



NVE

ELEKTRIFISERING AV LANDBASERTE INDUSTRIANLEGG I NORGE

En kartlegging av teknisk
potensial og konsekvensene for kraftnettet

Juni 2020

NVE Rapport nr. 18/2020

Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge

: en kartlegging av teknisk potensial og konsekvensene for kraftnettet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Forfatter: Dag Spilde, Jarand Hole, Ingrid Endresen Haukeli, Martin Haug og Ane T. Brunvoll
Forsidefoto: Tor Skjervagen
ISBN: 978-82-410-2035-3
ISSN: 1501-2832
Trykk: Opplag: NVEs hustrykkeri

Sammendrag: På oppdrag fra Olje- og energidepartementet har NVE kartlagt det tekniske potensialet for reduksjon av klimagassutslipp gjennom elektrifisering i norske landbaserte industrianlegg. Landbasert industri slipper i dag ut om lag 13 millioner tonn CO₂ som tilsvarer 26% av norske klimagassutslipp. 90 prosent av utslippene i industrien kommer fra 30 anlegg. NVEs kartlegging viser at det er teknisk mulig å gjøre direkte elektrifiseringstiltak i 7 av de 30 anleggene. Disse kan kutte 2,3 millioner tonn CO₂. Andre tiltak enn direkte elektrifisering har også et stort potensial for utslippskutt.

De syv elektrifiseringstiltakene har til sammen et estimert effektbehov på omtrent 1500 MW. Dette utgjør et årlig kraftforbruk på totalt 12 TWh, som tilsvarer en økning i kraftforbruk på nesten ti prosent sammenliknet med i dag. Hvis gjennomført, vil tiltakene påvirke regionale kraftbalanser, og kreve investeringer i kraftnettet.

Emneord: Industri, elektrifisering, klimagassutslipp og kraftnett.

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstuen

0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95

E-post: nve@nve.no

Internett: www.nve.no

mai, 2020



NVE

ELEKTRIFISERING AV LANDBASERTE INDUSTRIANLEGG I NORGE

EN KARTLEGGING AV TEKNISK POTENSIAL OG KONSEKVENSENE FOR
KRAFTNETTET

Juni 2020

FORFATTERE: Dag Spilde, Jarand
Hole, Ingrid Endresen Haukeli, Martin
Haug og Ane T. Brunvoll

SEKRETARIAT:
Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no

INNHold

INNLEDNING	4
INDUSTRIENS ENERGIBRUK OG KLIMAGASSUTSLIPP	6
1 Norsk industri bruker mye strøm og gass	7
2 Utslippene fra norsk industri har gått ned	8
KARTLEGGING AV ELEKTRIFISERINGS- POTENSIALET I INDUSTRIEN	11
3 Direkte elektrifisering kan kutte utslipp i landbaserte industrianlegg	12
KRAFTSITUASJON OG NETTFORHOLD	18
4 Elektrifiseringstiltakene krever nettinvesteringer og påvirker kraftbalansen	19

Forord

NVE har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet gjennomført en studie av mulighetene for å redusere klimagassutslipp gjennom elektrifisering av de største landbaserte industrianleggene i Norge.

Studien er et tilleggsoppdrag til Kraft fra land-studien. Til forskjell fra Kraft fra land-studien har vi i dette oppdraget bare sett på hva som kan være teknisk mulig å elektrifisere. Det er ikke regnet på hva elektrifiseringen vil koste i form av tiltakskostnader. Dette gjør at resultatene fra disse to studiene ikke er direkte sammenlignbare. Vurderingene av hva som er teknisk mulig å elektrifisere er basert på en kartlegging der norske industribedrifter har gitt innspill om egne industrianlegg.

Rapporten starter med en beskrivelse av dagens energibruk og klimagassutslipp i landbaserte industrianlegg. Videre har vi kartlagt hvilke elektrifiseringsmuligheter som finnes og utslippseffekten dette vil ha. Til slutt vurderes kraftsituasjon og nettforhold i de aktuelle områdene, med og uten de identifiserte elektrifiseringstiltakene. Vurderinger av hvilke konkrete nettinvesteringer som er nødvendige å gjennomføre krever at nettselskapene gjør grundigere analyser.

Oppdraget fra OED er todelt og vil fortsette til høsten. Andre del er en samlet vurdering av hvordan økt kraftforbruk fra tiltakene i Klimakur 2030, Kraft fra land og Elektrifisering av landbaserte industrianlegg vil påvirke kraftsystemet i Norge.

Oslo, juni 2020.



Kjetil Lund

Vassdrags- og Energidirektør



Anne Vera Skrivarhaug

Direktør Energiavdelingen

Sammendrag

30 INDUSTRIANLEGG STÅR FOR 90 PROSENT AV INDUSTRIENS UTSLIPP

Landbaserte industrianlegg omfattet av denne studien hadde i 2019 klimagassutslipp på om lag 13 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Næringene med størst utslipp er kjemisk industri, mineralsk industri, produsenter av aluminium, produsenter av ferrolegeringer, oljeraffinerier og gassanlegg tilknyttet petroleumsnæringen. Innenfor disse næringene er det 30 anlegg som står for det aller meste av utslippene, med et samlet utslipp på 11,4 millioner tonn i 2019. NVE har i denne studien avgrenset kartleggingen av elektrifisering til disse 30 utslippspunktene.

SYV ELEKTRIFISERINGSTILTAK KAN KUTTE 2,3 MILLIONER TONN CO₂

Av de 30 industrianleggene har bedrifter rapportert til NVE at syv stykker har tekniske muligheter for utslippskutt gjennom direkte elektrifisering. Til sammen kan de identifiserte elektrifiseringstiltakene kutte 2,3 millioner tonn CO₂. Dette er om lag 5 prosent av Norges totale utslipp, og 18 prosent av utslippene fra landbaserte industrianlegg. 5 av de 7 tiltakene kan gjennomføres med kjent teknologi, mens 2 av tiltakene er basert på teknologi som ikke er tilgjengelig i dag. Når vi omtaler tiltak som kjent teknologi, kan det fortsatt være behov for testing og pilotering og kostnadene kan være høye. Hvorvidt elektrifiseringstiltakene gjennomføres, avhenger av om bedriftene selv anser det som lønnsomt.

INVESTERINGER I KRAFTNETTET VIL VÆRE NØDVENDIG

Elektrifiseringstiltakene basert på kjent teknologi har et estimert effektbehov på 1230 MW. Tiltakene som krever ny teknologi krever ytterligere 260 MW. Dette utgjør et årlig kraftforbruk på henholdsvis 10 TWh og 2 TWh, totalt 12 TWh fra de syv industrianleggene.

Hvis gjennomført, vil tiltakene påvirke regionale kraftbalanser, og kreve investeringer i kraftnettet. Flere av nettinvesteringene som kreves er omfattende, og tar lang tid å gjennomføre. Dette gjelder eksempelvis i Bergensområdet, på Haugalandet og på Nordmøre. Elektrifiseringstiltak på Østlandet vil trolig kreve tiltak i transformatorstasjonene i området.

Norge har i dag et overskudd av kraft, og NVEs fremskrivninger av produksjon og forbruk gir et økende kraftoverskudd i fremtiden. Dersom disse klimatiltakene i industrien blir gjennomført, kan kraftoverskuddet bli lavere.

TILTAK UTOVER DIREKTE ELEKTRIFISERING TRENGER OGSÅ MYE KRAFT

Vi har også kartlagt andre tiltak enn direkte elektrifisering, som kan redusere klimagassutslipp i landbaserte industrianlegg. Dette er tiltak som karbonfangst, ny nullutslippsteknologi i aluminiumproduksjon og bruk av hydrogen som råstoff i industriprosesser. Slike tiltak kan også kreve betydelige mengder strøm. Disse tiltakene er ikke detaljert beskrevet i rapporten, men innrapporterte estimater summerer seg til omtrent 10 TWh.

INNLEDNING

Bilde: NVE



NVE har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet gjennomført en studie av de teknologiske mulighetene for å redusere klimagassutslipp gjennom elektrifisering av de største landbaserte industrianleggene i Norge. Disse omfatter både gassanlegg og oljeraffinerier i petroleumssektoren og kraftintensive bedrifter innen metallindustrien, kjemisk industri og mineralsk industri.

Oppdraget er en tilleggsstudie til *Kraft fra land til norsk sokkel 2020*. I denne tilleggsstudien blir det imidlertid ikke beregnet tiltakskostnader for elektrifisering. Landanlegg omfattet av kraft fra land-studien inkluderes ikke i denne tilleggsstudien. Gassanlegget på Melkøya er derfor ikke inkludert.

Rapporten består av tre hovedelementer:

1. Beskrivelse av energibruk og klimagassutslipp i industrien

Dette kapitlet gir leseren oversikt over utvikling i energibruk og klimagassutslipp i kraftintensiv industri, oljeraffinerier og gassanlegg tilknyttet petroleumsnæringen.

2. Muligheter for elektrifisering og reduksjon av klimagassutslipp

I dette kapitlet beskriver vi anlegg som kan redusere sine klimagassutslipp gjennom elektrifisering. Anslag på økt kraftforbruk og effektbehov som følge av elektrifisering, og hva dette kan gi av reduserte utslipp, er en sentral del av kapitlet. Det blir også drøftet om tiltakene er basert på kjent teknologi, eller om de forutsetter at ny teknologi blir utviklet.

3. Vurdering av kraftsituasjon og nettforhold i aktuelle områder

I det siste kapitlet blir anslagene på økt kraftforbruk og effektbehov i bedriftene summert opp og fordelt geografisk. Ut fra dette gjør NVE en analyse av hva elektrifisering av industrien betyr for kraft- og effektbalansen nasjonalt og regionalt. Det blir også drøftet behov for utbygging av kraftnettet.

Til sammen skal dette gi svar på hvor mye av Norges klimagassutslipp det er mulig fjerne gjennom elektrifisering og hvilke konsekvenser dette har for kraftsystemet. Vurderingene er gjort på bakgrunn av kjent teknologi og ved hjelp av fagfolk i de aktuelle bedriftene. Ny teknologi kan endre grunnlaget for våre vurderinger. Vurderingene er ikke på et nivå som gjør dem egnet som grunnlag for beslutninger om elektrifisering.

Oppdraget er todelt. I oktober vil vi komme med en samlet vurdering av økt kraftforbruk fra Klimakur 2030, Kraft fra land og Elektrifisering av landbaserte industrianlegg. Denne skal bygge på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyser i 2020.

Elektrifisering

Med elektrifisering menes i dette prosjektet å erstatte fossil energi direkte med elektrisitet i eksisterende landbaserte industrianlegg. Tiltak som omfatter nye anlegg for karbonfangst, produksjon av hydrogen eller annen fornybar energi, er ikke en del av denne analysen.

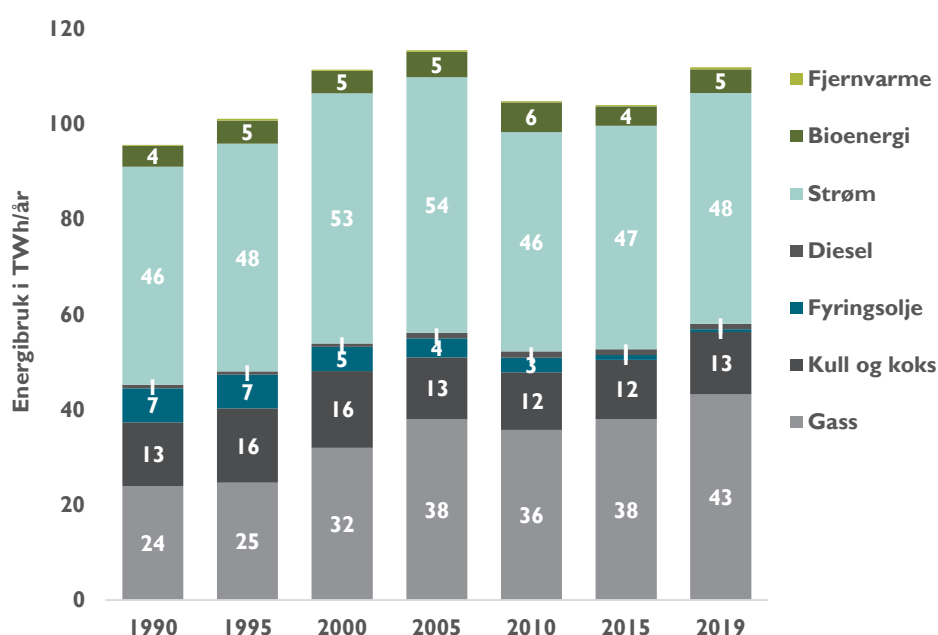
INDUSTRIENS ENERGIBRUK OG KLIMAGASSUTSLIPP

Bilde: NVE



I Norsk industri bruker mye strøm og gass

Industri, oljeraffinerier og gassanlegg omfattet av denne studien brukte 112 TWh¹ energi i 2019, en oppgang på 16 TWh siden 1990. Energibruken omfatter både energi til varme, energivarer som innsatsfaktor i prosesser og strøm til å drive elektrisk utstyr. Figur 1 viser at strøm er den mest brukte energivaren, fulgt av gass. Forbruket av gass har økt mye siden 1990-tallet på grunn av nye anlegg og utvidelser av eksisterende anlegg. Oppgangen startet med etableringen av Equinor sin metanolfabrikk på Tjeldbergodden på slutten av 1990-tallet og fortsatte med utvidelsen av gassanlegget på Kårstø på midten av 2000-tallet. Forbruket av fyringsolje har derimot gått mye ned de siste tjue årene. Det er blitt erstattet av strøm, fjernvarme og bioenergi. Det brukes fortsatt mye kull og koks i norsk industri. Produsenter av ferrolegeringer, sillisium, aluminium og sement bruker kull og koks i sin produksjon.

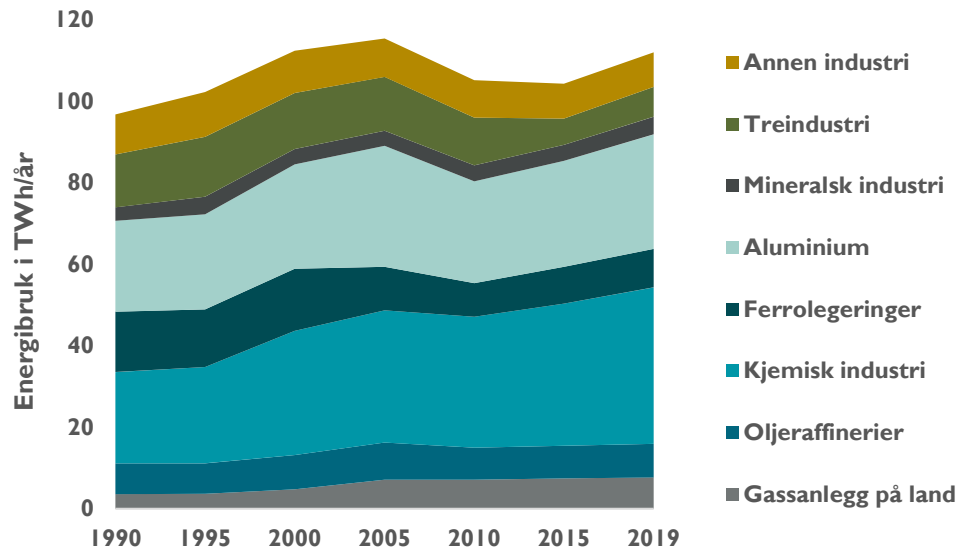


Figur 1 Energibruk i industri, gassanlegg og oljeraffinerier. Kilde: SSB

Noen få næringer står for en høy andel av energibruken i norsk industri. Figur 2 viser at kjemisk industri og produsenter av ferrolegeringer og aluminium bruker mest energi. Det er også disse næringene som bruker mest fossil energi. Det brukes også en del fossil energi i mineralsk industri, men det er konsentrert til noen få bedrifter. I treindustrien brukes det mye strøm og bioenergi, men minimalt med fossil energi. Resten av industrien består av lite energiintensive bedrifter. I Figur 2 er disse bedriftene samlet i gruppen annen industri. Annen industri omfatter alt fra næringsmiddelindustri og verkstedindustri til møbelindustri.

Oljeraffineriene og gassanleggene tilknyttet petroleumsnæringen bruker også mye energi, og gass er den dominerende energivaren. Det er to oljeraffinerier i Norge, et på Mongstad og et ved Slagentangen, mens det er fire gassanlegg: Kårstø, Kollsnes, Nyhamna og Melkøya. Av disse er det bare Kårstø og Kollsnes som er inkludert i denne studien.

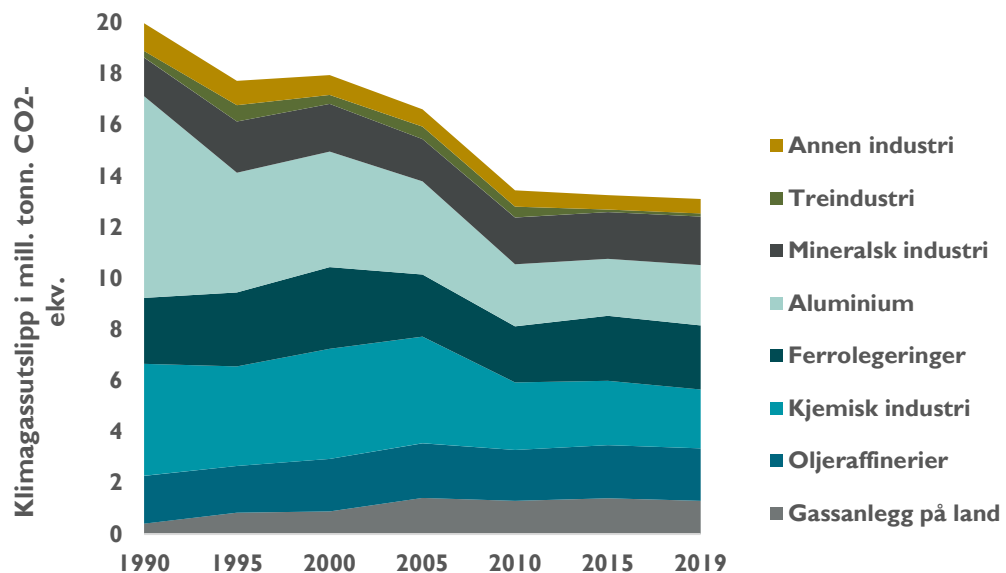
¹ Landanleggene Melkøya og Nyhamna er ikke omfattet av denne studien. De inngår i Kraft fra land til norsk sokkel 2020.



Figur 2 Energibruk i industri, gassanlegg og oljeraffinerier etter næring. Kilde: SSB

2 Utslippene fra norsk industri har gått ned

Det er næringene som bruker mest energi som også har størst klimagassutslipp. Det var likevel en nedgang i klimagassutslippene i industrien fra 1990 til 2010, slik Figur 3 viser. Det var nedleggelse av bedrifter og nye produksjonsteknologier som var de viktigste grunnene til denne nedgangen. I gassanleggene på Kårstø og Kollsnes var det derimot oppgang i klimagassutslippene frem til midten av 2000-tallet. Siden 2010 har det derimot vært en flat utvikling i klimagassutslippene i alle næringer. I 2019 var de samlede klimagassutslippene i industri, oljeraffinerier og landanleggene i denne studien på ca. 13 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i følge foreløpige tall. Spørsmålet denne studien skal svare på er hvor mye av disse klimagassutslippene som kan fjernes ved direkte elektrifisering.



Figur 3 Klimagassutslipp i industri, gassanlegg og oljeraffinerier etter næring. Kilde: SSB

Innenfor næringene med størst klimagassutslipp er det 30 anlegg som står for nesten 90 prosent av de samlede klimagassutslippene i industri, oljeraffinerier og gassanlegg. Tabell 1 gir en oversikt over hvilke bedrifter dette gjelder. I 2019 slapp disse bedriftene ut 11,4 millioner

tonn CO₂-ekvivalenter. Avgrensningen til 30 anlegg følger av at vi har sett på anlegg med årlige klimagassutslipp på 100 000 tonn CO₂-ekvivalenter eller mer. Siden disse bedriftene står for en så høy andel av klimagassutslippene, vil vi i denne studien konsentrere oss om å vurdere om disse bedriftene kan redusere sine klimagassutslipp ved direkte elektrifisering, definert i innledningen av rapporten. I mange tilfeller er ikke direkte elektrifisering mulig. Andre tiltak for å redusere klimagassutslipp er kun beskrevet overordnet. Vurderingene blir gjort på bakgrunn av bedriftenes egne rapporter. Figur 4 viser hvor i landet industrianleggene med størst klimagassutslipp ligger.

Reduksjon av klimagassutslipp i gruppen Annen industri, ble analysert i Klimakur 2030. Klimakur 2030 var en analyse av utslippsreduksjon i ikke-kvotepliktig sektor. Annen industri er ikke kvotepliktig og utslippene var i underkant av 1 million tonn CO₂-ekvivalenter i 2018.

Tabell 1 De største utslippspunktene i landbasert industri i 2019, uten Melkøya. Kilde Miljødirektoratet

Bedrifter	Næring	Utslipp	Strøm
		[mill. tonn]	[TWh]
Mongstad	Oljeraffineri	1,7	0,5
Slagentangen	Oljeraffineri	0,3	0,1
Kollsnes	Gassanlegg	0,1	1,8
Kårstø	Gassanlegg	1,1	0,8
Norcem Brevik	Mineralsk industri	0,8	0,2
Norcem Kjøpsvik	Mineralsk industri	0,3	0,1
NorFraKalk	Mineralsk industri	0,1	0
Yara Herøya	Kjemisk industri	0,9	0,7
INEOS Rafnes	Kjemisk industri	0,4	0,3
Equinor Metanol	Kjemisk industri	0,3	0,2
Elkem Salten	Ferrolegering ²	0,3	1,0
Elkem Bremanger	Ferrolegering	0,2	0,7
Elkem Thamshavn	Ferrolegering	0,2	0,6
Wacker Holla	Ferrolegering	0,3	0,6
Elkem Rana	Ferrolegering	0,2	0,8
Eramet Sauda	Ferrolegering	0,3	0,7
Finnfjord	Ferrolegering	0,3	0,7
Eramet Kvinesdal	Ferrolegering	0,2	0,8
Eramet Porsgrunn	Ferrolegering	0,2	0,6
Elkem Bjølvfossen	Ferrolegering	0,1	0,4
Tizir Tyssedal	Ferrolegering	0,3	0,3
Celsa Rana	Ferrolegering	0,1	0,4
Hydro Sunndal	Aluminium	0,7	6,0
Hydro Karmøy	Aluminium	0,5	3,5
Hydro Årdal	Aluminium	0,5	3,3
Hydro Husnes	Aluminium	0,2	1,5
Hydro Høyanger	Aluminium	0,1	1,0
Alcoa Mosjøen	Aluminium	0,4	3,0
Alcoa Lista	Aluminium	0,2	1,7
Borregaard	Treforedling	0,1	0,7
Sum store		11,4	

² «Ferro» betyr jern og ferrolegeringer er legeringer med jern og andre metaller. I Norge er dette stort sett ferrosilisium og ferromangan. Fordi prosessen for produksjon av silisium er så lik prosessen for ferrosilisium, legges ofte silisium til kategorien ferrolegeringer.

Landbaserte industrianlegg med høye klimagassutslipp

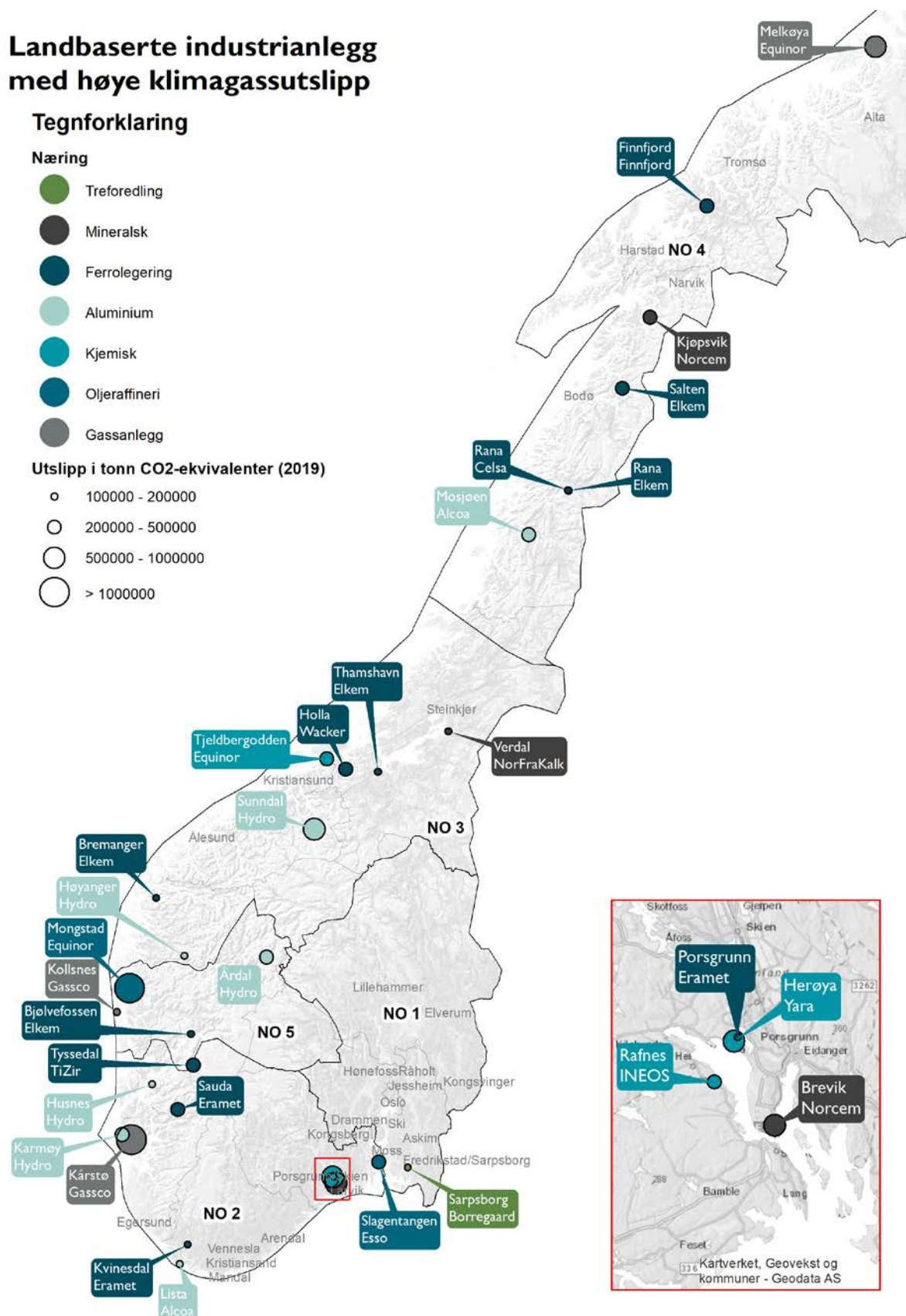
Tegnforklaring

Næring

- Treforedling
- Mineralsk
- Ferrolegering
- Aluminium
- Kjemisk
- Oljeraffineri
- Gassanlegg

Utslipp i tonn CO₂-ekvivalenter (2019)

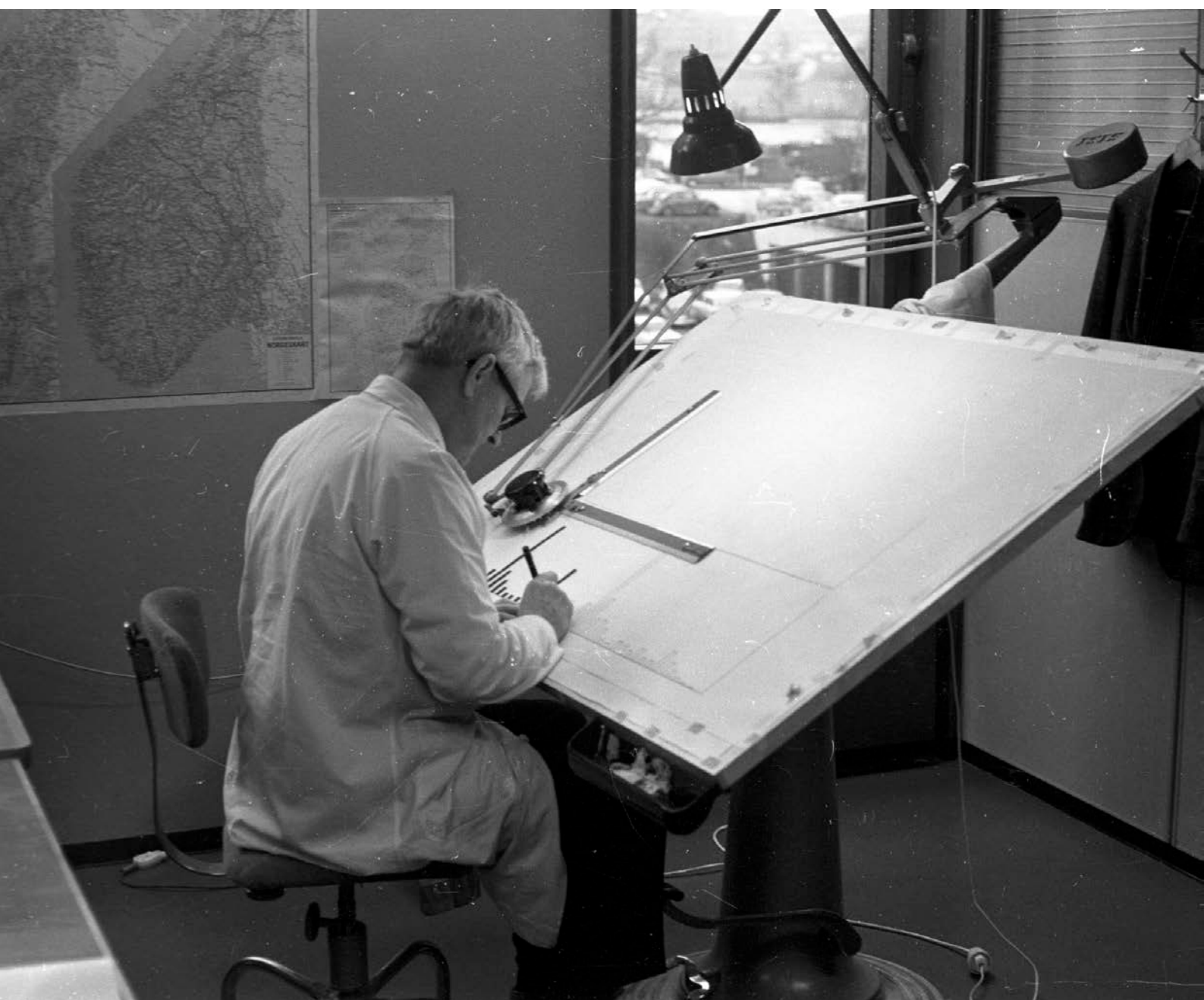
- 100000 - 200000
- 200000 - 500000
- 500000 - 1000000
- > 1000000



Figur 4 Kart over de landbaserte industrianleggene med årlige utslipp på 100 000 tonn CO₂ eller mer. Kilde: NVE, Miljødirektoratet

KARTLEGGING AV ELEKTRIFISERINGSPOTENSIALET I INDUSTRIEN

Bilde: NVE

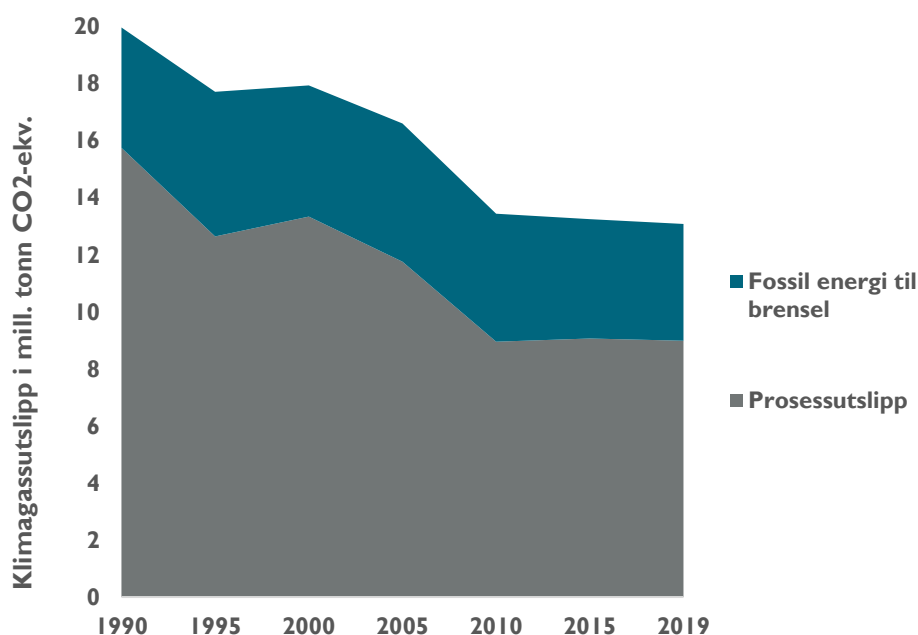


3 Direkte elektrifisering kan kutte utslipp i landbaserte industrianlegg

Klimagassutslippene fra norsk industri vist i Figur 3 stammer fra forbrenning av fossile brensl, eller fra kjemiske reaksjoner i prosessene som skal til for å fremstille industribedriftenes produkter. Forbrenning av fossile brensl benyttes ofte for å få varme til kjemiske prosesser eller smelting av metaller, eller til å produsere damp som kan drive roterende utstyr som kompressorer. Disse formålene kan man typisk erstatte direkte med elektrisitet, enten ved å bruke strøm til å lage varme eller ved å gå over til elektriske maskiner og utstyr.

Utslipp fra kjemiske reaksjoner i prosesser, ofte omtalt som prosessutslipp, kan i mindre grad fjernes ved å ta i bruk strøm direkte. For å kutte prosessutslipp må ofte den kjemiske prosessen endres. I en del tilfeller er alternative kjemiske prosesser kjent, og utslippene kan elimineres ved å gå fra karbonbaserte råstoff til andre råstoff som ikke danner CO₂ i den ønskede reaksjonen. Der man ikke har noe godt alternativ som kan fjerne utslippene, kan man fange dem. Karbonfangst hindrer utslipp av CO₂ til atmosfæren, og etter at man har fanget CO₂ kan den enten lagres eller utnyttes i nye produkter.

Figur 5 viser at klimagassutslipp fra prosesser er dominerende for næringene vi ser på i denne studien. Av et samlet utslipp på ca. 13 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2019, stammer 9 millioner fra prosessutslipp. Denne fordelingen viser at mye av norsk industri allerede er elektrifisert, da det i hovedsak er behovet som i dag dekkes av fossil energi til brensel som kan elektrifiseres direkte. Samtidig viser figuren at det fremdeles er mye fossil energi igjen som bidrar til at det er et betydelig potensial for reduksjon av Norges klimagassutslipp fra industrien.



Figur 5 Klimagassutslipp i industri, gassanlegg og oljeraffinerier etter kilde. Kilde: SSB

3.1 Bedriftene har selv vurdert elektrifiseringsmuligheter

I forbindelse med oppdraget fra OED har NVE kontaktet norske industribedrifter for å kartlegge hvilke klimagassutslipp som faktisk kan fjernes ved direkte elektrifisering og hvilke som krever andre tiltak.

De 30 industrianlegg med utslipp på over 100 000 tonn CO₂-ekvivalenter tilhører 16 ulike bedrifter. Bedriftene ble bedt om å oppgi informasjon om tiltak for reduksjon av klimagassutslipp for disse landbaserte industrianleggene. Undersøkelsen av de utvalgte industrianleggene gir et godt bilde av hvilke tiltak som kan kutte klimagassutslipp fra norske industribedrifter, men vi utelukker ikke at det finnes tiltak i de resterende anleggene som er av betydning.

Av de 30 anleggene som er undersøkt, fant vi tekniske muligheter for direkte elektrifisering i 7 anlegg, når vi definerer elektrifisering som direkte erstatning av fossil energi med elektrisk energi. De syv tiltakene varierer i modenhet. Noen er basert på kjent teknologi, mens andre krever ny teknologi som i dag er under utvikling. Tiltakene kan helt enkelt kategoriseres i tre ulike typer:

- **Overgang fra gass til strøm for produksjon av varme**
- **Overgang fra gass til strøm for drift av roterende utstyr**
- **Overgang fra gass til strøm for produksjon av hydrogen**

Identifiserte elektrifiseringstiltak kan kutte opp til 2,3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

3.2 Beskrivelse av enkelte elektrifiseringstiltak

I dette avsnittet beskrives de identifiserte tiltakene på et overordnet nivå, i rekkefølge basert på estimerte utslippskutt. Teknologiens modenhet ved de ulike tiltakene er vurdert av NVE og er beskrevet som kjent teknologi eller ny teknologi, basert på beskrivelser gjort av bedriftene selv. Det at teknologien beskrives som kjent, betyr ikke at det ikke er nødvendig med testing før teknologien tas i bruk i et anlegg. Ved flere av anleggene vurderes også andre utslippsresultaterende tiltak. Dette vil påvirke gevinsten og kostnaden ved å elektrifisere.

YARA PORSGRUNN | 600 MW | 5 TWH

Yaras fabrikk på Herøya i Porsgrunn produserer mineralgjødsel³ og et bredt spekter av gasser og kjemikalier til næringsmiddel- og industribruk. En viktig del av anlegget er ammoniakkfabrikken. I dag bruker Yara etan som råstoff til produksjon av hydrogen ved dampreformering. Hydrogenet blir i sin tur brukt til å fremstille ammoniakk. Med definisjonen av elektrifisering som beskrevet innledningsvis, er erstatning av den fossile energivaren etan med elektrisitet og vann for produksjon av hydrogen vurdert som elektrifisering. Dermed har NVE identifisert produksjon av ammoniakk basert på grønt hydrogen som et mulig elektrifiseringstiltak for å kutte klimagassutslipp.

Yara utvikler nå et prosjekt for å demonstrere slik elektrifisering, i en Enovastøttet pilot med 20-25 MW elektrolyse. Demonstrasjonsanlegget reduserer anleggets etanforbruk og utslipp av CO₂ med 4 prosent. Full elektrifisering vil innebære et økt elektrisk effektbehov på 500-600 MW for dagens ammoniakproduksjon, og eliminering av et av Norges største punktutslipp på ca. 1 million tonn CO₂ i året.

³ Gjødsel som er industrielt framstilt, kunstgjødsel.

Tiltaket beskrevet over er estimert å redusere klimagassutslipp med 800 000 - 1 000 000 tonn CO₂-ekvivalenter, og er basert på kjent teknologi.

KÅRSTØ | 460 MW | 3,9 TWH

Gassprosesseringsanlegget Kårstø på Haugalandet er ett av tre gassprosesseringsanlegg på kysten som leverer naturgass gjennom høytrykksrørledningssystemet, Gassled, til Europa. På Kårstø blir naturgass i tillegg skilt i salgsgass og væskeprodukter. Driften er delvis basert på naturgass. Varmebehovet er dekket gjennom varmegjenvinning fra gassfyrte kompressorer og kjeler, mens nyere kompressorer er basert på elektrisk drift. Den fossile energibruken kan elektrifiseres ved å skifte ut kompressordrift fra naturgass til elektriske motorer, i tillegg til å skifte ut gassdrevne kjeler til elektriske for produksjon av prosessvarme. Dette vil totalt sett medføre et økt elektrisk effektbehov på 460 MW. Elektrifisering av ulike deler av anlegget varierer i modenhet. Delelektrifisering av Kårstø vil imidlertid medføre et økt elektrisk effektbehov på 160 MW.

Fullelektrifisering vil potensielt kunne kutte det aller meste av utslippene, bortsett fra noe utslipp for drift av sikkerhetssystemene. For å hindre driftssituasjoner som kan gi overtrykk av komponenter i systemet kan deler av, eller hele, anlegget trykkavlastes og gass ledes til fakkell og brennes der i stedet for å slippes rett til luft. Gassen brennes både av sikkerhetsmessige årsaker og for å redusere klimaeffekten, fordi det er bedre å slippe ut CO₂ til atmosfæren enn gassen, som typisk består av mye metan⁴.

Tiltaket beskrevet over er estimert å redusere klimagassutslipp med opp til 750 000 tonn CO₂-ekvivalenter, og er basert på kjent teknologi.

TJELDBERGODDEN | 180 MW | 1,5 TWH

Equinors fabrikk på Tjeldbergodden mellom Trondheim og Kristiansund tar imot gass fra sokkelen og produserer metanol, luftgass og flytende naturgass⁵. Det er den største metanolfabrikken i Europa. Anlegget driftes av strøm fra nettet, noe egenprodusert strøm fra overskuddsdamp og resten er naturgass. Anleggsdelen som har det største forbruket av naturgass er primærreformen⁶. Her forbrennes naturgass for å produsere varme som gjør at metan og vandamp kan reformeres til karbonmonoksid og hydrogengass. Elektrifisering av metanolfabrikken er identifisert som et tiltak, selv om teknologien ikke er ferdigutviklet per dags dato. En eventuell elektrifisering vil erstatte 180 MW med gasskapasitet, og i mangel på et bedre anslag, estimerer NVE et økt elektrisk effektbehov på 180 MW⁷.

Tiltaket beskrevet over er estimert å redusere klimagassutslipp med 250 000 – 300 000 tonn CO₂-ekvivalenter, og er basert på ny teknologi.

INEOS RAFNES | 80 MW | 0,7 TWH

Etylenfabrikken til INEOS ved Rafnes industripark på andre siden av Frierfjorden fra Herøya, produserer etylen og noe propylen ved cracking⁸ av naturgass. Etylenet blir videre brukt til produksjon av plast. Anlegget består blant annet av 12 crackerovner. INEOS Rafnes har sett på muligheten for å elektrifisere noen av disse. Elektriske ovner vil kunne erstatte forbrenning av hydrogen, metan og etan til produksjon av varme som er nødvendig for

⁴ Metan er en mer potent klimagass enn karbondioksid. Selv om den brytes ned raskere enn CO₂, er drivhuseffekten fra et metanmolekyl mye større enn fra et CO₂-molekyl.

⁵ LNG; Liquefied Natural Gas.

⁶ Reformering er en kjemisk prosess der ulike molekyler reagerer ved hjelp av en katalysator, og blir til nye molekyler med andre egenskaper.

⁷ Estimert for elektrisk effekt er usikkert, da dette ikke er tilgjengelig teknologi i dag.

⁸ Cracking, eller moleky spalting, består i å spalte større molekyler til mindre molekyler.

molekylspaltingen. En eventuell elektrifisering vil kunne medføre et økt elektrisk effektbehov på 80 MW. Elektriske crackerovner er i dag ikke tilgjengelig teknologi, og er foreløpig på utviklingsstadiet.

Tiltaket beskrevet over er estimert å redusere klimagassutslipp med 100 000 tonn CO₂-ekvivalenter, og er basert på ny teknologi.

MONGSTAD | 50 MW | 0,4 TWH

Equinors oljeraffineri på Mongstad nord for Bergen raffinerer råolje og naturgassvæsker⁹ til hovedsakelig drivstoff. Mesteparten av energien som drifter anlegget kommer fra forbrenning av fossile energivarer som produseres i selve raffineriprosessen. Noe av dette behovet kan elektrifiseres ved å erstatte gassfyrte kjeler som produserer damp med elektrokjeler. Dette vil medføre et økt elektrisk effektbehov på 50 MW og frigjøre fyrgass som ikke har noen annen anvendelse etter nedleggelse av det lokale kraftvarmeverket i 2020/2021. Dermed må produksjonen på raffineriet reduseres for å balansere vekk dette overskuddet. Equinor Mongstad jobber med andre muligheter for reduksjon av CO₂-utslipp og har ikke planer om elektrifisering. Det er likevel inkludert i denne sammenstillingen, da det er en teknisk mulighet.

Tiltaket beskrevet over er estimert å redusere klimagassutslipp med 90 000 tonn CO₂-ekvivalenter, og er basert på kjent teknologi.

BORREGAARD SARPSBORG | 70 MW | 0,3 TWH

Borregaards fabrikk anlegg i Sarpsborg produserer ulike biokjemikalier og bioprodukter fra tømmer. En tredjedel av det årlige energibehovet er elektrisitet som driver maskinene. Resterende energi brukes til produksjon av damp, hvor grunnlasten dekkes av avfallsforbrenning og bioenergi. Topplasten dekkes i dag av elektrisitet og naturgass gjennom elektrokjeler og multibrenselkjeler. Klimagassutslipp kan kuttes ved elektrifisering på to måter. Ved høyere kapasitetsutnyttelse av dagens elektrokjeler som erstatter varmeproduksjon med utslipp og ved ny elektrisk kapasitet som erstatter naturgass som topplast. For å definere et tiltak med tilhørende økt effektbehov, har NVE sett på erstatning av multibrenselkjelene med elektrokjeler. Multibrenselkjelene har en effekt på 70 MW og vi har derfor lagt til grunn et økt elektrisk effektbehov på 70 MW. Vi legger til grunn en utnyttelsesgrad på om lag 50 prosent når vi beregner kraftbehovet, men dette kan variere mye fra år til år.

Tiltaket beskrevet over er estimert å redusere klimagassutslipp med 50 000 - 80 000 tonn CO₂-ekvivalenter, og er basert på kjent teknologi.

KOLLSNES | 50 MW | 0,4 TWH

Gassprosesseringsanlegget Kollsnes utenfor Bergen tørker og komprimerer gass fra sokkelen før den transporteres videre til Europa. Anlegget drives allerede av strøm, men bruker fortsatt noe fossil energi til varme i et hetoljesystem¹⁰. Dette varmebehovet kan elektrifiseres ved å ta i bruk elektrokjeler.

Tiltaket beskrevet over er estimert å redusere klimagassutslipp med 45 000 tonn CO₂-ekvivalenter, og er basert på kjent teknologi.

⁹ NGL; Natural Gas Liquids.

¹⁰ Hetoljesystemer kan utnyttes til å oppnå høyere temperaturer enn man får med vanddamp, i tillegg kan de operere på lavt trykk og har færre problemer med korrosjon og frostskaader.

Tabell 2 gir en samlet oversikt over anleggene som kan redusere klimagassutslipp ved helelektrifisering eller deelektrifisering. Yara på Herøya har det største potensialet, fulgt av gassanlegget på Kårstø. Som forklart i beskrivelsen av de enkelte elektrifiseringstiltakene er det ulik grad av modenhet og noen forutsetter ny teknologi.

Tabell 2 Oversikt over anlegg som kan redusere klimagassutslipp ved elektrifisering

Bedrifter	Næring	CO ₂ - utslipp i 2019	Potensiell reduksjon ved elektri- fisering	Modenhet
		[mill. tonn]	[mill. tonn]	
Yara Herøya	Kjemisk industri	0,9	0,8-1,0	Kjent teknologi
Kårstø	Gassanlegg	1,1	0,75	Kjent teknologi
Equin. Metanol	Kjemisk industri	0,3	0,25 - 0,3	Ny teknologi
INEOS Rafsnes	Kjemisk industri	0,4	0,1	Ny teknologi
Mongstad	Oljeraffineri	1,7	0,09	Kjent teknologi
Borregaard	Treprodukter	0,1	0,05-0,08	Kjent teknologi
Kollsnes	Gassanlegg	0,1	0,045	Kjent teknologi
Sum		4,6	Inntil 2,3	

3.3 Mesteparten av utslippene kan ikke kuttes med direkte elektrifisering, men også her er kraft og kraftnettet viktig

I kapitlene over har vi sammenstilt de tiltakene vi har identifisert under definisjonen av direkte elektrifisering. Gjennom kartleggingen ble det også identifisert andre tiltak for reduksjon av klimagassutslipp som ikke faller inn under kategorien direkte elektrifisering, men som like fullt vil øke kraftforbruket og kreve investeringer i kraftnettet. Skal man gjøre en analyse av tiltak som kan kutte klimagassutslipp i industrien i Norge, bør man også se på hvordan tiltak utover direkte elektrifisering påvirker kraftsystemet. Disse kan grovt deles opp i to kategorier. Tiltak som har med karbonfangst å gjøre, eller tiltak for å kutte prosessutslipp ved å endre de kjemiske prosessene.

Karbonfangst muliggjør kutt av klimagassutslipp uten at produksjonsmetoden eller driften av anlegget trenger å endres i stor grad. Etter at karbonet er fanget kan det enten lagres eller anvendes i nye produkter. Karbonfangst og -lagring omtales gjerne som CCS, *carbon capture and storage*, mens dersom karbonet utnyttes i nye produkter kalles det CCU, *carbon capture and utilization*. Kraftbehovet fra slike tiltak varierer i stor grad. Karbonfangsten krever i seg selv strøm, men mengdene avhenger blant annet av hvor mye overskuddsvarme som er tilgjengelig fra industrianlegget. Karbonfangstprosessen krever varme, og dersom det er overskuddsvarme fra andre prosesser i industrianlegget, kan dette utnyttes. Med en slik situasjon vil kraftbehovet til karbonfangsten reduseres. Dersom det er lite varme tilgjengelig, vil man typisk benytte seg av andre fangstprosesser som krever mer strøm, eller bruke mer strøm til varme.

Videre kan kraftbehovet ved et industrianlegg øke ved CCU. Et eksempel kan være produksjon av syntetisk drivstoff, ofte kalt e-fuels, fra det fangede karbonet og hydrogen. Slike prosjekter kan ha stort kraftforbruk, spesielt dersom hydrogenet produseres fra elektrolyse.

Tiltak som handler om å kutte prosessutslipp ved å endre de kjemiske prosessene innebærer stort sett at man går bort fra fossilt karbon som innsatsfaktor i de kjemiske

reaksjonene. Når karbon benyttes i kjemiske prosesser er ofte restproduktet CO₂. Dette er som regel utslipp som ikke kan fjernes ved elektrifisering, fordi det er karbonatomets kjemiske egenskaper som er viktig for prosessen, ikke energien i den fossile råvaren.

For å eliminere slike prosessutslipp uten bruk av karbonfangst er prosessen nødt til å endres. Dette kan øke behovet for kraft. Enten ved at den nye prosessen trenger mer kraft i seg selv, eller for eksempel ved at man benytter hydrogen som erstatning for karbon i prosessen, og hydrogenet produseres fra elektrolyse. Hydrogen kan dermed spille en viktig rolle i avkarboniseringen av industrien. Både som erstatning for karbonbasert råstoff i ulike prosesser, og som en viktig brikke i CCU-prosjekter, der fanget karbon utnyttes til å lage nye produkter. CCU vil imidlertid ikke nødvendigvis føre til reduserte utslipp, og vil fortsatt regnes som utslipp fra industrianleggene i klimakvotesammenheng.

Mesteparten av utslippene hos de 30 undersøkte industrianleggene kan ikke fjernes ved direkte elektrifisering. Som vist i Tabell 2 kan direkte elektrifisering kutte inntil 2,3 av 11,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Derimot har vi fått rapportert inn andre tiltak som øker utslippskuttene fra 2,3 til over 8 millioner tonn. Økningen kommer fra tiltak som karbonfangst, ny nullutslippsteknologi i aluminiumsproduksjon og bruk av hydrogen.

Disse andre tiltakene var ikke en del av dette oppdraget, og derfor er ikke beskrevet nærmere. Et overslag basert på innspill fra industribedriftene selv, viser at de kan utgjøre et ytterligere årlig kraftbehov på om lag 10 TWh.

KRAFTSITUASJON OG NETTFORHOLD

Bilde: NVE



4 Elektrifiseringstiltakene krever nettinvesteringer og påvirker kraftbalansen

Nytt og økt kraftforbruk krever at det er nok kapasitet i nettet, og at det ikke går utover forsyningssikkerheten til de eksisterende kundene. De identifiserte elektrifiseringstiltakene vil kreve tiltak i nettet, som nye kraftledninger og økt transformator kapasitet. Flere av tiltakene er omfattende investeringer som tar lang tid å gjennomføre. I dette kapittelet beskriver vi dagens nettforhold der de aktuelle industrianleggene ligger, og hvilke nettforsterkninger som kan bli nødvendig dersom elektrifiseringstiltakene skal gjennomføres. Videre beskrives virkningen på regional og nasjonal kraftbalanse.

Norge er delt inn i fem **prisområder** for kraft. Prisområdene følger av flaskehalser i kraftnettet som begrenser den fysiske flyten av kraft mellom ulike regioner i landet. Ulik tilgang på kraft i regionene gjenspeiles i ulik kraftpris.



Kraftbalanse er et mål på hvor mye kraftproduksjon som er tilgjengelig, sett opp mot hvor mye kraft som brukes, i løpet av ett år og innenfor et avgrenset geografisk område. Kraftunderskudd i et område betyr at området har netto import av kraft. Kraftoverskudd betyr at området har netto eksport av kraft. I kraftbalansen er det korrigert for årlige hydrologiske variasjoner som påvirker mengden vann som er tilgjengelig for produksjon, og temperaturvariasjoner som påvirker kraftbehov til oppvarming.

Transmisjonsnettet er hovedveiene i kraftsystemet og forbinder produsenter og forbrukere i ulike deler av landet med hverandre. Transmisjonsnett

N-1-forsyning i kraftsystemet innebærer at utfall av en komponent ikke fører til utkobling av forbruk. Dette kalles også redundant kraftforsyning.

4.1 Samlet kraftbehov som følge av de syv identifiserte elektrifiseringstiltakene

De fem identifiserte elektrifiseringstiltakene med kjent teknologi medfører et samlet effektbehov på litt over 1200 MW. Med de to tiltakene som krever ny teknologi øker det samlede effektbehovet til omtrent 1500 MW. Dette innebærer et årlig forbruk på henholdsvis 10 og 12 TWh.

Tabell 3 gir en oversikt over hvordan effektbehovet fra de syv tiltakene fordeler seg geografisk og ut fra teknologimodenhet. For å vise geografisk fordeling benytter vi de fem prisområdene i det norske kraftmarkedet.

To av bedriftene, gassprosesseringsanlegget på Kårstø og Yara på Herøya står for 70 prosent av det samlede kraftbehovet. Dette medfører at prisområdet NO2 får størst forbruksøkning.

I de videre vurderingene av kraftbalanse legger vi til grunn at tiltakene med kjent teknologi er mulig å gjennomføre innen 2030, mens tiltakene med ny teknologi kan gjennomføres først nærmere 2040. Hvorvidt og når dette skjer, avhenger av om tiltakene er lønnsomme for bedriftene selv.

Tabell 3 Oversikt over antatt effektbehov, lokasjon og modenhet på de identifiserte elektrifiseringstiltakene

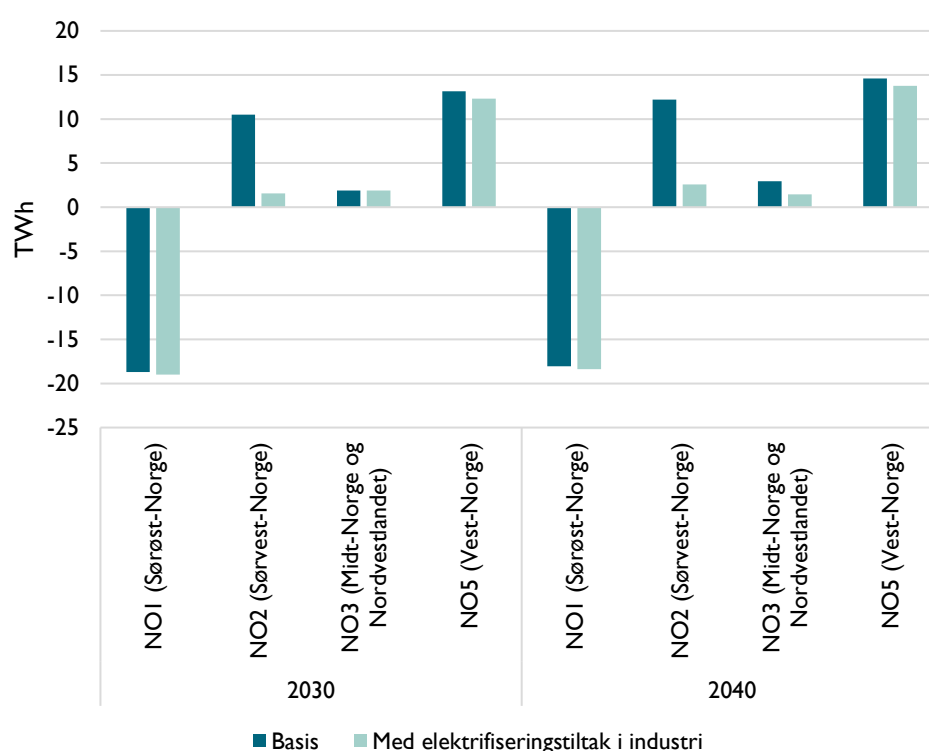
Prisområde og bedrift	Kun kjent teknologi	Kjent og ny teknologi
	[MW]	[MW]
NO1 (Sørøst-Norge)	70	70
Borregaard	70	70
NO2 (Sørvest-Norge)	1060	1140
INEOS Rafnes		80
Kårstø	460	460
Yara Herøya	600	600
NO3 (Midt-Norge og Nordvestlandet)		180
Tjeldbergodden		180
NO5 (Vest-Norge)	100	100
Kollsnes	50	50
Mongstad	50	50
Sum Norge	1230	1490

4.2 Virkninger på kraftnettet

Under følger beskrivelser av kraftbalanse og nettforhold i områdene der de syv identifiserte anleggene ligger, og hvilke nettinvesteringer som kreves for å gjennomføre tiltakene.

Vurderingene er basert på informasjon som finnes i kraftsystemutredninger, andre nettutredninger og tidligere analyser NVE har gjennomført. Vurderingene er gjort på et overordnet nivå og kan ikke brukes til å fatte konkrete beslutninger.

Nettkapasiteten til økt kraftforbruk varierer geografisk. De ulike elektrifiseringstiltakene er plassert ulike steder i landet og medfører ulik mengde kraftforbruk. Det er derfor regionale og lokale forskjeller på hvordan kraftsystemet påvirkes, og hvor store netttiltak som kreves. Figur 6 gir en samlet oversikt over hvordan de regionale kraftbalansene i Norge påvirkes av tiltakene, gitt NVEs fremskrivninger av produksjon og forbruk fra 2019.



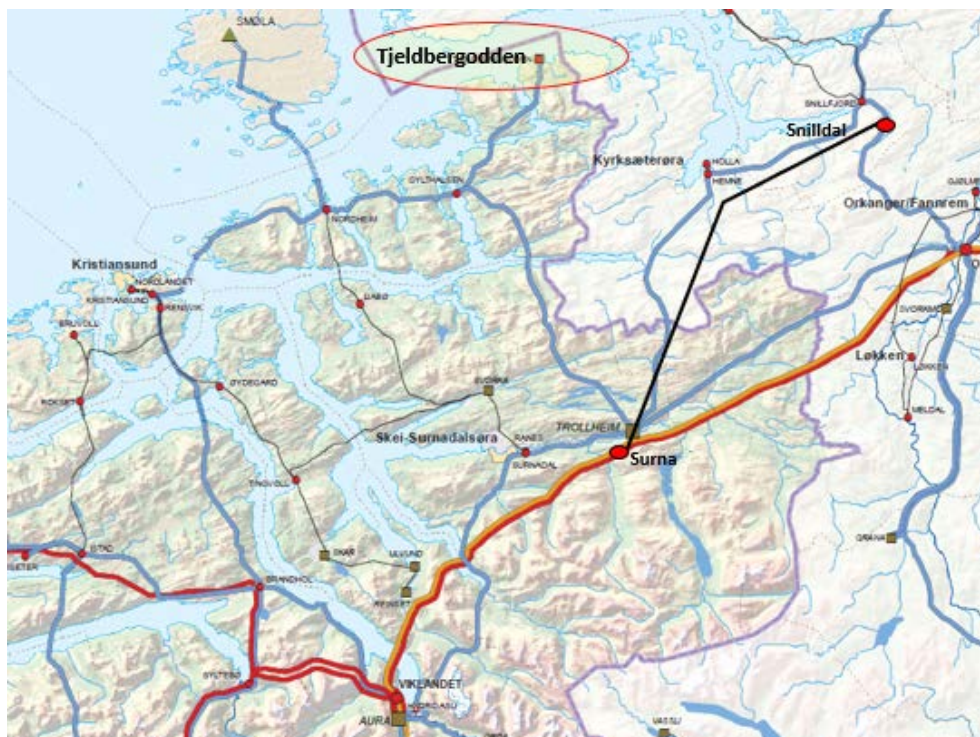
Figur 6 Regionale kraftbalanser i Norge i basisscenarioet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019, og med de identifiserte elektrifiseringstiltakene i industrien. Forutsatt at tiltakene med kjent teknologi blir gjennomført i 2030, mens tiltakene med ny teknologi blir gjennomført i 2040.

PRISOMRÅDE NO3 (MIDT-NORGE OG NORDVESTLANDET)

Elektrifiseringstiltak | Equinor Tjeldbergodden - 180 MW

NO3 (Midt-Norge og Nordvestlandet) har de siste årene hatt en negativ kraftbalanse, og har historisk hatt utfordringer med forsyningssikkerheten. Med nettinvesteringene som er gjennomført de senere år er forsyningssikkerheten i dag god. Vindkraftverkene som er under bygging vil bidra til å styrke kraftbalansen. Hvor mye vindkraft som blir bygget ut

fremover, er usikkert. Oppdaterte vurderinger tyder på at vindkraftutbyggingen på land kan bli noe lavere enn antatt i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019¹¹.



Figur 7: Plassering av Tjeldbergodden i kraftsystemet. Røde linjer er 420 kV, oransje er 300 kV, blått er 132 kV, tynt svart er 66 kV. Tykk svart strek er 420 kV-ledningen Snilldal-Surna, som ble satt i drift i 2019 (linjen viser ikke riktig trasé, kun hvor den går fra og til)

Tjeldbergodden har i dag et effektuttak på omtrent 30 MW, og er tilknyttet 132 kV-nettet under Trollheim og Viklandet transmisjonsnettstasjoner på Nordmøre. Tjeldbergodden har ikke full N-1-forsyning i dag. Det vil si at forbruket mister strømforsyningen ved feil på enkelte komponenter i nettet. Tjeldbergodden har imidlertid en egen dampturbin som dekker noe av forbruket ved avbrudd i strømforsyningen.

Ifølge kraftsystemutredningen (KSU) for Møre og Romsdal er det planer om forbruksvekst i området, og det er ikke nok kapasitet i dagens 132 kV-nett til å håndtere dette. Statnett og berørte regionalnettselskap jobber med å utrede tiltak som legger til rette for forbruksveksten. I KSU for Møre og Romsdal nevnes tiltak som å utvide koblingsstasjonen i Surna med 420/132 kV transformering, dubleret forsyning fra Hemne eller Snilldal, og/eller oppgradering av 66 kV-nettet.

Elektrifiseringstiltaket på Tjeldbergodden vil altså kreve tiltak i nettet. Hvis dette skal gjennomføres bør det ses i sammenheng med øvrig forbruksvekst og nettiltakene som planlegges.

¹¹ NVE besluttet i slutten av 2019 at utbyggingsfristen i vindkraftkonsesjoner ikke vil forlenges utover 2021. Dette kan bidra til at vindkraftproduksjonen på land i Norge blir lavere enn det som er antatt i referansebanen, særlig i årene 2025-2030. Flere av prosjektene som trolig ikke rekker fristen, ligger i Midt-Norge. Kraftbalansen i Midt-Norge kan derfor bli lavere enn det analysen viser.

PRISOMRÅDE NO5 (VEST-NORGE)

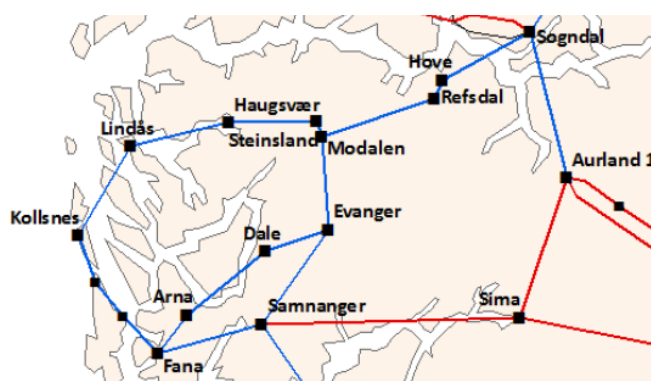
Elektrifiseringstiltak | Mongstad - 50 MW | Kollsnes - 50 MW

NO5 har som helhet et kraftoverskudd og NVEs framskrivninger av produksjon og forbruk fra 2019 indikerer at kraftoverskuddet blir større i fremtiden. Forbruksøkningen knyttet til elektrifiseringstiltakene på Mongstad og Kollsnes, sammen med kraft fra land-prosjektene på Troll B og C, Oseberg Feltcenter og Oseberg Sør, som er planlagt tilknyttet nettet i samme område¹², vil redusere kraftbalansen i området.

Lokalt i Bergensområdet, hvor både Mongstad og Kollsnes er tilknyttet og kraft fra land-prosjektene er planlagt tilknyttet, er det lite produksjon og høyt forbruk, og derfor behov for å overføre store mengder kraft inn til området.

Mongstad er tilknyttet 132 kV-nettet under transmisjonsnettstasjonene Lindås og Kollsnes. Gassprosesseringsanlegget på Kollsnes er tilknyttet 132 kV-nettet under Kollsnes transformatorstasjon.

De siste årene har det blitt bygget nye transmisjonsnettledninger til Bergensregionen, inkludert Kollsnes og Lindås. Disse har økt kapasiteten i nettet og forbedret forsyningssikkerheten. Selv om forsyningssikkerheten er blitt forbedret, er det lite kapasitet til nytt forbruk i transmisjonsnettet inn til Bergensområdet. Dette skyldes blant annet en sterk forbruksvekst, og nedleggelsen av gasskraftverket på Mongstad. Det finnes omfattende planer om økt kraftforbruk i området, blant annet innen elektrifisering av transport, petroleumsvirksomhet, og øvrig næringsutvikling.



Figur 8: Transmisjonsnettet i området. Kilde: Statnett, KSU for transmisjonsnettet 2019

Statnett har derfor satt i gang en konseptvalgutredning i samarbeid med BKK Nett, der de vurderer hvilke netttiltak som bør gjennomføres på lengre sikt. Denne skal etter planen være ferdig i løpet av 2020. Tiltak som er aktuelle er å øke transformeringskapasiteten i området og øke kapasiteten på 300 kV-kabelforbindelsen mellom Lille Sotra og Kollsnes, og mellom Haugsvær og Lindås. Statnett peker på at større tiltak, som nye forbindelser inn til Bergensområdet, blir nødvendig som følge av summen av forbruksplaner langs kysten, tilknytningssaker i regionalnettet og alminnelig forbruksvekst.

¹² Equinor har søkt om konsesjon for kabler fra Kollsnes til Troll B og C, Oseberg Sør og Oseberg Feltcenter. Søknaden behandles i Olje- og energidepartementet, og Norges vassdrags- og energidirektorat har gitt en innstilling til saken. I innstillingen ble det vurdert at kraftforbruket kan tilknyttes Kollsnes i det eksisterende nettet, forutsatt at forbruket kan kobles ut i anstrengte driftssituasjoner.

PRISOMRÅDE NO2 (SØRVEST-NORGE)

NO2 er det prisområdet som får størst forbruksøkning dersom de identifiserte elektrifiseringstiltakene gjennomføres, som følge av at det er betydelige kraftbehov knyttet til tiltakene på gassprosesseringsanlegget Kårstø og Yara Herøya.

NO2 er i dag og i våre fremskrivninger et område med stort kraftoverskudd og god nettkapasitet til og fra området, inkludert utveklingskapasitet mot utlandet. Det er imidlertid lokale variasjoner i kraftbalanse og nettforhold internt i prisområdet.

HAUGALANDET

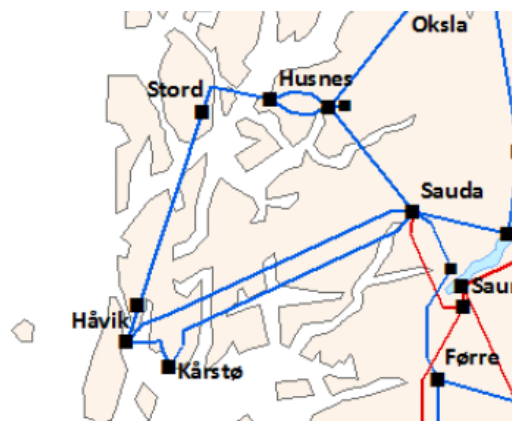
Elektrifiseringstiltak | Kårstø - delelektrifisering 160 MW | Kårstø - fullelektrifisering til sammen 460 MW

Haugalandet, der Kårstø ligger, er et lokalt underskuddsområde med lite produksjon og høyt forbruk, hvor industrien utgjør rundt 70 prosent av forbruket.

Gasscos prosesseringsanlegg er direkte tilknyttet transmisjonsnettet, i eksisterende koblingsstasjon på Kårstø.

Dagens transmisjonsnett på Haugalandet har ikke kapasitet til å tilknytte nytt forbruk, og det foreligger flere forbruksplaner innen industri i området. Delelektrifisering av Gasscos prosesseringsanlegg er blant disse planene, sammen med ny utvikling i Haugaland næringspark og utvidelse av Hydro Aluminium. Statnett har derfor søkt om konsesjon for en ny 420 kV (med drift på 300 kV inntil videre) ledning fra Blåfalli i Kvinnherad til Gismarvik i Tysvær og en ny transformatorstasjon i Gismarvik. Ledningen vil være 85-95 km lang. De totale kostnadene for tiltakene er estimert til 1,2-1,4 milliarder kroner. Søknaden er nå til behandling i NVE. Tiltakene vil øke N-1-kapasiteten i transmisjonsnettet med rundt 500 MW og legge til rette for omtrent tilsvarende mengde forbruk, inkludert delelektrifisering av Kårstø.

Dersom fullelektrifisering av Kårstø og flere andre forbruksplaner skal realiseres, vil det bli behov for ytterligere nettforsterkninger. I Statnetts konseptvalgutredning for Haugalandet fra 2015 ble spenningsoppgradering til 420 kV av de eksisterende ledningene fra Sauda til Håvik og Kårstø pekt på som neste trinn for å øke kapasiteten i transmisjonsnettet. Dette vil også kreve oppgradering av tilknyttede stasjoner.



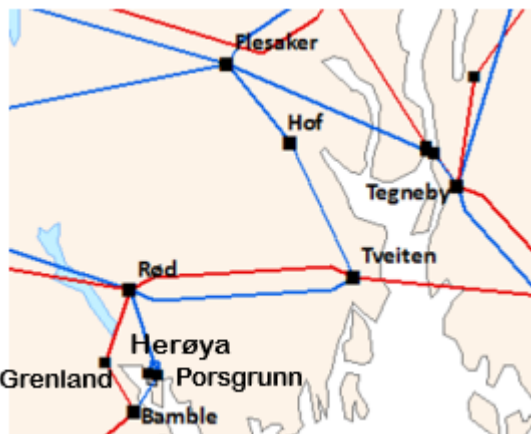
Figur 9: Transmisjonsnettet på Haugalandet. Kilde: Statnett, KSU for transmisjonsnettet 2019

GRENLAND

Elektrifiseringstiltak | INEOS Rafnes - 80 MW | Yara Porsgrunn - 600 MW

Kraftsystemet i Vestfold og Telemark domineres av industriforbruk som i hovedsak er plassert rundt større byer som Porsgrunn og Skien og vannkraftproduksjon som er plassert lenger vest i Telemark.

Yara Herøya er direkte tilknyttet transmisjonsnettet. INEOS Rafnes er tilknyttet regionalnettet under Porsgrunn og Grenland transmisjonsnettstasjoner.



Figur 10: Transmisjonsnettet i Grenlandområdet. Kilde: Statnett, KSU for transmisjonsnettet 2019

Informasjon fra

kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet tilsier at det er god kapasitet i kraftledningene inn til

industrien i Porsgrunn, medregnet Yara Herøya og INEOS Rafnes. Nytt, stort forbruk vil derimot kreve tiltak for å øke transformeringskapasiteten fra transmisjonsnettet, enten ved å oppgradere eksisterende transformatorstasjoner eller å bygge nye transformatorstasjoner. Det er en fordel med en umiddelbar nærhet til transmisjonsnettet, som reduserer behovet for å bygge lange kraftledninger.

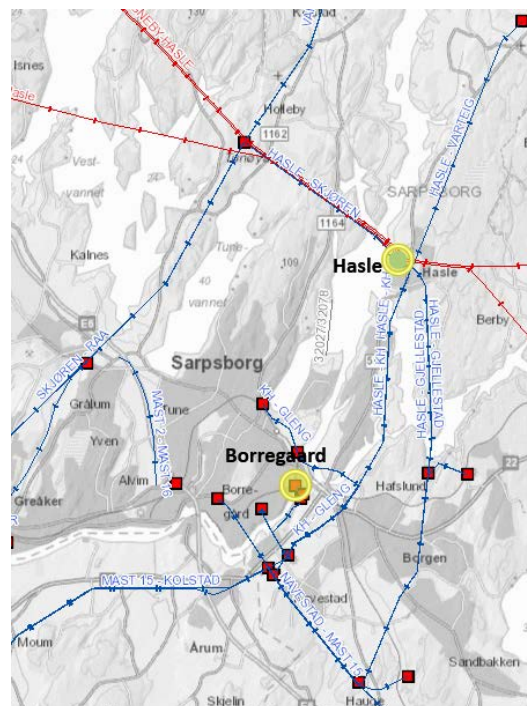
PRISOMRÅDE NOI (SØRØST-NORGE)

Elektrifiseringstiltak | Borregaard Sarpsborg - 70 MW

NOI (Sørøst-Norge) er samlet sett et underskuddsområde både i dag og i våre fremskrivinger av produksjon og forbruk, men de lokale forskjellene er store.

Borregaard i Sarpsborg er tilknyttet 50 kV-nett under Hasle transformatorstasjon.

Transformeringskapasitet utgjør den største nettbegrensningen for nye store forbruksenheter. Konkrete forbruksplaner og generell forbruksvekst kan komme til å kreve økt transformeringskapasitet i stasjonene i området. Økt kraftforbruk på Borregaard vil derfor også kunne kreve tiltak i transmisjonsnettstasjoner.

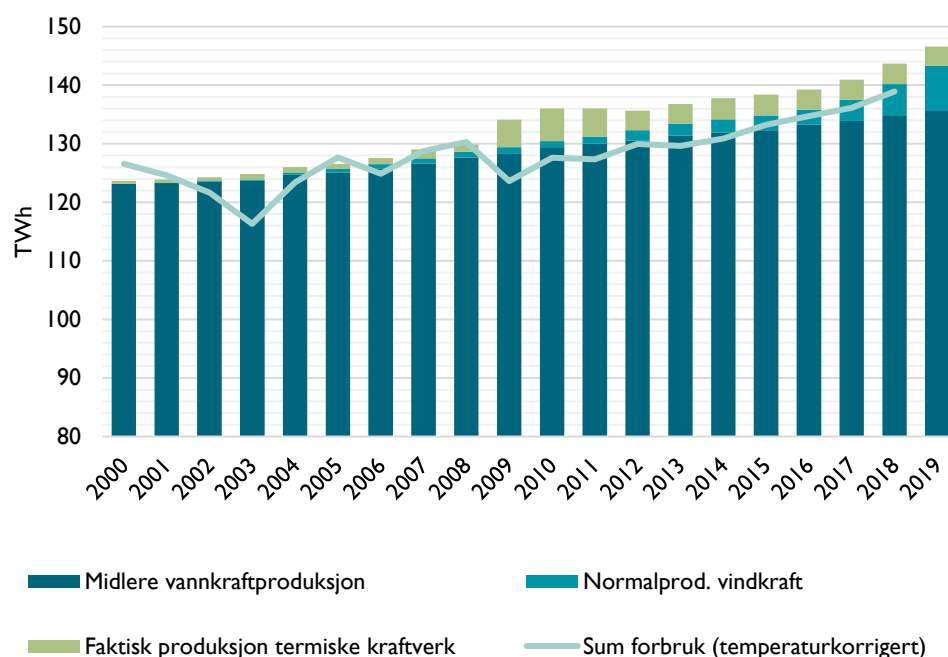


Figur 11: Kartutsnitt fra NVE Atlas. Røde linjer er transmisjonsnett, blå er regionalnett.

4.3 Virkning på nasjonal kraftbalanse

Realisering av elektrifiseringstiltakene vil redusere det norske kraftoverskuddet, og føre til lavere netto eksport av kraft fra Norge.

Produksjonskapasiteten for kraft i Norge har økt siden år 2000. Samtidig har kraftforbruket økt, blant annet på grunn av økt forbruk i petroleumssektoren og tjenesteytende næring. Samlet sett har vi i dag et overskudd av kraft, som vist i Figur 12.

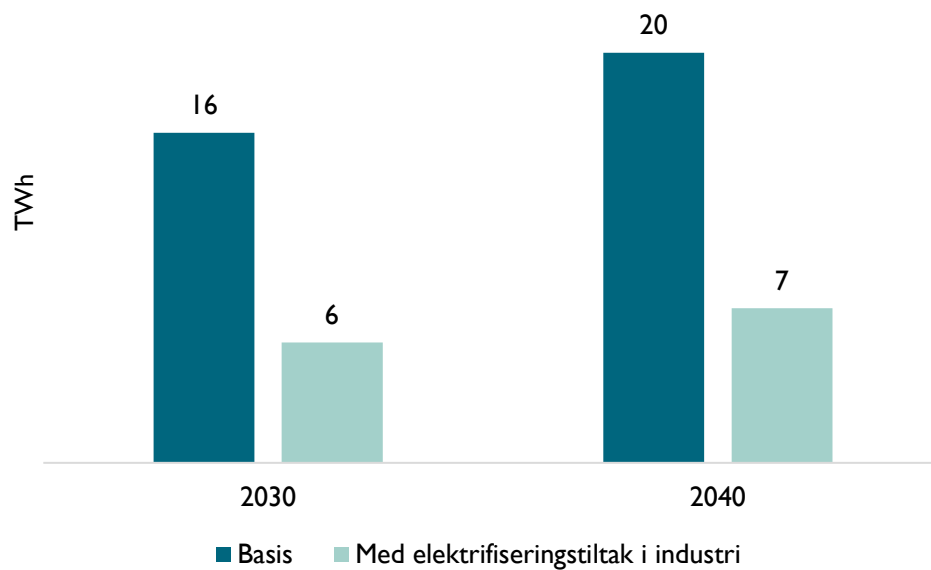


Figur 12: Utvikling i produksjon og forbruk av kraft i fastlands-Norge fra år 2000 til 2019. Kilde: NVE

I NVEs framskrivinger av produksjon og forbruk fram mot 2040 legger vi til grunn at kraftoverskuddet i Norge vil øke¹³. Dersom de kartlagte elektrifiseringstiltakene i industri gjennomføres, blir kraftoverskuddet lavere, men vi vil fortsatt ha et overskudd av kraft i et år i fremtiden med normale¹⁴ værforhold. Figur 13 viser NVEs antakelser om utvikling av kraftbalanse fram mot 2040, fra vår langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019, sammen med resulterende kraftbalanse etter at de kartlagte elektrifiseringstiltakene i industrien eventuelt er gjennomført.

¹³ NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019

¹⁴ Et år med gjennomsnittlig kraftproduksjon og forbruk, over 30 historiske værår



Figur 13 Kraftbalanse i Norge i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2019 (Basis), og resulterende lavere kraftbalanse som følge av de identifiserte elektrifiseringstiltak i industrien, forutsatt at tiltakene med kjent teknologi blir gjennomført i 2030, mens tiltakene med ny teknologi blir gjennomført i 2040.

Øvrige elektrifiseringstiltak, som kraft fra land til norsk sokkel, andre identifiserte tiltak for utslippskutt i industrien og elektrifisering av transport kan bidra til en ytterligere reduksjon av kraftbalansen. NVE skal se nærmere på sumeffektene av dette i del 2 av prosjektet høsten 2020. I tillegg til dette kan eventuelle utvidelser av eksisterende industri, og nye industriprosjekter som for eksempel batterifabrikker bidra til å øke behovet for kraft ytterligere.



NVE

Middelthunsgate 29
Pb. 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: + 47 22 95 95 95
Følg oss
på www.nve.no

Foto: NVE