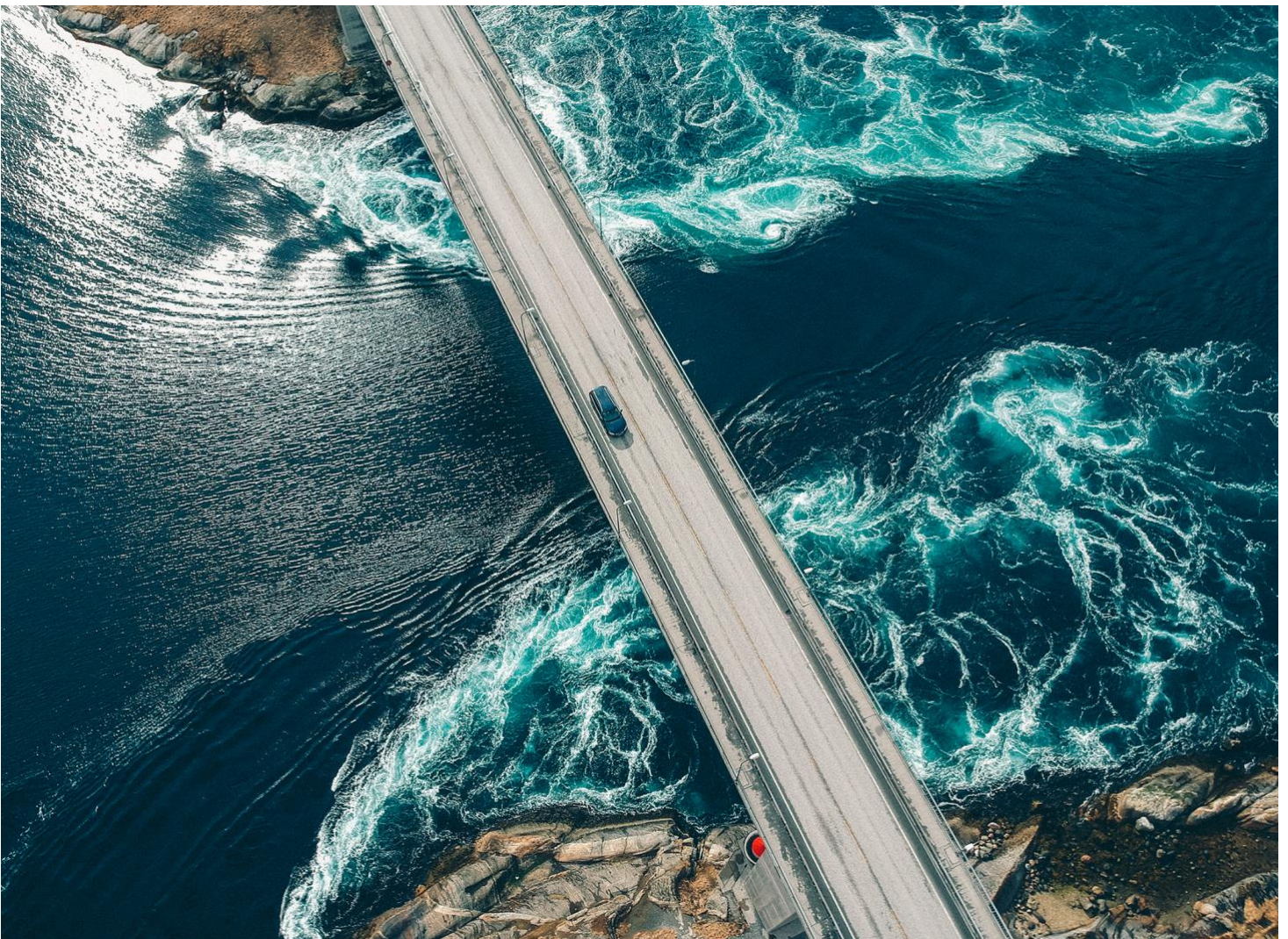


RAPPORT

# RINGVIRKNINGER AV NYE KRAFTINTENSIVE INDUSTRIER I NORDLAND



**MENON-PUBLIKASJON NR. 37/2021**

Av Even Winje, Øyvind Vennerød, Jonas Erraia, Clémence Carnerero, Henrik Krogsæter, Geir Brønmo og Gjermund Grimsby



## Forord

På oppdrag for Nordland fylkeskommune har Menon i samarbeid med Afry utarbeidet et kunnskapsgrunnlag knyttet til arbeidet med å ta fornybar energi i bruk til verdiskaping og nye arbeidsplasser i Nordland, samt å redusere klimautslipp.

Even Winje har ledet prosjektet, med Jonas Erraia, Øyvind Vennerød, Henrik Krogsæter og Clemence Carnerero som prosjektmedarbeidere. Gjermund Grimsby og Øyvind Handberg og Geir Brønmo har vært kvalitetssikrere.

Vi takker Nordland fylkeskommune for et spennende oppdrag. Vi takker også alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen. Forfatterne står ansvarlig for alt innhold i rapporten.



---

April 2021

Even Winje  
Prosjektleder  
Menon Economics

# Innhold

<b>1. SAMMENDRAG</b>	<b>3</b>
<b>2. INNLEDNING OG BAKGRUNN</b>	<b>5</b>
<b>3. NÆRINGSLIVET I NORDLAND</b>	<b>6</b>
<b>3.1 NÆRINGSLIVET I NORDLAND</b>	<b>6</b>
<b>3.2 PLANLAGTE PROSJEKTER OG NYE KRAFTINTENSIVE INDUSTRIER</b>	<b>9</b>
<b>DEL 1: RINGVIRKNINGER KNYTTET TIL KRAFTINTENSIVE INDUSTRIER I NORDLAND</b>	<b>11</b>
<b>4.1 RINGVIRKNINGSANALYSENS HOVEDFUNN</b>	<b>11</b>
<b>4.2 INTRODUKSJON OG METODISK TILNÆRMING</b>	<b>13</b>
<b>4.3 RESULTATER FRA RINGVIRKNINGSANALYSENE</b>	<b>15</b>
<b>4.4 RINGVIRKNINGSANALYSEN SETT I LYS AV FYLKESKOMMUNENS SAMFUNNS- OG NÆRINGSSTRATEGI</b>	<b>20</b>
<b>DEL 2: VURDERING AV TILTAKSKOSTNADER KNYTTET TIL UTSLIPPSREDUKSJONER</b>	<b>24</b>
<b>5.1 HOVEDFUNN</b>	<b>24</b>
<b>5.2 BAKGRUNN</b>	<b>25</b>
<b>5.3 TEKNOLOGIOVERBLIKK: ALTERNATIVE ENERGIBÆRERE</b>	<b>26</b>
<b>5.4 ENERGIOMLEGGING I TRANSPORTSEKTOREN</b>	<b>28</b>
<b>5.5 ENERGIOMLEGGING I INDUSTRISEKTOREN</b>	<b>31</b>
<b>5.6 HVA ER DE MEST ATTRAKTIVE TILTAKENE?</b>	<b>35</b>
<b>DEL 3: SCENARIOER FOR KRAFTBALANSEN I NORDLAND</b>	<b>37</b>
<b>6.1 HOVEDFUNN</b>	<b>37</b>
<b>6.2 GRUNNSCENARIOER</b>	<b>38</b>
<b>6.3 SCENARIOER FOR KRAFTBALANSEN I NORDLAND</b>	<b>39</b>
<b>6.4 VURDERING AV UTVIKLINGSSCENARIOENE</b>	<b>41</b>
<b>REFERANSELISTE</b>	<b>44</b>
<b>VEDLEGG</b>	<b>46</b>
<b>VEDLEGG 1: METODE FOR RINGVIRKNINGSANALYSEN</b>	<b>46</b>
<b>VEDLEGG 2: ANTAKELSER OG UTREGNINGER AV RINGVIRKNINGER</b>	<b>47</b>
<b>VEDLEGG 3: RINGVIRKNINGSEFFEKTER AV ELEKTRIFISERING AV EKSISTERENDE NÆRINGER</b>	<b>55</b>
<b>VEDLEGG 4: INVESTERINGSINTENSITET</b>	<b>56</b>

# 1. Sammendrag

På oppdrag fra Nordland fylkeskommune har vi i denne rapporten utarbeidet et kunnskapsgrunnlag knyttet til foredlingen av fornybar energi i regionen. Kunnskapsgrunnlaget er ment til å inngå i deres arbeid med strategisk samfunns- og næringsutvikling basert på fylkets konkurransefortrinn. Rapporten består av tre delanalyser. I den første delen, som har vært hovedfokuset i vårt analysearbeid, har vi estimert potensielle ringvirkninger knyttet til ny kraftintensiv industri i fylket, relativt til industrienes respektive kraftbehov. Funnene i analysen er deretter vurdert i lys av fylkeskommunens strategiske næringsarbeid basert på komparative fortrinn (smart spesialisering). I del to vurderer vi tiltakskostnadene knyttet til ulike energibærere når det gjelder langsiktige investeringer og mål om utslippsreduksjoner. Til slutt har vi vurdert hvilke konsekvenser en sterk industriutvikling kan ha for kraftsystemet, med utgangspunkt i nasjonale klimamål og regionale elektrifiseringstiltak.

Ringvirkningsanalysen har fokusert på fire næringer: tradisjonell kraftintensiv industri, batteriproduksjon, hydrogenproduksjon og datasentre. Våre analyser viser at både sysselsettings- og verdiskapingseffekter relativt til kraftforbruk er klart høyest innen batteriproduksjon. Hydrogen og datasentre kommer dårligst ut, mens den tradisjonelle kraftintensive industrien plasserer seg mellom de to ytterpunktene. For ringvirkninger per investerte krone ser vi et tilsvarende bilde. Batteriproduksjon kommer klart best ut både med hensyn til sysselsetting og verdiskaping, men de relative forskjellene reduseres noe. Produktivitet, målt i verdiskaping per sysselsatt, er derimot høyest innen datasentre og hydrogen. Alle de fire industriene har imidlertid en produktivitet som ligger over snittet for den norske fastlandsøkonomien. Nye arbeidsplasser i disse næringene vil derfor øke den gjennomsnittlige verdiskapingen og legge grunnlag for økt velferd. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at det er flere faktorer man må ta hensyn til når man skal utarbeide en strategisk samfunns- og næringsutvikling basert på regionens konkurransefortrinn. Ringvirkningene er sentrale, men for enkelte industrier kan andre nytteeffekter være like viktige. Videre reflekterer sysselsettings- og kraftintensitet potensielle barrierer for den langsiktige investorattraktiviteten.

Vi argumenterer for at spesielt hydrogenproduksjon kan ha betydelige eksterne virkninger. Dette ved at hydrogenindustrien vil levere nullutslippsenergi inn i en regional verdikjede. Importpotensialet for grønn hydrogen er per i dag begrenset, og småskala regionale forsyninger kan være et kostnadseffektivt klimatiltak, i det minste på mellomlang sikt. Reduserte utslipp i dagens kraftintensive industri kan også øke verdiskapingspotensialet i det som er en av Nordlands viktigste eksportrettede næringer. Batteriproduksjon, som kommer best ut i ringvirkningsanalysen, vil på sin side være avhengig av å kunne tiltrekke seg den nødvendige arbeidskraften og kompetansen for å legge til rette for en langsiktig vekst.

Felles for industriene vi har analysert er at tilgangen på sikker og fornybar strømforsyning til konkurransedyktige betingelser er sentral forutsetning for etablering og vekst. Industripolitiske målsetninger må derfor vurderes i sammenheng med den øvrige klimaomstillingen og utviklingen av Norges fornybare kraftforsyning, både nasjonalt og lokalt.

Vår gjennomgang av kostnader knyttet til klimatiltak viser at elektrifisering, enten direkte eller via hydrogen, vil stå helt sentralt de neste tiårene. Direkte elektrifisering fremstår spesielt attraktiv om det ikke er behov for store forsterkninger av strømmettet og vurderes som særdeles relevant for landtransport, fergesegmentet og landstrøm. For den øvrige transportsektoren vil hydrogen være et reelt alternativ, selv om det vil være relativt kostbart det neste tiåret. For enkelte områder vil hydrogen også være det eneste alternativet til fossile løsninger, noe som gjør hydrogen til en uunngåelig brikke i spillet for å oppnå full avkarbonisering. Biokarbon og karbonfangst vurderes i utgangspunktet som mer kostnadseffektive tiltak i industrien. I hvilken grad det er relevant både teknisk og økonomisk varierer mellom de spesifikke industrilokasjonene og produksjonsteknologiene. Det reflekteres blant annet i igangsatte prosjekter knyttet til bruk av hydrogen i Nordland.

Elektrifisering vurderes også som aktuelt for bygg- og anleggssektoren, mens det er stor usikkerhet knyttet til hvorvidt elektrifisering via Nordland er aktuelt for dagens olje- og gassplattformer.

Vi har satt opp fire scenarier for å belyse hvordan kraftsystemet kan bli påvirket av elektrifisering og ny kraftintensiv industri. Disse scenarioene er vurdert opp imot dagens produksjonskapasitet justert for anlegg under utbygging og konsesjonsgitte anlegg vi vurderer som sannsynlig vil realiseres i nær fremtid. Bakgrunnen for avgrensningen er at denne kapasiteten vurderes å komme uten noen nye energipolitiske vedtak regionalt eller nasjonalt. Nye utbygginger er derimot avhengig av både lokale og nasjonale aksept.

I basisscenarioet, som tar utgangspunkt i de eksisterende regionale og nasjonale kraftsystemutredningene, opprettholdes kraftoverskuddet mer eller mindre som i dag frem mot 2050. Forbruksutviklingen i dette scenarioet vil imidlertid, slik vi vurderer det, ikke være konsistent med de styrkede målsettingene knyttet til utslippsreduksjoner nasjonalt. Det er også relativt konservativt med hensyn til vekst i både «ny» og eksisterende industri. Om man derimot legger til grunn en ambisiøs elektrifisering kombinert med en mer positiv industriutvikling, kan dagens kraftoverskudd snus til et underskudd om det ikke realiseres ny produksjonskapasitet. Vårt «høyscenario» for industriutvikling, som må betraktes som et optimistisk men ikke urealistisk scenario, gir et kraftunderskudd allerede i andre halvdel av 2030-tallet.

Det er imidlertid vår vurdering at et eventuelt kraftunderskudd ikke vil å ha store konsekvenser for hverken kraftmarkedet eller sentralnettet. Flere fylker i Norge har underskudd av kraft uten at dette fører til forsyningsproblemer. Nordland fylke er en del av et integrert nordisk kraftmarked, med mulighet for å importere kraft fra andre områder i Norge eller Nord-Sverige. Dog må det forventes betydelige investeringer i underliggende nett for å tilrettelegge for en rekke store lokale effektuttak. På sikt kan det også bli aktuelt å forsterke sentralnettet for å legge til rette for økt kraftutveksling mellom Nord-Norge og omliggende regioner.

Vi vil også påpeke at økt forbruk, slik våre scenarier legger til grunn, vil bidra til økte kraftpriser i Nord-Norge, alt annet likt. Dette inkluderer også eventuelle forbruksøkninger i nærliggende prisområder, herunder Nord-Sverige hvor LKAB har ambisiøse planer for elektrifisering. Økte priser kan svekke investerbarheten for ny kraftintensiv industri, men legger også til rette for å videreutvikle Nordlands fornybare energiresurser. I AFRY sine grunnscenarier ser vi et betydelig potensial for å utvikle lønnsom kraftproduksjon i Nord-Norge de neste tiårene. Dette vil i seg selv bidra til økt verdiskaping i fylket, om man legger til rette for økt utbygging. Videre vil realisering av ny fornybar produksjonskapasitet styrke regionens langsiktige vertskapsattraktivitet for ny industri om tilgangen til ren kraft til konkurransedyktige priser opprettholdes. Klimaomstilling og industriutvikling gir med andre ord også muligheter for å videreutvikle Nordland sin posisjon i den nasjonale fornybarnæringen.

## 2. Innledning og bakgrunn

Overgangen til et lavutslippssamfunn er en stor utfordring, men innebærer også store næringsøkonomiske muligheter. Gjennom Parisavtalen har verdens land forpliktet seg til en ambisjon om å begrense klimaendringene til en 2 graders økning, og helst ikke mer enn 1,5 grader. De vedtatte klimamålene krever en rask, grønn omstilling av verdensøkonomien. Økonomisk litteratur peker på at det er land og regioner som evner rask strukturell omstilling, gjennom å flytte investeringer mot nye vekstområder, som har størst sannsynlighet for å lykkes med å gjøre grønn omstilling til grønn vekst.

Som tredje land i verden meldte Norge inn forsterkede klimamål til FN vinteren 2020. Norges forsterkede klimamål er å redusere utslippene med minst 50 prosent og opp mot 55 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Norge følger i så måte signaler fra EU som har tatt en lederrolle i den globale omstilling. I EU ble man i desember enige om en reduksjon på minst 55 prosent.

Europa er Norges desidert viktigste handelspartner og de politiske forutsetningene som legges i EU vil ha stor påvirkning på de næringsøkonomiske mulighetene man står overfor i Norge. Dette gjelder både nasjonalt og lokalt. EUs Green Deal og deres industristrategi er et godt eksempel på dette. Eksempelvis innebærer det reviderte batteridirektiv økte klimakrav knyttet til hvordan batterier produseres, brukes og resirkuleres. Det er grunn til å tro at økte klimakrav styrker konkurransekraften til norsk næringsliv og spesielt kraftintensive næringer, som er av de mest energieffektive i verden og med rikelig tilgang på fornybar kraft. Økte krav til redusert klimaavtrykk bidrar til mer regionalisering av markedene og skaper nye konkurranseflater for norsk næringsliv. Mange av de nye vekstnæringene er også regionale av natur. Det vil si at man foretrekker produksjon i nærheten av sluttbruken, fremfor å være avhengig av globale verdikjeder. Relevante eksempel her er hydrogen som innsatsfaktor i maritim industri, og produksjon av batterier for bilindustrien.

For å lykkes med grønn næringsutvikling i en internasjonal og europeisk konkurranseflate er det naturlig at man søker å videreutvikle og se ulike nasjonale og lokale konkurransefortrinn i sammenheng. Det er dette som er kjernen i smart spesialisering, som er en viktig byggestein for regional utvikling både i EU og i Norge. Nordland fylkeskommune peker selv på videreutvikling av deres fortrinn som en av Norges viktigste vannkraftregioner, med et betydelig kraftoverskudd som i dag eksporteres. Med basis i disse naturressursene er det et potensial for å utvikle nye eksportnæringer, arbeidsplasser og kompetanse rettet mot vekstmarkeder drevet av den pågående omstillingen internasjonalt. For denne analysen ligger fokuset på følgende industrier: Batteriproduksjon, hydrogenproduksjon, datasentre og tradisjonell prosessindustri.

Felles for industriene fylkeskommunen ønsker vurdert i dette oppdraget, er at de er kraftintensive. Det vil si at industriene er avhengig av høy forsyningssikkerhet og høy leveringskvalitet. Utviklingen av nye industrier kan derfor ikke vurderes isolert fra den øvrige omstillingen samfunnet står overfor. Elektrifisering, enten direkte eller indirekte via grønt hydrogen, er et sentralt klimatiltak i Norge. Industripolitiske målsetninger må derfor vurderes i sammenheng med den øvrige klimaomstillingen og utviklingen av Norges fornybare kraftforsyning, både nasjonalt og lokalt.

Denne analysen befinner seg nettopp i dette skjæringspunktet. I kapittel 2 har vi estimert ringvirkninger, direkte og indirekte, av ulike kraftintensive industrier og analysert verdiskapings- og sysselsettingseffekter med hensyn til kraftbehovet. I kapittel to vurderer vi tiltakskostnaden knyttet til ulike energibærere når det gjelder langsiktige investeringer og mål om utslippsreduksjoner. Til sist, med utgangspunkt i de nevnte analysestegene, vurderes behovet for ny kraftforsyning fram mot 2030 og 2050. Det finnes allerede gode analyser knyttet til kraftbalansen i Norge, både på nasjonalt og regionalt nivå. Hovedvekten av vårt arbeid har derfor vært på de samfunnsmessige ringvirkningene som i liten grad er kartlagt og i enda mindre grad vurdert i lys av nett- og produksjonskapasiteten regionalt. Rapporten tar, som rammeverket for smart spesialisering, utgangspunkt i dagens næringsstrukturer i Nordland.

## 3. Næringslivet i Nordland

**Nordland er et fylke med stor fornybarnæring, og stort grønt kraftoverskudd. Fylket har flere store etablerte selskap i prosessindustri og utnyttelse av naturressurser. I dette kapittelet går vi kort gjennom Nordlands næringsliv, og planlagte prosjekter i nye kraftintensive industrier.**

### Boks 1: Viktige definisjoner

**Verdiskaping:** Verdiskaping er den merverdien bedrifter skaper, altså selskapets bruttoprodukt. Verdiskaping måles som driftsresultat før avskrivninger (EBITDA) pluss lønnskostnader. Når det nevnes verdiskaping i eksportnæringene i denne rapporten, vil det omfatte både innenlandske og utenlandske inntekter. Verdiskaping er et godt størrelsesmål av to grunner. For det første unngår man dobbelttelling av varer og tjenester, noe som gjør det meningsfullt å sammenligne verdiskaping på tvers av næringer. Dessuten gir verdiskaping et godt bilde på den samfunnsmessige avkastningen av næringsvirksomheten. Det skyldes at verdiskapingen viser hvor mye som blir igjen til å lønne de viktigste interessentene i næringen, det vil si de ansatte gjennom lønn, kommunene og staten gjennom inntektsskatt, arbeidsgiveravgift og selskapsskatt, kreditorene gjennom renter på lån, og til slutt eierne gjennom overskudd etter skatt.

**Verdiskapings-/sysselsettingseffekter:** Det kan være vanskelig å skille når sysselsetting og verdiskaping inkluderer ringvirkninger og når det ikke gjør det. For å minimere forvirring i denne rapporten bruker vi begrepene «verdiskapingseffekter» og «sysselsettingseffekter» når vi inkluderer ringvirkninger i verdikjeden. Dersom det er tale om sysselsetting eller verdiskaping i en enkelt bedrift eller sektor vil det bli omtalt som «sysselsetting» og «verdiskaping» - vi kaller disse *direkte effekter*.

**Årsverk:** Alle jobber ikke fulltid og sysselsetting kan derfor være misvisende å bruke i noen tilfeller. Vi vil derfor i noen tilfeller konvertere sysselsetting til årsverk. Forholdstallet varierer noe mellom sektorer, men ligger ofte mellom 0,8 og 0,9.

### 3.1 Næringslivet i Nordland

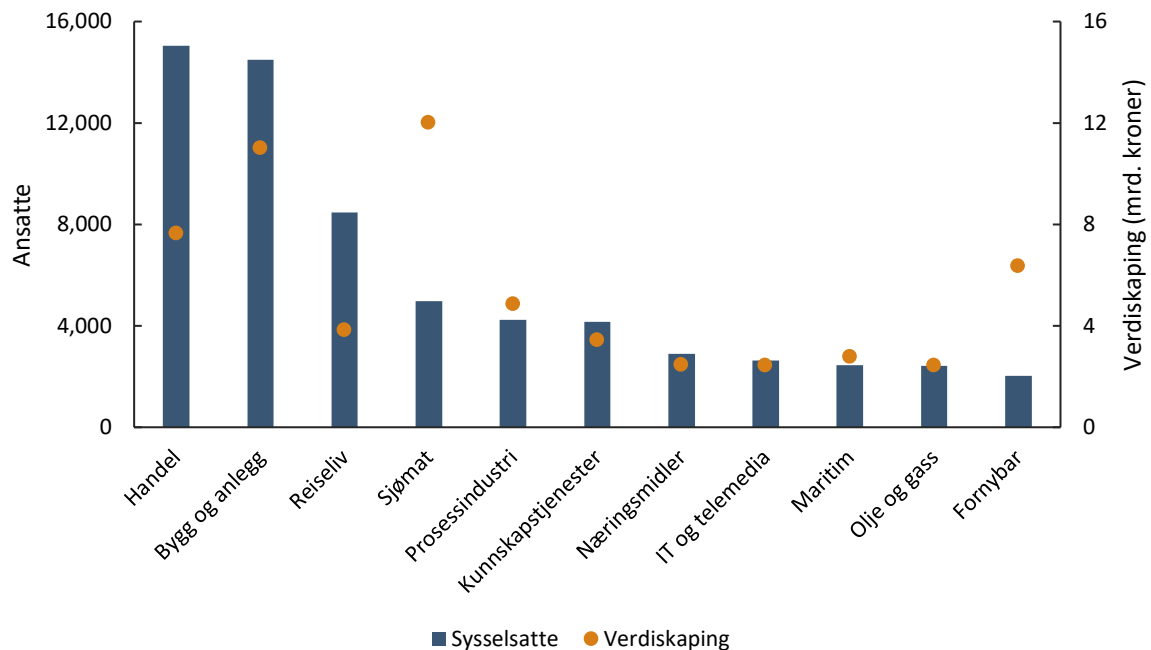
Verdiskaping i Nordlands næringsliv er i høy grad knyttet til utnyttelse av naturressurser, innen næringer som fornybar kraftproduksjon og sjømat. Sjømatnæringen er stor både innen fiskeri og havbruk. Lofoten og Vesterålen er hjem til mange fiskerier, og innen havbruk produserte Nordland i 2019 over 300 000 tonn oppdrettslaks, mer enn noe annet fylke. Fylket produserte i overkant av 16,7 TWh med vannkraft, også mer enn noe annet fylke.<sup>1</sup>

Nordland er også et reiselivsfylke, med populære destinasjoner i Lofoten, Vesterålen og Helgeland. Reiselivsnæringen, som inkluderer hoteller, restauranter, transport og aktiviteter, sysselsetter rundt 8 500 i regionen.

---

<sup>1</sup> Kilde: SSB tabell 08308

**Figur 1: Antall sysselsatte og verdiskaping for utvalgte næringer i Nordland i 2019. Næringer sortert etter antall sysselsatte.**  
Kilde: Menons regnskapsdatabase



Det er høy variasjon i hvilke næringer som sysselsetter flest, og hvilke næringer som har høyest verdiskaping. Målt i sysselsetting er de to største næringene i Nordland handelsnæringen og bygg- og anleggsnæringen. Dette er tilfellet i de fleste fylkene. Handelsnæringen og bygg- og anleggsnæringen er imidlertid næringer med relativt lav verdiskaping per sysselsatt. Sjømatnæringen har høyere verdiskaping enn både handel og bygg og anlegg, selv om sjømatnæringen sysselsetter bare en tredjedel så mange. Sjømatnæringen har en verdiskaping på omkring 2,4 millioner kroner per ansatt, og er over tre ganger så produktiv per sysselsatt som handel og bygg og anlegg.

Aller mest produktiv er fornybarnæringen, som har en verdiskaping på over 3 millioner kroner per sysselsatt. Dette betyr at selv om fornybarnæringen sysselsetter færre mennesker enn alle de andre næringene som vises, har den fjerde høyest total verdiskaping.

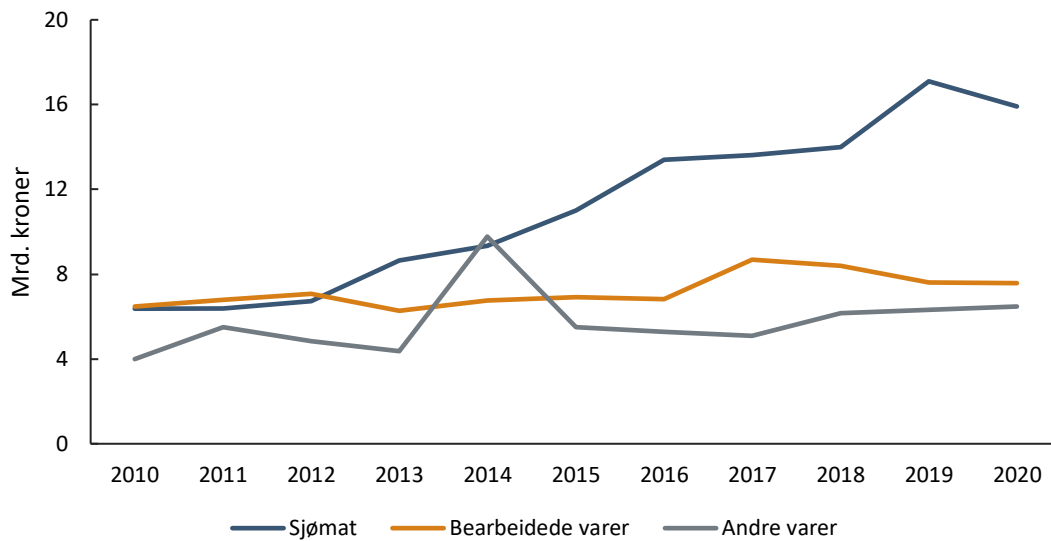
Næringslivet i fylket er preget av små og mellomstore selskap. De største selskapene er hovedsakelig industri-selskap, og da særlig de kraftintensive selskapene i prosessindustrien. Prosessindustrien i Nordland har tredje høyest verdiskaping per sysselsatt, på i underkant av 1,2 millioner kroner. Næringen bidrar til omkring 4200 arbeidsplasser, og en verdiskaping på 4,9 milliarder.

Prosessindustrien er særlig sentrert rundt Salten og Helgeland. Produksjonen innebefatter produksjon av et bredt utvalg produkter i hele fylket, fra gjødsel i Glomfjord til aluminium i Mosjøen, ferrosilicium i Rana og Sørfold, og sement i Kjøpsvik. Disse industrivarene utgjør Nordlands nest største eksportsegment, etter eksport av sjømat.

I figuren under viser vi utviklingen i eksport fra Nordland over de siste 10 årene.



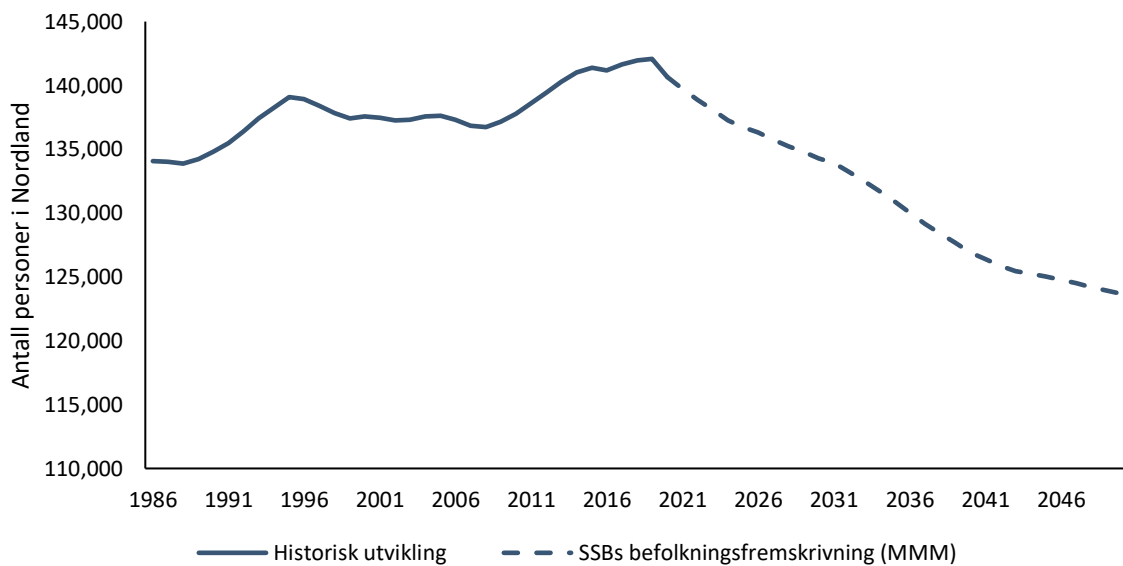
Figur 2: Fastlandseksport av varer produsert i Nordland over tid. Kilde: SSB



Selv om både bearbeidede (industri-)varer og «andre varer» utgjør betydelige andeler av Nordlands eksport, viser Figur 2 at veksten i eksporten av varer fra Nordland over de siste 10 årene utelukkende har vært drevet av sjømat. Mangel på vekst i de fleste næringer i Nordland kan tilsi økt behov for nye vareproduserende næringer, for å øke robustheten i eksportinntektene, og redusere sensitiviteten til fiskepriser.

Nordland er et fylke preget av naturressurser, stort areal, og relativt liten befolkning. Antallet mennesker i arbeidsfør alder har historisk vært voksende, men det vil ifølge SSBs befolkningsframskrivninger endres fremover. Antallet mennesker mellom 20 og 67 år vil falle mer enn dobbelt så mye de neste 30 årene som det steg de forrige 30. Dette illustreres i Figur 3 under.

Figur 3: Antall personer i Nordland mellom 20 og 67 år. Historisk data frem til 2020, SSBs hovedalternativ for befolkningsframskriving fra 2020-2050.



Det er især tre faktorer som driver nedgangen i årene frem mot 2050. For det første forventes innvandring, som var bak store deler av oppgangen fra 2007 til 2019, å falle betydelig. For det andre er fruktbarhetstallet i Nordland på mellom 1,5 og 1,6. For å opprettholde befolkningen, når man ser bort fra inn- og utflytting, må dette tallet være over 2,0. Til sist er det betydelig utflytting fra fylket mot større byer. Denne utflytting skjer i høy grad blant unge, og en av driverne bak dette kan være manglende jobbmuligheter. Den siste av disse er enklest å gjøre noe med for fylkeskommunen, noe som understreker behovet for en kartlegging av mulige fremtidsrettede næringspolitiske tiltak.

## 3.2 Planlagte prosjekter og nye kraftintensive industrier

***Det er mange eksisterende planer om nye prosjekter i kraftintensive industrier i Nordland. I dette kapittelet går vi gjennom et utvalg av de største planene i hver type kraftintensiv industri.***

### Batteri

I Nordland er den største satsingen på de nye industriene batterifabrikken Freyr. Freyr skal etter egne planer produsere batterier med en total kapasitet på 35 GWh i Nordland i 2025.<sup>2</sup> Dette anslås å legge grunnlag for 1500 arbeidsplasser i 2025, og Menon estimerer dette vil resultere i en årlig verdiskaping på omkring 5,5 milliarder kroner.<sup>3</sup> Freyr har planer om ytterligere ekspansjoner etter 2025, med en vekst opp til 83 GWh i 2030. Det er imidlertid ikke klart om dette vil ligge i Nordland.

Freyr skal drive med produksjon av cellebatterier, og skiller seg dermed betydelig fra eksisterende norske aktører i verdikjeden, som kjøper celler og setter sammen batteriene. Produksjon av cellebatterier er den mest energikrevende og sysselsettingsintensive delen av verdikjeden, og samtidig der den største delen av verdiskapingen skjer. Freyr er dermed mer sammenlignbart med de internasjonale batterifabrikkene enn med den eksisterende norske produksjonen.

Størrelsen på Freyr gjør at prosjektet alene vil ha en betydelig effekt på arbeidsmarkedet i Nordland. I dag er det i overkant av 4000 sysselsatte i prosessindustrien i Nordland, og Freyr planlegges alene å bidra med 1500 nye sysselsatte de neste årene.

### Hydrogen

Produksjon av hydrogen deles ofte inn i grått, blått og grønt hydrogen. Nordland har overskudd av grønn energi, hvilket gjør grønt hydrogen til et interessant produkt for regionen. Grønt hydrogen lages ved å kombinere fornybar kraft og vann gjennom elektrolyse. Dette er en meget energikrevende prosess, og krever høye investeringer.

Det er over 120 planlagte hydrogenprosjekter i Europa.<sup>4</sup> Prosjektene tar mange former, fra mindre produksjonsanlegg som sysselsetter et par mennesker til store gigafabrikker med hundrevis av ansatte og strømbruk på flere TWh.

Det er flere planer om mellomstore hydrogenprosjekter i Nordland. Glomfjord Hydrogen planlegger å produsere rundt 3500 tonn grønn hydrogen i året. Shell og Nordkraft har inngått et samarbeid med plan om å produsere 5000 tonn i Salten fra 2024.<sup>5</sup> GreenH vurderer å produsere 3500 tonn i året i Bodø.<sup>6</sup>

---

<sup>2</sup> (Freyr, 2021)

<sup>3</sup> Estimater kommer ved å summere Freyrs estimater på EBITDA med forventede lønnsinntekter.

<sup>4</sup> (McKinsey & Company, 2021)

<sup>5</sup> <https://www.fremover.no/nordkraft-og-shell-sammen-om-storsatsning-har-kartlagt-muligheter-i-afoten/s/5-17-799798>

<sup>6</sup> <https://www.an.no/vil-kjope-stor-tomt-i-bodo-antyder-satsing-pa-flere-hundre-millioner/s/5-4-1319393>

På den større enden av skalaen planlegger North2 i Nederland, der Equinor er en betydelig eier, å produsere flere hundre tusen tonn. Planene er en produksjon på 100 000 tonn i 2027, 400 000 tonn i 2030, og så én million tonn grønt hydrogen i 2040.

Hydrogenproduksjon sysselsetter relativt få personer sammenlignet med investeringsnivået og kraftbruken. Selv store fabrikker som North2 i Nederland er kun forventet å ha 200 ansatte i driften av anlegget.<sup>7</sup>

### Datasentre

Det er planer om flere kommende datasentre i Nordland. Nordkraft har planer om å bygge fire datasentre i fylket frem mot 2023. Datasentrene er planlagt å ligge i Korgen, Hergot, Skjomen og Kvanndal, og har alle et forventet strømforbruk på 100-200 MW.<sup>8</sup>

I Mo industripark er det planer om at Arctic Circle datacenter skal gjenoppstå. Den første utgaven av Arctic Circle datacenter gikk konkurs i januar 2020 grunnet manglende kapital.<sup>9</sup> Prosjektet har imidlertid blitt reetablert, og det er igjen planer om å bygge et stort datasenter i Mo industripark.<sup>10</sup> Den eksakte størrelsen på prosjektet er fortsatt uklart.

Bitfury AS har planer om å oppskalere sine datasentre i Mo i Rana på nytt. I 2018 bygde Bitfury et av Norges største datasentre, med en årlig strømbruk på 350 GWh og 27 ansatte<sup>11</sup>. Datasentret ble nedskalert, og hadde i 2020 bare 4 ansatte. Bitfury utvinner bitcoin, og den kraftige prisveksten har gjort at Bitfury igjen har planer om oppskalering av datasentret.<sup>12</sup>

### Tradisjonell kraftintensiv industri

Ingen av de ledende industriaktørene i fylket vi har vært i kontakt med har konkrete planer om ekspansjoner på kort sikt. Det er høy usikkerhet knyttet både til markedspriser på industriproduktene grunnet covid og prispress fra Asia. Usikkerhet knyttet til den fremtidige utformingen av EUs karbonskatt reduserer også investeringsviljen. Det er dermed få planer om store investeringer i økt produksjon i tradisjonell kraftintensiv industri fremover, og planene er heller fokusert på mindre oppgraderinger av eksisterende industri.

### Usikkerhet knyttet til planlagte investeringer

Det er alltid en usikkerhet knyttet til planlagte investeringer i fremvoksende næringer, og det er ikke sikkert de blir realisert. I 2017 var det store planer om at selskapet Kolos skulle etablere et 600 000 kvadratmeter stort datasenter i Ballangen, men dette har til nå ikke blitt realisert, og fremstår ikke særlig realistisk.<sup>13,14</sup> Risikoen for at prosjekter i fremvoksende næringer ikke blir noe av, eller ikke blir lønnsomme, er alltid til stede, og må tas høyde for når man ser fremover.

---

<sup>7</sup> (Los & Dijk, 2020) – *The Employment Impact of the North2 Project*

<sup>8</sup> <https://nordkraftdc.no/sites/category1554.html>

<sup>9</sup> <https://www.mip.no/2020/arctic-circle-data-center-melder-oppbud/>

<sup>10</sup> <https://www.ranablad.no/skaper-nytt-liv-ved-arctic-circle-data-center-og-vil-bygge-et-stort-datasenter-inne-hos-mip-dette-er-en-sjans-en-far-en-gang-i-livet/s/5-42-686367?access=granted>

<sup>11</sup> <https://www.mip.no/2018/internasjonalt-gigant-etablerer-norges-storste-datasenter-i-mo-industripark/>

<sup>12</sup> <https://www.ranablad.no/imtas-fikk-jobben-nar-bitfury-bygger-ut-kapasiteten-det-er-den-storste-enkelkontrakten-vi-har-hatt/s/5-42-815077>

<sup>13</sup> <https://www.dn.no/teknologi/havard-lillebo/ballangen/ballangen-bli-er-verdens-storste-datasenter/2-1-145550>

<sup>14</sup> <https://www.nrk.no/nordland/kolos-vil-bygge-verdens-storste-datasenter-i-ballangen-tre-ar-senere-er-det-null-kontakt-med-eier-1.15192291>

# Del 1: Ringvirkninger knyttet til kraftintensive industrier i Nordland

I denne delen av rapporten presenterer vi vår ringvirkningsanalyse av fire kraftintensive industrier: tradisjonell kraftintensiv industri, batteriproduksjon, hydrogenproduksjon og datasentre. Analysens hovedfokus har vært på sysselsettings- og verdiskapingseffekter relativt til kraftforbruk i driftsfasen av de fire industrier. Vi har imidlertid også utregnet ringvirkningseffektene av utbyggingsfasen. Til slutt har vi vurdert funnene i lys av fylkeskommunens strategiske samfunns- og næringsutvikling basert på regionens konkurransefortrinn. Før vi går gjennom de ulike analysene presenterer vi hovedresultatene i kapittelet under.

## 4.1 Ringvirkningsanalysens hovedfunn

Våre analyser viser at sysselsettingseffektene relativt til kraftforbruk er klart høyest innen batteriproduksjon. For verdiskapingseffekter finner vi et tilsvarende bilde. Forskjellene mellom de fire industriene er imidlertid mindre for verdiskaping. Dette er en konsekvens av at hydrogen og datasentre har høyere arbeidskraftsproduktiviteten. Det vil si at verdiskapingen per sysselsatt er høyere enn innen batteriproduksjon og tradisjonell kraftintensiv industri. Alle fire industrier har imidlertid en arbeidskraftsproduktivitet som ligger over snittet for den norske fastlandsøkonomien og nye arbeidsplasser knyttet til de fire industriene vil derfor øke den gjennomsnittlige verdiskapingen og legge grunnlag for økt velferd.

Tabellen under viser de viktigste resultater i ringvirkningsanalysen av driftsfasen.

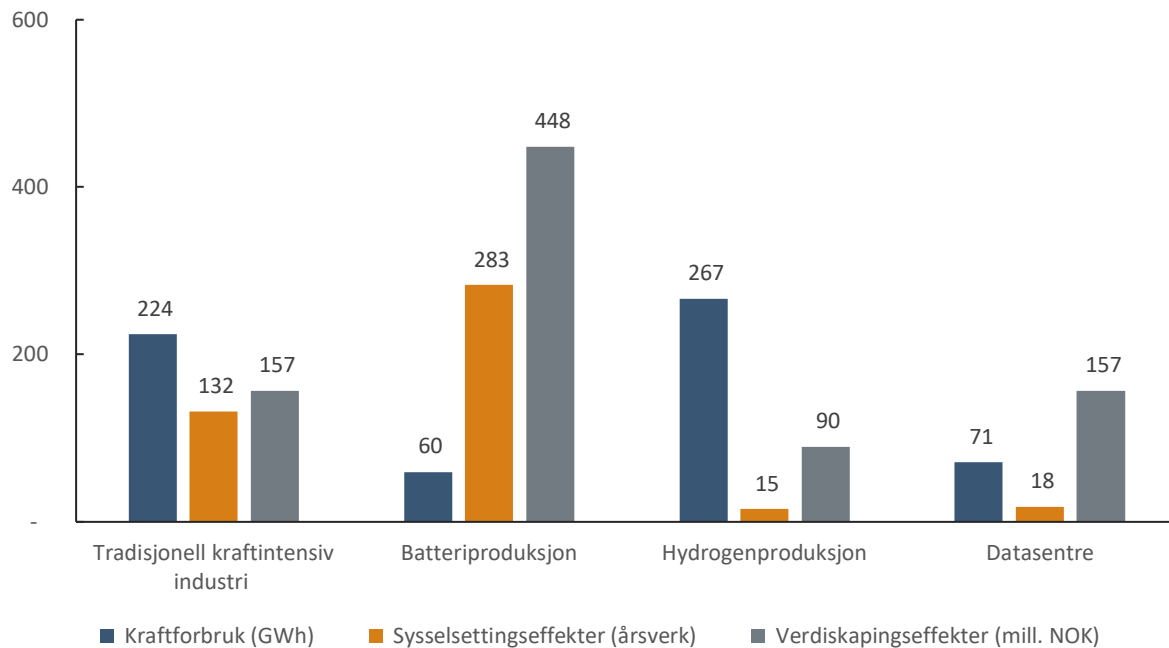
Tabell 1: Oversikt over ringvirkninger per GWh med energiforbruk for de fire kraftintensive industriene. Kilde: Menon Economics

Næring	Sysselsettingseffekter per årlig GWh	Verdiskapingseffekter per årlig GWh (mNOK)
Tradisjonell kraftintensiv industri	0,9	0,9
Batteriproduksjon	5,3	7,5
Hydrogenproduksjon	0,04	0,2
Datasenter	0,2	1,8

En sammenligning basert på ringvirkningseffekter per kraftforbruk vil alltid «straffe» de mest kraftintensive næringene. Vi har derfor også estimert kraftforbruk, sysselsettings- og verdiskapingseffekter med hensyn til investeringsnivå. Figur 4 viser sammenhengen mellom kraftforbruk, verdiskapings- og sysselsettingseffekter for driftsfasen til en hypotetisk industrifasilitet som tilsvarer en investering på 1 milliard kroner.

To viktige poenger fremgår av figuren. For det første er forskjellene mellom sektorer målt per investert krone betydelig mindre enn for ringvirkninger per GWh. For det andre ser vi at batteriproduksjon også her er den industrien som gir størst sysselsettings- og verdiskapingseffekter. Batteriproduksjon har altså en høyere sysselsetting og verdiskaping både målt per investert krone, og per GWh. De reelle forskjellene mellom prosjekter vil avhenge av enkeltprosjektene industrielle skala.

Figur 4: Estimerte effekter knyttet til driftsfasen av en hypotetisk industrifasilitet til en verdi på 1 mrd. kroner. Kilde: Menon Economics



Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at det er flere faktorer man må ta hensyn til når man skal utarbeide en strategisk samfunns- og næringsutvikling basert på regionens konkurransefortrinn. Ringvirkningene er en viktig effekt, men for enkelte industrier kan nytten i større grad være knyttet opp mot blant annet klynge- og nedstrømseffekter. Videre er industrien avhengig av å tilby en tilstrekkelig avkastning for å sikre investorattraktiviteten. Felles for disse faktorene er at de også er viktige brikker i rammeverket for smart spesialisering.

Vi argumenterer for at de øvrige nyttefaktorene er spesielt viktig for hydrogenproduksjon. I motsetning til de øvrige næringene har hydrogen betydelige nedstrømseffekter ved at den leverer nullutslippsenergi inn i en regional verdikjede. Energien vil brukes til omstilling i både transport og industrisektoren, noe blant annet prosjektet i Glomfjord reflekterer. Importpotensialet for grønn hydrogen er per i dag begrenset og småskala regionale forsyninger kan være et kostnadseffektivt klimatiltak relativt til import, i det minste på mellomlang sikt (DNV GL, 2019). Reduserte utslipp i dagens kraftintensive industri kan også øke verdiskapingspotensialet i det som er en av Nordlands viktigste eksportrettede næringer. For batteriproduksjon finner vi også viktige effekter som ikke fanges opp i ringvirkningsanalysen. Aktører trekker frem kompetansen i dagens lokale industriklynge som sentral for å tiltrekke seg investorer til batteriproduksjon i Nordland. Tilgang på tilstrekkelig og relevant arbeidskraft er også en sentral suksessfaktor/barriere for investorattraktiviteten på lengre sikt, og er noe fylkeskommunen bør ta med i den videre prosessen.

Vi har også analysert ringvirkningene av utbyggingsfasen for de fire industrier. Denne viser at det er noe mindre forskjell i ringvirkningseffekter. Vår ringvirkningsmodell tilsier at det for både batteriproduksjon, hydrogenproduksjon og tradisjonell kraftintensiv industri er sysselsettingseffekter på om lag 500 personer for hver milliard kroner investert. Denne effekten er imidlertid en engangseffekt, i motsetning til effektene i driftsfasen som er årlige.

## 4.2 Introduksjon og metodisk tilnærming

Aktiviteten i ulike næringer i økonomien er tett bundet sammen. Det betyr at en endring i etterspørselen fra en næring vil påvirke aktiviteten i andre næringer, og dermed sysselsetting, verdiskaping og skatteinngang. Dette skjer gjennom kjøp av varer og tjenester hos andre norske bedrifter. Vi kvantifiserer disse effektene ved hjelp av en ringvirkningsanalyse, hvor vi regner på sysselsetting og verdiskaping i hele verdikjeden.

I denne første del av rapporten har vi utregnet ringvirkninger av fire ulike kraftintensive industrier i Nordland. For hver av industriene har vi utført separate analyser av *driftsfasen* og av *investeringsfasen*. Driftsfasen bidrar med verdiskaping og sysselsetting gjennom hele bedriftens levetid, mens effektene av investerings- og utbyggingsfasen kun forekommer som en midlertid økonomisk impuls mens konstruksjonen foregår. I lys av Nordland fylkeskommunes arbeid med en strategisk samfunns- og næringsutvikling basert på regionens konkurransefortrinn, er det ringvirkningene knyttet til driftsfasen som er mest relevant. Analysen fokuserer derfor primært på disse ringvirkningseffekter, og mindre på de midlertidige effektene av investeringsfasen.

For driftsfasen har vi utregnet sysselsettings- og verdiskapingseffekter per GWh av den daglige drift.<sup>15</sup> Grovt sagt forteller disse to variabler hvor mye økonomisk aktivitet som understøttes per GWh strøm den respektive industri trenger. Det er imidlertid viktig å se disse størrelsene i større sammenheng. Et slik estimat vil i stor grad reflektere kraftintensiteten i de ulike næringene og dermed ikke gi et fullstendig bilde. Vi har derfor også vurdert arbeidskraftsproduktiviteten i de analyserte industriene. Arbeidskraftsproduktiviteten er definert som verdiskaping per sysselsatt og er en viktig variabel, fordi det er verdiskaping som legger grunnlag for velferd. Videre vil det også være viktig å vurdere funnene i lys av Nordlands potensial for å tiltrekke seg prosjekter innen de ulike industriene, både på kort og lang sikt, samt hvilke andre nytteeffekter en etablering kan legge til rette for.

I analysen av driftsfasen av industriene ser vi på hvordan sysselsettingseffektene fordeler seg geografisk. Mens de direkte effekter i alle tilfeller vil tilfalle Nordland, vil betydelige deler av leverandørene være utenlandske, eller plassert i andre fylker. De lokale effektene avhenger av lokasjonen til investeringsprosjektet, samt den fremtidige utviklingen av en eventuell norsk leverandørnæring. Etersom det eksisterer få sammenlignbare bedrifter i dag, er disse estimatene beheftet med betydelig usikkerhet. Flere av de næringene vi analyserer opplever dramatisk teknologivekst og et tilsvarende fall i pris. Slike dynamikker kompliserer ringvirknings- og verdiskapingsanalyser. Resultatene vi presenterer vil derfor reflektere den forventede situasjonen frem mot 2030, der den teknologiske utviklingen i industriene har stabilisert seg noe, og lønnsomheten (med eventuelle subsidier) er positiv.

I analysene som relaterer seg til investeringen i nye industrier har vi utregnet hvor mange investeringskroner som skal til for å understøtte en sysselsatt i utbyggingsfasen. Videre har vi sett på hvor stor en andel av den samlede investeringskostnaden som tilfaller norske aktører gjennom enten lønn eller driftsresultat. Det tekniske begrepet for dette er den norske verdiskapingsandelen.

---

<sup>15</sup> Se boksen under for en kort introduksjon til ringvirkningsanalyser.

## En kort gjennomgang av modellen som er benyttet

Menon har utarbeidet en dedikert ringvirkningsmodell hvor vi beregner sysselsettings- og verdiskapingseffekter av ulike former for tiltak eller endringer. Modellen vi har laget for denne analysen tar utgangspunkt i kryssløpet til tradisjonelle kraftintensive industrier og estimerer den økonomiske aktiviteten som legger grunnlag for sysselsetting og verdiskaping i verdikjeden.

Selve ringvirkningsanalysen begynner med at vi beregner vare- og tjenesteforbruk for de fire industriene. Fra SSBs kryssløp vet vi hvor stor andel av vare- og tjenestekjøpene som kommer fra import og fordeler mellom andre næringer. Det er nødvendig å fjerne importen, fordi det bare er norske vare- og tjenestekjøp som resulterer i sysselsetting og verdiskapingseffekter. Ved hjelp av forholdstall for verdiskaping og sysselsetting kan vi beregne de økonomiske effektene av de kraftintensive industriers aktivitet for underleverandørene. Men disse leverandører legger også grunnlag for økt aktivitet hos sine underleverandører igjen, og ved hjelp av SSBs kryssløp kan vi følge disse gjennom hele verdikjeden.

I tillegg finner vi antallet av ansatte per GWh i industriene. Hvordan vi kommer frem til disse tall varierer mellom industriene og er beskrevet i vedlegget til denne rapporten. Kombinert med ringvirkningsresultatene gir disse tallene data for sysselsettingsintensiteten per kraftforbruk i de fire industriene.

I en vanlig ringvirkningsanalyse bruker vi en geografisk handelsmodul til å fordele effektene utover kommunene. Modulen bruker størrelsen av næringer i alle norske kommuner, samt avstand mellom alle kommunepar til å estimere hvor stor en andel av samlede vare- og tjenestekjøp fra en gitt næring i en gitt kommune kommer fra alle andre norske kommuner. I denne analysen utføres analysene på hypotetiske prosjekter, og dermed har vi ikke faktisk plassering. Vi løser dette ved å modellteknisk plassere prosjektene i ulike kommuner og se hvor stor en andel av de indirekte effekter som tilfaller Nordland. Vi bruker dette som et spenn for mulige andel av lokale effekter.

For ringvirkninger av investeringsfasen har vi intervjuet aktører for relevante industrier. Basert på importandeler og viktigste leverandører har vi utregnet de samlede lokale og nasjonale sysselsettings- og verdiskapingseffekter av investeringsfasen.

Det tekniske vedlegg til denne rapporten gjennomgår hele ringvirkningsmodellen og tilleggsmoduler i noe mer detalj.

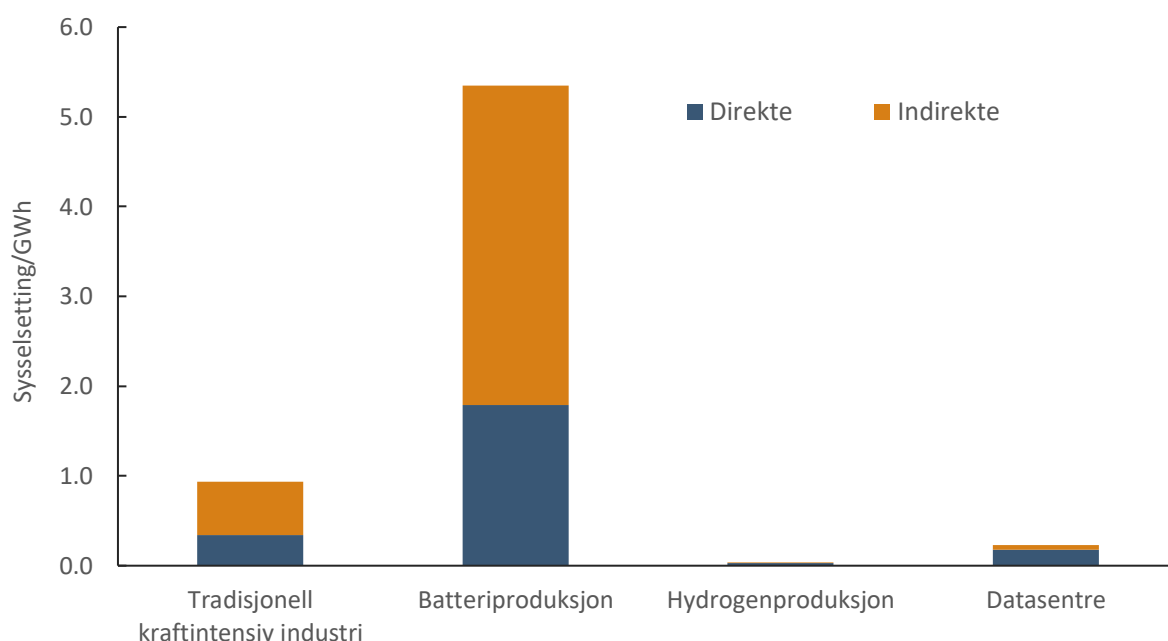
## 4.3 Resultater fra ringvirkningsanalysene

I det dette kapittelet presenterer vi resultatene av ringvirkningsanalysen for de fire kraftintensive industriene. Analysens hovedfokus har vært på sysselsettings- og verdiskapingseffekter relativt til kraftforbruk i driftsfasen av de fire industrier. Vi har imidlertid også utregnet ringvirkningseffektene av utbyggingsfasen. Til slutt har vi vurdert funnene i lys av fylkeskommunens strategiske samfunns- og næringsutvikling basert på regionens konkurransefortrinn.

### 4.3.1 Sysselsettingseffekter i driftsfasen

Vi har estimert både direkte og indirekte sysselsettingseffekter per GWh som brukes i driften av hver industri. Estimaten inkluderer både antall sysselsatte ansatt i produksjonen, og antall indirekte sysselsatte dette legger grunnlag for hos leverandører og underleverandører. Figuren under viser resultatene av denne analyse.

**Figur 5: Sysselsettingseffekter (inkl. ringvirkninger) per GWh med energiforbruk i de nye industriene.<sup>16</sup> Kilde: Menon Economics**



Fra figuren fremgår det at batteriproduksjonen er den industrien som har størst sysselsettingseffekter per kraftforbruk i driftsfasen, med rundt 5,2 sysselsatte per GWh. Tradisjonell kraftintensiv industri har om lag 1,0 sysselsatte per GWh. Innen kraftintensiv industri er det imidlertid et stort spenn. Eksempelvis er sysselsettingsintensiteten dobbelt så høy for kjemisk industri som for aluminiumsproduksjon. Laveste sysselsettingseffekter finner vi for datasentre (0,23 per GWh) og hydrogenproduksjon (0,039 per GWh).

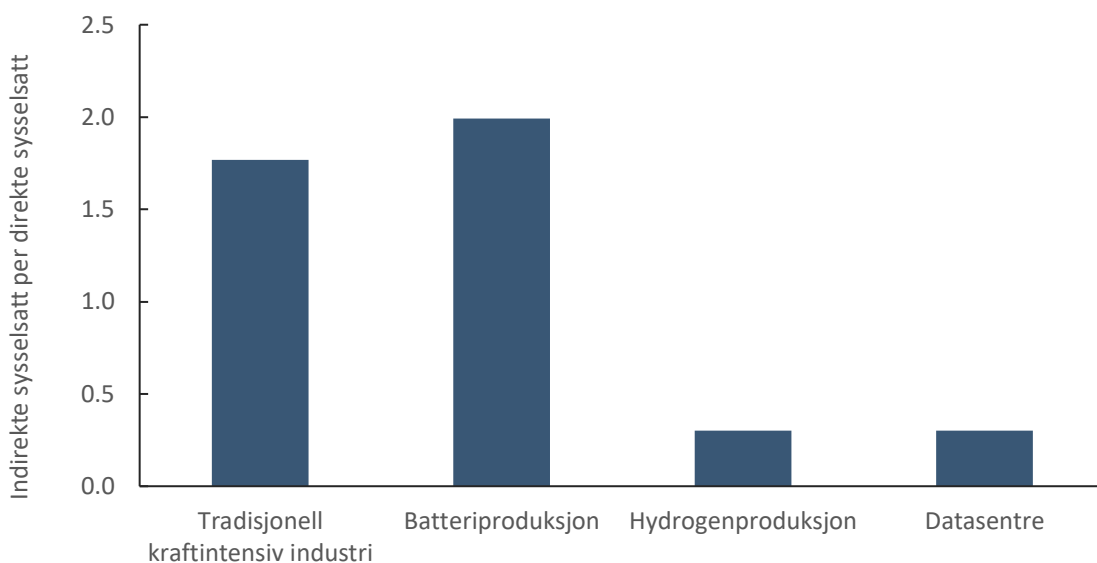
<sup>16</sup> Tallene for datasentre er snittet av utregninger fra tre ulike datasentre. Se vedlegg 2 for mer informasjon.



Dette betyr at når vi sammenligner disse industriene, så er batteriproduksjon en industri som bruker relativt mest arbeidskraft og relativt sett minst strøm, mens hydrogenproduksjon på motsatt ende bruker lite arbeidskraft og mye strøm.<sup>17</sup>

Figuren over viser både antallet direkte sysselsatte og antallet indirekte sysselsatte, men på grunn av det skjeve størrelsesforholdet er det vanskelig å se hvordan antallet indirekte sysselsatte henger sammen med antallet direkte sysselsatte per industri. I figuren under viser vi denne sammenhengen, det vil si hvor mange ekstra sysselsatte som understøttes for hver ansatt i den gitte industrien.

**Figur 6: Indirekte effekter per ansatt i industrien. Kilde: Menon Economics**



Her ser vi at forholdet mellom indirekte og direkte sysselsetting i driftsfasen er mellom 1,5 og 2 blant kraftintensiv industri og batteriproduksjon, mens den er noe lavere innen hydrogenproduksjon og datasentre. Dette avspeiler at man i sistnevnte industrier har betydelig mindre norsk vareinnsats per ansatt, og dermed understøtter mindre sysselsetting hos sine leverandører.

Alle direkte sysselsettingseffekter tilfaller Nordland, fordi det er her de nye industriene vil være lokalisert. Det er imidlertid betydelig vanskeligere å geografisk plassere de indirekte effektene. Andelen av de indirekte effekter som tilfaller Nordland vil blant annet avhenge av den eksisterende leverandørnæring og den nøyaktige plassering av industrien i fylket. Modellberegninger i denne analysen tilsier at den lokale *andelen* av de samlede sysselsettingseffektene per GWh vil være om lag 80 prosent for datasentre og hydrogenproduksjon. For tradisjonell kraftintensiv industri og batteriproduksjon vil den være nærmere 60 prosent. Dette er i hovedsak drevet av at hydrogenproduksjon og datasentre har en større andel direkte sysselsettingseffekter.

Om fylkeskommunen ønsker å få så mange sysselsatte lokalt per GWh som mulig, er altså batteriproduksjon industrien som kommer best ut. Høy arbeidskraftintensitet, relativt sett, representerer imidlertid også en

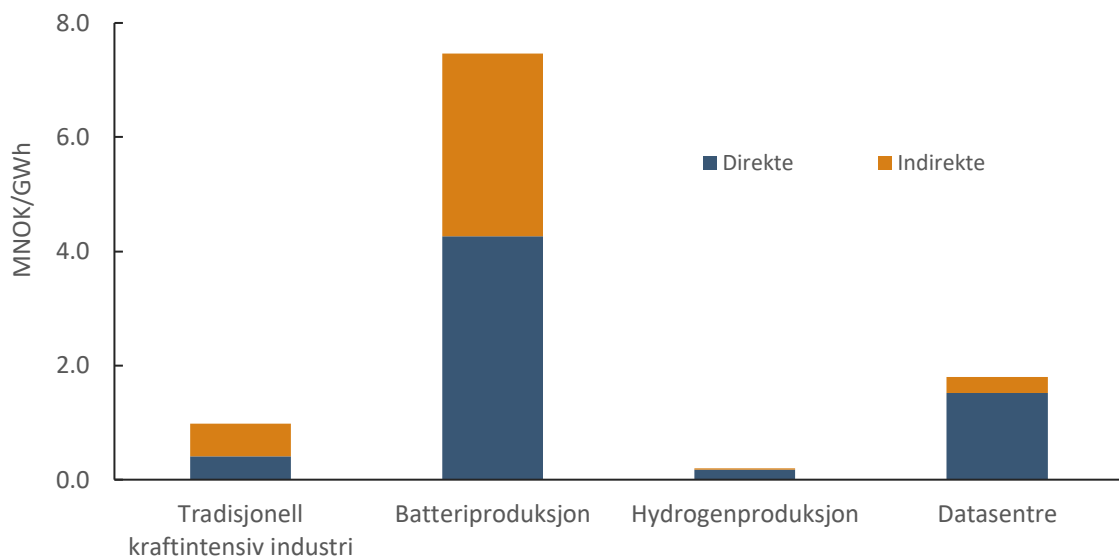
<sup>17</sup> *Batteri har klart høyest sysselsettingseffekter per GWh blant de kraftintensive næringene, ettersom næringen ikke er fullt så kraftintensiv som de mest kraftintensive. Til sammenligning er de fleste andre næringer i norsk næringsliv imidlertid mindre kraftintensive enn batteriproduksjon. For eksempel har produksjon av bakeri- og pastavarer rundt 30 sysselsatte per GWh, og produksjon av skip og båter omtrent 40 sysselsatte per GWh. Mange servicenæringer, som generelt bruker veldig lite strøm, har trolig langt over 100 sysselsatte per GWh.*

potensiell barriere for vekst. For å legge til rette for storskala batteriproduksjon er man i større grad avhengig av å tiltrekke seg tilstrekkelig arbeidskraft og kompetanse for å sikre investortraktiviteten. Dette er et viktig poeng for fylkeskommunens strategiske næringsutvikling. Under vurderer vi verdiskapingseffektene og arbeidskraftsproduktiviteten til de ulike industriene.

### 4.3.2 Verdiskapingseffekter i driftsfasen

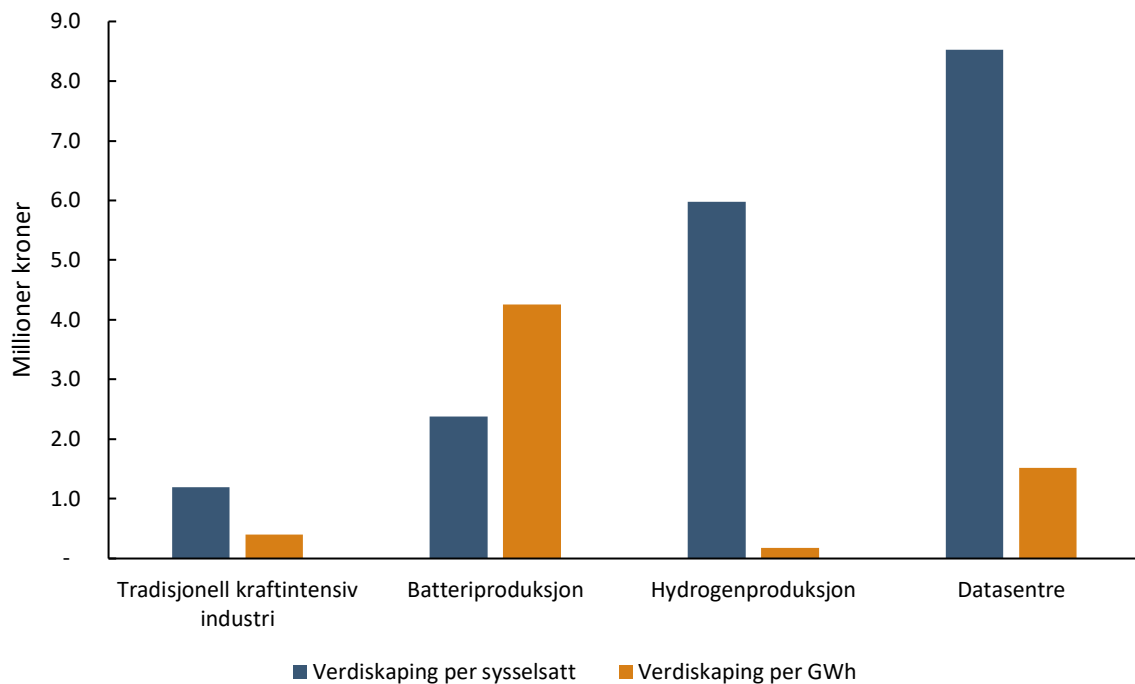
Arbeidsplasser er viktige, spesielt i områder med fallende befolkningstrend, men til syvende og sist er det verdiskaping som legger grunnlaget for forbruk og velferdsproduksjon. I figuren under viser vi verdiskapingseffektene som understøttes av de ulike industriene per GWh.

Figur 7: Verdiskapingseffekter (inkl. ringvirkninger) per årlig GWh med energibruk. Kilde: Menon Economics



Batteriproduksjon kommer fortsatt best ut, men datasentre ligger nå høyere enn tradisjonelle kraftintensive industri. Dette drives av at datasentre har høyere arbeidskraftsproduktivitet (verdiskaping per sysselsatt) enn tradisjonell kraftintensiv industri. I figuren under viser vi dette, samt den direkte verdiskaping per årlig GWh i de forskjellige industriene (eksklusiv ringvirkninger).

Figur 8: Arbeidskraftsproduktivitet og verdiskaping per GWh, eksklusiv ringvirkninger. Kilde: Menon Economics



Fra figuren over ser vi at verdiskapingen per ansatt er høyest i datasentre, noe som primært avspeiler høyt driftsresultat per ansatt.<sup>18</sup> Det kreves relativt få sysselsatte å drifte datasentre, men lønnsomheten er god. Det samme kan sies om hydrogenproduksjon. Dette er også de to industriene med høyest investeringskostnader per ansatt, og den høye verdiskaping avspeiler derfor ikke nødvendigvis et høyere avkastningskrav. Forklaringen er heller at industriene er forskjellige i hvilke ressurser de krever mye av<sup>19</sup>. Hydrogenproduksjon ligner i så måte på fornybar kraftproduksjon i den forstand at det genererer betydelige ringvirkninger i utbyggingsfasen, er relativt investeringsintensivt, men krever få sysselsatte i driften.

Det er viktig å påpeke at ringvirkningene vi her har redegjort for er bare én av flere potensielle næringsøkonomiske nytteeffekter knyttet til disse industriene. I delanalysens siste kapittel vurderer vi ringvirkningsresultatene i lys av fylkeskommunens prosess knyttet til smart spesialisering.

### 4.3.3 Ringvirkninger av utbyggingsfasen

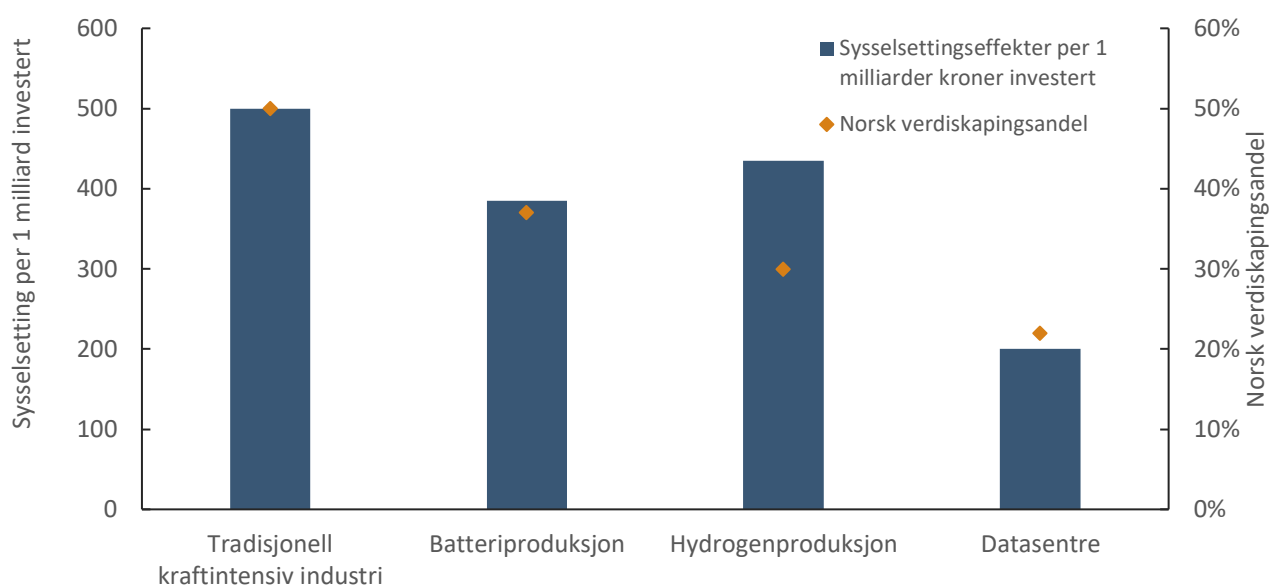
Vi har så langt redegjort for ringvirkningene knyttet til driftsfasen. Utbyggingsfasen skaper imidlertid også økonomiske verdier og er spesielt viktig for bygg- og anleggsbransjen som er Nordlands viktigste næring målt i ansatte. I motsetning til ringvirkninger fra driften, som er årlige, vil disse ringvirkningene være en engangseffekt. Det vil si at de inntreffer kun i prosjektets utbyggingsfase.

I analysen av ringvirkninger under selve utbyggingsfasen har vi valgt å fokusere på to hovedvariabler. Den første er antall årsverk som understøttes av investerings- og etableringsfasen. Den andre er hvor stor en andel av investeringen som ender på norske hender i form av enten lønn eller driftsresultat. Sistnevnte kaller vi for «den norske verdiskapingsandel». Figuren under viser våre estimater for hver industri.

<sup>18</sup> Verdiskaping er definert som summen av driftsresultat og lønnskostnader

<sup>19</sup> Redegjørelse for investeringsintensitet finnes i vedlegg 4.

Figur 9: Sysselsettingseffekter i utbyggingsfasen per milliard investert. Kilde: Menon Economics



Fra figuren ser vi at våre analyser peker på at det forventes ringvirkninger mellom 380 og 500 sysselsatte per 1 milliard kroner investert i tradisjonell kraftintensiv industri, batteriproduksjon og hydrogenproduksjon, mens datasentre ligger på om lag 200 sysselsatte. Selv om det altså er forskjeller i ringvirkningene knyttet til utbygging, er de relative forskjellene små sammenlignet med resultatene i analysen av driftsfasen.

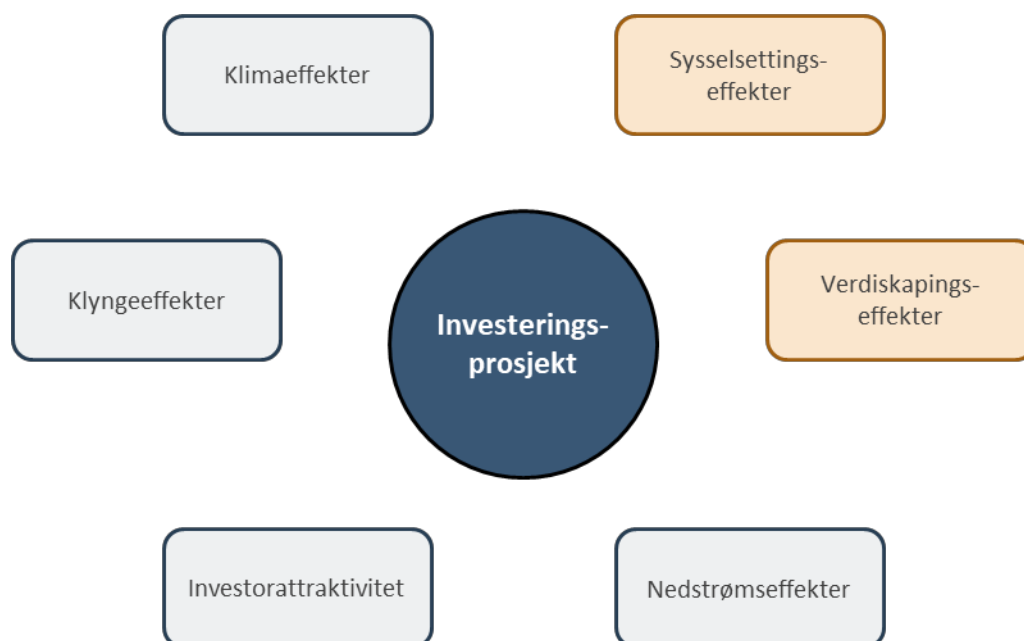
Investeringer i tradisjonell kraftintensiv industri er det som genererer de største sysselsettings- og verdiskapings-effektene i selve utbyggingsfasen. Dette er en konsekvens av at man allerede har bygd opp en leverandørindustri som gjør at andelen norske leveranser er større. Også for hydrogenproduksjon har vi lagt som grunnlag at det vil være et betydelig innslag norske leverandører utover bygg- og anleggsbedrifter. Eksempelvis er NEL en ledende produsent innen elektrolyserer, og i Nordland planlegges det for produksjon av brenselceller. Forskjellen mellom datasentre på den ene siden og de resterende industrier på den andre ligger hovedsakelig i at importandelen (drevet av serverinnkjøp) er betydelig for datasentre. Dette bidrar også til å forklare den relativt lave verdiskapingsandel i investering i datasentre.

Det bør understrekes at disse tallene kan endre seg i fremtiden, siden de er avhengige av hvorvidt det utvikles en spesialisert norsk leverandørnæring. Siden leverandørbedrifter først vil vokse frem når det er etterspørsel etter de varer de vil tilby betyr det at det trolig vil være større ringvirkninger forbundet med investeringer nettopp i de industriene man velger å fokusere på. Grunnet usikkerheten knyttet til fremtidig leverandørnæring har vi ikke vurdert de regionale effektene av utbyggingsfasen.

#### 4.4 Ringvirkningsanalysen sett i lys av fylkeskommunens samfunns- og næringsstrategi

Ringvirkningene vi har kartlagt i denne analysen er viktige for å vurdere hvor attraktive de ulike industriene er med hensyn til sysselsettings- og verdiskapingseffekter i Nordland. Det er imidlertid viktig å tenke bredere enn bare ringvirkninger når man vurderer ulike industriers plass i regionens strategiske samfunns- og næringsutvikling. I figuren under peker vi på ytterligere fire faktorer som vi mener man bør ta hensyn til i arbeidet med smart spesialisering i Nordland. I dette kapittelet redegjør vi kort for betydningen av disse, før vi presenterer noen næringsspesifikke vurderinger for hver av de fire industriene.

Figur 10: Effekter fylkeskommunen bør overveie i satsingen på nye industrier/prosjekter. Kilde: Menon Economics



**Investorattraktivitet** er sentral for at prosjekter skal realiseres. Dersom potensielle investorer ikke ser at deres investeringer vil gi en positivt risikojustert avkastning (etter eventuelle subsidier) er det liten grunn til å tro at prosjektet vil realiseres. Regionale forhold vil være viktig for om en investor velger å lokalisere prosjektet i Nordland snarere enn i andre fylker eller i andre land. En investor vil vurdere faktorer som arbeidsstyrkens kompetanseprofil, tilgang på arbeidskraft, leverandørbedrifter og krafttilgang. Investorattraktivitet overlapper med andre ord betydelig med fylkeskommunens overveielser knyttet til smart spesialisering. Men en investors vurderinger vil ikke nødvendigvis være sammenfallende med fylkeskommunens preferanser. Investoren vil i utgangspunktet *bare* fokusere på faktorer som påvirker prosjektets lønnsomhet relativt til alternative lokasjoner, mens fylkeskommunens nytte vurderes i et bredere samfunnsøkonomisk perspektiv.

**Klyngeeffekter** skapes når et arbeids- og produktmarked ligger geografisk konsentrert, og skaper produktivetsgevinster gjennom tilgang på kapital, samhandel, læringseffekter, etc. Satsinger på industrier som er en god fit med fylkets komparative fortrinn er en viktig faktor i EUs smart-spesialiseringsstrategi. Det er ved å utnytte fylkets styrker og potensial at man kan legge til rette for utvikling av nye nisjemarkeder, og skape vekst i eksisterende industrier. Å analysere fylkets komparative fortrinn innebærer å kartlegge sterke klynger og kunnskapsmiljøer, naturressurser, integrerte verdikjeder og andre mulige styrker. Dersom man satses på nye

industrier som ikke passer inn i et smart-spesialiseringsrammeverk risikerer man at investorer vil velge å lokalisere sine prosjekter i andre regioner, eller at man ikke maksimerer verdiskapings- og sysselsettings-effektene som er forbundet med prosjektene, og dermed går glipp av viktige produktivitetsgevinster effekter i form av blant annet kompetanseutvikling og synergier mellom bedrifter.

En annen viktig faktor for å oppnå klyngeeffekter er muligheten for utvikling av en leverandørnæring. Som vi har diskutert tidligere i rapporten er ringvirkningseffekter en bruttostørrelse. Mulighetene for å realisere netto-effekter i Nordland er avhengig av at det utvikles en lokal verdikjede i Nordland. En kompetent og komplett verdikjede innen en næring vil videre bidra til å utvikle kompetanse, øke produktiviteten, gjøre Nordland mer attraktiv som destinasjon for fremtidige prosjekter, samt bidra til global eksport og eksport til andre fylker.

**Nedstrømseffekter** knyttes hovedsakelig til positive verdiskapings- og produktivitetsgevinster i bedrifter som industrien leverer produktene sine til. Ringvirkningsanalysen ser oppover i verdikjeden på de bedriftene som direkte eller indirekte leverer varer og tjenester til industribedriftene. Analyser av nedstrømseffekter ser nedover i verdikjeden og vurderer hvilken gevinst som genereres utover salgsverdien av produktet. Eksempelvis hvorvidt industrien legger grunnlag for ny næringsutvikling, eller skaper økt konkurransekraft i eksisterende næringer. **Klimaeffekter** er i praksis også en nedstrømseffekt, men trenger ikke være knyttet til verdiskapings- og produktivitetsgevinster. Om produktet reduserer barrierer knyttet til omstillingen man står overfor kan dette være vel så viktig. Det er imidlertid viktig å påpeke at dersom konkurransekraften til eksportrettede næringer avhenger av et lavt karbonavtrykk, vil eventuelle utslippsreduksjoner øke verdiskapingspotensialet.

Under vil vi diskutere de fire industriene i lyset av disse faktorene sett opp mot Nordlands konkurransefortrinn.

#### 4.4.1 Tradisjonell kraftintensiv industri

Som tidligere beskrevet er den tradisjonelle kraftintensive industri en av Nordlands viktigste industrier. Dette er blant annet en konsekvens av fylkets geografiske beliggenhet som har gitt tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser, samt de klyngeeffektene man har oppnådd gjennom et arbeidsmarked med relevant kompetanse og flere lokale leverandører. Det betyr at man i Nordland, som i andre regioner i Norge, har opparbeidet en produktiv prosessindustri, som er verdensledende på effektivisering av arbeidsprosesser inklusiv i forbruket av kraft- og materialer.

Vi mener imidlertid det er liten grunn til at tro at det de neste årene vil komme nye aktører eller nye storskala etableringer innenfor denne industrien. Dette er hovedsakelig drevet av to faktorer. For det første har lønnsomheten i Norges kraftintensive industri vært relativt lav i de siste årene. Driftsmarginen i produksjonen av metaller har ligget stabilt lavt siden før finanskrisen i 2008/09. Produksjonen av metallvarer hadde på sin side gode marginer frem til 2013, med driftsmarginen falt betydelig. I 2020 hadde disse to industriene driftsmarginer på henholdsvis 1 og 2 prosent i Norge. Tilsvarende tall finner man for nesten alle de kraftintensive industriene her hjemme, og det har alt annet likt gjort det mindre attraktivt å investere i nye produksjonsfasiliteter. Utover globale prisendringer er lønnsomheten presset av hard konkurranse fra utenlandske bedrifter. Presset på lønnsomheten har betydd at flere av de største norske aktørene har enten økt sitt fokus på spesialiserte produkter der kundene er mindre prissensitive, eller kanalisert sine investeringer over i nye forretningsområder. Dette ser vi både innen batteriproduksjon og hydrogen/ammoniakk hvor aktører som Yara, Hydro og Elkem er aktive. For det andre er det for tiden flere store usikkerhetsmomenter som gjelder næringen. Den største usikkerheten er relatert til norsk og europeisk klimapolitikk. De næringsaktører vi har vært i kontakt med peker især på EUs fremtidige regelverk relatert til karbonprising og EU sitt foreslåtte «*carbon border adjustment mechanism*», som vil prissette karbonavtrykket for importerte varer, som sentrale for videre vekst.

Stordriftsfordeler begrenser også potensialet for nye etableringer. Veksten i kraftintensive industrier preges i dag av utvidelser av eksisterende produksjonslinjer/produksjonslokasjoner fremfor etablering av helt nye fabrikker. Dette ser vi både globalt og nasjonalt, men reflekteres også lokalt i Nordland, hvor blant annet Alcoa Mosjøen vurderer å utvide sin virksomhet. Selv om dette vil ha positive ringvirkninger for regionen, er det usikkert hvor stor sysselsettingseffekt utvidelser av eksisterende produksjonslinjer vil ha. En naturlig konsekvens av stordriftsfordeler er fallende sysselsettingsintensitet med produksjonsvolum.

#### 4.4.2 Batteriproduksjon

Vår analyse viser at batteriproduksjon kan gi betydelige økonomiske effekter både i form av verdiskaping og sysselsetting. En satsing på batteriproduksjon understøttes videre av tidligere analyser gjennomført av Menon som viser at vekstpotensialet i dette markedet er enormt. Bloomberg anslår en økning i elbilsalg på 150 prosent årlig frem mot 2040. Dette tilsvarer en omsetningsvekst fra 1,7 millioner til 54 millioner biler i 2040, eller 3000 prosent over perioden. Bruken av batteri øker også i kraftsystemet, noe som øker vekstimpulsen ytterligere. Vekstutsiktene reflekteres allerede i markedet hvor flere storskalaer prosjekter er under utvikling, herunder Freyr i Nordland.

Bilindustrien er svært regionalisert. Man ser allerede at de ledende markedsaktørene ønsker å ha verdikjeden tett på produksjonen og produksjonen tett på markedet. EU-kommisjonens forslag til nytt batteridirektiv styrker regionaliseringen ytterligere grunnet svært sterke krav til klima og miljø. Dette er helt sentralt for norske aktører ettersom batterimarkedet i dag domineres av asiatiske land. Fokuset ligger med andre ord på eksport. Nedstrømseffektene vil derfor være begrensede. Bruk av batterier i det regionale kraftsystemet vurderes derfor som lite påvirket av om man får regional produksjon eller ikke.

Til tross for at produksjonen er relativt kraftintensiv, står tilgang på kompetanse og arbeidskraft mer sentralt enn i dagens dominerende kraftintensive næringer i Norge. Industriaktører peker på kombinasjonen av tilgang til ren kraft, kompetanseoverføring fra den eksisterende prosessindustrien, og nærhet til den europeiske bilindustrien som sentrale etableringsfaktorer. Positive klyngeeffekter er med andre ord allerede en styrke, og etablering av flere batteriproduksjonsfasiliteter i Nordland og omkringliggende regioner vil trolig ytterligere forsterke disse effektene i takt med at den lokale leverandørnæringen utvikles. Tilgang på tilstrekkelig og relevant arbeidskraft er samtidig en sentral suksessfaktor for investortraktiviteten på sikt, og er noe fylkeskommunen bør ta med i den videre prosessen. Sammenlignet med andre regioner er den geografiske avstanden fra Nordland til den europeiske bilindustrien større enn i konkurrerende regioner. Dette må kompenseres via høyere effektivitet/kvalitet i produksjonen.

#### 4.4.3 Hydrogenproduksjon

Hydrogenproduksjon kommer ikke spesielt godt ut i ringvirkningsanalysen. Men i motsetning til de andre næringene vi har vurdert, kjennetegnes hydrogenproduksjon av betydelige nedstrøms- og klimaeffekter ved at den leverer nullutslippsenergi inn i en regional verdikjede. Energien vil brukes til omstilling i både transport- og industrisektoren, noe blant annet prosjektet i Glomfjord reflekterer. Småskala regionale forsyninger kan være et kostnadseffektivt tiltak relativt til import, i det minste på mellom-lang sikt (DNV GL, 2019). Omstilling i den eksisterende kraftintensive industrien kan også være viktig for den langsiktige konkurransekraften og således gi betydelige verdiskapingseffekter. Samarbeidsprosjektet mellom Celsa, Statkraft og NEL om å produsere hydrogen for anvendelse i den lokale stålproduksjonen er i så måte særlig interessant. En regional hydrogenklynge kan videre styrke konkurransekraften på tvers av en fremtidig «hydro-økonomi». Planene om en

bremsesellefabrikk i Narvik representerer dette på en god måte. Her ser man for seg om lag 500 direkte sysselsatte ved fabrikk.

Selv om produksjon av hydrogen (og ammoniakk) ikke gir de største ringvirkningene med hensyn til sysselsettingseffekter finner vi en særdeles høy verdiskaping per sysselsatt, noe som bidrar til å øke velferdsproduksjonen i distriktene. Signalene fra EU er også tydelige: grønn hydrogen vil bli en sentral energibærer på veien mot lavutslippssamfunnet. I Europa kan markedet vokse til en omsetning på opp mot 400 milliarder kroner i 2030 og 1500 milliarder kroner i 2050 (Aurora 2019). EU uttaler selv et investeringsbehov på mellom 2000 og 4000 milliarder kroner i samme periode. Vekstpotensialet er imidlertid avhengig av nasjonale støttesystem ettersom teknologien med dagens rammevilkår ikke er konkurransedyktig på pris. Markedet vil derfor sannsynligvis starte nasjonalt før man utvikler mer regionale forsyningslinjer. Det vil derfor kunne bli viktig å ta en tidlig posisjon i den industrielle utviklingen av nullutslippshydrogen. Norge og Nordland har, i motsetning til situasjonen i mange andre vekstnæringer, et betydelig hjemmemarked for hydrogen innen maritim sektor og prosessindustrien.

#### 4.4.4 Datasentre

I ringvirkningsanalysen så vi at driftsfasen av datasentre gir komparativt få sysselsettingseffekter. Samtidig er det flere grunner til at datasentre likevel kan være en industri som er verdt å legge til rette for i Nordland. En av de vesentligste grunner er at datasenternæringen sammen med batteriproduksjon trolig er den industrien med de høyeste vekstutsikter på kort og mellomlang sikt.<sup>20</sup> COWI (2018) spår en eksplisiv vekst i datamengder i skytjenester, strømming og databehandlingstjenester. De anslår at over 2 milliarder euro har blitt investert i datasentereinitiativer i Norden de siste årene, og spår at tallet kan øke til 4 milliarder euro i året innen fem til sju år. I 2019 genererte hver innbygger cirka 4 GB data i døgnet. Dette spås å øke til 72 GB i 2025, noe som vil kreve 80 GW strøm. Rapporten anslår at installert kapasitet i Norden vil øke med 280-580 MW per år.

Samtidig har Nordland fordeler som er viktige for investortraktiviteten. Dette gjelder i hovedsak tilgangen på sikker, fornybar og billig kraft. I tillegg peker analyser på at klimaet i Norge betyr at man kan klare å drive datasentre opp mot 30 prosent mer energieffektivt enn sammenlignbare lokasjoner.<sup>21</sup> Selv om det på nåværende tidspunkt ikke er mange datasentre i Nordland er det flere norske og utenlandske aktører som har bygd datasentre i Norge de siste fem årene. Dette vil alt annet likt redusere risikoen ved slike investeringer og gjøre det mer attraktivt.

Det er imidlertid også problematiske forhold ved en satsing på datasentre som fylkeskommunen må overveie. For det første er det veldig få nedstrømseffekter ved datasentre. Data- og skytjenester er per definisjon mulig å selge til kunder i hele verden, og det er derfor grunn til at tro at de tjenester datasentrene tilbyr i liten grad vil komme andre aktører i fylket til gode. Får man inn store IT selskaper, som Google, Facebook eller Apple, vil kapasiteten i datasentrene bli brukt internt i bedriften. I Norden dominerer også Danmark og Sverige per dags dato etableringen av storskala fasiliteter. En satsing på datasentre i Nordland kompliseres ytterligere av utilstrekkelig fiberkapasitet og redundans i regionen.

---

<sup>20</sup> Her ser vi på forventningsrette prognoser. Det betyr med andre ord at vi justerer vekstutsiktene for usikkerheten.

<sup>21</sup> <https://e24.no/naeringsliv/volkswagen/volkswagen-aapner-datasenter-paa-rjukan-veldig-viktig-for-norge/24642525>



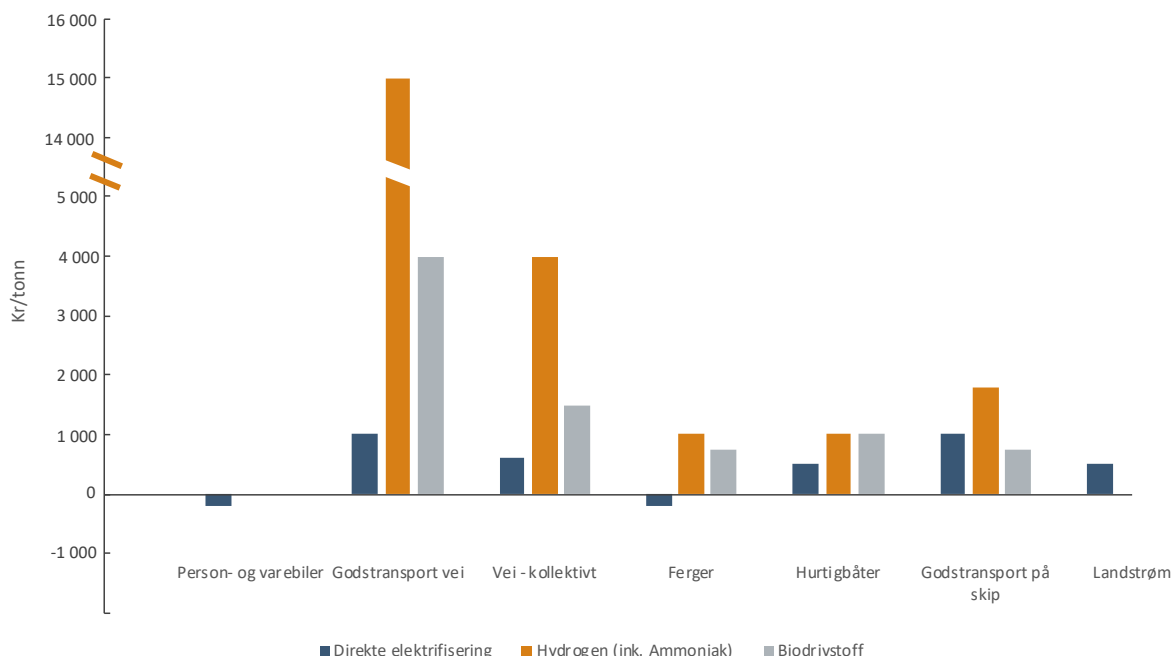
## Del 2: Vurdering av tiltakskostnader knyttet til utslippsreduksjoner

I del 2 ser vi på kostnader ved ulike klimatiltak for å kutte utslipp fra transport- og industrisektoren i Nordland. Økte klimakrav og avgifter, som den foreslåtte økningen av CO<sub>2</sub>-avgiften opp til 2000 NOK/tonn, har satt fart i arbeidet med å omstille til utslippsfrie løsninger. I denne delen vurderes hvilke tiltak som virker mest lovende for de ulike sektorene, målt etter kostnad per redusert tonn CO<sub>2</sub>, for å imøtekomme de langsiktige klimamålene. Før vi går gjennom vår analyse redegjør vi kort for hovedfunnene i kapittelet under.

### 5.1 Hovedfunn

Vår gjennomgang av tiltakskostnader viser at elektrifisering, enten direkte eller via hydrogen, vil stå helt sentralt i klimaomstillingen i Nordland de neste tiårene. Det enkleste og i første omgang billigste tiltaket så langt har vært å blande inn bioenergi med fossilt for å redusere utslipp. Det er imidlertid bred konsensus om at elektrifisering vil vinne frem som det mest kostnadseffektive tiltaket for de fleste bruksområder i vei- og sjøtransport. Direkte elektrifisering fremstår spesielt attraktiv for landtransport, fergesegmentet samt landstrøm for større skip. Hydrogenløsninger vurderes generelt som dyre i nærmeste framtid, men er eneste alternativ i enkelte deler av transportsektoren, som for eksempel skip med lengre seilruter. På sikt vil hydrogen derfor være en uunngåelig brikke for å oppnå full avkarbonisering av transportsektoren i Norge og Nordland. Transportsektoren står i dag for 27 prosent av Nordlands klimagassutslipp. Tiltakskostnadene for de mest aktuelle løsningene det neste tiåret er illustrert i figuren under. For en full oversikt se kapittel 5.4.

Figur 11 Illustrasjon av tiltakskostnader for transportsektoren.



I Nordland, som i landet generelt, har industri vært bygget på råvaretilgjengelighet og billig energi. Metall- og materialproduksjon og fiskeindustri er viktige næringer i fylket. Prosessindustrien kjennetegnes imidlertid av betydelige prosessutslipp til tross for tilgang på fornybar kraft og høy energieffektivitet. Potensialet for utslippsreduksjoner er betydelig. Industriens eget veikart legger til grunn om lag 30 prosent reduksjon innen

2030 og nullutslipp i 2050 (Prosess21, 2021). Om man legger til grunn samme utvikling for industrien i Nordland vil dette redusere fylkets utslipp med 16 prosentpoeng relativt til dagens nivå i 2030, og 54 prosentpoeng frem mot 2050. I hvilken grad omstillingen drives av elektrifisering og hydrogen er imidlertid usikkert. Tabell 2 viser at biokarbon og karbonfangst vurderes som de mest kostnadseffektive tiltak i industrien frem mot 2030. I hvilken grad disse løsningene er relevant både teknisk og økonomisk varierer mellom de spesifikke industrilokasjonene og produksjonsteknologiene. Det reflekteres blant annet i igangsatte prosjekter knyttet til bruk av hydrogen i Nordland. Prosessindustriens veikart viser også et bredt spekter av løsninger. I deres nullutslippsvisjon står elektrifisering og hydrogen for om lag 25 prosent av industriens utslippsreduksjoner frem mot 2050. Tabellen under viser vurdering av kostnader for ulike segmenter av industrien.

**Tabell 2: Tiltakskostnader i utvalgte industrisegment**

	Direkte elektrifisering	Hydrogen	Biokarbon	Karbonfangst	Kilder
Olje og gass installasjoner	1500 - 3000	-	-	-	Miljødirektoratet (2020) Prop. 97 S (2012-2013) Zero (2011)
Smelteverk	-	-	500 – 1500	500 - 3000	Miljødirektoratet (2020)
Sement produksjon	-	-	-	500 – 1700	Miljødirektoratet (2020)
Industriell oppvarming	-	>1500	500 - 1500	500 – 3000	Miljødirektoratet (2020)
Fiskeoppdrett	0-1500	>1500	1500 - 2200	-	Miljødirektoratet (2020) DNV-GL (2018)

Innenfor olje og gass finner vi en tiltakskostnad som kan utløse elektrifisering om avgiftene knyttet til utslipp når et nivå på 2000 kr/tonn i 2030, slik regjeringen ønsker. Hvorvidt det er aktuelt å elektrifisere via Nordland er imidlertid usikkert. Det kan være mer kostnadseffektivt å elektrifisere feltene med nærhet til Haltenbanken via en felles områdeløsning sørfra eller radial fra Nord-Trøndelag. Ifølge NVE (2020) studeres ikke felt som Skarv og Njord lenger. Aasta Hansteen vurderes som lite aktuelt for elektrifisering per nå. Havvind vurderes i stadig større grad som energikilde på norsk sokkel, men fullelektrifisering forutsetter også en overføring fra land. Hvorvidt havvind blir et kostnadseffektivt supplement er derfor usikkert. Miljødirektoratets utslippsregnskap omfatter ikke utslipp på sokkel.

## 5.2 Bakgrunn

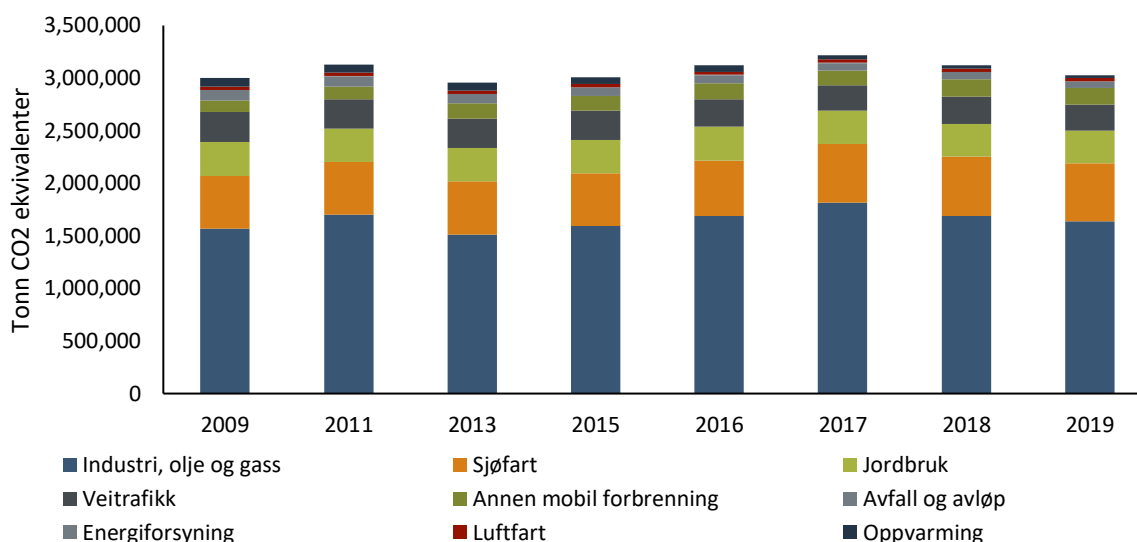
Klimagassutslippene i Nordland drives i hovedsak av aktiviteter innen sektorene industri og transport (sjøfart og veitrafikk), se figur 12. Vi vil i denne delen se på spesifikke egenskaper for ulike typer tiltak for å redusere klimagassutslipp, med tanke på kostnader, virkningsgrad og potensial for utslippsreduksjon innenfor transport (vei, sjø og luft), industri og bygg og anlegg. Vi vil gjøre en sammenligning av tiltakskostnader og praktiske forhold ved bruk av biobaserte løsninger, direkte eller indirekte elektrifisering til reduksjon av klimagassutslipp og ulike hydrogenløsninger. Med tiltakskostnader mener vi samfunnsøkonomisk merkostnader per tonn redusert

klimagassutslipp i 2030<sup>22</sup>. Disse er identifisert gjennom en litteraturgjennomgang av nylige publikasjoner. Vi henviser til de ulike publikasjonene for detaljer omkring hva som er tatt med i beregningen av kostnadene.

I tråd med Klimakur 2030, forstår vi *tiltak* her som fysiske handlinger for å redusere klimagassutslipp, gjort av privatpersoner, bedrifter, fylkeskommunen eller andre. Hvilket kostnadsnivå som faktisk vil utløse tiltak vil variere mellom sektorene. For private aktører vil omstilling utløses om det er *bedriftsøkonomisk* lønnsomt. Dette avhenger hovedsakelig av kostnaden knyttet til utslipp via avgifter etc. Samtidig kan også lønnsomheten påvirkes av kundenes preferanser, om produkter med lave utslipp verdsettes tilstrekkelig i markedet. For sektorer som preges av offentlige innkjøp, er ikke bedriftsøkonomisk lønnsomhet nødvendigvis en forutsetning. Men det er likevel rimelig å anta at de mest kostnadseffektive tiltakene vil utløses først.

Vi behandler utslippene som faller innenfor Nordlands klimagassregnskap i henhold til Miljødirektoratets kommunefordelte klimagassregnskap (direkte utslipp), med unntak for landbruk (ca. 10 prosent av klimagassutslippene i Nordland), fordi det her ikke foreligger tilstrekkelig kunnskap om kostnadsnivå. Figuren under viser utvikling i klimagassutslipp per sektor i Nordland fra 2009 til 2018.

**Figur 12: Sektorfordelte klimagassutslipp (CO<sub>2</sub>-ekvivalenter) i Nordland. Kilde: Miljødirektoratets fylkes- og kommunefordelte klimagassutslipp**



### 5.3 Teknologioverblikk: alternative energibærere

Dagens fossilfrie energibærere består i hovedsak av biobaserte brensler, direkte elektrifisering, batteri-elektriske løsninger og hydrogenbaserte løsninger. Under redegjør vi kort for de ulike løsningene.

**Biogass og biodiesel.** Biogass og flytende biodrivstoff (i hovedsak biodiesel i vår kontekst) fungerer som direkte substitutt for deres fossile motpart og kan benyttes i samspill med fossile brensler. Det største problemet med biobaserte brensler er knyttet til produksjonen. For å unngå at biodrivstoffproduksjon foregår på bekostning av natur og menneskers livskvalitet eller fører til utslipp i produksjon i andre land (indirekte utslipp), må råvarene komme fra egnet kilde. Begrenset produksjon av bærekraftig (avansert) drivstoff og høyere produksjons-

<sup>22</sup> Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad inkluderer bedriftsøkonomisk kostnader, skattefinansieringskostnad ved tapte avgiftsinntekter eksterne virkninger som eksempelvis reduserte lokale utslipp. Eventuelle subsidier og avgifter er ikke inkludert

kostnader betyr at biodrivstoff p.t. ikke kan erstatte hele konsumet av fossile energibærere. Bruk av biodrivstoff vil i tillegg trolig i begrenset grad fjerne lokale utslipp av NO<sub>x</sub> og partikler.

**Direkte elektrifisering.** Direkte elektrifisering betyr at forbrenningsmaskiner erstattes med løsninger som ikke innebærer en energiomforming til elektrisitet, men direkte uttak av energi fra strømmettet. Dette er på mange områder et attraktivt alternativ, særlig siden elektrifiseringsløsningene har svært høy virkningsgrad sammenlignet med andre alternativer. I en del tilfeller er det praktiske, kostnadmessige og tekniske begrensninger: I prosjekter som ønsker å gjennomføre en direkte elektrifisering må parametere som avstand til netttuttak, brukstid, teknisk potensial, effektbehov og kapasitet i nettet vurderes. I mobile applikasjoner vil ikke direkte elektrifisering være praktisk, og batteri-/hydrogenelektriske løsninger kan være aktuelle. Valg av energibærer i den mobile applikasjonen vil være avhengig av en rekke parametere, men er i hovedsak drevet av krav til energitetthet.

**Batterielektrisk.** For applikasjoner med relativt lave krav til energitetthet vil batterier være den mest kostnads-effektive løsningen. I dag brukes i hovedsak Li-ione batterikjemien til mobile formål, som har en energitetthet på 120-220 kWh/kg (Shen, Liu, Cheng, Yan, & Huang, 2018). Kostnadene på teknologien har falt dramatisk fra rundt 1200 USD/kWh i 2010 til 156 USD/kWh i 2019 og vil sannsynligvis fortsette å falle fremover.<sup>23</sup> I tillegg til en kostnadsreduksjon innen dagens Li-ion teknologi vil en overgang fra flytende til fast elektrolytt (faststoffbatteri) styrke batteriets rolle som energibærer. Faststoffbatterier har høyere energitetthet, bedre ladeegenskaper og er tryggere enn konvensjonelle Li-ion batterier. Som et eksempel på egenskaper slike batterier har, vil Toyotas prototype i 2021 ha 500 km rekkevidde, 10 minutter ladetid og minimal brannfare<sup>24</sup>. Ladetiden vil på den måten være sammenlignbar med fylletid for hydrogen, gass og bensin/diesel.

Batteriløsninger er som regel forbundet med høyere investeringskostnader, men med lavere driftskostnader enn forbrenningsmotorer.

**Hydrogen.** I applikasjoner med høyere krav til energitetthet vil dagens batteriteknologi ikke være hensiktsmessig. Hydrogen har høy gravimetrisk energitetthet (kWh/kg), men bruken begrenses av den volumetriske energitettheten (kWh/liter). Når hydrogen ikke brukes direkte eller sendes i rør, må hydrogenet gjennomgå en tilstandskonvertering for å øke den volumetriske energitettheten. De mest aktuelle løsningene er i dag komprimering til 350/700 bar og nedkjøling til flytende form. Hydrogen kan også brukes som råstoff til produksjon av elektrofuels (E-fuels) som f.eks. ammoniakk, metanol og syntetisk diesel (Fischer-Tropsch).<sup>25</sup> I motorer kan hydrogen brukes direkte i gasturbiner eller i brenselceller. Brenselceller har høyere kapitalkostnader, men oppnår til gjengjeld en høyere effektivitet, er mer stillegående og unngår eventuelle NO<sub>x</sub>-utslipp. E-fuel kan på noen område fungere som direkte substitutt for fossile brenslere, men krever ofte tekniske tilpasninger av motorer. På en generell basis er hydrogenløsninger mindre modne enn batterielektriske.

Vi fokuserer kun på bruk av såkalt grønt og blått hydrogen i våre vurderinger. Dette utelukker grått hydrogen basert på naturgass uten fangst og lagring av CO<sub>2</sub>, som dominerer markedet i dag. Blått og grønt hydrogen er betydelig dyrere enn grått, men slik vi ser det de eneste produksjonsmetodene som er forenlig med Norges klimamål.

---

<sup>23</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-li-ion-battery-price-1995-2019> [18.03.21].

<sup>24</sup> <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Most-read-in-2020/Toyota-s-game-changing-solid-state-battery-en-route-for-2021-debut> [18.03.21].

<sup>25</sup> <https://www.nordicenergy.org/project/np2x/> [18.03.21].

## 5.4 Energiomlegging i transportsektoren

Transportsektoren står for en vesentlig del av klimagassutslippene både i Norge og i Nordland, og er en sektor hvor det allerede er en bevegelse fra fossile til fornybare energibærere. Tiltak i transportsektoren er godt beskrevet i flere publikasjoner, blant andre Menon, DNV GL og TØI (2018 og 2019) og AFRY, Menon og NES (2020). Disse publikasjonene kan kort oppsummeres som at det enkleste og i første omgang billigste tiltaket har vært å blande inn biobrennstoff med fossilt brennstoff for å redusere utslipp. Mot 2030 og utover vinner elektrifisering fram som det mest kostnadseffektive tiltaket både i veitransport og fergesegmentet. Elektrifisering har svært lav energimessig tiltakskostnad, mens kostnader for utbygging av infrastruktur, og ikke minst utnyttelsesgraden av denne, gjør at det er stor variasjon i samlede tiltakskostnader. For transportformål som krever brensel med høy energitetthet vil batterielektriske løsninger alene ikke være tilstrekkelige. Dette gjelder for eksempel hurtigbåter og fly. Hydrogenløsninger, produsert med lavt karbonavtrykk, kan da være mer aktuelle som lavutslippsløsning for disse segmentene.

Tabellen under oppsummerer vår kartlegging. Hvert av segmentene blir definert og beskrevet i detalj i påfølgende delkapitler. Det er verdt å nevne at tabellen peker på kostnader ved full omlegging, mens det i praksis vil være aktuelt med hybride løsninger i flere tilfeller.

**Tabell 3: Tiltakskostnader i 2030, regnet som samfunnsøkonomiske merkostnader, sammenlignet med konvensjonelle teknologier for utvalgte segment. 2020-kr per tonn CO<sub>2</sub> redusert.**

	El	Hydrogen			Biogass	Biodiesel	Kilde
		Komprimert	Flytende	Ammoniakk			
Person- og varebiler	<0	-	-	-	-	-	Miljødirektoratet (2020)
Godstransport vei	700-1600	<15000	-	-	<4000	-	Miljødirektoratet (2020) & Menon, DNV-GL og TØI (2019)
Vei - kollektivt	<0-600	<4000	-	-	<2000	<1000	Menon, DNV-GL og TØI (2018) & Miljødirektoratet (2020)
Ferger	<0	<1000	<1500**	-	<500	<1100	Menon, DNV-GL og TØI (2018)
Hurtigbåter	<500*	<1000	<1500**	<500	<1000	<1000	Menon, DNV-GL og TØI (2018)
Godstransport på skip	<1000	<1800	<1200	<1000	<500	<1500	Menon, DNV-GL og TØI (2019)
Landstrøm, enkelte skipstyper	500***	-	-	-	-	-	AFRY, Menon & NES (2020)

\* For mange samband er el ikke praktisk pga. lange seilingsdistanser og høyt energiforbruk per distanseenhet

\*\* Antatt basert på større kostnader ved nedkjøling

\*\*\* Kun for Kyststrømskip og cruiseskip i havner hvor landstrøm til hoteldrift kan tenkes sammen med batteriladning, ellers kan tiltakskostnaden bli mye høyere

\*\*\* Miljødirektoratet (2020) inkluderer ikke skattefinansieringskostnader.

## 5.4.1 Hovedsegmenter

### Veitransport – privat og næring

Norge er verdensledende i elektrifisering av personbiler, og etablering av nødvendig infrastruktur til lading av elbiler er allerede godt på vei. Vi vurderer at batterielektrisk fremdrift også vil være det foretrukne tiltaket for deler av godstrafikken på veiene på sikt. Eksempelvis har Posten<sup>26</sup> og ASKO<sup>27</sup> begynt innfasingen av helelektriske lastebiler. På kort sikt vil imidlertid et skifte til flytende biobrivstoff være det klart billigste tiltaket,<sup>28</sup> men batteridrift forventes å være billigere fra 2025. Dette skyldes primært at batteriteknologien fortsatt er relativt umoden og at produksjonskostnader forventes å falle betydelig i nærmeste framtid.

Innen 2030 er det også forventet at faststoffbatterier vil bli mer modne, og en innfasing av disse vil favorisere batterielektriske løsninger. I tillegg vil autonom godstransport også favorisere batterielektriske løsninger, da lading (som er en stor driftsutgift) vil kunne optimaliseres i forhold til kraftsystemet/priser og ruten. Autonome lastebiler testes allerede i fylket, eksempelvis med Brønnøy Kalk og Volvo sitt system.<sup>29</sup> For tungtransport er det noe utfallsrom i kostnadsestimatene. Miljødirektoratet (2020) vurderer tiltakskostnaden for batterielektrisk fremdrift til å ligge på rundt 300 kr/tonn i 2030. Menon (2019) har derimot et nivå på mellom 800-1600 kr/tonn avhengig av segment. Sistnevnte inkluderer også en skattefinansieringskostnad, som skal inkluderes i vurdering av samfunnsøkonomiske kostnader. Denne er estimert til drøyt 400 kr/tonn i 2030. I Tabell 3 oppgir vi derfor en estimert samfunnsøkonomisk kostnad på 700 – 1600 kr/tonn.

Hydrogen framstår innen 2030 som et dyrt alternativ, men kan bli aktuelt innen tung godstransport, for kjøretøy som er vanskelig å elektrifisere pga. høye krav til vekt, kjørelengde og upraktisk lange ladetider. Hydrogendrift for veitransport vil særlig kunne være relevant mellom destinasjoner som har hydrogeninfrastruktur, eksempelvis mellom fiskevær og store utskipingshavner. Grensen for hvor hydrogendrift vil være aktuelt flyttes stadig, ettersom teknologi og kostnader endres for de aktuelle løsningene. Kostnadsestimatene vi har kartlagt for Hydrogendrevne kjøretøy frem mot 2030 forutsetter at man ikke har realisert storskala produksjon. Den reelle utviklingen vil avhenge av hvordan de ulike teknologiene modnes. Potensialet for kostnadsreduksjoner på lengre sikt kan derfor være betydelig.

### Veitransport – buss

Når det gjelder busser er historien ganske lik som for private kjøretøy. Ifølge Menon, DNV-GL og TØI (2018) er biobaserte brensler attraktive på kort sikt, mens elektrifisering forventes å bli billigere og anslås å være foretrukken energibærer når vi nærmer oss 2030. Også for dette segmentet er det et visst utfallsrom for estimerte tiltakskostnad knyttet til elektrifisering. Vi har lagt til grunn et utfallsrom på mellom <0-600 kr/tonn, som illustrerer forskjellen mellom henholdsvis Menon, DNV-GL og TØI (2018) og Miljødirektoratet (2020).

Hydrogenløsninger har klart høyere tiltakskostnader, men vil være aktuell for langdistanseruter. Disse kostnadene er utelukkende basert på Menon, DNV-GL og TØI

---

<sup>26</sup> <https://elbil.no/posten-tar-i-bruk-elektrisk-lastebil/> [19.03.2021]

<sup>27</sup> <https://lastebil.no/Aktuelt/Nyhetsarkiv/2020/Antall-elektriske-lastebiler-registrert-i-2019-1> [19.03.2021]

<sup>28</sup> Menon (2019): *Klimatiltak innen godstransport*

<sup>29</sup> <https://www.volvotrucks.no/no-no/news/press-releases/2018/nov/pressrelease-181120.html> [18.03.21]

## Ferger og hurtigbåter

Ferger og hurtigbåter er de største bidragsyterne til klimautslipp fra kollektivtrafikk i Norge. Nordland er en av landets største fergefylker, og var i 2018 nest størst på klimagassutslipp fra ferger og hurtigbåter i landet (Menon & TØI, 2019). Norge er et foregangsland på maritime lav- og nullutslippsløsninger og elektrifisering av ferger er i full gang langs norskekysten. På de fleste fergestrekningene er batterielektrisk fremdrift det mest aktuelle alternativet, fordi det ofte er relativt korte distanser og trafikken er svært regulær. Ladeinfrastrukturproblematikk i svake nett har enkelte steder blitt løst med lokale boosterbatterier. For lengre distanser (typisk over 20 nautiske mil) vil ikke rene batterielektriske løsninger være tilstrekkelige og LNG, (bio-)diesel eller hydrogen-baserte hybridløsninger vil være de mest aktuelle. Eksempelvis er fergene på Flakk-Rørvik sambandet i Trøndelag diesel-elektrisk hybrid og Hjelmeland-sambandet i Rogaland hydrogen-elektrisk. Biobaserte brensler har relativt høyere tiltakskostnader på sjø sammenlignet med vei, på grunn av lavere miljøgevinster, særlig når det gjelder biodiesel. Hverken el- eller hydrogen-elektrisk drift er kommersielt modent enda – men særlig elektrisk drift forventes å være det før 2030 og ha lavere gjennomsnittlig tiltakskostnad enn biodiesel.

Rene batteriløsninger er mindre relevante for de fleste hurtigbåtruter på grunn av høyt energibehov og relativt lange seilingsdistanser som medfører store og tunge batterier, selv om elektriske hurtigbåter også blir testet i pilotprosjekter – for eksempel «Rygerelektra» i Stavanger. Biodiesel på kort sikt og hydrogen-baserte løsninger på lengre sikt er de mest interessante tiltakene for de fleste hurtigbåtsamband. Vår kartlegging viser også at løsninger basert på ammoniakk kan falle ned under 500 kr/tonn i 2030.

## Landstrøm

Utslipp fra skip som ligger til kai, primært fra hoteldrift, utgjør en liten andel av klimagassutslipp fra maritim sektor i Norge. Landstrøm har i lengre tid likevel vært et populært tiltak til reduksjon av klimagassutslipp og lokal forurensing. Landstrømanlegg er allerede oppført eller under oppføring flere steder langs norskekysten. Kristiansand Havn var for eksempel tidlig ute og satte første landstrømsanlegg i drift i 2014<sup>30</sup>. Ifølge AFRY, Menon og NES er landstrøm til Kyststrømen og cruiseskip et attraktivt tiltak med lav tiltakskostnad i noen havner, men kostnaden er svært avhengig av forventet brukstid og varierer sterkt fra havn til havn. I resultatene fra AFRY, Menon og NES' studie framstår Bodø og Sandnessjøen som attraktive havner for landstrøm med tiltakskostnad på omkring 500 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, hvis infrastrukturen også brukes til andre formål, som for eksempel batterilading.

## Øvrig skipstransport – fremdrift

Klimagassutslipp fra øvrig skipsfart er en vesentlig bidragsyter til det samlede norske klimaavtrykket, avhengig av hvordan utslippene måles. Ifølge AFRY, Menon og NES<sup>31</sup> framstår elektrifisering som et svært gunstig tiltak for skipsfart med korte ruter og hvor ladeinfrastrukturen får høy brukstid, mens tiltakskostnadene blir svært høye der hvor ladeinfrastrukturen benyttes lite. Dette gjelder for eksempel regulær godstransport mellom få destinasjoner eller brønnbåter på oppdrettsanlegg som ikke ligger for langt fra strømmettet på land. Ved lengre seilingsruter blir batteriteknologi upraktisk, men hybridløsninger kan gi utslippsreduksjoner med lav tiltakskostnad. Biobaserte brensler regnes kun som en overgangsløsning som ikke er bærekraftig på lengre sikt. Hydrogen har høye tiltakskostnader, men framstår som det mest attraktive tiltak for full avkarbonisering av sektoren på lengre sikt, i hovedsak for skip der elektrisitet enten blir upraktisk eller for dyrt. For skipssegmenter

---

<sup>30</sup> <https://www.portokristiansand.no/tjenester/miljo/>

<sup>31</sup> (AFRY, Menon & NES, 2020)

med spesielt strenge krav til energitett brensel vil også hydrogenbaserte elektrofuels (E-fuels) som ammoniakk, metanol og E-diesel være aktuelle.

## 5.4.2 Andre segment

### Banetransport

Nordlandsbanen går i dag på diesel og er totalt estimert å ha utslipp på litt under 10 000 tonn CO<sub>2</sub> per år.<sup>32</sup> Strekningen ble i 2019 utredet for avkarbonisering av Jernbanedirektoratet, og flere løsninger ble foreslått.<sup>33</sup> I rapporten kommer del-elektrifisering med batteri, hel batterielektrisk drift og biogass ut som de mest kostnads-effektive alternativene. Alternativene har en estimert kostnadseffektivitet på henholdsvis -284, -4 og 3404 millioner kroner, basert på en nåverdi over 75 år. Tiltakskostnad for elektrifisering av bane generelt ble i Klimakur 2030 anslått være under 500 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

### Luftfart

Luftfarten er en sentral del av den norske transportinfrastrukturen, særlig i nord, og står for en stor andel av Norges nasjonale utslipp. Elektrifisering av luftfarten er en sentral del av Avinors strategi, og batterielektriske fly skal testes ut på strekningen Stavanger-Bergen fra 2023.<sup>34</sup> På oppdrag fra Samferdselsdepartementet lagde Avinor og Luftfartstilsynet forslag til program for innfasing av elektrifiserte fly. I programmet finnes det mål om første kommersielle batterielektriske ruten i drift innen 2030 og fra 2040, fossilfri innenriks luftfart.<sup>35</sup> Elektrifisering av luftfart vurderes som mest realistisk på korte strekninger, og lokalruter i Nord-Norge trekkes fram som en attraktiv kandidat med Bodø som hub. Selv om norske aktører satser på batterielektriske fly, har Airbus nylig lansert at de skal produsere hydrogen-elektriske fly fra 2035.<sup>36</sup> På kort sikt vil innblanding av bio-jet fuel være det mest aktuelle løsningen for utslippsreduksjon innen luftfarten og dette er et tiltak som gjøres allerede i dag. Fra 1. januar 2020 bestemte regjeringen at 0,5 prosent av jet fuel må være biobasert.<sup>37</sup> Som et alternativ kan elektrofuels, basert på grønn hydrogen og CO<sub>2</sub>, blandes inn på lik måte som biobaserte brenslere. Avinor estimerte i 2013<sup>38</sup> at klimatiltakskostnadene for innblanding av bio-jet fuel og E-jet fuel vil være omkring henholdsvis 400 og 500 kroner per tonn CO<sub>2</sub> i 2030. Usikkerheten knyttet til elektrifisering av lufttransport er stor og vi velger derfor å ikke gå mer i detalj på dette.

## 5.5 Energiomlegging i industrisektoren

Industrien i Norge har vært bygget på råvaretilgjengelighet og billig energi. Eksempelvis utnytter Equinors metanolfabrikk på Tjeldebergodden naturgass fra Nordsjøen, og Elkems smelteverk i Bremanger utnytter den billige elektrisiteten i området. Metall- og materialproduksjon og fiskeindustrien er viktige næringer i Nordland. Samlet sett står industrien for mer enn 50 prosent av Nordlands utslipp. Elektrifiseringsmulighetene innen de forskjellige industrisegmentene varierer. Vi har valgt å se på de forskjellige segmentene hver for seg. I tabellen

---

<sup>32</sup> (Vassaa, 2016)

<sup>33</sup> <https://www.jernbanedirektoratet.no/no/strategier-og-utredninger/utredninger/vurderer-flere-nullutslippslosninger/gi-innspill-til-nullutslippslosninger-for-ikke-elektrifiserte-baner-nullfib/> [18.03.21].

<sup>34</sup> <https://www.nrk.no/rogaland/stavanger-og-bergen-kan-fa-verdens-forste-elflyrute-1.15199155> [19.03.21].

<sup>35</sup> <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/forslag-til-program-for-introduksjon-av-elektrifiserte-fly-i-kommersiell-luftfart/id2692847/> [19.03.21].

<sup>36</sup> <https://www.airbus.com/newsroom/press-releases/en/2020/09/airbus-reveals-new-zeroemission-concept-aircraft.html> [19.03.21].

<sup>37</sup> (Avinor, 2020)

<sup>38</sup> (Rambøll, 2013)



under presenterer vi de samfunnsøkonomiske tiltakskostnadene knyttet til omlegging for utvalgte segmenter. Kategoriene blir adressert i detalj i påfølgende delkapitler.

Tabell 4: Tiltakskostnader i 2030, regnet som samfunnsøkonomiske merkostnader, sammenlignet med konvensjonelle teknologier. 2020-kr per tonn CO<sub>2</sub> redusert.

	Direkte elektrifisering	Hydrogen	Biokarbon	Karbonfangst	Kilder
Olje og gass installasjoner	1500 - 3000	-	-	-	Miljødirektoratet (2020) Prop. 97 S (2012-2013) Zero (2011)
Smelteverk	-	-	500 – 1500	500 - 3000	Miljødirektoratet (2020)
Sement produksjon	-	-	-	500 – 1700	Miljødirektoratet (2020)
Industriell oppvarming	-	>1500	500 - 1500	500 – 3000	Miljødirektoratet (2020)
Fiskeoppdrett	0-1500	>1500	1500 - 2200	-	Miljødirektoratet (2020) DNV-GL (2018)

## 5.5.1 Hovedsegmenter

### Metall og materialproduksjon

Primærmetall står for vesentlige utslipp av klimagasser, da karbon brukes som reduksjonsmiddel i produksjonsprosessen. Dagens produksjonsteknologi er moden, og det er lite sannsynlig at man kan konvertere fremstillingsprosessen på en enkel måte. Det er derfor grunn til å tro at endringen vil komme gradvis når gamle ovner byttes. Dette er eksempelvis strategien LKAB har valgt i prosjekt Hybrit.<sup>39</sup> Primærmetallindustrien kan deles mellom fabrikker som fremstiller metaller ved karbotermisk reduksjon og metaller fremstilt ved elektrolyse. Produksjonsmetodene er forskjellige og løsninger kan i mange tilfeller ikke byttes mellom disse. Det brukes i dag mye ressurser på forskning og utvikling, og pilotprosjekter. Eksempelvis tester Alcoa inert anodeteknologi for nullutslippsproduksjon av aluminium i Canada<sup>40</sup>. Dette er en ny teknologi for elektrolyse hvor karbon-anoden (den positive elektroden) byttes ut med en anode som ikke forbrukes i prosessen. Elektrodeendringen medfører et større energiforbruk, men til gjengjeld slippes bare oksygen ut. Hydrogenbaserte løsninger kan også være aktuelt i noen prosesser.<sup>41</sup>

Løsninger som karbonfangst og lagring og bio-basert karbon er svært aktuelle i primærmetallindustrien. Dette er de lavest hengende fruktene og kan implementeres relativt enkelt i smelteverkene.<sup>42</sup> Biobasert karbon brukes i dag av Elkem Salten,<sup>43</sup> og kan ifølge Klimakur 2030 generelt innføres i industrien med en tiltakskostnad på 500-1500 kr/tonn CO<sub>2</sub>.

<sup>39</sup><https://www.ssab.com/company/sustainability/sustainable-operations/hybrit-phases> [19.03.21].

<sup>40</sup> <https://www.alcoa.com/sustainability/en/elysis> [18.03.21].

<sup>41</sup> SINTEF (2017)

<sup>42</sup> SINTEF (2017)

<sup>43</sup> <https://industriavisen.no/smelteverk/fremragende-klimasatsing-ved-elkem-salten-2/> [18.03.21].

Karbonfangstanlegg vurderes også for utslipp fra metallproduksjon, og Elkem annonserte nylig at de, Aker Carbon Capture og Saipem utreder mulighetene på deres anlegg.<sup>44</sup> Det er stor usikkerhet knyttet til tiltakskostnadene for slike anlegg, da dette er en relativt ny teknologi som ikke har vært testet ut i storskala. Tiltakskostnaden vil være avhengig av en hel rekke faktorer, som for eksempel størrelsen på utslippene, levetiden til anlegget og andel CO<sub>2</sub> i gassen som skal prosesseres. Det er derfor viktig å merke seg at tiltakskostnadene vi presenterer her ikke nødvendigvis vil gjelde alle steder hvor karbonfangst og -lagring er aktuelt. I Klimakur 2030 har tiltakskostnaden blitt satt til 500-1500 kr/tonn CO<sub>2</sub> for forbrenningsanlegg. Det er grunn til å tro dette vil gjelde for industriell oppvarming også. For prosesser hvor andelen CO<sub>2</sub> i avgassene er lavere, er det større usikkerhet knyttet til tiltakskostnaden, da CO<sub>2</sub>-innholdet i gassen muligens må konsentreres opp. For å belyse denne usikkerheten har vi valgt å sette tiltakskostnaden for øvrige prosesser på 500-3000 kr/tonn CO<sub>2</sub>. Et tilsvarende tiltak er CCU (carbon capture and utilization), og Finnfjord vurderer et anlegg sammen med Statkraft og CRI hvor de ønsker å fange CO<sub>2</sub> og bruke den sammen med hydrogen til metanolproduksjon.

Karbonfangst er også den mest aktuelle teknologien å bruke i sementindustrien. Norcem tester alt ut løsningen i Brevik, og anlegget er valgt ut som nasjonal satsing for pilotering av storskala – Langskipprosjektet.<sup>45</sup> Tiltakskostnaden er i stor grad avhengig av levetiden på anlegget og forventes å ligge mellom 500-1700 kr/tonn CO<sub>2</sub>.<sup>46</sup>

I prosesser som ikke bruker karbon direkte, men fossile kilder til oppvarming, vil det i mange tilfeller være relativt enkelt å bytte energikilde. Mange prosesser kan direkte elektrifiseres, men temperaturen på elvarme vil i noen tilfeller være for lav. Dette er tilfelle på Celsas sitt støpejernsverk i Mo i Rana, hvor de smelter om resirkulert jern. Å brenne hydrogen gir høyere temperatur og dette er løsningen konsortiet «hydrogen hub Mo» har valgt.<sup>47</sup> Forskjell i fysiske egenskaper og materialpåvirkning dikterer hvilke endringer i f.eks. rørsystem og ovner som må gjøres, og kan være kostnadsdrivende. I Klimakur 2030 blir løsningen estimert å ha en tiltakskostnad på over 1500 kr/tonn CO<sub>2</sub>.

## Olje og gass

Olje og gass-feltene i Nordland ligger langt fra land. Gassproduksjonen er tilkoblet gassnettverkene til Nyhamna/Kårstø, mens oljen eksporteres med skip. Elektrifisering fra land er det mest aktuelle utslippsreduksjonstiltaket og Equinor har indikert at flere av feltene i Nordland og på Haltenbanken er aktuelle for elektrifisering.<sup>48</sup> Tiltakskostnadene for elektrifisering av feltene i Nordsjøen har ifølge Klimakur 2030 en gjennomsnittskostnad på 1550 kr/tonn CO<sub>2</sub>.<sup>49</sup> Det er grunn til å tro at tiltakskostnadene for å elektrifisere feltene i Nordland ligger over dette, da disse ligger lenger ut enn f.eks. Draugen. Basert på dette og Statoils konsekvensutredning av Asta Hansteen fra 2012, hvor elektrifiseringskostnaden ligger på rundt 2400 kr/tonn CO<sub>2</sub> (KPI-justert fra 2012 kr) for en ny plattform,<sup>50</sup> anslår vi en tiltakskostnad på 1500-3000 kr/tonn CO<sub>2</sub> for elektrifisering av feltene i Nordland. Hvorvidt det er aktuelt å elektrifiseres via Nordland er imidlertid usikkert. Det kan være mer kostnadseffektivt å elektrifisere feltene med nærhet til Haltenbanken via en felles områdeløsning sørfra eller radial fra Nord-Trøndelag. Havvind vurderes i stadig større grad som energikilde på norsk sokkel.

---

<sup>44</sup> <https://www.elkem.com/investor/announcements/announcement/?itemid=16888EE6FEC0B610> [18.03.21].

<sup>45</sup> [www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringa-lanserer-langskip-for-fangst-og-lagring-av-co2-i-noreg/id2765288/](http://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringa-lanserer-langskip-for-fangst-og-lagring-av-co2-i-noreg/id2765288/) [18.03.21].

<sup>46</sup> <https://enerwe.no/ccs-klima-kommentar/ccs-prosjektet-langskip-er-dyrt-og-risikabelt/380146> [18.03.21].

<sup>47</sup> <https://www.mip.no/2020/hydrogenproduksjon-og-gront-stal-i-mo-industripark/> [18.03.21].

<sup>48</sup> <https://e24.no/olje-og-energi/i/MR285K/vil-investere-50-milliarder-paa-10-aar-for-aa-naa-klimamaalet-utslippsversting-kan-bli-fullelektrisk> [18.03.21].

<sup>49</sup> (Zero, 2011)

<sup>50</sup> (Prop. 97 S, 2012-2013)

Fullelektrifisering forutsetter imidlertid også en overføring fra land. Hvorvidt havvind blir et kostnadseffektivt supplement er derfor usikkert. Hyvind Tampen innebærer imidlertid en deelektrifisering av de tilknyttede feltene. Vi har ikke gjort noen analyser av om dette kan være aktuelt i Nordland.

Servicefartøyene vil kunne avkarboniseres med tiltakskostnader rundt det som er aktuell for transport på sjø. Dette er behandlet under øvrig skipstransport.

### Fiskeoppdrett/akvakultur

Oppdrettsindustrien er stor i Nordland og spredt i hele fylket. Nasjonalt er det anslått at 50-60 prosent av oppdrettsanleggene i dag er elektrifiserte,<sup>51</sup> og opp mot 80 prosent av anleggene er bedriftsøkonomisk lønnsomme å elektrifisere<sup>52</sup>, med en tiltakskostnad på om lag 650 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.<sup>53</sup> Lønnsomheten til elektrifisering avgjøres i hovedsak av størrelsen på investeringen (hovedsakelig drevet av sjøkabel) og innsparingsdifferansen mellom elektrisk og fossil drift. Tiltakskostnaden vil derfor være minst for store anlegg nærme land. Basert miljødirektoratets tall setter vi tiltakskostnaden på 0-1500 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, men vi ønsker å bemerke at for noen anlegg vil tiltakskostnadene ligge betydelig høyere. For oppdrettsanlegg hvor direkte elektrifisering blir for dyrt, utvikles alternative løsninger hvor strømmen produseres og lagres lokalt.<sup>54</sup>

El- og hydrogenløsninger for arbeidsbåtene på anlegget vil også være aktuelt, da disse opererer nært anlegget, og Enova støttet nylig utvikling av en hydrogendrevet arbeidsbåt.<sup>55</sup> Prosjektet løftes fram av Enova som et viktig demonstrasjonsprosjekt for fremtidig utslippfri maritim næring. Brønnbåtene har stort energi- og kraftbehov og rene batteriløsninger vil derfor være uegnet innen dette segmentet. Derfor blir hydrogen- og hybride løsninger de mest aktuelle lavutslipp/nullutslipp-løsningene. Relativt nylig støttet Enova en innovativ hybrid-brønnbåt med energieffektivisering, samt batteri og landstrømsmuligheter. Dette kutter drivstoffkostnadene og er ifølge selskapet en lønnsom løsning.<sup>56</sup>

### Bygg og anlegg

Bygg og anlegg har vesentlige klimagassutslipp, primært ved bruk av anleggsmaskiner på byggeplassen, men også ved transport av masse og oppvarming. Det brukes mye energi til oppvarming i denne sektoren, men nullutslipp-løsninger er allerede tilgjengelig mange steder. Derfor er potensialet for klimagassreduksjon er ikke betydelig. Det største potensialet ligger i innfasing av utslippsfri byggtørk, fossilfrie eller utslippsfrie anleggsmaskiner og bruk av fossilfrie eller utslippsfrie transportløsninger. Oslo kommune går foran og stiller allerede krav om fossilfrie anleggsmaskiner på byggeplasser og nullutslippsløsninger fra 2025.<sup>57</sup> Batterielektriske anleggsmaskiner er på vei inn og forventes å være standard i 2030 på grunn av kostnadsutviklingen på batterier.<sup>58</sup> I følge Klimakur (Miljødirektoratet 2020) vil elektrifisering av anleggsmaskiner ha en tiltakskostnad større enn 1500 kr/ tonn CO<sub>2</sub> i 2030. Tiltakskostnad for elektrifisering av selve byggeplassen har vi ikke identifisert. Til transportformål vil hydrogen- og batteriløsninger konkurrere på samme måte som innen veitransport.

---

<sup>51</sup> (Energi Norge, 2020)

<sup>52</sup> (DNV-GL, 2018a)

<sup>53</sup> [miljodirektoratet.no/tjenester/klimatiltak/klimatiltak-for-ikke-kvotepliktige-utslipp-mot-2030/sjofart-fiske-og-havbruk/tiltak-innen-havbruk/](https://miljodirektoratet.no/tjenester/klimatiltak/klimatiltak-for-ikke-kvotepliktige-utslipp-mot-2030/sjofart-fiske-og-havbruk/tiltak-innen-havbruk/) [18.03.21].

<sup>54</sup> <https://www.kyst.no/article/verdens-foerste-solceller-og-vindmoeller-paa-oppdrettsanlegg/> [18.03.21].

<sup>55</sup> <https://presse.enova.no/presseleases/stoetter-oppdrettsnaeringens-foerste-hydrogenbaat-3064655> [18.03.21].

<sup>56</sup> <https://www.enova.no/bedrift/sjotransport/maritime-historier/dette-er-ingen-vanlig-bronnbat/> [18.03.21].

<sup>57</sup> (Oslo kommune, 2019)

<sup>58</sup> (DNV-GL, 2018b)

## 5.4.2 Andre segment

### Tradisjonelt fiske

Det tradisjonelle fiske står sterkt i Nordland og fylket er hjem til noen av Norges mest produktive fiskeområder. Fiskeflåten kan grovt sett deles i kystfiskefartøy og havgående fartøy med spissede egenskaper.<sup>59</sup> Kystfiskefartøy, typisk mindre enn 11 meter, går ofte turer på 8-12 timer<sup>60</sup> og operer hovedsakelig i fjorder og nærme land. Innfasing av lavutslippsløsninger for dette segmentet er allerede i gang, med hybridsjarken «Karoline» fra 2015 som første fartøy. Bedre og billigere batteriteknologi vil kunne legge til rette for en gradvis overgang fra fossile til hybride til fullelektriske fartøy innen dette segmentet. Hydrogenløsninger kan også være aktuelle. Havgående fartøy er store og kraftintensiv skip som fisker med trål eller snurpenot. En avkarbonisering innen dette skipsegment vil mest sannsynlig kreve hydrogenbaserte drivstoff. Markedet er foreløpig umodent og det er stor usikkerhet omkring hvor høye tiltakskostnadene kommer til å bli.

### Gruver og mineraluttak

Nordland er hjem til flere gruver/steinbrudd, som i dag hovedsakelig benytter fossile brenslers. Industrien er selv opptatt av å kutte utslipp og eksempelvis har Rana Gruber ambisjoner om storstilt elektrifisering og om å etablere CO<sub>2</sub>-fri jernmalmsproduksjon innen 2025.<sup>61</sup> Tilsvarende har Brønnøy Kalk også mål om fullelektrifisering av maskinparken og utslippsfri transport på skip på sikt.<sup>62</sup>

### Ny industri

Lave kraftpriser legger til rette for ny og kraftintensiv industri som f.eks. Freyrs batterifabrikk i Mo i Rana. Med mindre behov for fossile energibærere legger vi til grunn at denne typen industri vil bidra begrenset til økte utslipp i fylket, sammenlignet med tyngre industri. Produksjon av electrofuels (E-fuels) er en aktuell strategi for å minimere og utnytte CO<sub>2</sub>-utslipp innen segmenter hvor avkarbonisering er vanskelig. E-fuels er en samlebetegnelse for brenslers sammensatt av hydrogen og et annet stoff, for eksempel nitrogen eller CO<sub>2</sub>. E-fuels er aktuelle brenslers innen luftfart og maritimt, i tillegg til rent salg som kjemikaler. Samlokasjon med smelteverk med karbonfangst vil gi gode synergier, og Finnfjord, Statkraft og CRI ønsker å pilotere en verdikjede for grønn metanol på Finnfjords ferrosilisiumverk,<sup>63</sup> gitt at de kan realisere 50 prosent investeringsstøtte.

## 5.6 Hva er de mest attraktive tiltakene?

Nordland er med sitt store energioverskudd velegnet for elektrifisering. Fram mot 2030 framstår elektrifisering som det mest attraktive tiltaket for å redusere klimagassutslipp der hvor praktiske forhold tillater det og omleggingskostnadene ikke blir for høye.

I transportsektoren har det enkleste og i første omgang billigste tiltaket vært å blande inn biobrennstoff med fossilt brennstoff for å redusere utslipp. Men elektrifiseringen er allerede i gang, særlig i privatbilsegmentet, og

---

<sup>59</sup> (Departementene, 2019)

<sup>60</sup> (DNV-GL, 2018a)

<sup>61</sup> <https://rana.gruber.no/sustainability/> [18.03.21].

<sup>62</sup> <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/5-bronnoy-presentation-for-sarepta-2019-05-07-2-pages.pdf> [18.03.21].

<sup>63</sup> <https://www.statkraft.no/nyheter/nyheter-og-pressemeddelinger/arkiv/2020/statkraft-og-finnfjord-metanol/> [18.03.21].

mot 2030 og utover vinner elektrifisering fram som det mest kostnadseffektive tiltaket både i veitransport og fergesegmentet. I øvrig maritim sektor er elektrifisering attraktivt så lenge investeringene i strømnettet kan holdes forholdsvis lave. For tyngre transportformål som krever brensel med høy energitetthet vil batteri-elektriske løsninger alene ikke være tilstrekkelige. Hydrogenløsninger framstår *generelt* som et dyrt alternativ, men kan være aktuelle som lavutslippsløsninger for disse formålene. Transportsektoren står i dag for om lag 27 prosent av de samlede utslippene. For bygg og anlegg bør også potensialet for reduksjon være betydelig det neste tiåret, via blant annet direkte elektrifisering og hydrogen. Dette faller inn under kategorien «Annen mobil forbrenning» i Miljødirektoratets oversikt, som samlet står for 5 prosent av utslippene i Nordland.

I Nordland, som i landet generelt, har industri vært bygget på råvaretilgjengelighet og billig energi. Metall- og materialproduksjon og fiskeindustri er viktige næringer i fylket. Prosessindustrien kjennetegnes imidlertid av betydelige prosessutslipp til tross for tilgang på fornybar kraft og høy energieffektivitet. Elektrifisering framstår i særlig egnet innen gruvedrift, men mindre attraktiv for andre industrisegmenter, enten fordi det er høy elektrifiseringsgrad i forveien, som i metallindustrien, eller av praktiske grunner som for eksempel at temperaturen fra elvarme blir for lav for enkelte prosesser. Biokarbon og karbonfangst virker mest attraktivt for metallindustri og industriell oppvarming. Man ser imidlertid også her at tiltak knyttet til hydrogen er under realisering, blant annet i Mo industripark. Industri står for over halvparten av utslippene i Nordland. Potensialet for reduksjoner er betydelig på lang sikt. Industriens eget veikart legger til grunn om lag 30 prosent reduksjon innen 2030 og nullutslipp i 2050 (Prosess21, 2021). Om man legger til grunn samme utvikling for industrien i Nordland vil dette redusere fylkets utslipp med 16 prosentpoeng relativt til dagens nivå i 2030, og 54 prosentpoeng frem mot 2050. I hvilken grad omstillingen drives av elektrifisering og hydrogen er imidlertid usikkert. I proses21s nullutslippsvisjon står elektrifisering og hydrogen for omlag 25 prosent av industriens utslippsreduksjoner frem mot 2050.

Innenfor olje og gass finner vi en tiltakskostnad som kan utløse elektrifisering om avgiftene knyttet til utslipp når et nivå på 2000 kr/tonn i 2030, slik regjeringen ønsker. Hvorvidt det er aktuelt å elektrifisere via Nordland er imidlertid usikkert. Det kan være mer kostnadseffektivt å elektrifisere feltene med nærhet til Haltenbanken via en felles områdeløsning sørfra eller radial fra Nord-Trøndelag. Ifølge NVE (2020) studeres ikke felt som Skarv og Nord lenger. Aasta Hansteen vurderes som lite aktuelt for elektrifisering per nå. Miljødirektoratets utslippsregnskap omfatter ikke utslipp på sokkel.

## Del 3: Scenarier for kraftbalansen i Nordland

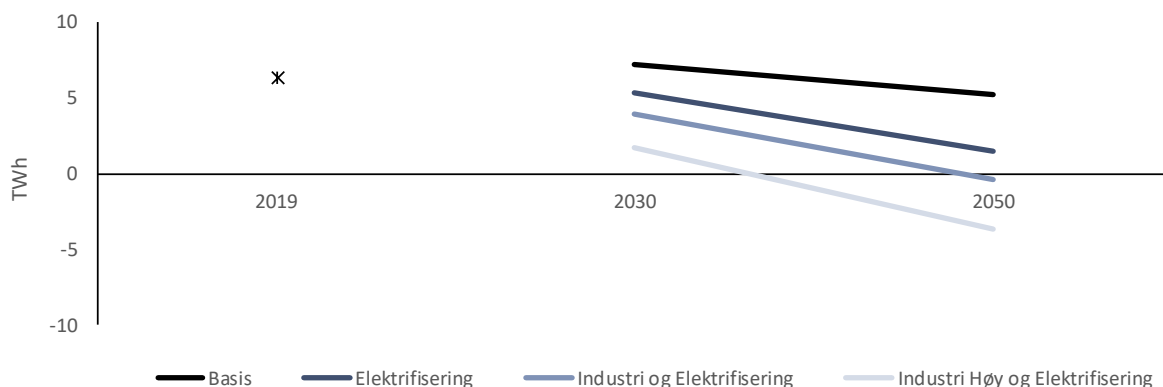
I del 3 vurderer vi hvordan elektrifiseringstiltak og industriutvikling kan påvirke kraftsystemet, både med tanke på energibalanse (etterspørsel og kraftproduksjon) og nett. Vår analyse tar utgangspunkt i dagens kraftsystem og vurderer konsekvensen av ulike utviklingsscenarier knyttet til forbruksutviklingen. Før vi går igjennom vår analyse redegjør vi kort for hovedfunnene i kapittelet under.

### 6.1 Hovedfunn

Vi har utarbeidet fire scenarier for å belyse hvordan kraftsystemet kan bli påvirket av elektrifisering og ny kraftintensiv industri de neste tiårene. Disse scenarioene er vurdert opp imot dagens produksjonskapasitet justert for anlegg vi anser som sikkert eller svært sannsynlig at blir realisert i nær fremtid. Bakgrunnen for avgrensningen er at denne kapasiteten vurderes å komme uten noen nye energipolitiske vedtak. Nye utbygginger er derimot avhengig av både lokale og nasjonale aksept.

I basisscenarioet, som tar utgangspunkt i de eksisterende regionale og nasjonale kraftsystemutredningene, opprettholdes kraftoverskuddet mer eller mindre som i dag frem mot 2050. Forbruksutviklingen i dette scenarioet vil imidlertid, slik vi vurderer det, ikke være konsistent med de styrkede målsettingene knyttet til utslippsreduksjoner nasjonalt. Det er også relativt konservativt med hensyn til vekst i både «ny» og eksisterende industri. Om man derimot legger til grunn en ambisiøs elektrifisering kombinert med en mer positiv industriutvikling, kan dagens kraftoverskudd snus til et underskudd om det ikke realiseres ny produksjonskapasitet. Vårt «høysscenario» for industriutvikling, som må betraktes som et optimistisk men ikke urealistisk scenario, gir et kraftunderskudd allerede i andre halvdel av 2030.

Figur 13: Utvikling i kraftbalansen i Nordland 2019 – 2050. Kilde: AFRY



Nordland fylke har et stort kraftoverskudd og er derfor et godt utgangspunkt for elektrifisering og utvikling av ny kraftintensiv industri. Det er også vår vurdering at et eventuelt kraftunderskudd ikke vil å ha store konsekvenser for hverken kraftmarkedet eller sentralnettet. Flere fylker i Norge har underskudd av kraft uten at dette fører til forsyningsproblemer. Nordland fylke er en del av et integrert nordisk kraftmarked, med mulighet for å importere kraft fra andre områder i Norge eller Nord-Sverige. Dog må det forventes betydelige investeringer i underliggende nett for å tilrettelegge for en rekke store lokale effektuttak, blant annet som følge av elektrifisering av maritime operasjoner.

Selv om forsynings sikkerheten opprettholdes, vil økt forbruk, slik våre scenarier legger til grunn, bidra til økte kraftpriser i Nord-Norge, alt annet likt. Dette inkluderer også eventuelle forbruksøkninger i nærliggende

prisområder, herunder Nord-Sverige hvor LKAB har ambisiøse planer for elektrifisering. Økte priser kan svekke investorattraktiviteten for ny kraftintensiv industri, men legger også til rette for å videreutvikle Nordlands fornybare energiresurser. I AFRY sine grunnsenarioer ser vi et betydelig potensial for å utvikle lønnsom kraftproduksjon i Nord-Norge de neste tiårene. Dette vil i seg selv bidra til økt verdiskaping i fylket, om man legger til rette for økt utbygging. Videre vil realisering av ny fornybar produksjonskapasitet styrke regionens langsiktige vertskapsattraktivitet for ny industri om tilgangen til ren kraft til konkurransedyktige priser opprettholdes. Klimaomstilling og industriutvikling gir med andre ord også muligheter for å videreutvikle Nordland sin posisjon i den nasjonale fornybarnæringen.

## 6.2 Grunnsenarioer

Hvert kvartal utarbeider AFRY tre ulike kraftmarkedssenarioer (Høy, Basis og Lav). Basisscenarioet representerer det AFRY ser som den mest sannsynlige utviklingen av kraftmarkedene. Scenariet gjenspeiler en global økonomi som vokser i et jevnt tempo, og politiske insentiver som legger til rette for fornybar energi med lavt karbonutslipp. Scenariet Høy bygges på en høyere økonomisk vekst og en enda mer ambisiøs avkarboniseringsagenda, mens Lav gjenspeiler lav økonomisk vekst og lavere investeringsnivå. I Lav er det derfor begrensede endringer sammenlignet med i dag. AFRY-scenariene omhandler hele Europa, men har egne forutsetninger for forbruk og produksjon i Nord-Norge frem til 2060.

Forbrukssiden av scenarioene til denne rapporten tar utgangspunkt i følgende tre elementer i AFRYs scenarioer:

### *Eksisterende forbruk*

Eksisterende forbruk i husholdninger, industrier, tjenester og næringer påvirkes av hvor raskt økonomien og befolkningen vokser per år. I AFRY Basis antar AFRY en moderat vekst i økonomien på rundt 1,2 prosent per annum i gjennomsnitt i Europa. Denne veksten motsettes av energieffektiviseringstiltak, dvs. reduksjon av energibruk drevet av investeringer i nye apparater samt krav for bedre isolerte boliger.

### *Nytt forbruk fra elektrifisering*

Avkarboniseringsambisjoner forventes å øke forbruket i fremtiden, gjennom elektrifisering av industri, varme og transport. Det ligger per i dag en stor politisk vekt på avkarbonisering, men det er stor usikkerhet omkring hvor fort man klarer å redusere karbonutslipp og nå de politiske målene. AFRY skiller mellom scenarioene for å gjenspeile denne usikkerheten. I scenariet Basis forutsetter vi 85 prosent reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp sammenlignet med 1990 i hele energisektoren (dvs. både til kraftproduksjon, varme og transport) i Europa fram mot 2050. Denne verdien øker til 95 prosent i Høy-scenariet. I begge scenarioene forventer vi reduksjoner over 50 prosent mot 2030. Selv om måloppnåelsen kan variere fra land til land, er disse scenarioene forenlige med Norges klimamål.

Det er verdt å merke at potensialet for videre elektrifisering av varmesektoren i Norge er relativt begrenset. Elektrifiseringspotensialet ligger derfor mest innenfor industri og transport. I begge sektorer forutsetter AFRY en kombinasjon av direkte elektrifisering og indirekte elektrifisering ved bruk av hydrogen produsert fra elektrolyse (grønn hydrogen). Innen industrien knyttes nytt forbruk for elektrifisering for eksempel til olje og gass, metallproduksjon, fiskeoppdrett, osv. Førstnevnte er imidlertid lite aktuelt i Nordland om ikke nye felt kommer i drift. Når det kommer til transport, antar AFRY i tråd med tiltaksanalysen i del 2 at elektrifisering for det meste kommer innen kyst- (ferger, store skip, fiskefartøy) og veitransport (elbiler, lette kjøretøy, busser). Tungtransport på vei forventes å avkarboniseres med hydrogen.

### Nytt industriforbruk

Analyse av investeringsbeslutninger, regional politikk og sektorielle veikart for nye industrier viser en del potensial for etablering av nytt industriforbruk, spesielt i Norden gjennom datasentre, batterifabriker og hydrogenproduksjon. På overordnet nivå tiltrekkes disse nye kraftintensive industriene av lave strømpriser, tilgang til fornybar energi, det politiske rammeverket og gunstig klima. For batteriproduksjon har klynge- og verdikjedeeffekter knyttet til den eksisterende prosessindustrien gjort Nordland svært attraktivt.

## 6.3 Scenarier for kraftbalansen i Nordland

Vi presenterer i denne rapporten 4 forskjellige scenarier for fremtiden av krafttettersspørsmål for Nordland i 2030 og 2050. Disse baseres på AFRY sine Høy-, Basis- og Lav-baner beskrevet ovenfor, samt en rekke andre studier – Kraftsystemstudie for Nord-Norge utarbeidet av AFRY for Fornybar Nord nettverket i 2019, Kraftsystemutredning (KSU) 2020-2039 for Helgeland, Midtre Nordland og Hålogaland, og nylig publisert informasjon:

- **Basis** er utgangspunktet for våre analyser og følger KSU-referansebanene frem til 2039. Deretter antar vi at utviklingen følger samme trend det neste tiåret. Scenariet fungerer derfor som et anker mot de analysene som i dag foreligger på regionalt nivå. I dette scenariet er det også inkludert en forsiktig utvikling av datasentre og ny industri. Blant annet er batterifabrikken Freyr inkludert med en kapasitet på 32 GWh i 2030, noe som er en forholdsvis lav kapasitet sammenlignet med de fulle planene.
- **Elektrifisering** viser en fremtid hvor avkarboniseringen av samfunnet skjer gjennom en høy elektrifisering av transport og eksisterende industrier (fiskeoppdrett, stål, osv.). Scenariet er i tråd med Norges langsiktige klimamål, men mer ambisiøst enn tiltakene fra Klimakur<sup>64</sup> tilsier. Scenariet inneholder blant annet hydrogenproduksjon og grønt stål i Mo.
- **Industri og Elektrifisering** tar Elektrifisering-scenariet som utgangspunkt og beskriver en mer positiv utvikling industrielt sett. I dette scenariet øker forbruket fra hydrogen, datasentre og batteriproduksjon med ca. 2 TWh sammenlignet med Basis-scenariet i 2050.
- **Industri Høy og Elektrifisering** tar Industri og Elektrifisering-scenariet som utgangspunkt og antar en enda større økning i forbruk fra ny industri. Her antar vi at alle kjente prosjekter realiseres med stor økning innen datasentre, hydrogen- og batteriproduksjon, noe som i 2050 gir drøyt 5 TWh økt forbruk sammenlignet med Basis.

Vi har ikke lagt til grunn elektrifisering av olje- og gassaktivitet i Nordland. Dette til tross for at vi i del 2 finner en tiltakskostnad som kan utløse elektrifisering om avgiftene knyttet til utslipp når et nivå på 2000 kr/tonn i 2030, slik regjeringen ønsker. Ifølge NVE (2020) studeres ikke felt som Skarv og Njord lenger. Aasta Hansteen vurderes også som lite aktuelt for elektrifisering per nå, og varigheten på driften er usikker. For en eventuell elektrifisering av felt med nærhet til Haltenbanken kan det også være mer kostnadseffektivt å gjøre via en felles områdeløsning sørfra eller radial fra Nord-Trøndelag. Elektrifisering av eventuelle nye funn vil komme i tillegg til forbruksøkningen i «industriscenariene».

Produksjonsutvikling forventes prinsipielt sett å være et resultat av kraftpris samt kostnadsutvikling for de aktuelle produksjonsteknologiene. Dette gjelder i stor grad for Norge, bortsett fra at investeringsklimaet for vindkraft nå preges av økt motstand i deler av befolkningen.

I denne studien har vi lagt til grunn dagens produksjonskapasitet og antar deretter ingen investeringer utover prosjekter som allerede har konsesjon, herunder prosjekter under utbygging. Bakgrunnen for denne

---

<sup>64</sup> Miljødirektoratet (2020)

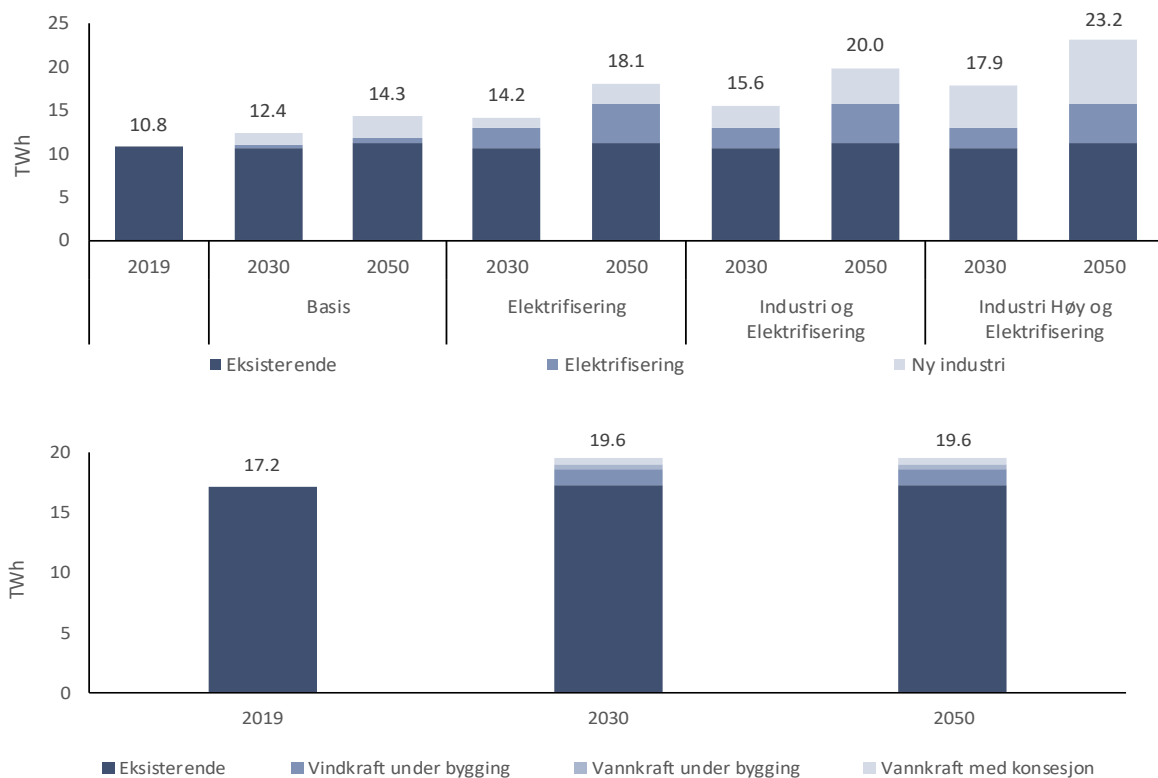


avgrensningen er at denne kapasiteten vurderes å komme uten noen nye energipolitiske tiltak. Nye prosjekter er avhengig av både lokale og nasjonale forhold. Forutsetningene for produksjonssiden kan således kalles et «null-alternativ». Vi mener et slikt scenario gir den mest relevante analysen for fylkeskommunens videre arbeid, selv om det i markedsmessig forstand er en særdeles konservativ tilnærming. For vindkraft tar vi også hensyn til sannsynlighet for at prosjekter som er vedtatt klarer til å komme i drift innen den konsesjonsfristen de har fått. Andmyran (540GWh) som har frist for idriftsettelse 31.12.2020 er derfor ikke inkludert.

### 6.3.1 Forbruk, kraftproduksjon og energibalanse

Figuren nedenfor viser scenarioene for Nordland for forbruk og kraftproduksjon sammenlignet mot 2019<sup>65</sup>. I Basis-scenariot øker forbruket fra 10,8 TWh i 2019 frem mot 12,4 TWh i 2030 og 14,3TWh i 2050. Her antar vi en elektrifisering av transportsektoren som følger nåværende trend, drevet av elbiler. Dette tilsvarer en økning på 0,7 TWh i 2050.

Figur 14: Etterspørsel (topp) og kraftproduksjon (bunn) scenarioer for Nordland, TWh. Kilde: AFRY



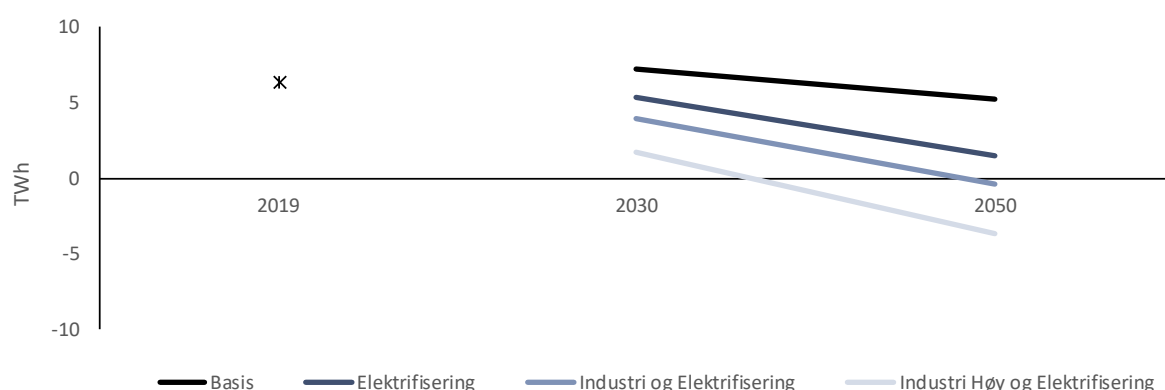
I scenarioet Elektrifisering økes forbruket med snaut 4 TWh drevet av en akselerert elektrifisering av eksisterende industri og transport, mens det vokser med ytterlige 4 TWh til 18TWh i 2050. Scenarioet Industri og Elektrifisering innebærer en ytterligere økning på 2 TWh frem mot 2050. Vårt mest optimistiske scenario industrielt sett gir et samlet strømforbruk for Nordland på 18 TWh i 2030 og 23 TWh i 2050. Dette tilsvarer over en dobling av det totale strømforbruket i området sammenlignet med 2019. Det er viktig å påpeke at industriscenarioene bygger videre på den ambisiøse klimaomstillingen i elektrifiseringsscenarioet.

<sup>65</sup> 2019-verdien er estimert fra KSU-planene, og dermed ikke temperaturkorrigert, mens fremtiden baseres på et normalt værår.

Ved å kombinere de fire etterspørselsscenarioene med den kapasiteten vi forventer realiseres i null-alternativet, får vi fire utviklingsbaner for energibalansen i Nordland, som vist i Figur 15. Energooverskuddet i fylket var ca. 6 TWh i 2019. I scenarioet Basis øker det til 7 TWh i 2030, før overskuddet faller til 5 TWh i 2050. I dette scenarioet er økningen i forbruk knyttet til relativt begrenset ny industri og elektrifisering sammenlignbar med utviklingen av vindpark og vannkraft under bygging.

I alle scenarioene, bortsett fra de optimistiske Industri-scenarioene i 2050, opprettholder Nordland sitt kraftoverskudd og posisjon som krafteksportør. I Industri og Elektrifisering-scenarioet forventes kraftoverskuddet å bli spist opp rundt 2050 i Nordland. I Industri Høy og Elektrifisering-scenarioet svekkes kraftoverskuddet til nesten 2 TWh i 2030. Kraftoverskuddet forventes å bli forvandlet til kraftunderskudd før 2040 og utvikle seg til et underskudd på rundt 4 TWh til 2050.

Figur 15: Energifalansse scenarioer for Nordland, TWh. Kilde: AFRY



## 6.4 Vurdering av utviklingsscenarioene

Flere fylker i Norge har underskudd av kraft uten at dette fører til forsyningsproblemer. Nordland fylke er en del av et større prisområde i kraftmarkedet sammen med Troms og Finnmark, og dette prisområdet igjen er en del av det nordiske kraftmarkedet. Det er derfor ikke nødvendigvis noe problem dersom energioverskuddet i Nordland brukes opp, kraften kan importeres fra andre områder i Norge eller Nord-Sverige. Videre er det et poeng at et redusert kraftoverskudd i Nordland vil redusere behovet for sentralnettsforsterkninger nord-sør i Norge og Sverige, noe som vil bli sett som en ressurs i det store bildet. AFRY forventer at det samlede kraftoverskuddet i den Nord-Norge og Nord-Sverige vil øke markant i de kommende årene på grunn av store investeringer i vindkraft, særlig i Nord-Sverige. Utviklingen på lengre sikt er usikker og avhengig av forbruksutviklingen i Nord-Sverige, hvor LKAB i 2020<sup>66</sup> lanserte en ny strategi som innebærer 55 TWh nytt kraftforbruk omkring 2040. Dersom LKAB realiserer sine planer, vil Nord-Sverige bli et nytt eksportmarked for et eventuelt kraftoverskudd i Nordland.

Vel så viktig er det å påpeke at økt etterspørsel også legger til rette for å videreutvikle Nordlands fornybare energiresurser. Vår analyse tar utgangspunkt i at man ikke realiserer noe produksjon utover det som allerede er konsesjonsgitt og/eller under utbygging. I AFRY sine grunnscenarier ser vi imidlertid et betydelig potensial for å utvikle lønnsomme prosjekter i Nord-Norge de neste tiårene. Jo mer etterspørselen øker, jo mer vil også

<sup>66</sup> <https://www.lkab.com/sv/om-lkab/lkab-i-korthet/strategi-och-mal/>

inntektene fra kraftmarkedet bli. Dette kan i seg selv bidra til økt verdiskaping i fylket om man legger til rette for økt utbygging regionalt.

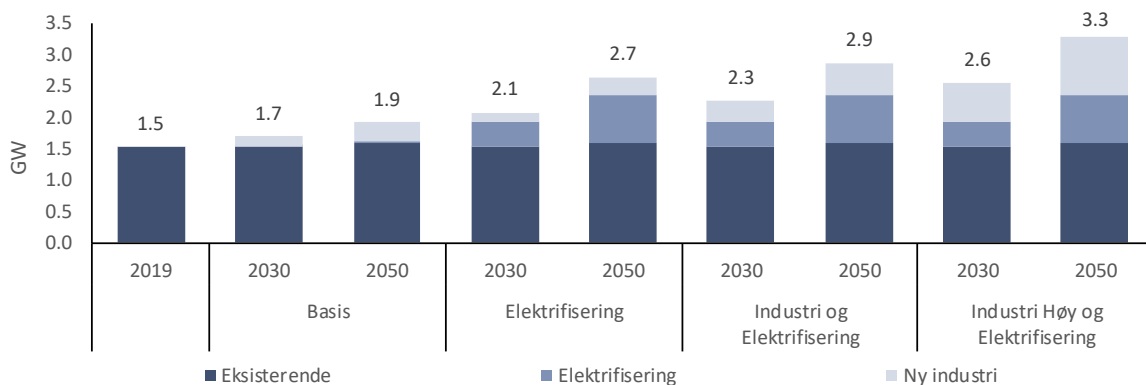
### 6.4.1 Utvikling av nett

Vurderingene over er knyttet til Nordlands kraftbalanse, der vi kun ser på balansen mellom forbruk og produksjon. Slike endringer vil imidlertid også påvirke bruken av nettet både lokalt, regionalt og sentralt, og investeringer i nytt eller oppgradert nett er kostbare. AFRYs kraftsystemstudie for Fornybar Nord fra 2019 analyserte kraftflyten i sentralnettet i 2040 i to utvalgte situasjoner og pekte på følgende:

- Det kan bli behov for relativt store investeringer i sentralnettet i Nordland for å håndtere flyten i nettet en varm og vindfull sommerdag, dersom vi ikke kan eksportere kraft til Nord-Sverige.
- Det ser ut til å være rom for økt forbruk av strøm lengst sør i Nordland i forhold til sentralnettet, men det er likevel sannsynlig at store industriutbygginger vil utløse behov for investeringer på lavere spenningsnivå.

Vi vil i det følgende gjøre kvalitative vurderinger av hvorvidt disse funnene også vil gjelde for de fire scenarioene presentert her. Figur 16 viser scenarioene i form av topplast eller maksimalforbruk som er viktig for lastflyt-analysene. I scenarioet Basis er det lagt til grunn ca. 200 MW (2030) til 400 MW (2050) ny industri, noe som ikke er vesentlig forskjellig fra forutsetningene i Fornybar Nord studien. Elektrifiseringsscenarioet er oppdatert med nytt kunnskapsgrunnlag fra Klimakur og AFRY, Menon & NES (2020) om maritim avkarbonisering og er noe mer ambisiøst enn forutsetningene fra Fornybar Nord, som dermed kan sies å ligge mellom Basis og Elektrifisering. Denne økningen i maritim elektrifisering vil høyst sannsynlig føre til investeringsbehov i lokale nett, da maksimalforbruket kan være høyt i forhold til nåværende nettkapasitet. De fleste steder vil sentralnettet ikke påvirkes, men i områdene Vestfjorden og Vesterålen antas samlet maksimumsforbruk å stige med 30-40 MW, noe som trolig vil gi investeringsbehov i regionalnett i og sentralnett inn mot disse områdene.

Figur 16: Forbruksscenarioene for Nordland angitt som topplast, GW. Kilde: AFRY



I forbindelse med Fornybar Nord- prosjektet ble det også gjennomført en lastflytanalyse av et scenario med økt etterspørsel i den sydlige delen av fylket som viste at man kunne bygge ut ytterligere 750 MW i dette området uten at behovet for investering i sentralnettet blir større. Dette kan sammenlignes med Industri Høy og Elektrifisering-scenarioet her, hvor vi forutsetter fra ca. 500 MW (2030) til ca. 600 MW (2050) maksimalforbruk fra ny industri i forhold til Basis. Forskjellen ligger i at omkring halvparten av den nye industrien i Industri Høy og Elektrifisering forventes å komme som datasentre. Det er svært usikkert hvor i fylket datasentrene kan komme, men det er rimelig å anta ikke alt kommer på lokasjoner som er koblet til sentralnettet. Denne type lokalisering

av datasentre kan gi behov for relativt store investeringer i regionalnett, men vil trolig ikke påvirke Sentralnettet negativt.

Bortsett fra økt behov omkring Vestfjorden og Vesterålen samt fra nye datasentre som ikke kobles direkte til sentralnettet, er det vår vurdering at hovedkonklusjonene fra Fornybar Nord stadig holder. For å få et mer konkret bilde av det samlede investeringsbehovet i lokalt, regionalt og sentralt nett er det behov for videre studier av scenarioene.

## Referanseliste

- Kermeli, K. e. (2015). Energy efficiency improvement and GHG abatement in the global production of primary aluminium. *Energy Efficiency* 8.4, 629-666.
- Kurland, S. D. (2019). Energy use for GWh-scale lithium-ion battery production. *Environmental Research Communications*, 2(1), 012001.
- Los, B., & Dijk, J. v. (2020). The Employment Impact of the NorthH2 Project. *University of Groningen*.
- Miljødirektoratet. (2020). Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030.
- Menon, DNV-GL og TØI. (2018). Fylkeskommunens klimautslipp fra lokale ruter. *Menon publikasjon 22/2018*.
- AFRY, Menon & NES. (2020). Scenarioanalyse av infrastrukturbehov for alternative drivstoff til fartøy i maritim sektor.
- Menon & TØI. (2019). Kostnader ved overgang til fossilfri kollektivtransport. *Menon publikasjon 04/2019*.
- SINTEF. (2017). Veikart for gass i metallindustrien— Økt verdiskaping og reduserte utslipp.
- Menon, DNV-GL og TØI. (2019). Klimatiltak innen godstransport. *Menon publikasjon 78/2019*.
- Prop. 97 S. (2012-2013). Utbygging og drift av Aasta Hansteen-feltet og anlegg og drift av Polarled utviklingsprosjekt og Kristin gassseksportprosjekt.
- Vassaas, K. (2016). Brenselcelleteknologi i jernbanen. Hydrogenisering - en bærekraftig fremtid for Nordlandsbanen? .
- Avinor. (2020). Bærekraftig og samfunnsnyttig luftfart.
- Rambøll. (2013). Utredning: Bærekraft biodrivstoff for luftfart.
- Zero. (2011). Strøm fra land til olje- og gassplattformer.
- Departementene. (2019). Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart.
- COWI. (2018). Data Centre opportunities in the nordics: An analysis of the competitive advantages.
- Freyr. (2021). Clean Battery Solutions for a Better Planet.
- McKinsey & Company. (2021). Hydrogen insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Retrieved from <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021-Report.pdf>
- Shen, X., Liu, H., Cheng, X. B., Yan, C., & Huang, J. Q. (2018). Beyond lithium ion batteries: Higher energy density battery systems based on lithium metal anodes. *Energy Storage Materials*, 12, 161-175. .
- Energi Norge. (2020). Nettilkobling av oppdrett ved elektrifisering.
- Oslo kommune. (2019). Standard klima- og miljøkrav til Oslo kommunes bygge- og anleggsplasser.
- DNV-GL. (2018b). Potensialet for utslippsreduksjon ved fossil- og utslippsfrie bygge- og anleggsplasser.

DNV-GL. (2018a). Fullelektrisk fiskeoppdrett, Prosjekt for Energi Norge og Sjømat Norge.

NVE. (2020). Elektrifiseringstiltak i Norge: Hva er konsekvensene for kraftsystemet? .

AFRY. (2020). Kraftsystemstudie Nord-Norge.

DNV GL. (2019). *PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE*. Oslo: Regjeringen.

Prosess21. (2021). *Hovedrapport, Økt verdiskaping med nullutslipp*. Oslo: Prosess21.

# Vedlegg

## Vedlegg 1: Metode for ringvirkningsanalysen

### Introduksjon til ringvirkninger

Aktiviteten i ulike næringer i økonomien er tett bundet sammen. Det betyr at endring i etterspørsel fra en næring eller en bedrift vil påvirke aktiviteten i andre næringer og dermed påvirke norsk sysselsetting, verdiskaping og skatteinngang. Vi kvantifiserer disse effektene for de nye kraftintensive næringene i Nordland ved hjelp av en ringvirkningsanalyse.

Etterspørselen av produkter og tjenester fra en bedrift har to umiddelbare effekter. For det første understøttes sysselsetting i næringen, gjennom ansatte i bedriften. For det andre understøttes sysselsetting hos leverandørbedrifter gjennom bedriften sine vare- og tjenestekjøp. I første omgang vil etterspørselen fra bedriften understøtte sysselsetting hos de direkte leverandører til næringen. Dette gjelder eksempelvis leverandører av råvarer, maskiner og annet, men også tjenester fra næringer som regnskapsføring og kantinedrift. Disse bedrifter vil imidlertid også etterspørre varer og tjenester og denne effekten fortsetter i prinsippet uendelig langt ned i verdikjeden.

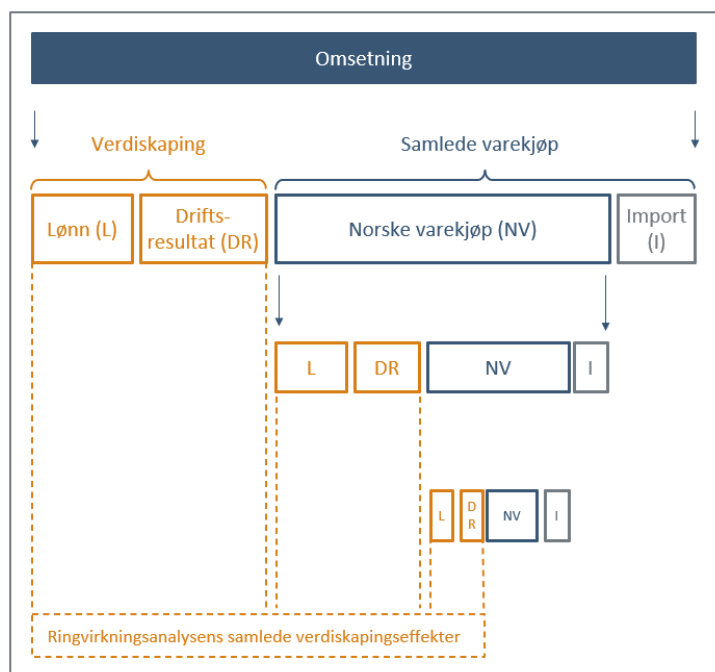
Teknisk sett kan man si at omsetningen til hver bedrift i hele verdikjeden kan deles opp i tre ulike kategorier:

- norske vare- og tjenestekjøp
- utenlandske vare- og tjenestekjøp
- lønnskostnader
- driftsresultat

Summen av de to sistnevnte utgjør det som kalles verdiskaping, mens norske varekjøp danner omsetning for bedriftene i neste ledd av verdikjeden. Figuren til høyre viser en skisse av hvordan en investeringskostnad har effekter langt nede i verdikjeden. Summen av de oransje boksene i alle ledd utgjør de samlede verdiskapings-effektene. Dette er vist i stilisert form på figuren til høyre.

Som det ses fra figuren, vil all omsetning i siste ende omdannes til enten norsk verdiskaping eller import.

Vi har modellert etterspørselsimpulsen fra de hypotetiske bedrifter til sine leverandører og dens effekter på sysselsetting med bakgrunn i SSBs kryssløpsanalyse. SSBs kryssløpsmatrise viser omfang av leveranser, sysselsetting, skatter og avgifter, samt import og eksport i 64 NACE-næringer. Med bakgrunn i SSBs kryssløpsanalyse har Menon utarbeidet en ringvirkningsmodell hvor vi beregner sysselsettings- og verdiskapingeffekter av ulike former for tiltak eller endringer.



## Vedlegg 2: Antakelser og utregninger av ringvirkninger

### Tradisjonell kraftforedlende industri

Nordland har som nevnt et bredt utvalg tradisjonell kraftforedlende industri. Det produseres blant annet aluminium, stål og ferrosilisium, samt bearbeidede metallprodukter og kjemisk industri.

En normal definisjon er å anse at fire næringskategorier utgjør de tradisjonelle kraftintensive næringene<sup>67</sup>:

- produksjon av kjemiske råvarer
- produksjon av jern, stål og ferrolegeringer
- produksjon av ikke-jernholdige metaller
- produksjon av papirmasse, papir og papp

I Nordland er det utbredt industri innen hver av de første tre kategoriene. Vi bruker derfor et vektet snitt av disse tre næringskategoriene som et utgangspunkt for fremtidig kraftforedlende industri i Nordland.

Vi benytter også produksjon av aluminium som et konkret eksempel på en tradisjonell kraftforedlende industri.

#### Drift

De tradisjonelle kraftintensive næringene som er relevante i Nordland har på nasjonalt nivå omkring 0,34 ansatte per GWh energibruk. Vi estimerer dette tallet ved å bruke totalt energibruk i næringskategorien fra SSB, og antall ansatte i disse næringene fra Menons regnskapsdatabase.

Det er betraktelig variasjon i antall ansatte per GWh mellom de tradisjonelle kraftintensive næringene. I øvre ende har produksjon av kjemiske råvarer 0,46 ansatte per GWh, mens produksjon av ikke-jernholdige metaller har et gjennomsnitt på 0,33 ansatte per GWh. Færrest sysselsatte per energibruk har produksjon av jern, stål og ferrolegeringer, med 0,15 ansatte per GWh. Vektet med produksjonsmengde i Norge gir dette et vektet snitt på 0,34 ansatte per GWh for næringen som helhet.

Basert på omsetning og verdiskapingstall fra Menons populasjon av bedrifter i kraftintensiv industri, samt importdata og kryssleveransedata fra SSB, finner vi indirekte sysselsettingseffekter på 1,8 for hver sysselsatt i næringen. Dette betyr at de samlede sysselsettingseffekter blir på 0,94 sysselsatte per GWh. Det er betydelig usikkerhet forbundet med de lokale andeler, fordi det er så stor forskjell på de ulike næringer. Nordland har imidlertid en av Norges mest komplette verdikjeder innenfor prosessindustrien og det er grunn til å tro at relativt store deler av de indirekte effektene vil være lokale. Legger vi til grunn data innhentet fra intervjuer med relevante aktører finner vi at om lag 40 prosent av de indirekte sysselsettingseffektene vil finne sted i Nordland.

For å finne verdiskapingseffekter av den kraftintensive industri bruker vi Menons regnskapsdatabase. Her finner vi at produktiviteten, målt ved verdiskaping per ansatt, i den kraftintensive industrien er på rundt 1,05 millioner kroner. Ringvirkningsmodellen tilsier at verdiskapingseffekten er på rundt 1,0 millioner per ansatt hos de indirekte sysselsatte gjennom næringen. Disse tall gir en verdiskaping på om lag 860 000 per GWh.

---

<sup>67</sup>

Se for eksempel SSBs avgrensning av begrepet kraftintensiv industri: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/kraftintensiv-industri>



## Investeringer

Det er vanskelig å finne typiske data for investeringskostnader for hele den tradisjonelle kraftintensive industri. Vi bruker estimater fra to næringer: aluminiumsproduksjon og produksjon av ammoniakk.

Typiske bransjetall for bygging av aluminiumsverk anses å være omkring 7000 USD per årstonn med produksjon, altså ca. 60 000 kroner per årstonn.<sup>68</sup> Med en årlig produksjon på 1,2 millioner tonn i Norge, og 3000 sysselsatte, innebærer dette en investeringskostnad på omkring 24 millioner kroner per sysselsatt. Typiske bransjetall for energibruk per MWh ligger på omkring 13,5 MWh per tonn aluminium, en investering på omkring 4,46 millioner kroner per GWh.

Ammoniakkproduksjon har, basert på Yaras fabrikk i Texas, en investeringskostnad på omkring 12 millioner kroner per sysselsatt. Fabrikken i Texas sysselsetter omkring 35 personer i driften, og hadde en investeringskostnad på ca. 4,5 milliarder kroner. Ammoniakkproduksjon er altså mer sysselsettingsintensiv per krone investert enn aluminium er. For å estimere investeringsmengde per GWh brukt, legger vi til grunn energibruken per sysselsatt i kjemisk industri, og får et estimat på en investering på 5,97 millioner kroner per GWh. Dette er tilsvarende som i driften, der kjemisk industri også var mer sysselsettingsintensiv per GWh enn aluminiumsproduksjon. Estimater på investering per GWh i prosessindustrien som helhet blir gjennomsnittet av aluminiums- og ammoniakkproduksjon.

I modellen for å utregne ringvirkninger av tradisjonelle kraftintensive industrier legger vi til grunn en noe lavere importandel enn for de andre industrier. Dette avspeiler at Norge allerede har veletablerte leverandørindustrier innen flere av næringene. Dette gjelder blant annet aluminiumsproduksjon og flere andre av områdene innen prosessindustrien. Spesifikt legger vi til grunn en importandel på rundt 30 prosent. Som for de andre industrier legger vi til grunn at om lag 50 prosent av investeringer er bygg- og anleggskostnader som «tildeles» Nordland. Av de resterende 20 prosent som leveres av spesialiserte norske leverandører legger vi til grunn at om lag halvparten går til Nordland, men den resterende delen går til resten av Norge.

Med disse antakelser peker modellen på at det understøttes 1 sysselsatt i Norge for hver 2,2 millioner kroner investert. Dette er noe lavere enn de andre næringer i rapporten, hvilket viser at det har *større* positive effekter på norsk næringsliv å investere i kraftintensiv industri. Den norske verdiskapingsandelen er på om lag 50 prosent. Det betyr at rundt halvparten av investeringskostnadene ender opp som verdiskaping i Norge, mens de resterende ender som direkte eller indirekte import.

## Batteri

Freyr er som nevnt en stor planlagt batterifabrikk i Rana. Fabrikken forventes å produsere battericeller med en kapasitet på 43 GWh i året i 2025, og forventes å ha 1500 ansatte på fabrikkene. Dette er i samme størrelsesorden som flere av de store batterifabrikkene internasjonalt, deriblant Teslas gigafactory i Nevada, Britishvolts gigaplant i Storbritannia, og Northvolts fabrikk i Sverige. Vi bruker disse fire fabrikkene i analysen.

Disse produsentene driver alle med celleproduksjon, og skiller seg betydelig fra andre norske aktører i verdikjeden, som kjøper celler og setter sammen batteriene. Celleproduksjonen er den energikrevende og sysselsettingskrevende delen av verdikjeden, og samtidig der den største delen av verdiskapingen skjer.

---

<sup>68</sup> Ifølge *Prosess21s ekspertgrupperapport «Ny prosess teknologi med redusert karbonavtrykk»*

## **Drift**

Batteriproduksjon er en næring som har høye materialkostnader. Kostnadene for innkjøpte materialer ligger i området 3-5 ganger kostnadene knyttet til selve produksjonen.<sup>69</sup> For tiden ligger leverandørene av materialene primært utenfor Norge. En del aktører, slik som Freyr, har planer om å få kjøpt mer fra nasjonale og nordiske aktører, men på kort sikt vil mesteparten av disse materialene trolig måtte importeres.

Selv om batteriproduksjon er en kraftintensiv næring, er den ikke like kraftintensiv som de andre kraftintensive næringene. Det kreves i området 50-65 MWh i energibruk å produsere 1 MWh i batterikapasitet, ifølge en forskningsartikkel i *Environmental Research Communications*.<sup>70</sup> Freyrs anslag tilsier at de benytter en mer effektiv teknologi, som krever både færre ansatte og mindre energiinput for å produsere 1MWh i batterikapasitet. Freyrs estimater på sysselsatte per GWh ligger dermed klart lavere enn de andre tre aktørene. Ettersom det er usikkerhet knyttet til disse tallene, benytter vi et vektet snitt, der vi tar Freyrs estimat på den ene siden, og gjennomsnittet av de andre tre på den andre siden. Dette gir et estimat på 1,79 direkte sysselsatte per GWh i batteriproduksjon.

Det er stor usikkerhet knyttet til importandelen innen batteriproduksjon. Etter kontakt med aktører samt en kartlegging av potensielle verdikjeder som kan levere materialer anslår vi at rett om lag 60 prosent av varer og tjenester (utover strøm) importeres. Utover kraftinput fordeler vi basert på SSBs kryssløp for næringene «*Produksjon av metallvarer*», «*Produksjon av datamaskiner*» og «*elektroniske og optiske produkter*». <sup>71</sup> Dette gir oss at det for hver sysselsatt i batteriproduksjonen er om lag 2,0 ansatte i leverandørbedrifter. Det betyr at de samlede sysselsettingseffekter for batteriproduksjonen er på 5,3 sysselsatte per GWh. I sensitivitetsanalyser finner vi at sysselsettingseffektene for batteriproduksjonen varierer mellom 4,2 og 8,2 sysselsatte per GWh. Dette er især drevet av endringer i importandelen.

Som tidligere nevnt er prosessindustrien en viktig del av næringslivet i Nordland. Det betyr at man har gode forutsetninger for å drive med batteriproduksjon. Ikke nok med kraftbalanseoverskudd og en eksisterende infrastruktur, har man kompetanse og en rekke leverandører som potensielt kan snu seg mot batteriproduksjon. Samtidig må en bedrift som driver med ledende teknologi kjøpe varer og tjenester der de er best og billigst. Dette betyr en høy importandel, men vil også føre til at en betydelig del av leverandørene vil være plassert utenfor Nordland. Vi legger til grunn at rundt 30 prosent av de innenlandske vare- og tjenestekjøp kommer fra Nordland. Det betyr at de samlede lokale effekter vil ligge på mellom 3,2 og 4,7 sysselsatte per GWh.

Basert på budsjettanslag for norsk batteriproduksjon<sup>72</sup> med en gjennomsnittslønn på 700 000 og en EBITDA margin på rundt 25 prosent betyr det produktivitet i selve batteriproduksjon på rett over 3 millioner kroner per sysselsatt. De samlede verdiskapingseffekter (inklusive ringvirkninger) blir da på 7,5 millioner kroner per GWh.

## **Investeringer**

Batteriproduksjon krever betydelige investeringer i store fabrikker. Som for drift er det usikkerhet knyttet til disse estimatene, og vi bruker derfor et vektet snitt av flere fabrikker. Vi tar Freyrs estimater for investeringer per GWh og sysselsatte på den ene siden, og gjennomsnittet av Teslas gigafactory, Northvolt og Britishvolts gigaplant

---

<sup>69</sup> <https://www.freyrbattery.com/assets/Documents/FREYR-Investor-Presentation-20210129.pdf>

<sup>70</sup> (Kurland, 2019) Artikkelen baserer seg på Teslas Gigafactory i Texas og Northvolt i Sverige, og estimerer at disse har en energiinnsats på 50MWh og 65MWh per 1 MWh batterikapasitet respektivt.

<sup>71</sup> De endelige resultater er ikke sensitive for valg av spesifikk industrinæring som velges her.

<sup>72</sup> <https://www.freyrbattery.com/assets/Documents/FREYR-Investor-Presentation-20210129.pdf>

estimerer på den andre siden. Dette gir estimerer for investering per GWh på 16,7 millioner kroner, og investering per sysselsatt på 9,3 millioner kroner.

Maskinene som skal brukes i produksjonsfasiliteter bygger på kompleks teknologi og må skreddersys til den enkelte produksjonsfasilitet. På nåværende tidspunkt kan disse bare leveres av et fåtall bedrifter i verden, og ingen av disse er plassert i Norge. Det betyr at investeringer vil kreve betydelig import. For å utregne ringvirkninger av investeringer legger vi til grunn at om lag 50 prosent av de direkte investeringskostnadene tilfaller utenlandske leverandører, mens de resterende 50 prosent tillegges bygg- og anleggsbransjen i Nordland.<sup>73</sup>

Med disse anslag viser ringvirkningsmodellen at det vil understøttes 1 sysselsatt i etableringsfasen for hver 2,6 million investert i batteriproduksjon. Samlet sett finner vi dessuten at 37 prosent av den samlede investeringskostnad havner på norske hender i form av verdiskaping.

## Hydrogen

Hydrogen er en energibærer med stort fremtidig potensial. Produksjon av hydrogen deles ofte inn i grått, blått og grønt hydrogen. Ettersom Nordland har overskudd av grønn energi, er grønt hydrogen den mest relevante formen å se på. Grønn hydrogen lages ved å kombinere fornybar kraft og vann gjennom elektrolyse. Denne prosessen krever høye investeringer og er energikrevende, men krever relativt lite arbeidskraft i driften.

### Drift

Det er planlagt produksjon av grønn hydrogen i Glomfjord Hydrogen på Meløy, som skal være i drift fra 2024. Vi bruker primært tallanslag fra dette prosjektet, sammen med tall fra Nederlandske North2 og analyser for australske myndigheter. Glomfjord Hydrogen er planlagt å ha en kapasitet på inntil 10 tonn per dag, ved å utnytte effekt på omkring 25 MW. Anlegget planlegges å ha nesten kontinuerlig oppetid, og dermed ha et årlig energibehov på ca. 200 GWh.

Operasjon av Glomfjord Hydrogen forventes ifølge aktører vi har pratet med å kreve 2 ansatte kontinuerlig gjennom døgnet, og dermed ca. 10 årsverk. Dette innebærer ca. 0,05 ansatte per GWh energibruk. Dette er lavt sammenlignet med andre næringer, hvilket understreker at produksjon av hydrogen er en veldig energiintensiv og sysselsettingslett næring. Glomfjord Hydrogen er imidlertid ikke forventet være fullt like sysselsettingslett som det tidligere internasjonale analyser har estimert. Universitetet i Groningen estimerte i 2019 at det nederlandske hydrogenprosjektet North2 vil bruke omkring 0,016 sysselsatt per GWh<sup>74</sup>, mens en australsk studie anslo 45 GWh per ansatt.<sup>75</sup> I resten av analysen legger vi til grunn en direkte sysselsettingsintensitet på rundt 0,03 sysselsatt per GWh.

Størrelsen av de indirekte sysselsettingseffekter bestemmes vanligvis av størrelsen på norske vare- og tjenestekjøp per sysselsatt. Disse er svært store for hydrogen, men utgjøres i all hovedsak av elektrisitet som også er en næring med svært liten sysselsetting per omsetningskrone (rundt 10 millioner kroner per sysselsatt). Da det er få eksisterende hydrogenproduksjonsfasiliteter som er oppe å gå, er det vanskelig å si akkurat hvor store ringvirkningene vil bli. Stiliserte antakelser basert på intervjuer med relevante aktører peker imidlertid på ring-

---

<sup>73</sup> Valg av sektor for norske leverandør er av liten betydning for størrelsesordenen av de endelige resultater.

<sup>74</sup> [https://www.ruq.nl/research/portal/files/149300240/NortH2\\_Report\\_Final.pdf](https://www.ruq.nl/research/portal/files/149300240/NortH2_Report_Final.pdf)

<sup>75</sup> [https://www.stategrowth.tas.gov.au/data/assets/pdf\\_file/0003/207705/Draft\\_Tasmanian\\_Hydrogen\\_Action\\_Plan\\_-\\_November\\_2019.pdf](https://www.stategrowth.tas.gov.au/data/assets/pdf_file/0003/207705/Draft_Tasmanian_Hydrogen_Action_Plan_-_November_2019.pdf)

virksomheter på om lag 0,3 sysselsatt per ansatt i produksjonsfasiliteten for et mindre anlegg, og opp til 2 dersom anlegget er større og driver med flytendegjøring internt. Vi får da et spenn på samlede sysselsettingseffekter av hydrogenaktivitet på mellom 0,035 og 0,080 sysselsatte per GWh. Både med og uten ringvirkninger er hydrogenproduksjon altså den minst sysselsettingsintensive næring analysert i denne rapporten.

Når vi ser på verdiskapingseffekter av hydrogenproduksjon, støtter vi igjen på problemet om lite tilgjengelig regnskapsinformasjon. Verdiskaping er som tidligere nevnt summen av driftsresultat (EBITDA) og lønnskostnader og med det in mente kan vi stille opp et illustrativt eksempel. Analyser fra blant annet Bloomberg NEF<sup>76</sup> og EU peker på at priser på grønn hydrogen vil være mellom 1,1 og 2,4 euro per kg i 2030. Dette betyr en pris på mellom 10 000 og 24 000 kroner per tonn. Basert på tall for våre referanseprosjekter betyr det en årlig omsetning på om lag 10 millioner kroner per ansatt per år. Med en strømkostnad (inkl. nettleie) på 35 øre/kWh, gjennomsnittslønn på rundt 700 000 per sysselsatt og andre kostnader på om lag 400 000 kroner per sysselsatt, kommer vi frem til verdiskaping per sysselsatt på mellom 1,2 millioner kroner på en liten produksjonsfasilitet (tilsvarende Glomfjord Hydrogen), og opp til 6 millioner kroner per sysselsatt for en større fasilitet (tilvarende North2), med et median-anslag på 4,4 millioner per sysselsatt. Dette tilsvarer verdiskaping per GWh på om lag 150 000 kroner.

### **Investeringer**

Planlagt investeringskostnad for Glomfjord Hydrogen er ca. 150 millioner kroner for alkaliske elektrolysører, mens den totale kostnaden for produksjonsanlegget forventes ligge på omkring 750 millioner kroner. Dette representerer altså en kostnad på ca. 3,75 millioner kroner per GWh. Investering per sysselsatt i driften er på 75 millioner kroner, hvilket enda en gang understreker at hydrogenproduksjon er en energitung og investerings-tung næring, som krever relativt lite arbeidskraft.

Kostnadene for elektrolysørene i Glomfjord passer godt med estimater fra tidligere analyser. Thema Consulting sammenstilte i 2019 en oversikt over estimater på investeringskostnad per MW. Estimaten for 2020 lå mellom 0,41 og 0,79 kr/MW, mens kostnaden for elektrolysører i Glomfjord er ca. 0,625 kr per MW.<sup>77</sup>

I analysen av ringvirkninger fra investeringsfasen legger vi til grunn at nye hydrogenproduksjonsfasiliteter i høy grad vil ligne på Glomfjord. Det innebærer at elektrolysørene vil kjøpes i Norge. Av de resterende vil om lag halvparten gå til import (blant annet av nedkjølingsfasiliteter), mens den andre parten vil bli levert av norsk bedrift, da i hovedsak fra bygg- og anleggsfasen. Med disse antakelser kommer vi frem til at det vil understøttes et årsverk i leverandørindustrien for hvert 2,4 millioner kroner investert. I et tilsvarende prosjekt som Glomfjord Hydrogen der det må bygges en ny fabrikk fra bunnen peker modellen altså på at ringvirkningseffektene er på om lag 290 årsverk. Dersom vi antar at bygg- og anleggsentreprenørene vil være fra Nordland peker modellen på at om lag 44 prosent av de direkte og indirekte sysselsatte i forbindelse med investeringsfasen vil jobbe på bedrifter i Nordland. Dessuten peker modellen på at om lag 30 prosent av den samlede investeringer tilfaller norske bedrifter. Denne relativt lave andelen er især drevet av at vi antar en betydelig importandel.

---

<sup>76</sup><https://www.bloomberg.com/graphics/2020-opinion-hydrogen-green-energy-revolution-challenges-risks-advantages/policy.html?sref=ALTLDWV6>

<sup>77</sup>[https://thema.no/wp-content/uploads/190508\\_Endelig-slidepakke\\_final-x.pdf](https://thema.no/wp-content/uploads/190508_Endelig-slidepakke_final-x.pdf)

## Datasentre

Datasenterindustrien er den kraftintensive industrien som vokser raskest i verden akkurat nå.<sup>78</sup> Flere aktører, offentlige og private, arbeider aktivt med å utrede mulighetene for etableringer av flere datasentre i Norge og det er rimelig å forvente at det i årene fremover vil etableres flere datasentre i Norge.

### Drift

For å adressere de store forskjeller mellom forskjellige datasentertyper har vi valgt å utføre ringvirkingsanalyser av tre ulike typer datasenter:

**High Performance Computing** – HPC – er bruk av supercomputere eller teknikker for parallell prosessering for å løse komplekse beregninger. Flere dataprosesseringsenheter vil da jobbe i parallell. HPC er typisk brukt for å løse svært tunge beregninger gjennom modellering, simulering og analyse innen forskning og utvikling. Regnekraften er her viktigere enn kraftforsyningspålitelighet og konnektivitet. En enkel kraftforsyningslinje kan være tilstrekkelig, og det trenger heller ikke være store krav til antall, kapasitet og overføringshastighet for fiberoptiske kabler til datasenteret.

Selve bygningene vil kunne være modulbaserte, eller til og med konteiner-basert. Normalt vil et slikt datasenter etableres på typisk 15-30 MW og utbygges stegvis over en periode med en mulighet for et totalt uttak på typisk 100-200MW. Et HPC Enterprise datasenter kan også være et Hyperscale datasenter. Et Hyperscale datasenter er et datasenter som er dedikert til én aktør og er stort (minimum 20-30 MW).

Et **HPC Co-location** datasenter er et samlokalisert HPC senter, hvor flere aktører deler på datasenterkapasiteter for å oppnå stordriftsfordeler og fleksibilitet i produksjonen. Tilbudet tilrettelegges av en driftsoperatør hvor tjenesten til den enkelte kunde belastes som én tjeneste inklusive areal, strøm, avtalte driftstjenester etc. Tjenesten vil ha en viss mulighet for kundetilpasning (Whole sale co-location) og hver aktør vil typisk ha behov for en kapasitet på minimum 1 MW.

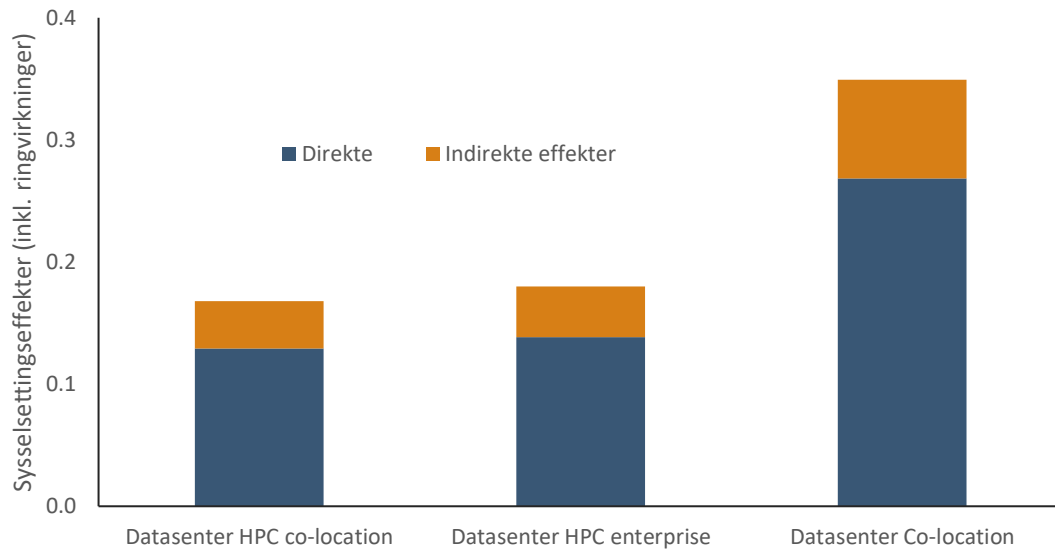
**Hyperscale** datasentre er store datasentre som er eid av store teknologiaktører som Google, Amazon, Facebook og Apple. Disse blir altså brukt til å betjene bedriftens egen aktivitet og er ofte store med minimum 20-30 MW. Forsyningssikkerhet er i høysetet for slike datasentre og redundans vil være svært viktig i driften. Ved slike store datasentre er det dessuten stort fokus på rack-effektivitet (antall servere per rack), samt på cooling og sikkerhet. Størrelsen på disse datasentre betyr at de ofte er de dyreste og de som vil skape de største ringvirkninger.

Menon har tidligere utført analyser av etableringen av slike datasentre<sup>79</sup>. Gjennom intervjuer og litteratursøk utregner vi ringvirkninger av driften for ulike hypotetiske datasentre. Resultatene fra analysen viste følgende sysselsettingsintensitet av kraftbruk (se figuren under).

---

<sup>78</sup> Statkraft (2019) <https://www.statkraftdatacentersites.com/about-us2/> og Data Economy (2017) <https://data-economy.com/data-centres-world-will-consume-1-5-earths-power-2025/>

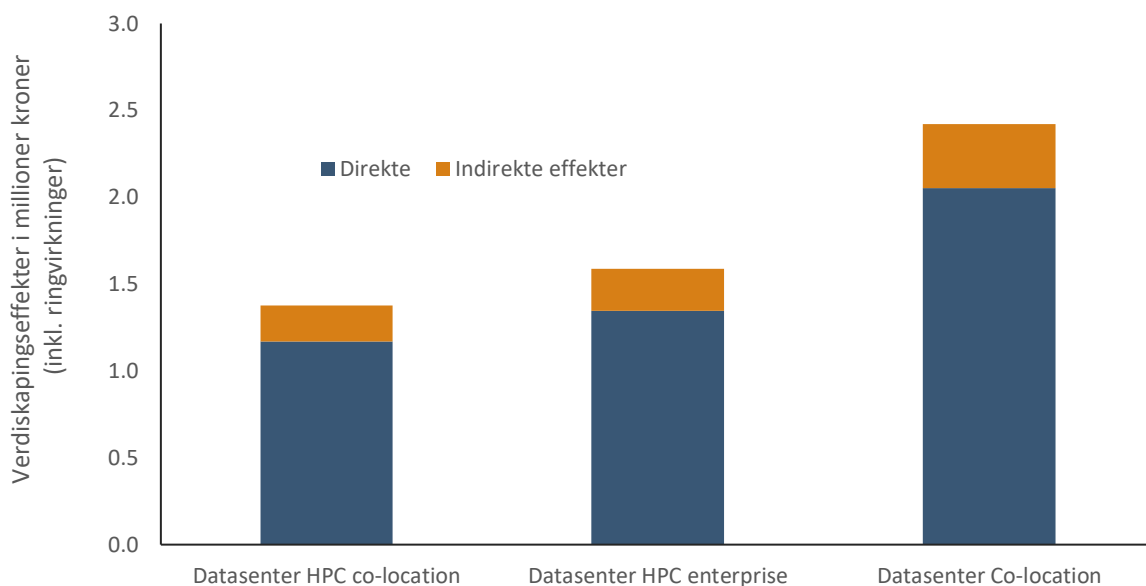
<sup>79</sup> Menon (2019) <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2019-60-Ringvirkninger-av-datasenteretableringer-i-Bergensregionen.pdf>



Fra figuren ses det at de indirekte effekter av driften utgjør om lag 30 prosent av de direkte sysselsatte på GWh. Det betyr at det for hver gang det ansettes ti personer i datasentrene vil det understøttes tre indirekte sysselsatte lenger nede i verdikjeden. Vi ser dessuten at det er i co-location datasentre at det er størst sysselsettingseffekter per GWh. Dette er imidlertid hovedsakelig en funksjon av at disse sentre er betydelig mindre en HPC-sentrene. Det er altså vanskeligere å oppnå å skalere co-location datasentrene, og mangel på stordriftsfordeler vil trolig også resultere i lavere lønnsomhet og verdiskaping.

Intervjuer og modellresultater peker på at det trolig er en relativt liten del av disse som vil sysselsettes lokalt i Nordland. Vi legger til grunn at dette tallet ligger mellom 30 og 60 prosent av indirekte sysselsatte, avhengig av når datasentrene etableres og hvor mange datasentre man har i regionen.

I de tidligere undersøkelser og analyser Menon har utført har vi utregnet verdiskapingseffekter (inkl. ringvirkninger) fra datasenteraktivitet. I figuren under ses verdiskapingseffekter relativt til kraftbruk.



Også når vi ser på verdiskaping er effektene høyere for co-location datasentre. De indirekte effektene for verdiskaping utgjør en mindre andel av de samlede effekter enn de indirekte sysselsettingseffekter. Dette avspeiler at det er svært høy verdiskaping per sysselsatt hos de ansatte i næringen. Verdiskaping per ansatt er, som sagt, et mål på arbeidskraftsproduktivitet. For co-location er verdiskaping rundt 7 millioner kroner, mens det for HPC-typene er nærmere 10 millioner kroner. Til sammenligning er gjennomsnittet i Norge om lag 1 millioner kroner. Av næringsgjennomsnitt finner man bare høyere produktivitet i kraftforsyning og petroleumsnæringen.

### **Investeringer**

Det er veldig liten tilgjengelig statistikk på investeringskostnadene av datasentre. En av de mest brukte kildene er en indeks som publiseres årlig av Turner & Townsend.<sup>80</sup> Indekset inneholder ikke data fra norske datasentre, men i Stockholm og København peker indekset på en samlet kostnad på om lag 8,8 USD per W, eller rundt NOK 75 millioner per MW. Med en kontinuerlig drift av datasentrene tilsvarer det en samlet investering på rundt 10 millioner kroner per GWh.

Det er to viktige faktorer ved dette anslaget. For det første opplever vi betydelig variasjon mellom kostnader for ulike datasentre. For det andre inkluderer disse utstyrskostnader deriblant servere som nesten utelukkende importeres. Fjerner vi denne importen så vi bare står igjen med kostnader for norsk vare- og tjenestekjøp gjennom investeringer, ligger vi trolig på rundt NOK 20-40 millioner per MW, eller rundt NOK 30 millioner per sysselsatt. Menons tidligere analyser av datasentre peker på at den norske verdiskapingsandel av investering i datasentre uten import er på mellom 55 og 65 prosent. Tar man import av servere med, betyr det at det genereres verdiskaping for om lag 220 000 kroner for hver 1 millioner kroner investert i norske datasentre.

Ser vi på sysselsettingseffektene av investeringene viser de tidligere analyser at det understøttes om lag 1 sysselsatt per 5 millioner kroner investert i datasenterindustrien. Dette anslag er noe høyere enn for de andre analyserte næringer, noe som forklares ved den høye importandel av investeringene.

---

<sup>80</sup> <https://www.turnerandtownsend.com/en/perspectives/data-centre-cost-index-2020>

### Vedlegg 3: Ringvirkningseffekter av elektrifisering av eksisterende næringer

Den største delen av den grønne omstillingen vil trolig komme fra en omstilling og effektivisering av eksisterende næringer. For et land med så stor grønn kraftproduksjon som Norge vil det være naturlig at store deler av omstillingen skjer i form av elektrifisering av disse næringene. Eksempler på næringer der det er elektrifisering på gang eller der teknologien forventes å bli lønnsom og tas i bruk innen få år er sjømatnæringen, maritim næring, bygg- og anleggsbransjen og petroleumsnæringen. Sett fra perspektivet av ringvirkninger kan slike omstillingsprosesser i eksisterende næringer imidlertid ikke sammenlignes med etablering av nye næringer og industrier.

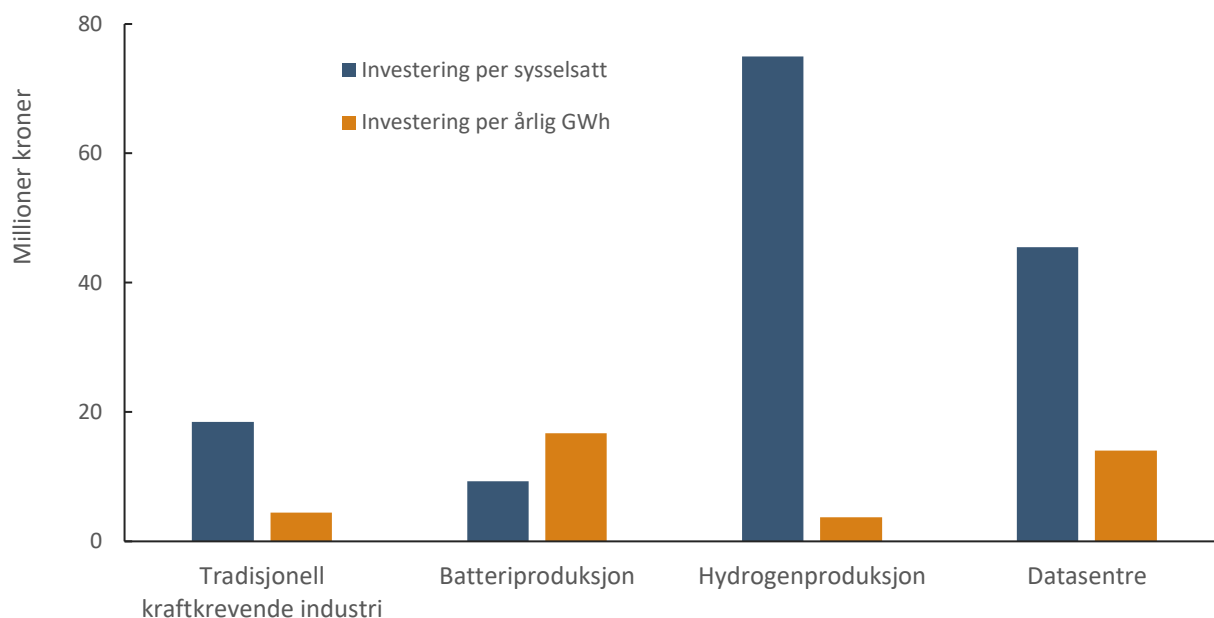
Dersom man utbygger, effektiviserer, elektrifiserer eller etablerer en ny industri vil det, som beskrevet ovenfor, være to typer av ringvirkninger. I første omgang vil utbyggingsfasen avføde ringvirkninger, som især er rettet mot investeringer i realkapital og ringvirkninger av bygge- og anleggsarbeidet. Ringvirkninger som skapes her i denne fasen kan være betydelige, men vil være midlertidige. Disse ringvirkningene vil komme både for etablering av nye næringer og investering i nye næringer.

Den andre typen av ringvirkninger er de som skapes av den daglige driften. Ringvirkningene omfatter både de ansatte i de nye næringer og de indirekte sysselsatte som understøttes gjennom vare- og tjenestekjøp samt løpende investeringer som kjøpes av andre norske bedrifter. Disse effekter vil fortsette å understøttes så lenge driften opprettholdes. Siden mengden av etterspurt arbeidskraft i utgangspunktet ikke endrer seg ved elektrifisering av nye næringer vil det i utgangspunktet gi begrensede ringvirkninger. Det er ikke umulig å forestille seg at effekten for driften av elektrifisering og effektivisering for enkelte næringer også kan bli negativt. Dersom man i høyere grad automatiserer og digitaliserer arbeidsprosessen vil etterspørselen etter arbeidskraft isolert falle. Dette er selvsagt helt annerledes for etablering av nye næringer, der nye arbeidsplasser skapes i de nye bedriftene. Et unntak er konkurranseutsatte næringer som er avhengig av å redusere sine karbonavtrykk for å opprettholde konkurransekraften. Her kan elektrifiseringstiltak gi betydelige sysselsettingseffekter om alternativet er redusert aktivitet. Omstillingen kan også ha også ha positive katalytiske effekter og legge grunnlag for ny virksomhet via kunnskapsspredning og klyngeeffekter. Disse effekten er imidlertid vanskelig å estimere.



## Vedlegg 4: Investeringsintensitet

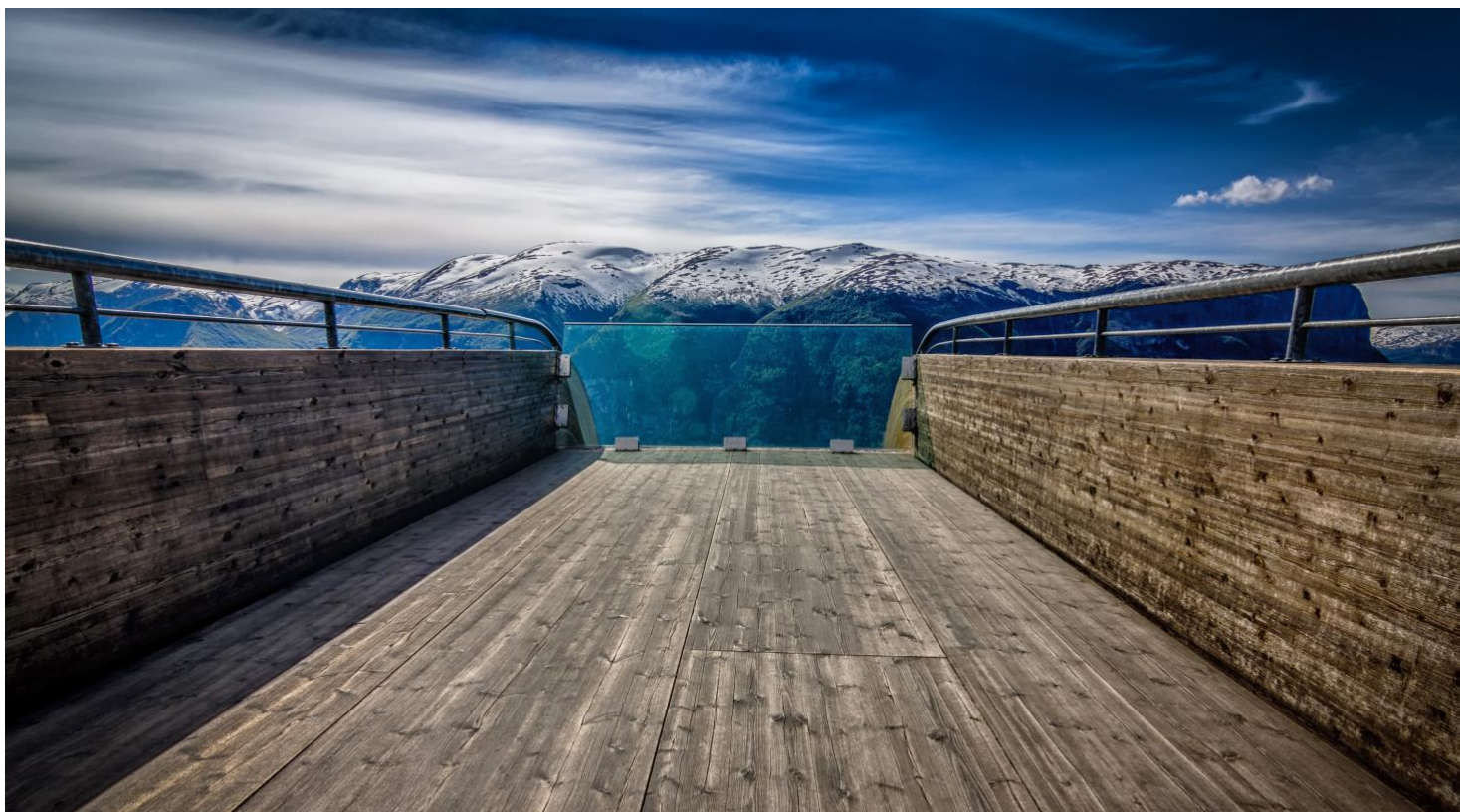
Figuren under presenterer investeringskostnader per sysselsatt og per GWh for de fire industrier. Disse tallene reflekterer investeringer i utbyggingsfasen sett opp mot sysselsetting og energibruk i driftsfasen. Det er i driftsfasen at hoveddelen av sysselsettingen og energibruken vil forekomme, og det er derfor det mest relevante sammenligningsgrunnlaget.



Investeringskostnaden per sysselsatt er høyest i hydrogenproduksjon og datasentre. Dette er ikke overraskende siden vi tidligere så at det nettopp er disse industrier der det er høyest driftsresultat per ansatt<sup>81</sup>, noe som tyder på at det er her en investor vil få størst avkastning. Målt relativt til kraftforbruk er investeringen høyest i batteriproduksjon. Dette er en konsekvens av at batteriproduksjon ikke er like kraftintensiv som de andre industriene.

---

<sup>81</sup> Dette faktum er en konsekvens av at disse to næringene har lavest sysselsetting per sysselsatt og samtidig høyest verdiskaping per sysselsatt. Siden verdiskaping er summen av lønn og driftsresultat, vil det ved likt lønnsnivå bety høyere driftsresultat per sysselsatt.



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked. Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside [www.menon.no](http://www.menon.no).

+47 909 90 102 | [post@menon.no](mailto:post@menon.no) | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | [menon.no](http://menon.no)