersom Regjeringen likevel gir en slik tillatelse fordrer dette videre drift av gasskraft-anlegget på Melkøya, uten CCS. Men! Melkøya har kun kapasitet til maks 225MW eller 2,0 TWh *strømproduksjon* (øvrige er varmeproduksjonen som historisk er benyttet til driften av LNG anlegget).

Forbruk: Det er antatt et økt forbruk for Melkøya på 3,3TWh og en økning i forbruk for industri, tjenesteyting og alminnelig forbruk på 0,2TWh.

Kraftbalanse 2030: fra marginalt negativ til svake -3,3TWh.

Fra 2030 til 2040 er antatt:

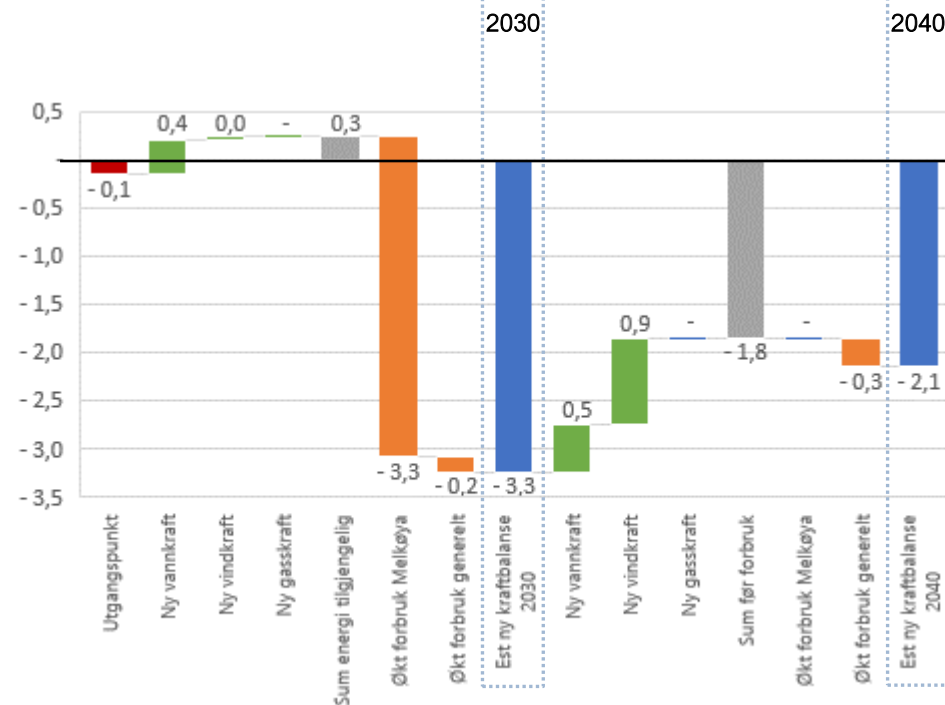
Produksjon: Ny landbasert vindkraft på 0,9TWh. Vannkraft er økt med 0,5TWh noe som gir total økning på 1,4TWh. I sum er det altså frem til 2040 kun forutsatt i underkant av 1.8TWh ny produksjon.

Forbruk: Ingen ny økning for Melkøya, men en økning på 0,3TWh for industri, tjenesteyting og alminnelig forbruk. Totalt forbruk frem til 2040 er således antatt økt med ca. 4,2TWh.

Kraftbalanse 2040: fra -3,3 til -2,1TWh.

UTVIKLING I KRAFTBALANSEN

Tall i TWh

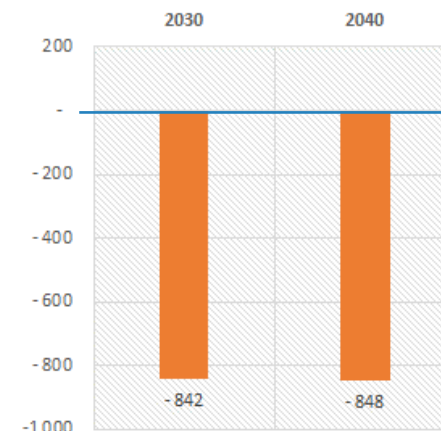


Effektbalansen

NO6 har en negativ effektbalanse i 2022. I 2030 er det forventet at den svekkes ytterligere som følge av Melkøya sitt nye behov på 381MW kombinert med «øvrige forbruksvekst» – til minus 842MW. I 2040 svekkes den marginalt til -848MW som følge av nytt forbruk.

EFFEKTBALANSE 2030 vs 2040

Tall i MW, estimat



Oversikt over ny kraftproduksjon per energikilde

GWh	2030	2040	Totalt
Ny vindkraft	37	896	933
Ny vannkraft	361	513	874
Ny gasskraft m/CCS	-	-	-
Totalt	398	1 409	1 807

6. EGT TTT – NO6: KRAFTBALANSE VS. KRAFTPRIS OG BEHOV FOR FORBRUKSTILPASNING

Situasjonen som ble gjennomgått under EGT Kraftløftet er ytterligere forverret i EGT TTT.

EGT TTT kan kanskje fremstå som et unødvendig scenario, men følgende interessante observasjoner kan gjøres nettopp for at «kraftsituasjonen» er satt litt på spissen:

(Eller er dette er den mest realistiske utbygging av ny vindkraft på land i Finnmark innen 2030?):

- En endring i kraftbalansen på 1,2TWh fra 2030 til 2040, gir en reduksjon i kraftprisen på nesten 188 øre/kWh på årsbasis.
- Antall timer med behov for forbrukstilpasning faller med 28%.

Dette scenariet viser derfor mer enn de to øvrige hvor sensitiv kraftsituasjonen i NO6 er for en ubalanse mellom forbruk og produksjon/import kapasitet.

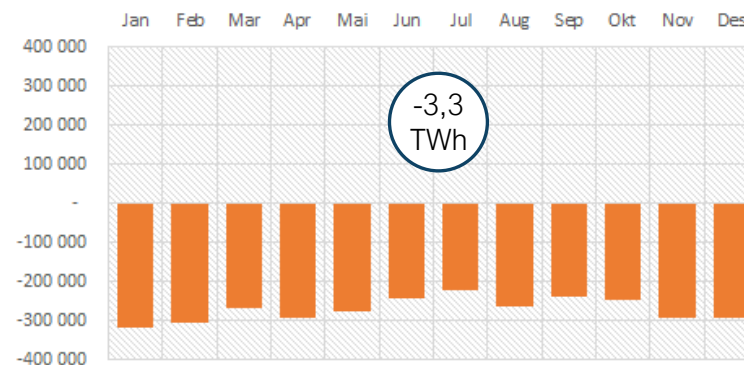
Kraftprisene i januar og februar i 2030 (og de nærmeste årene før og etter dette tidspunkt) er på et nivå 10-14 NOK/kWh, som vil gjøre det urealistisk for ny industri å etablere seg i Finnmark.

Note:
1,2 TWh tilsvarer 347MW ny vindkraft, med en produksjonsfaktor på hhv. 39,5%.

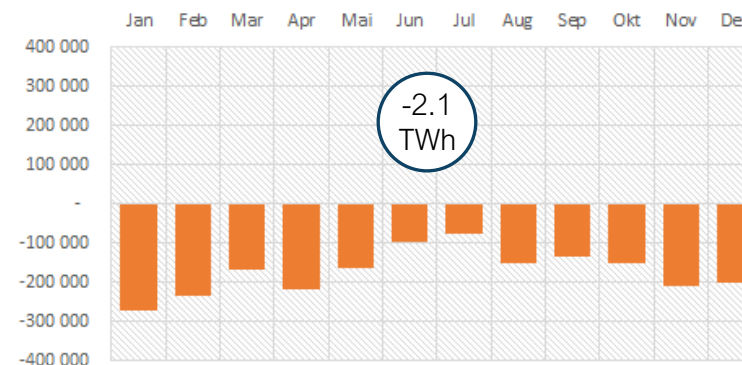
KRAFTBALANSEN PER MÅNED – GIR OVERSIKT OVER IMPORT/EKSPORT

Tall i GWh. Tall i sirkel er året under ett og i TWh

2030

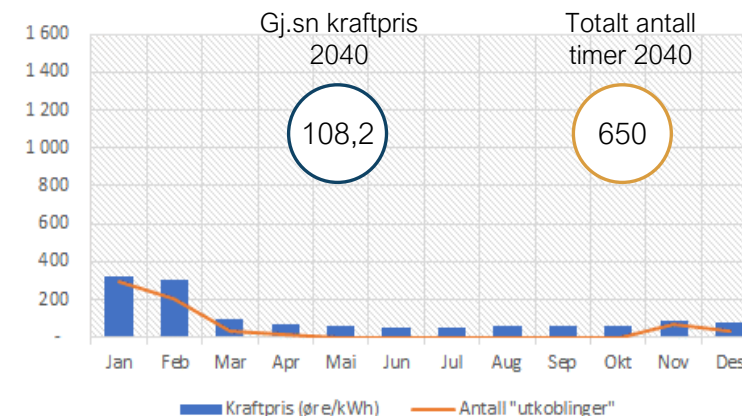
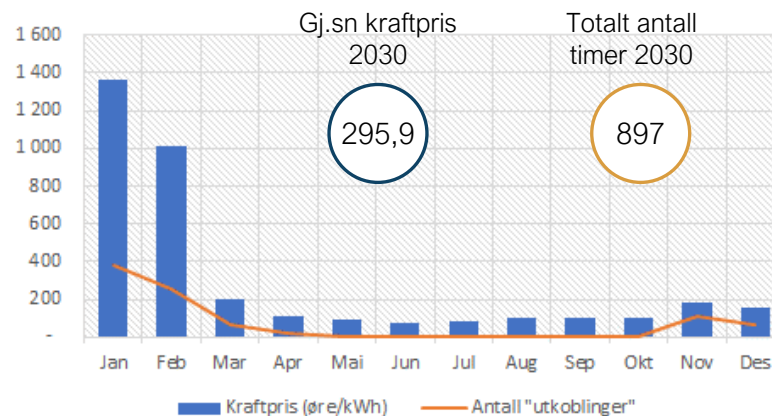


2040



KRAFTPRIS OG ANTALL TIMER MED «FORBRUKSTILPASNING»

Tall i øre/kWh og Antall timer med «forbrukstilpasning»



6. EGT TTT – NO6: KRAFTPRIS VS. FORBRUKSTILPASNING

I scenariet EGT TTT kan man slå fast følgende:

Det bor ikke folk eller drives noen virksomhet i Troms og Finnmark lenger – med visse unntak.

Kraftpriser som går til himmels og stadig behov for tilpasninger/utkobling både hos folk og bedrifter vil gjøre det lite attraktivt å bo og drive virksomhet i området.

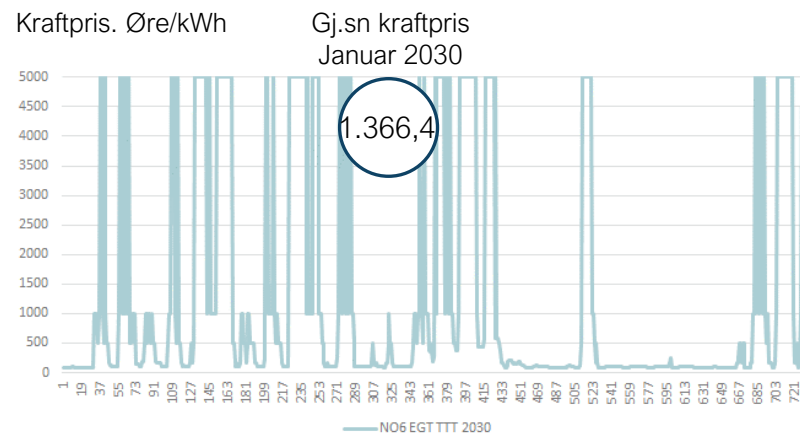
Det interessante er at en slik konklusjon kan trekkes som følge av 4 sammenfallende ganske realistiske forutsetninger:

- 1) Melkøya blir elektrifisert med kraft fra land og det blir «umulig» å hindre at dette skjer fra 2030.
- 2) Motstanden mot utbygging av vindkraft som kan realiseres innen 2030/2033 er så sterk at det knapt blir bygget ny vindkraft
- 3) Fremføring av nye kraftlinjer i Finnmark møter de samme utfordringer som etablering av ny vindkraft på land og forsinkes betydelig.
- 4) Ingen har utarbeidet en «back up» løsning dersom de 3 første forutsetningene viser seg å være realistiske.

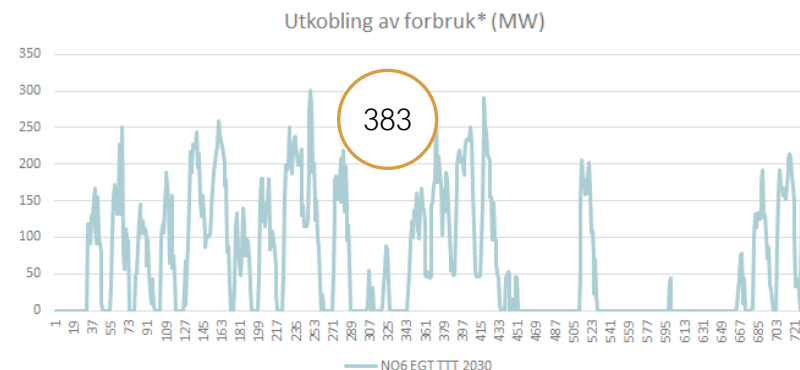
KRAFTPRISER OG FORBRUKSTILPASNING I JANUAR MÅNED

Tall i øre/kWh og Antall timer med «forbrukstilpasning». Tall i sirkler er gjennomsnittlig kraftpris for måneden og totalt antall timer med forbrukstilpasning

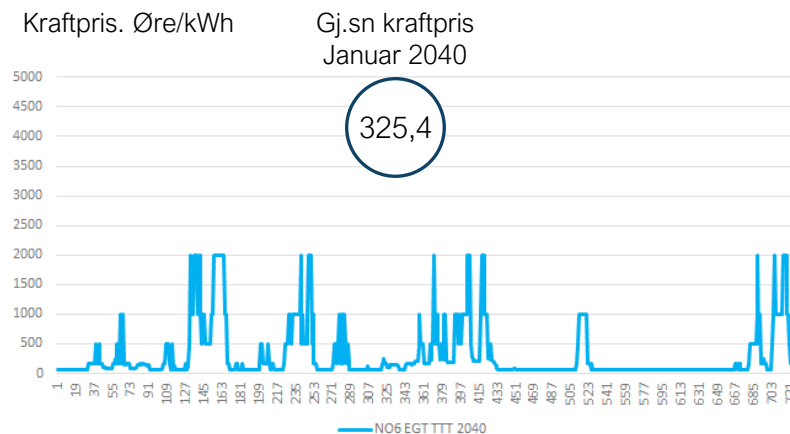
2030, Januar



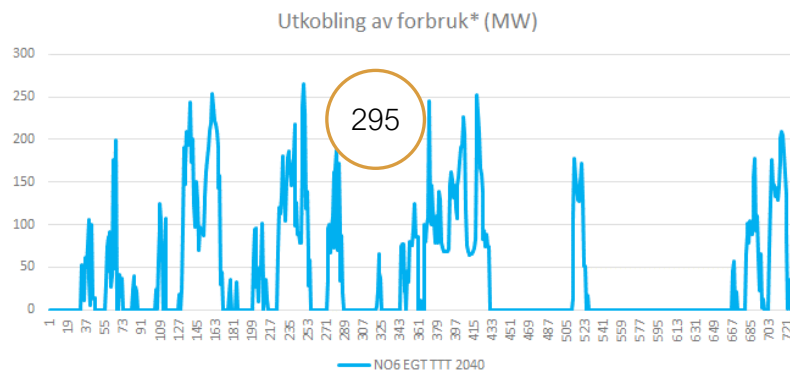
Forbrukstilpasning (MW) dvs. reduksjon i forbruk for å skape balanse mellom forbruk og krafttilgang. Antall timer i sirkel



2040, Januar



Forbrukstilpasning (MW) dvs. reduksjon i forbruk for å skape balanse mellom forbruk og krafttilgang. Antall timer i sirkel

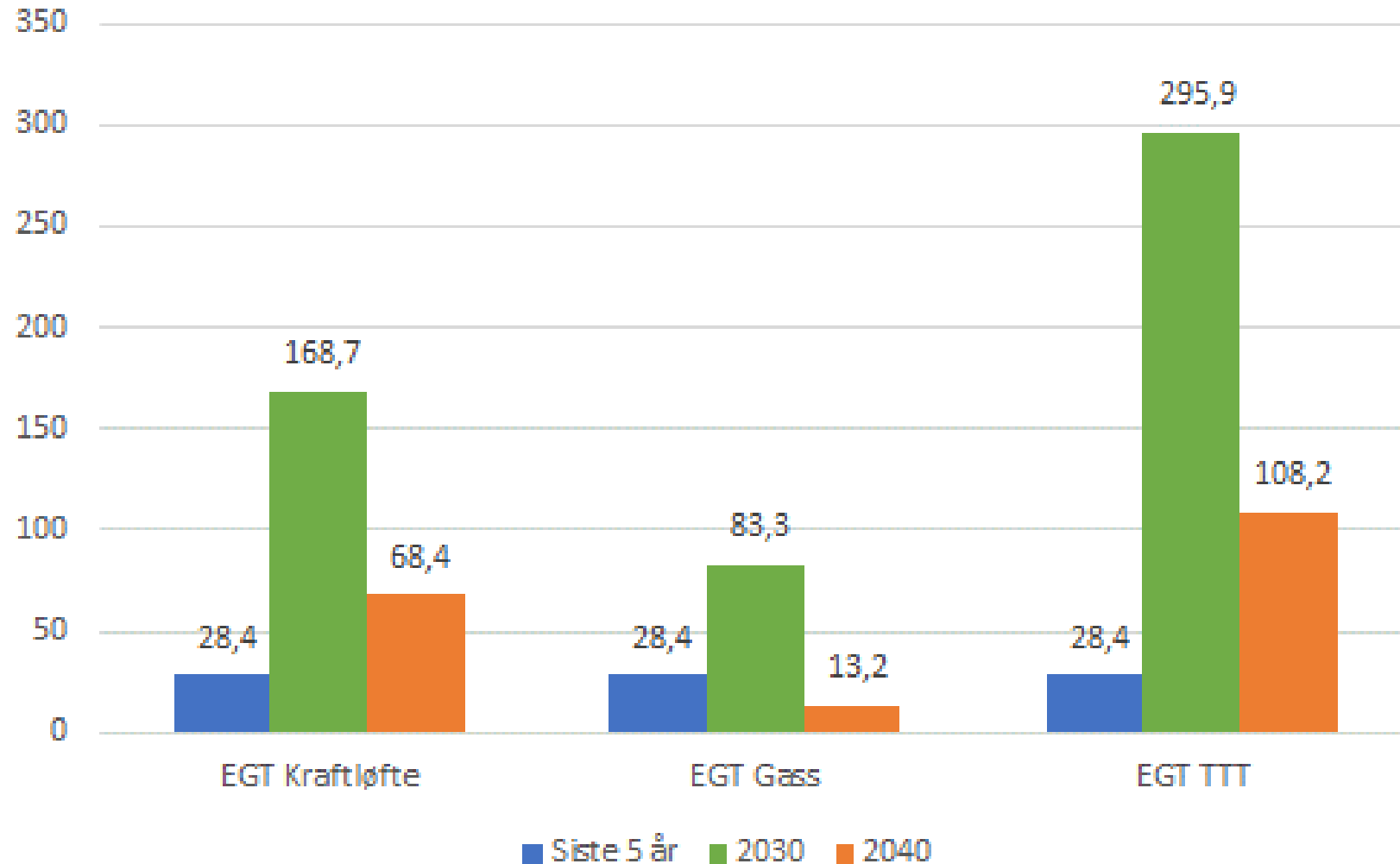


* Thema modell: En andel av forbruket (størrelsesorden 10%) kobles ut ved ulike prisnivåer

6. OPPSUMMERING AV ÅRLIGE KRAFTPRISER FOR DE ULIKE SCENARIENE

KRAFTPRISER: HISTORISK GJENNOMSNIITT (NOMINELLE) OG 2030-2040 (2023 PRISER)

Tall i øre/kWh

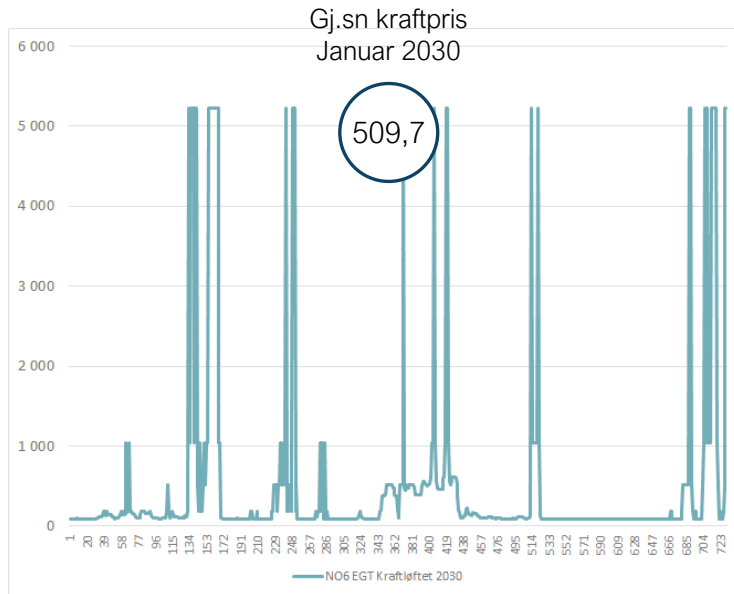


6. KRAFTPRISENE I NO6 VIL SOM «NORMALT» KUNNE VARIERE BETYDELIG, SPESIELT I VINTERHALVÅRET

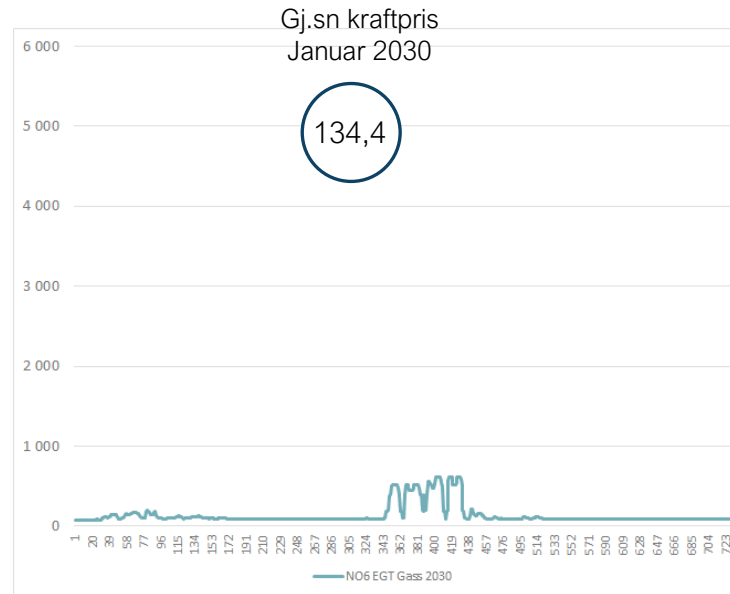
Kraftpriser i øre/kWh

Makspris i modell: 5.225 øre/kWh (52,25 kroner/kWh)

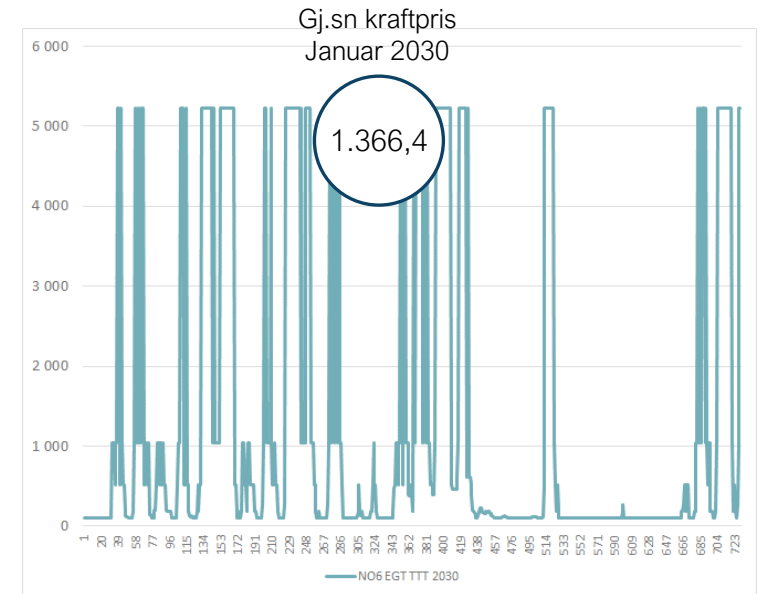
EGT KRAFTLØFTE: ÅR 2030



EGT GASS: ÅR 2030



EGT TTT: ÅR 2030



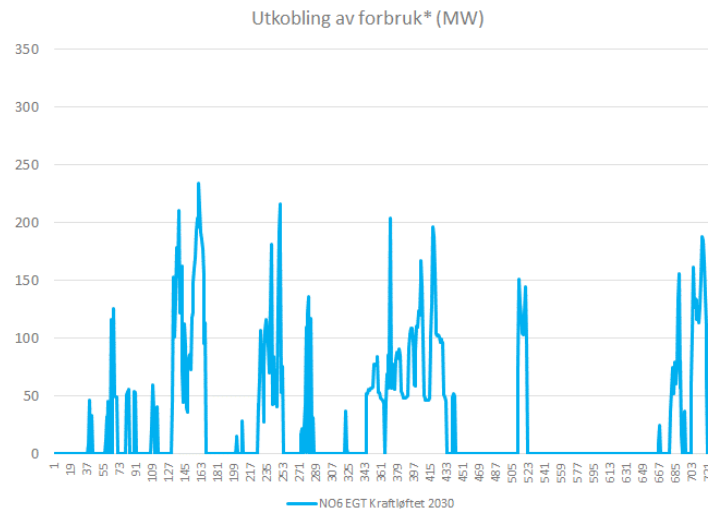
DELSOM EGT KRAFTLØFTE ELLER EGT TTT SLÅR TIL KAN VI TRYGT FASTSLÅ AT «KRAFTPRISFORDELEN» FOR TROMS OG FINNMARK ER OVER FOR DENNE GANG

6. DE HØYESTE KRAFTPRISENE SOM VISES PÅ FORRIGE SIDE SKYLDES AT DET OPPSTÅR EN UBALANSE MELLOM «ØNSKET FORBRUK» OG TILGJENGELIG KRAFTPRODUKSJON/IMPORT, NOE SOM FREMTVINGER EN TILPASNING FRA FORBRUKSSIDEN.

Skala i figurer: MW

EGT KRAFTLØFTE: ÅR 2030

Januar

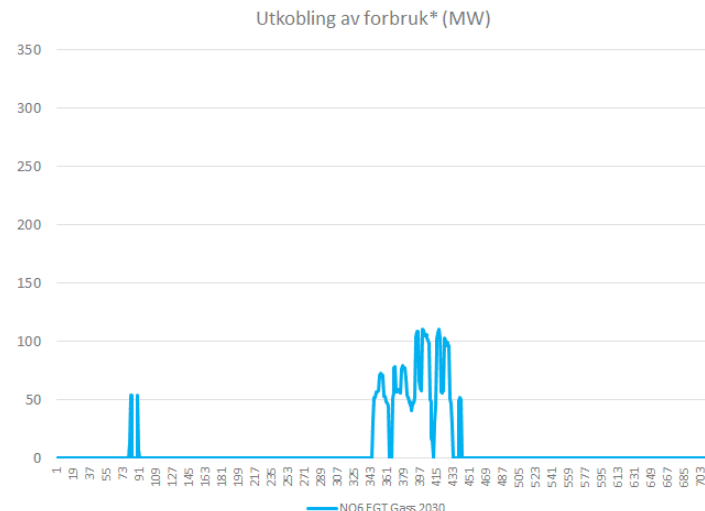


244 timer

Antall timer i januar med behov for å «tilpasse forbruk» i forhold til tilgjengelig produksjon/import

EGT GASS: ÅR 2030

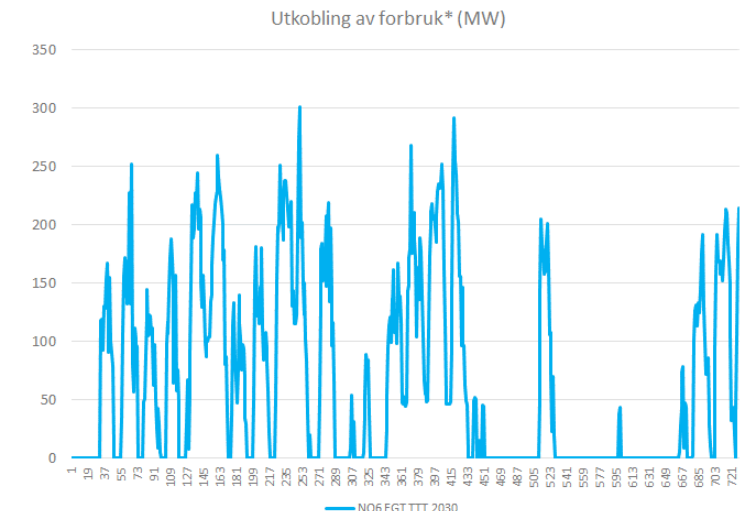
Januar



91 timer

EGT TTT: ÅR 2030

Januar



383 timer

I TILLEGG TIL AT DET ER SNAKK OM GANSKE MANGE TIMER FOR NOEN AV SCENARIENE: TIDSPUNKTET HVOR BEHOVET OPPSTÅR ER OFTE MELLOM 07:00-09:00 OG 15:00-19:00

«FLASKE-
HALSER»

TØRRÅR
OG
VÅTÅR

ANBEFALING

6. HVOR MYE BETYR EGENTLIG FLASKEHALSENE FOR KRAFTPRIS OG FORBRUKSTILPASNING?

Prisforskjellene mellom ulike prisområder er noe vi alle kjenner til og som EGT har vist tidligere i dette notatet. Men, hvor sensitiv er kraftsituasjonen i NO6 slik den er beskrevet på foregående sider for en «marginal» endring i import/eksport kapasiteten til området?

For å teste dette benyttet vi EGT Kraftløftet og definerte et nytt scenario EGT Kraftløftet 700, hvor 700 representerer at «flaskehalsen» inn/ut av NO6 går fra 500MW til 700MW.

Kraftbalansen påvirkes ikke av denne endringer. Det gjør derimot både kraftpriser og behovet for forbrukstilpasning.

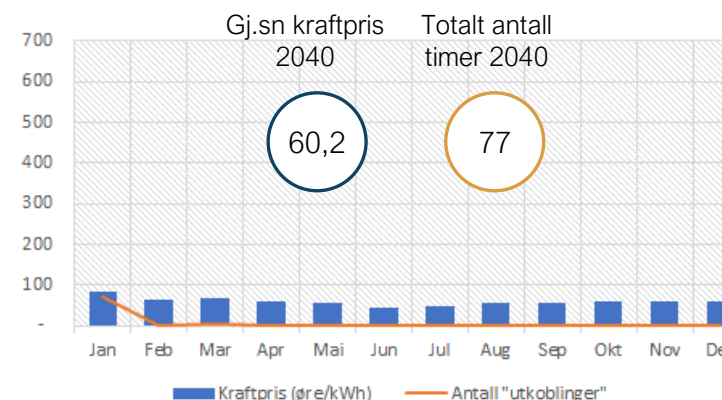
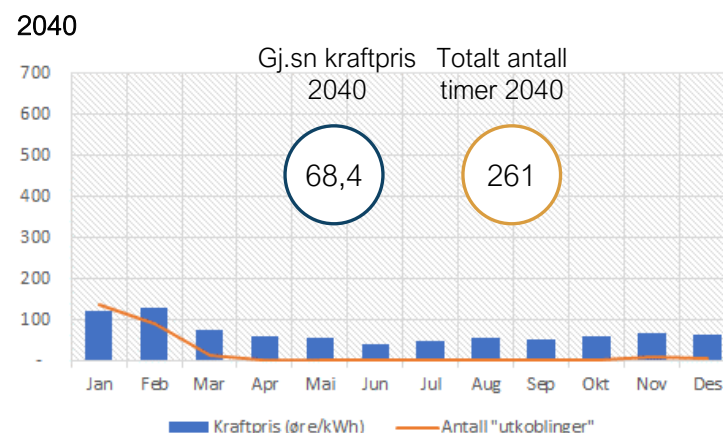
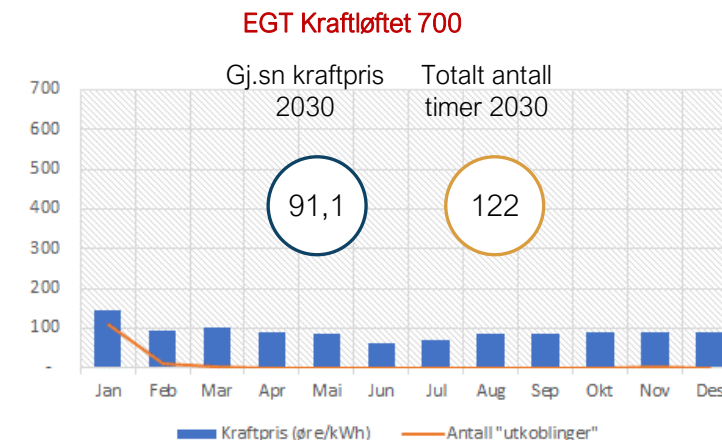
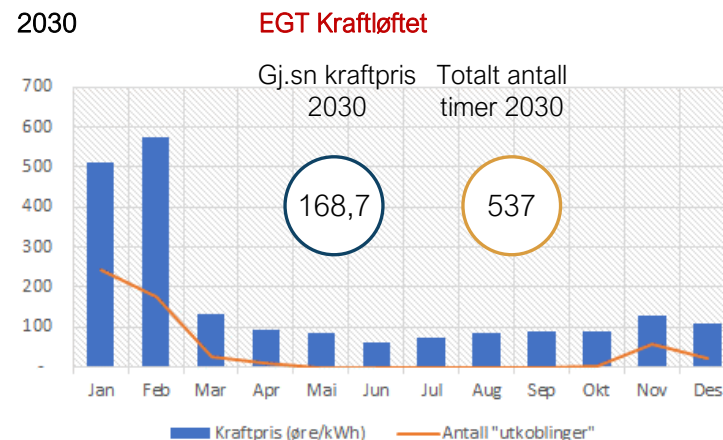
Størst utslag på både kraftpris og «utkoblinger» er i 2030 hvor det er underskudd på kraftbalansen hele året. Betydningen av å kunne øke importen med 200MW gjør at kraftprisen reduseres med 46% og antallet timer med forbrukstilpasning med 77%.

Hvor mye kraft- og effekt som vil være mulig å importere fra Nordland og/eller Nord-Sverige når vi i årene fremover går over til et enda mer væravhengig kraftsystem med større andel uforutsigbar fornybar kraftproduksjon bør være et av flere spørsmål som grundig vurderes – ikke bare for årene frem til 2035 hvor det [kanskje] er på plass nye linjer til Nordland/Nord-Sverige – MEN FØR Melkøya tillates å hente strøm fra nettet.

Svaret fra Statnett vil med stor sannsynlighet være at dette ikke er noe problem, og hvem kan motsi landets fremste ekspertise? Spørsmålet er hvem som har/tar ansvaret om svaret er feil.

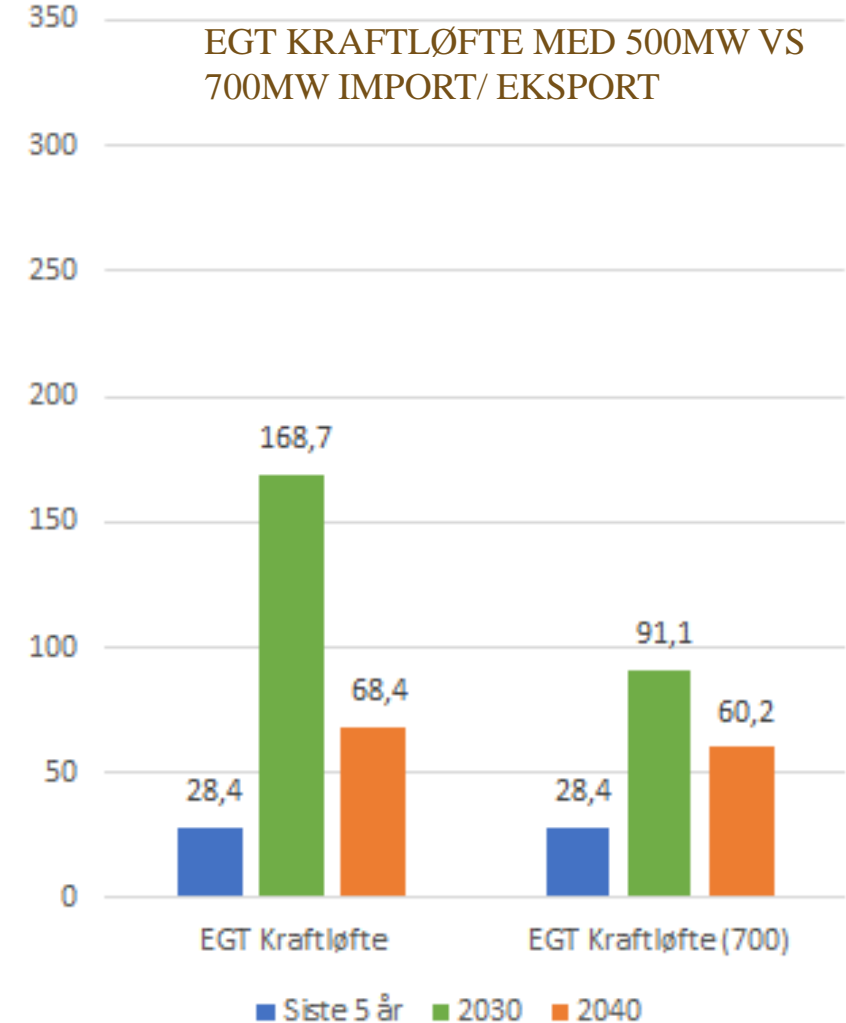
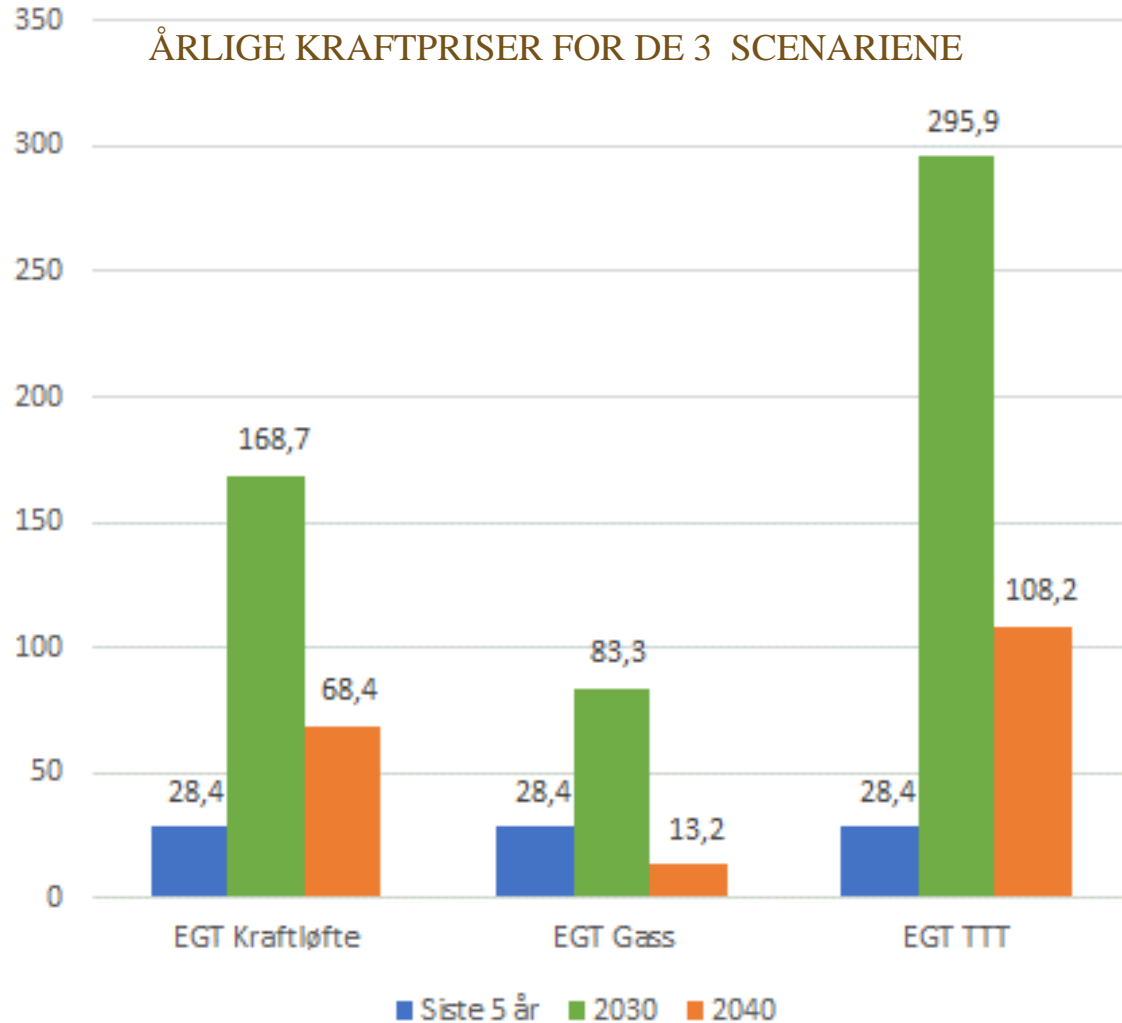
KRAFTPRISER OG FORBRUKSTILPASNING 2030 OG 2040

Kraftpris: gj.sn kraftpris i øre/kWh og Antall timer med «forbrukstilpasning»



6. KONSEKVENSER

KRAFTPRISENE I NO6 VIL I STOR GRAD PÅVIRKES AV HVILKET SCENARIO SOM MATERIALISERER SEG, HVOR MYE «IMPORTBISTAND» SOM ER TILGJENGELIG



Kraftpriser i øre/kWh

6. VÅTÅR OG TØRRÅR PÅVIRKER HVA VIRKELIGHETEN VIL VÆRE I KRAFTMARKEDET.

Statsminister Jonas Gahr Støre har flere ganger pekt på tørrår som forklaringen på de høye strømprisene: «Vi er i en ekstraordinær situasjon med lav magasinifilling, *tørrår* i ikke bare ett, men to år», Aftenposten, 3 august 2022.

I følge NVE sin definisjon tar Støre feil. «For at det skal kunne kalles et tørrår må *tilsiget* være mindre enn 106 TWh» – målt over hele Norge. Sist gang dette skjedde var i 2010.

At det var tørt i *Sør-Norge* i både 2021 og 2022 medfører riktighet. Og, kanskje har Støre likevel et poeng:

Norge er et langstrakt land med store værforskjeller mellom sør og nord, og det er en kjent sak at økt nedbør ofte gir lavere priser (eksempelvis 2020) og motsatt, i de prisområdene hvor slikt vær inntreffer. Om Støre hadde brukt begrepet «tørt år» i stedet for «tørrår» ville det kunne vært beskrivende for situasjonen i *Sør-Norge*.

EGT har i analysene som er utført brukt 2010 som referanse for tørrår og 1989 som referanse på et våtår. Resultatene, at prisene øker ved lite nedbør og motsatt, er kjent. Det som likevel overrasker er at i våtår er det ingen forskjell verken i kraftpris eller forbrukstilpasning mellom scenariene.

Effekten av et tørrår i scenariet EGT TTT er imidlertid ganske «ødeleggende» for Troms og Finnmark.

Gitt at «tørrår» kommer helt stokastisk (vi vet at det vil inntreffe et tørrår, men vi kan ikke si når det inntreffer), så bør effektene for Troms og Finnmark analyseres nærmere. Særlig fordi at Melkøyas behov for kraft og effekt er en begivenhet som med sikkerhet vil inntreffe, gitt Regjeringens beslutning.

KRAFTPRISER OG FORBRUKSTILPASNING 2030: BASIS, VÅTÅR OG TØRRÅR

Tall i øre/kWh i gjennomsnitt for året og Antall timer med «forbrukstilpasning» i sum for året

	Kraftpriser (øre/kWh)			Forbrukstilpasning (antall timer)		
	Basis	Tørrår	Våtår	Basis	Tørrår	Våtår
EGT Kraftløftet	168,7	172,5	1,9	537	392	0
EGT Gass	83,3	134,8	1,9	91	72	0
EGT TTT	295,9	544,9	1,9	897	8.153	0
EGT Kraftløftet 700	91,1	140,5	1,9	122	95	0

EGT SINE ULIKE SCENARIO SYNLIGGJØR KONSEKVENSENE FOR KRAFTPRISEN, FORSYNINGSSIKKERHET (I FORM AV EFFEKTBALANSEN) OG KRAV TIL UTKOBLING/ REDUSERT FORBRUK

KRAFTSITUASJONEN I NO6 I ÅR 2030 VS 2040 OPPSUMMERT

Kilde: EGTs Tema modell

Scenario:	Kraftpriser Gjennomsnitt over året (øre/kWh) ¹			Kraftbalanse (TWh)			Effektbalanse (MW)			Forbrukstilpasning (antall timer i året hvor forbruk må reduseres for å skape kraftbalanse)		
	Gj.sn 2019-2023	2030	2040	Gj.sn 2020-2021	2030	2040	2021	2030	2040	2021	2030	2040
EGT Kraftløftet (500MW import/eksport)	27,14	168,7	68,4	ca. -0,1	-1,8	1,0	Ca. -230	-842	-847	Ikke vurdert	537	261
EGT Gass (500MW import/eksport)		83,3	13,2		0	4,1		-455	-61		91	65
EGT TTT (500MW import/eksport)		295,9	108,2		-3,3	-2,1		-816	-867		897	650
EGT Kraftløftet 700 (700MW import/eksport)		91,1	60,2		-1,8	1,0		-842	-847		122	77

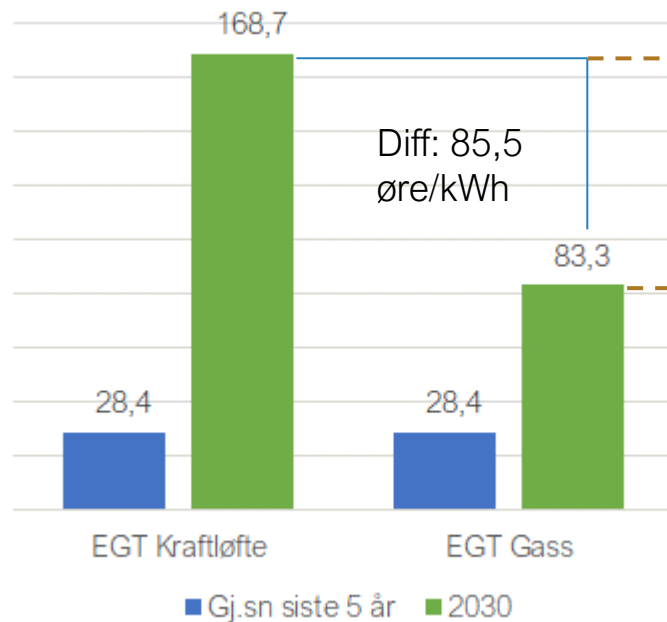
¹ Kraftpriser 2030 og 2040 omregnet fra EUR/MWh til øre/kWh ved en EUR.NOK kurs på 10,45 (snitt siste 5 år: 2019-2023)

6. KONSEKVENSER

EGT KRAFTLØFTE VS. EGT GASS: HVOR ELEKTRISITETS FORBRUKET PÅ MELKØYA DEKKES AV SNØHVIT LISENSSEN

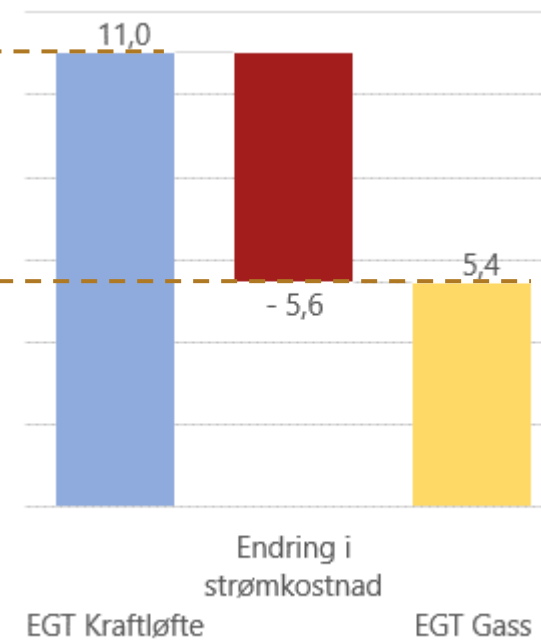
KRAFTPRISER: EGT KRAFTLØFTE VS. EGT GASS

Kraftpriser i øre/kWh



STRØMKOSTNAD FOR HUSHOLDNINGER, OG ANNEN VIRKSOMHET I TROMS OG FINNMARK I 2030

Basert på forbruk 2022



FOR HUSHOLDNINGENE, INDUSTRI OG TJENESTEYTERE I TROMS OG FINNMARK ER FORSKJELLEN MELLOM DE TO SCENARIENE I ÅR 2030:

5,6 MILLIARDER KRONER I LAVERE STRØMKOSTNADER pr ÅR
DERSOM SNØHVIT-LISENSEN LØSER SITT EGET BEHOV FOR ELEKTRISK KRAFT.

6. Regjeringens vedtak om å elektrifisere LNG anlegget på Melkøya er usedvanlig dårlig utredet og beslutningsgrunnlaget er svakt.

Regjeringens «Kraft og Industriløft», som erstatter Melkøyas gasskraft med fornybar energi, er urealistisk;

- 1) Tilfører ikke nok elektrisk kraft (kWh):** Ambisjon om 670MW ny vindkraft, kan gi 2,3 TWh ny kraft, men økt elektrisitetsforbruk som konsekvens av vedtaket er 3.3 TWh.
- 2) Regjeringen adresserer ikke behovet for å levere effekt (MW) og balansekraft:** Snøhvit lisensen/ Equinor har fått det de har bedt om, selv om det ikke finnes realistiske planer for å sikre Melkøyanlegget kontinuerlig drift, uten svært negative konsekvenser for annet næringsliv.
- 3) Usikkerheter knyttet til hvor raskt det er mulig å gjennomføre Regjeringens tiltak:** Prosjektet er avhengig av konsesjoner til ny vindkraft og nytt høyspenningsnett. Dette er komplisert og vil ta tid. Konsekvenser av forsinkelser er verken drøftet eller analysert av regjeringen.
- 4) Sverige og Finland trenger egen kraft, og vil neppe redde Melkøya:** Alternativer for leveranse av kraft og effekt som hydrogen og batterier for å lagre vindkraft når det ikke blåser er ikke realistisk.
- 5) Forsinkelser kan medføre lokale kraftpriser vi ikke har sett i Norge før:** Det er fare for periodevis nedstengning av annet næringsliv i Finnmark og Troms, for å kunne prioritere Melkøyas behov.

EGT anbefaler at Stortinget pålegger Snøhvitlisensen å finne løsninger på kraft og effekt behovet

«.....Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg.....»

*«Et godt politisk kompromiss, godt håndverk og viser at **sjefen vår Jonas kan** styre landet på en skikkelig og ordentlig måte og **ivareta mange tanker i hodet samtidig**».*

Jan Christian Vestre i Politisk kvarter kl 07.45 den 25 september 2023

Neste side – En tanke til

Stiftelsen European Green Table





Sammenlignet med de mulige priser på kraft som fremkommer i «EGT Kraftløftet» og «EGT TTT», kan dette vise seg å bli en «billig» og mindre konfliktfylt fremtid.

Deltagerne i Snøhvit lisensen hadde sterke innvendinger mot å etablere CO2 fangst på Melkøya med CO2 lagring i Snøhvitfeltet. Samtidig var behovet for elektrifisering og reduksjon av CO2 utslipp så stort at det alene kanskje kunne forsvare «midlertidig» å bringe kraftsituasjonen i Troms og Finnmark i ubalanse (slik dette notatet underbygger at vil skje).

EGT trekker i retning av at en løsning kunne være å legge et nytt flytende gasskraftverk med CCS innaskjærs ved Melkøya, med 410 MW effekt. Fordelene med dette alternativet er flere, herunder:

- Statnett får tid til å slutføre planlagte oppgraderinger fra Skaidi til Hammerfest og fra Skaidi til Varangerbotn;
- Ny kraftproduksjonen på 410 MW effekt ville «Nullstille» kraftsituasjonen i Finnmark ved at det nå vil være både tid og plass i strømmettet til en gradvis innfasing av ny (vind) produksjon og forbruk;
- Det vil ikke bli behov for raskt å etablere landbasert vindkraftutbygging i sårbare naturområder og områder med betydelig potensiale for konflikt med lokale beiteområder, kulturarv, mv., ettersom 3,6TWh nå håndteres av gasskraftverk med CCS;
- Det vil ikke være behov for å holde gasskraftverket på Melkøya i beredskap – en både kostbar og miljømessig dårlig løsning;
- Overføringskapasiteten inn/ut av området nord for Ofoten vil være tilstrekkelig til å håndtere en viss vekst i forbruket i Troms og Finnmark;.

Produksjon av strøm fra et gasskraftverk med CCS vil kunne ha en høyere produksjonskostnad enn strøm produsert fra vann- og vindkraft. Denne kostnaden bør imidlertid kunne være håndterbar:

Deltakere i Snøhvit lisensen (og andre lisenser som tenkes å benytte Melkøya til LNG produksjon) dekker i fellesskap kostnadene for ny strømproduksjon ; (Hvem skal ellers dekke den?)

- Prisen på gass som forbrukes kan i sin helhet avtales mellom deltakerne i lisensen og dermed strømprisen;
- Melkøya er «fullbooket» frem til 2040. Den gassen som Melkøya sparer ved å elektrifisere vil uansett ikke kunne produseres og selges før etter denne dato. Den gassen som gasskraftverket vil bruke kan heller ikke selges før tidligst etter 2040.
- Infrastruktur for håndtering av CO2 som fanges ved det nye gasskraftverket finnes allerede eller kan etableres ved det CO2 lagringsopplegget som allerede eksisterer i området.

STORTINGET KAN TA «GREP»



Innst. 237 S

(2013–2014)

Innstilling til Stortinget
fra energi- og miljøkomiteen

Dokument 8:58 S (2013–2014)

Målsettingen med EGT's «Notat» har vært å stimulere Regjeringen til å legge frem et forslag til Stortinget. Forslaget skal kreve at Snøhvit-lisensen tilrettelegger for et flytende gasskraftverk ved Melkøya. Gasskraftverket med CCS skal sikre elektrisk kraft og effekt til Finnmark.

Stortinget har tidligere «overstyrt» både Equinor (Statoil) og Regjeringen. Oljeselskapene ønsket i 2013-2014 å bygge ut Johan Sverdrup feltet i Nordsjøen med gassturbiner på plattformene (for kraft- og varmebehovet), med ditto utslipp av CO2. Regjeringen sluttet seg til dette.

På dette tidspunktet var det en forventning om et betydelig overskudd i den norske kraftbalansen. En fornuftig anvendelse av kraft overskuddet var å sørge for at det ledet til reduserte CO2 utslipp.

Stortinget gjorde vedtak som ba Regjeringen stille krav om bruk av «kraft fra land» i plan for utbygging og drift i hele Johan Sverdrup området.

«.....Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg.....»

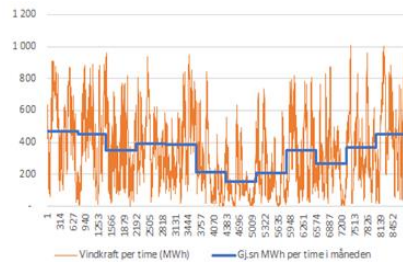
*Kanskje det.....MEN, DET FAGLIGE GRUNNLAGET FOR BESLUTNINGEN
OM Å ELEKTRIFISERE LNG ANLEGGET PÅ MELKØYA FREMSTÅR SOM
LIKE DÅRLIG SOM TIDSPUNKTET FOR Å OFFENTLIGGJØRE
BESLUTNINGEN.*



SLUTTREPLIKK

KONSEKVENSENE AV REGJERINGENS VEDTAK OM Å ERSTATTE MELKØYAS GASSKRAFT MED FORNYBAR KRAFT ER USEDVANLIG DÅRLIG UTREDET

Hva om Melkøya ble forsynt utelukkende av ny vindkraft?



Om det ikke finnes balansekraft utover hva som i dag forbrukes, hvem skal da tilpasse forbruket til varierende vindkraft/ importmulighet?

ET NYTT, FRITTSTÅENDE GASSKRAFTVERK MED CCS LOKALISERT VED MELKØYA VIL GI SÅRT TILTRENGT KRAFT- OG EFFEKTBIDRAG OG VIL KUNNE VÆRE OPERATIV INNEN 2030

At beslutningen om å elektrifisere Melkøya var særdeles dårlig utredet fremgår av blant annet følgende tilgjengelig informasjon fra NVE, Statnett, de lokale nettselskapene, Elhub og SSB:

Maks ny produksjon: 760MW/ 2,6TWh

Melkøya vil kreve 3,3TWh mer strøm enn i dag. Maksimal kapasitet i Statnett sitt målnett for tilkobling av ny produksjon er 760MW, eller ca. 2,6 TWh (på N-0 nivå i nettet), dvs. at det «mangler» 0,7 TWh for å dekke Melkøya alene.

Industriøfted er en illusjon

Det er 1.466MW nytt forbruk som har fått reservert nettilknytning av Statnett utover Melkøya. Hvor skal kraft- og ikke minst effekt til disse bedriftene hentes fra når landene rundt oss går mot underskudd på både kraft- og effektbalansen?

Melkøya «spiser» den gode kraften

Melkøya er avhengig av jevn krafttilførsel 24-7-365 dager i året, noe vindkraft ikke er i stand til å levere. Tilgangen på balansekraft for å balansere variasjonene i vindkraft-produksjonen er ikke tilstede i området Nord og vil ikke bli bygget innen 2030-2040 (status hos NVE: total 24MW ny vannkraft i Finnmark, fra små kraftverk som ikke leverer effekt). Når Melkøya tar den «stabile» kraften, hvem skal da ta den ustabile?

Negativ kraft- og effektbalanse

Selv om bare en del av de reserverte 1.466MW blir realisert vil Troms og Finnmark få en negativ kraftbalanse på mer enn - 5TWh og et effektunderskudd på mer enn 1.200 MW!

Overføringskapasiteten inn til området er ustabil

Det er en utfordring at området nord for Ofoten i lange perioder forsynes ensidig fra linjen til Nord-Sverige pga utfall på linjen fra Nedre Røssåga i Nordland. Linjen fra Sverige har en handelskapasitet på 700MW.

Tilkobling på vilkår får ny betydning

Overføringskapasiteten inn til område Nord har frem til nå vært tilstrekkelig, men ved økende forbruk og vesentlig endring av kraftbalansen vil det bli kapasitetsbegrensninger inn mot Ofoten fra sør/øst (Statnett) EGT sin analyse av kraftsituasjonen ved hjelp av Thema Consulting Group sin markedskraftmodell viser at høye kraftpriser og behov for «utkoblinger» kan bli den nye hverdagen i Troms og Finnmark.

Gir etterlengtet kraft- og effekt innen 2030 uten areal-konflikter og uten å belaste nettet

- Det synes som CCS gasskraftverk tilknyttet Melkøya er det gunstigste alternativet om man vi unngå leveranseproblemer og skyhøye strømpriser i Troms/Finnmark
- Oppnår 95% eliminasjon av CO2 ved CO2 lagring i eksisterende infrastruktur under havet (olje/gass reservoar)
- Krever ikke lagringskapasitet i form av hydrogen/ batterier for å sikre effektbidrag
- Løser el-utfordringen lokalt på Melkøya (og ikke ved hjelp av høye strømpriser og leveranseusikkerhet for innbyggere og industri Troms/Finnmark)
- Er i tråd med premisser fremsatt av Equinor for vellykket drift av CCS gasskraftverk: kunde med stabilt og langsiktig behov
- Gassen som anvendes i CCS gasskraftverket kan ikke alternativt anvendes (trolig med CO2 utslipp) i Europa i stedet, det fordrer omdanning til LNG som det ikke finnes kapasitet til før 2040.

EUROPEAN



GREENTABLE

STIFTELSEN EUROPEAN GREEN TABLE

ETTERORD...

NORSK GASS ER «GRØNN» OG VIKTIG FOR EUROPA'S ENERGIOMSTILLING, MEN I NORGE ?

Gasskraft er den beste regulerbare kraften vi har
Trond Austrheim, Equinor, paneldebatt på Arendalsuka 2023:

- Equinor tror at gasskraft med karbonfangst og -lagring (CCS) kan ha en viktig rolle i den fremtidige energimiksen i Norge. Gasskraft har opplagt mange fordeler
- Dette er en ressurs som vi har i dag. Vi kan benytte den kompetansen vi har i dag. Den kan komme raskt på plass
- Hvis vi legger til grunn at vi får et økt behov for elektrisitet i Norge i fremtiden, så kan vi ikke bare fylle det med fornybar uregulerbar kraft. Det må gå hånd i hånd med regulerbar kraft. Og gasskraft har tradisjonelt sett vært den beste regulerbare kraften vi har.
- Hvis vi skal øke forbruket fremover, så må vi tenke på hvordan vi får **balansekraften** inn i systemet. Vi må ha mer kraft og mer effekt
- Hvis vi bygger gasskraft, så må den være tilgjengelig, sånn at den kan utnyttes. Så enten så må du **ha en stabil forbruker, som er dønn stabil, i veldig lang tid fremover**. Eller så må du kunne koble den mot nettet, sånn at det kan være med å balansere

Hvis du tar en investering på gasskraft, og du skal ha CCS, så *dobles prisen*. Så da er du nødt til å utnytte det, så **gasskraftverket må gå nesten hele tiden**.

ETTERORD...

Fra Innst. 237 S (2013-2014)

Forslagsstillerne viser til at Stortinget har slått fast at det er et mål at feltene på Utsirahøyden bygges ut med kraft fra land. Denne intensjonen har vært gjentatt flere ganger i Stortinget, men er i konseptvalget for Johan Sverdrup, levert 13. februar 2014, ikke fulgt opp. Partnerskapet har valgt en kraftløsning som innebærer at kun deler av kraftbehovet til Johan Sverdrup dekkes med kraft fra land.

Stortinget ber regjeringen i plan for utbygging og drift for Johan Sverdrup stille krav om etablering av en områdeløsning som omfatter Gina Krog, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Johan Sverdrup, hvor hele områdets kraftbehov dekkes med kraft fra land, med en tidsplan for gjennomføring.

Stortinget ber regjeringen i plan for utbygging og drift for Johan Sverdrup stille krav om at kabelforbindelse mellom de ulike installasjonene på Utsirahøyden etableres i forbindelse med oppstartsfasen av Johan Sverdrup.

Oslo, i energi- og miljøkomiteen, den 4. juni 2014

Ola Elvestuen

leder

Terje Aasland

ordfører