

Rapport Næringsutvikling og kraftintensiv industri Nordhordland/Mongstad

YNGVE AABØ & JONAS ALEXANDERSSON



Innholdsfortegnelse

Innledning	4
Sammendrag	5
Kraftpriser i Norge.....	6
Generelt om kraftpriser i Norge.....	6
Spotpriser i Norge	6
Nettleie for kraftintensiv industri i Norge.....	7
Generelt om nett og nettleie i Norge	7
Nettleie for kraftintensiv industri	7
Nettleie på Mongstad	7
Nettleie BKK Nett nettnivå 1-3.....	8
Energiledd på høyere nettnivå.....	8
Nettleie Statnett	9
Beregningsgrunnlag	9
k-faktor.....	9
Rabatter	9
Betydning for Mongstad	10
Oppstartsfase (BKK Nett nivå 2+3).....	10
Rabatter for ulike typer kraftintensiv industri	10
Datasenterkunder	10
Hydrogenproduksjon	10
Skatter og avgifter.....	11
Forbruksavgift	11
Forbruksavgift for Hydrogenproduksjon og metallurgisk industri.....	11
Internasjonal sammenligning av kraftpriser	11
Eksempelregnestykke med priser for kraftintensiv industri i Norge vs. UK + Norge vs. Tyskland ...	13
Dagens kraftsystem.....	15
Historisk utvikling av kraftsystemet på Mongstad sammenlignet med dagens situasjon.....	16
Muligheter knyttet til dagens kraftsystem	17
Tidslinje	18
Videreutvikling av kraftsystem	18
Kraftvarmeverk Mongstad	18
Batteripark på industriområdet	19
Lokal fornybar kraftproduksjon (f.eks. vindpark)	19
Kjøling med sjøvann	19

Aktuelle tomter på Mongstad.....	20
Kraftsystembehov til ulike typer industri.....	20
Datasenter	20
Datasentertiers og deres betydning for Mongstad	21
Tier I	21
Tier II	21
Tier III	21
Tier IV	21
Betydning for Mongstad	21
Hydrogenproduksjon	21
Nettilknytning og anleggsbidrag	22
Dagens regelverk.....	22
Tilknytnings-/leveringsplikt.....	22
Anleggsbidrag.....	22
Reinvesteringer og fremskyndingskostnad.....	23
Kunden er eneste bruker	23
Flere brukere.....	23
Nettilknytningsprosess.....	23
Hva må gjøres for å få kraftintensiv industri til Mongstad?	24
Hvem er med i prosessen?.....	24
Nettselskap (BKK Nett & Statnett)	24
Reguleringsmyndigheten (NVE)	24
Kommune/Lokale myndigheter	25
Andre tredjeparter.....	25
Leverandører.....	25
Tidslinje for etablering	25
Oppsummering	25

Figurfortegnelse

Tabell 1 Spotpriser i NO5 mellom 2010 – 2019 (kilde egne beregninger basert på tall fra Nord Pool) .	6
Tabell 2 Nettleietariffer BKK Nett nettnivå 1-3 2020 (kilde: BKK Nett)	8
Tabell 3 Marginaltap i relevante uttakspunkt, referert uttak. (kilde: egne beregninger basert på data fra Statnett fra 2019)	8
Tabell 4 Rabatter for fleksibelt forbruk (kilder: Statnett, BKK Nett).....	10
Tabell 5 Forbruksavgiften på elektrisk kraft (kilde: Skatteetaten).....	11
Tabell 6 Kraftpriser (elektrisk energi, nettleie, skatter og avgifter) i € for kraftintensiv industri i Norge sammenlignet med ulike europeiske land og EU-gjennomsnittet (kilde: egne beregninger basert på data fra Eurostat)	11
Tabell 7 Tabell til Figur 3	14
Tabell 8 10-års sammenligning av elektrisitetskostnader mellom Norge, Tyskland og Storbritannia. (kilde: egne beregninger basert på tall fra Eurostat).....	14

Tabellfortegnelse

Tabell 1 Spotpriser i NO5 mellom 2010 – 2019 (kilde egne beregninger basert på tall fra Nord Pool) .	6
Tabell 2 Nettleietariffer BKK Nett nettnivå 1-3 2020 (kilde: BKK Nett)	8
Tabell 3 Marginaltap i relevante uttakspunkt, referert uttak. (kilde: egne beregninger basert på data fra Statnett fra 2019)	8
Tabell 4 Rabatter for fleksibelt forbruk (kilder: Statnett, BKK Nett).....	10
Tabell 5 Forbruksavgiften på elektrisk kraft (kilde: Skatteetaten).....	11
Tabell 6 Kraftpriser (elektrisk energi, nettleie, skatter og avgifter) i € for kraftintensiv industri i Norge sammenlignet med ulike europeiske land og EU-gjennomsnittet (kilde: egne beregninger basert på data fra Eurostat)	11
Tabell 7 Tabell til Figur 3	14
Tabell 8 10-års sammenligning av elektrisitetskostnader mellom Norge, Tyskland og Storbritannia. (kilde: egne beregninger basert på tall fra Eurostat).....	14

Innledning

Kraftintensiv industri har en lang tradisjon i Norge og var en av de største driverne bak utbyggingen av vannkraft og et nasjonalt kraftsystem. I dag opplever bransjen igjen stort vekst, hovedsakelig drevet av datasenterindustrien og i fremtiden sannsynligvis også andre former for grønn kraftintensiv industri som hydrogenproduksjon ved elektrolyse. Dette kan bli et nytt norsk industrieventyr og gjøre den norske økonomien mindre avhengig av oljen og mer bærekraftig.

For å kunne delta i denne utviklingen er det viktig for tomteeiere, kommuner og andre berørte aktører å vite hvilke faktorer som er avgjørende for etablering av kraftintensiv industri og hvordan det best kan tilrettelegges for slike etableringer. Mongstad-området har i dag mange bedrifter, særlig i oljeindustrien, og ønsker også fremover å være et av de sterkeste sentrene for industriutvikling på Vestlandet. Denne rapporten beskriver hvilke muligheter som ligger i etablering av ny kraftintensiv industri på Mongstad, rammebetingelsene som gjør både Norge og Mongstad attraktivt for denne typen industri og hvilke kraftsystemmessige utfordringer dette byr på.

Aabø Powerconsulting jobber med flere av de største datasenteraktørene i Norge, så vel som med mange kommuner og andre grunneiere på Vestlandet. Erfaringene fra dette arbeidet, sammen med kontaktnettverket hos nettselskaper og generelt i kraftbransjen, har vi brukt til å analysere situasjonen på Mongstad i dag, skissere utviklinger i årene som kommer og gi anbefalinger om mulige tiltak fra et kraftsystemperspektiv. Det ble avholdt møter og samtaler med de viktigste aktørene, som f.eks. BKK Nett, Statnett, Equinor og Alver kommune for å kunne levere en grundig analyse og en god rapport på oppdrag fra Nordhordland Næringslag.

Sammendrag

Mongstad er ett av Norges viktigste områder for oljeindustrien og et viktig knutepunkt for mange typer ingeniør- og leverandørbedrifter. Nordhordland Næringslag, Alver kommune, Invest i Bergen og andre jobber aktivt med nye industrietableringer, særlig kraftintensiv industri som opplever sterk vekst. Til dette formålet er et stort område med industritomter ferdig regulert og klar til utbygging. Disse industritomtene kan regnes som noen av de best egnede tomter for etablering av industri pga. nærhet til eksisterende industri (Equinor mfl.) og kraftinfrastruktur (Lindås trafostasjon), ferdig utbygd VA til tomtegrensen, nærhet til Bergen og Flesland lufthavn, osv.

Ifølge BKK Nett er det 5 til 10 MW effekt tilgjengelig i det lokale distribusjonsnettet. Dette er en typisk oppstartseffekt for større etableringer av kraftintensiv industri. Mange kunder legger stor vekt på å ha slike effektmengder tilgjengelig innen relativt kort tid (<12 måneder) og uten store inngrep i det lokale kraftsystemet. Etablering av kraftintensiv industri med effektuttak på opptil 10 MW bør dermed være mulig på Mongstad innen den tiden det tar å søke anleggskonsesjon og bygge anleggene, normalt mellom 6 og 12 måneder.

Når det gjelder større effektuttak utreder Statnett sammen med BKK Nett tiltak for å forsterke kraftsystemet inn til Mongstad. Elektrifisering av Nordsjøen sammen med generell forbruksvekst i Bergensregionen gjør at det nå planlegges tiltak som på sikt vil sikre at Mongstad forblir et sterkt punkt i kraftsystemet. Lindås transformatorstasjon planlegges oppgradert med en 300 MVA transformator i tillegg til eksisterende transformator av samme størrelse. Denne nye transformatoren, sammen med nettiltak som er under utredning av Statnett/BKK Nett, vil gi nye og eksisterende industrikunder på Mongstad kapasitet til store effektuttak.

Nedleggelsen av Mongstad kraftvarmeverk svekker det lokale kraftsystemet, noe både NVE og Statnett selv erkjenner i svar på Equinors søknad om nedleggelse. I vedtaket påpekes det samtidig at nettiltak sannsynligvis er samfunnsøkonomisk fordelaktig sammenlignet med å holde kraftverket i beredskap. Det er viktig at Statnett følges tett opp og holdes ansvarlig for sine uttalelser og planer når det gjelder forsterkning av nettet i området Mongstad. Nedleggelsen av kraftverket må ikke gå på bekostning av næringsutvikling på Mongstad.

Når det gjelder fullverdig redundans etter N-1-kriteriet i det overordnede kraftsystem vil det være noen midlertidige utfordringer frem til de skisserte tiltakene er på plass. N-1 betyr at utfall av en vilkårlig komponent i kraftsystemet ikke fører til bortfall av kraftforsyningen. N-1 er et viktig krav for noen av kundene i kraftintensiv industri. Dette gjelder særlig visse typer datasenter med høye krav til sikkerhet.

Sjøkablene inn til Mongstad-området kan bli en flaskehals dersom utbygging med store effektuttak skjer raskere enn tiltak iverksettes for å avlaste nettet. God dialog med nettselskapene er derfor veldig viktig, samtidig som denne rapporten bør brukes som innspill til de lokale politikerne som jobber med å synliggjøre behovet på Mongstad og viktigheten av kraftsystemplanleggingen i denne sammenhengen.

Kraftpriser i Norge

En av de viktigste faktorene ved etableringsavgjørelser knyttet til kraftintensiv industri er kraftprisforskjeller mellom ulike lokasjoner. Disse utgjør en veldig stor del av industriens variable kostnader og små besparelser per kilowatttime kan utgjøre store summer på bunnlinjen til bedriftene. Norge har tradisjonelt hatt lave strømpriser i forhold til resten av Europa og dette er fremdeles en av de største konkurransefortrinn landet har når det gjelder vilkår for kraftintensiv industri.

Generelt om kraftpriser i Norge

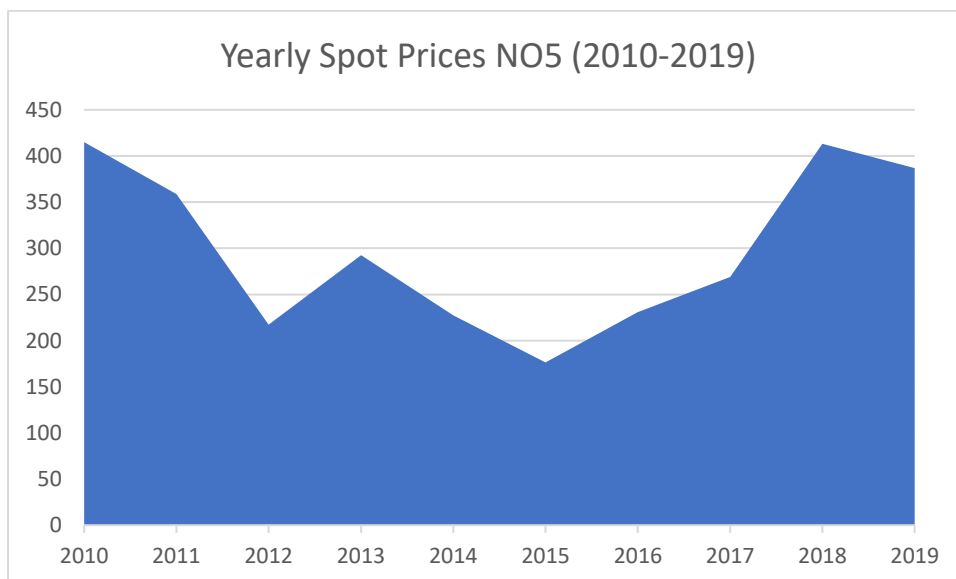
Prisen på forbruk av elektrisk energi i Norge består av tre ulike elementer, strømpris, nettleie og skatter og avgifter.

Spotpriser i Norge

Den såkalte spotprisen er prisen en betaler per megawatttime på strømbørsen Nord Pool som håndterer alt kjøp og salg av elektrisk energi som ikke er omfattet av direkte bilaterale avtaler mellom en produsent og en forbruker. De fleste forbrukere i Norge, både industri og husholdninger, handler elektrisk energi indirekte på spotmarked gjennom sin kraftleverandør.

Store forbrukere innen kraftintensiv industri kan som nevnt også inngå direkte avtaler med kraftprodusenter. Dette gjøres i dag hovedsakelig kun av de største forbrukerne som f.eks. Hydro, som har avtaler med blant annet Statkraft og flere vindparker.

Spotprisen fastsettes etter tilbud og etterspørsel og varierer både fra år til år, sesong til sesong og dag til dag, påvirket av ulike faktorer som været, eksportsituasjon, fyllingsgrad i magasinene, osv. Figur 1 og Tabell 1 viser utviklingen av spotprisene i prisregion NO5 (Bergen og omegn) mellom 2010 og 2019.



Figur 1 Spotpriser i NO5 mellom 2010 – 2019 (kilde egne beregninger basert på tall fra Nord Pool)

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr
415,0	358,8	217,2	292,5	227,3	176,5	230,8	269,1	413,3	386,8

Tabell 1 Spotpriser i NO5 mellom 2010 – 2019 (kilde egne beregninger basert på tall fra Nord Pool)

Nettleie for kraftintensiv industri i Norge

Generelt om nett og nettleie i Norge

Strømnettet i Norge er organisert på tre ulike nivåer, transmisjons-, regional- og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet eies av Statnett og sikrer transport av store energimengder fra områder med produksjonsoverskudd (f.eks. Nord-Norge) til områder med mye forbruk (f.eks. Oslo-område). Statnett har monopol på strømnett med spenning mellom 300 kV og 420 kV, men også noen linjer på 132 kV inngår i transmisjonsnettet.

Regional- og distribusjonsnettet er organisert gjennom lokalt begrensede monopoler der nettselskapene innehar en såkalt områdekonsesjon. Regionalnettet er mellomledet mellom transmisjons- og distribusjonsnett og har et spenningsnivå mellom 33 kV og 132 kV. Distribusjonsnettet dekker alt fra lavspenning opp til 22 kV og sørger for distribusjon av kraft til sluttbrukere. Større produsenter og forbrukere av kraft kan også direkte tilkobles regional- eller transmisjonsnettet.

For store forbrukere i Norge er som regel Statnett sine nettleietariffer retningsgivende selv om hvert nettselskap har sine egne tariffer. I det følgende beskrives derfor dagens nettleieregime i Statnetts sentralnett. Det har vært en del endringer i nettleien, spesielt for industrikunder, og Statnett jobber med å utforme et helt nytt tariffsystem. Det er derfor usikkert hvor lenge dagens nettleie vil være aktuell. Samtidig vil nye tariffer gjennomgå en godkjenningsprosess hos NVE der berørte interesser får mulighet å komme med innspill til saken i høringsprosessen.

Nettleie for kraftintensiv industri

Det er ulike nettleietariffer for ulike kundegrupper. Kraftintensiv industri er effektmålte kunder hvor nettleien består av tre ulike ledd:

1. Fastledd
Fast pris per måler. For kraftintensiv industri har dette leddet så godt som ingen betydning (eller faller helt bort) fordi forbruket er så høyt at nettleien domineres av de andre to elementene.
2. Energiledd
Fast pris på hver kilowatttime i forbruk. Formålet med dette leddet er å dekke energitapet under transport av elektrisk energi fra produsent til forbruker. På høyere nettnivåer er denne tariffen basert på såkalte marginaltapssatser, som avhenger av forholdet mellom produksjon og forbruk i det individuelle nettpunktet. Nytt strømforbruk i områder med store produksjonsoverskudd vil redusere marginaltapet og gjøre energileddet lavere i slike områder.
3. Effektledd
Strømnettet dimensjoneres etter sammenlagt effektuttak til alle kunder og effektleddet skal gjenspeile dette. Utformingen varierer mellom ulike nettselskaper, men er vanligvis basert på kundens høyeste effektuttak per måned, vanligvis med varierende effektpris for vinter- og sommersesongen.

Nettleie på Mongstad

BKK Nett har områdekonsesjon på Mongstad og vil derfor være det aktuelle nettselskapet for kraftintensiv industri med mindre uttaket blir så stort at tilknytning direkte til transmisjonsnettet på Lindås blir aktuelt. I sistnevnte tilfelle betales transmisjonsnettleie direkte til Statnett. Statnetts tariffer er også veiledende for nettleien på regionalnettnivå og mange nettselskaper har

rabattordninger som tilsvarer Statnetts tariffer. Denne rapporten beskriver derfor også Statnetts nettleieregime.

Nettleie BKK Nett nettnivå 1-3

Tabell 2 viser BKK Netts nettleie for effektmålte kunder tilknyttet nettnivå 1-3. Dette er nettnivåene som er aktuelle for kraftintensiv industri ved en trinnvis utbygging. Energileddet på nettnivå 1 og 2 beregnes, som tidligere nevnt, basert på marginaltapssatser og områdepris¹ og vil derfor variere.

Sesong	Fastledd kr/år	Forbruksavhengig ledd øre/kWh	Effektledd kr/kW per måned
Nettnivå 1 (300 kV – 45 kV)			
Sommer	0	Beregnes	35,20
Vinter	0	Beregnes	48,60
Nettnivå 2 (22 kV – 11 kV) tilknytning i sekundærstasjon			
Sommer	0	Beregnes	41,90
Vinter	0	Beregnes	58,00
Nettnivå 3 (22 kV – 11 kV)			
Sommer	25 000	2,0	50,10
Vinter		2,2	63,30
(Sommer: 1/4 - 30/9, vinter:1/10 – 31/3)			

Tabell 2 Nettleietariffer BKK Nett nettnivå 1-3 2020 (kilde: BKK Nett)

Energiledd på høyere nettnivå

Som beskrevet beregnes energileddet på høyere nettnivå basert på det såkalte marginaltap i det individuelle uttakspunktet.

	Mongstad132		Mongstad22		Lindås	
	Dag [%]	Natt/Helg [%]	Dag [%]	Natt/Helg [%]	Dag [%]	Natt/Helg [%]
Marginaltap	0,032	3,221	0,208	3,358	0,064	3,257
Gjennomsnitt	1,626		1,783		1,660	

Tabell 3 Marginaltap i relevante uttakspunkt, referert uttak. (kilde: egne beregninger basert på data fra Statnett fra 2019)

Tabell 3 viser gjennomsnittlig marginaltap i relevante uttakspunkt i 2019. Basert på disse tall og gjennomsnittlig områdepris i 2019 (386,84 kr/MWh) vil energileddet for kraftintensiv industri på Mongstad (ved uttak på høyere nettnivå) være følgende:

$$Energiledd_{Mongstad132} = 0,38684 \left[\frac{kr}{kWh} \right] * 1,626 \% \approx 0,63 \frac{\text{øre}}{kWh}$$

$$Energiledd_{Mongstad22} = 0,38684 \left[\frac{kr}{kWh} \right] * 1,783 \% \approx 0,69 \frac{\text{øre}}{kWh}$$

$$Energiledd_{Mongstad132} = 0,38684 \left[\frac{kr}{kWh} \right] * 1,660 \% \approx 0,64 \frac{\text{øre}}{kWh}$$

¹ Områdepris er spotprisen per mega watttime i det aktuelle prisområde.

Det er viktig å huske at disse tallene er basert på historiske tall fra året 2019. Dette vil kunne gi en indikasjon på fremtidig energiledd på Mongstad, men det faktiske energileddet beregnes fortløpende basert på de nyeste utviklinger.

Nettleie Statnett

Nedenfor vises metodikken bak beregning av nettleie i Statnetts sentralnett i året 2019. Det er kun effektleddet som betraktes. Energileddet beregnes basert på marginaltapssatser for hvert tilknytningspunkt og spotpris på strøm i området. Metodikken for beregning av energileddet er lik for Statnett og BKK Nett (på nettnivå 1 og 2).

Beregningsgrunnlag

Statnetts nettleie er basert på gjennomsnittlig effektuttak (MW) i topplasttimen de siste 5 årene. For nytt forbruk eller ved vesentlige og varige endringer vil Statnett «i samråd med kunden finne et representativt avregningsgrunnlag for forbruk».

Statnetts effekttariff for 2020 er 393 kr/MW, uendret fra 2019.

k-faktor

For hvert sentralnettpunkt beregnes det en såkalt k-faktor etter formelen:

$$k = \frac{F_S^{tot}}{P_t + F_S^{tot}}, k \text{ setter lik } 0,6 \text{ for } k < 0,6.$$

$$F_S^{tot} = \text{Sum av alle kundenes gjennomsnittlige forbruk}$$

$$P_t = \text{Sum tilgjengelig vintereffekt i punktet.}$$

Med andre ord blir sentralnettleien lavere jo høyere produksjonskapasitet (om vinteren) det er i punktet i forhold til forbruket. På Mongstad er det ingen større kraftproduksjon etter at Mongstad kraftvarmeverk er lagt ned og nettleien vil derfor ikke nedjusteres.

Rabatter

For store enkeltforbrukere er det en rekke rabatter som kommer i tillegg til eventuelle prisreduksjoner for kunder med fleksibelt forbruk som har en utkoblingsavtale. Statnett definerer store forbrukere som «enkeltkunder med effektuttak over 15MW i mer enn 5000 timer i året. Tariffreduksjonen kan maksimalt bli 75%. Dette er redusert ift. en reduksjon på opptil 90% som kunne oppnås under Statnetts nettleieregime for bare noen år siden.

Det er tre ulike kriterier for å oppnå redusert tariff:

1. Brukstil (stabilitet innenfor året) – opptil 50% reduksjon.
2. Timevariasjon (stabilitet innenfor døgnet) – opptil 15% reduksjon.
3. Sommerlast (i forhold til vinterlast) – opptil 25% reduksjon.

Fleksibelt forbruk

Kunder med fleksibelt forbruk kan oppnå betydelige rabatter i tillegg til rabattene for store forbrukere. Fleksibelt forbruk betyr at det inngås en avtale der nettselskapet har rett til å koble ut kunden når nettsituasjonen gjør det nødvendig.

Statnett har fire ulike tariffer for fleksibelt forbruk med varslings tid på:

	Rabatt ²
15 minutter uten begrensning på varighet av utkoblingen	95%
2 timer uten begrensning på varighet av utkoblingen	75%
12 timer uten begrensning på varighet av utkoblingen	50%
15 minutter med begrensning på varighet av utkoblingen til maksimalt 2 timer.	25%

BKK Nett har tre tariffer for fleksibelt forbruk med følgende vilkår:

Momentan utkobling, ubegrenset utkoblingstid	50%
Momentan utkobling, maks 14 dager utkoblingstid pr år	40%
Momentan utkobling, maks 4 timer utkoblingstid pr døgn	25%

Tabell 4 Rabatter for fleksibelt forbruk (kilder: Statnett, BKK Nett)

Betydning for Mongstad

Oppstartsfase (BKK Nett nivå 2+3)

For uttak på 5-10 MW som er realistisk i oppstartsfasen er BKK Netts sine ordinære nettleietariffer for effektmålte næringskunder på nettnivå 3 gjeldende (se Tabell 2).

BKK Nett har ikke rabatter i eget nett, men «kundene som gir grunnlag for SFHB-rabatt [store forbrukere med > 15MW last] i sentralnettet får videreført denne rabatten».³ Aabø Powerconsulting tolker dette som at Statnetts rabatter bør benyttes som grunnlag for samtaler med BKK Nett.

Rabatter for ulike typer kraftintensiv industri

Kraftintensiv industri på Mongstad vil, når effektbruk overstiger 15MW, kvalifisere for Statnetts rabatter for store forbrukere (videreført av BKK Nett).

Datasenterkunder

Ett av hovedkravene for datasenter fra kundene er en veldig høy opetid (>99,67% for Tier 1, det laveste av fire sertifiseringstrinn). For nettselskapet er dette et meget forutsigbart og gunstig forbruksmønster slik at en høy brukstidsrabatt bør kunne oppnås.

Når det gjelder effektbruk om sommeren sammenliknet med om vinteren er det ingen grunn til å forvente en høyere vinterlast, slik at også dette burde føre til en reduksjon av nettleien.

Kjølebehovet ved frikjøling vil tvert imot være lavere om vinteren, når temperaturdifferansen mellom uteluft og datasenteret er høyere og kjølingen dermed er mer effektiv.

Totalt bør det være mulig å oppnå minst 50% tariffreduksjon pga. datasenterets fordelaktige lastkurve. Dette er et foreløpig estimat og må kvalitetssikres under detaljengineeringen.

Hydrogenproduksjon

Også anlegg til hydrogenproduksjon har vanligvis en relativ stabil last året rundt og bør dermed oppfylle kravene til noen av rabattene til store forbrukere. Samtidig vil hydrogenproduksjon i større

² Statnett oppgir ikke rabatter, men istedenfor egne tariffer for fleksibelt forbruk. Rabattene oppgitt i tabellen ovenfor er besparelsen i forhold til Statnett sin ordinære tariff for forbruk (393 kr/kW/år).

³ Sitat fra epost samtale med Jan Ness i BKK Nett.

grad enn datasenter være i stand til å tåle korte perioder uten strømforsyning for å oppnå rabatter for forbruk med utkoblingsklausul. Det vil være et relativt enkelt regnestykke for kunden å finne ut av om besparelsen med en slik tariff er stor nok til å dekke kostnader for produksjonstap og eventuelle tekniske tiltak (f.eks. batteripakker) for å unngå skader på anlegget.

Skatter og avgifter

I tillegg til prisen for strøm og nett kommer skatter og avgifter til staten. I hovedsak er dette den såkalte forbruksavgiften i tillegg til merverdiavgift (moms). Det er avgift på all elektrisk kraft som leveres i Norge, også kraft som leveres uten vederlag og kraft som nettselskapet eller produsenten tar ut til eget bruk.

Forbruksavgift

Kraftintensiv industri i Norge betaler som regel redusert sats eller er unntatt forbruksavgiften, avhengig av hvilken type kraftintensiv industri det er. Satser for 2020 er som følgende:

Sats for 2020

Avgift	16,13 øre per kWh
Redusert avgift	0,505 øre per kWh

Tabell 5 Forbruksavgiften på elektrisk kraft (kilde: Skatteetaten)

Forbruksavgift for Hydrogenproduksjon og metallurgisk industri

Hydrogenproduksjon ved elektrolyse, metallurgisk industri og annen tungindustri er fritatt for forbruksavgiften, jf. forskrift om særavgifter § 3-12-13⁴. Dette fritaket gjelder også veksthusnæringen og en rekke andre kraftintensive prosesser. Forbruksavgift for datasenter

Datasenter med uttak over 0,5 MW betaler redusert sats, jf. forskrift om særavgifter § 3-12-6. Dette gjelder også produksjon av fjernvarme, bergverksdrift og ulike typer industriproduksjon.⁵

Internasjonal sammenligning av kraftpriser

Land	2009S1	2012S1	2019S1
EU28	0,0965	0,1027	0,1047
Denmark	0,1981	0,2280	0,2229
Germany	0,1185	0,1291	0,1291
Ireland	0,0976	0,0966	0,1030
France	0,0726	0,0788	0,0704
United Kingdom	0,1124	0,1106	0,1538
Norway	0,0524	0,0623	0,0571

Tabell 6 Kraftpriser (elektrisk energi, nettleie, skatter og avgifter) i € for kraftintensiv industri i Norge sammenlignet med ulike europeiske land og EU-gjennomsnittet (kilde: egne beregninger basert på data fra Eurostat⁶)

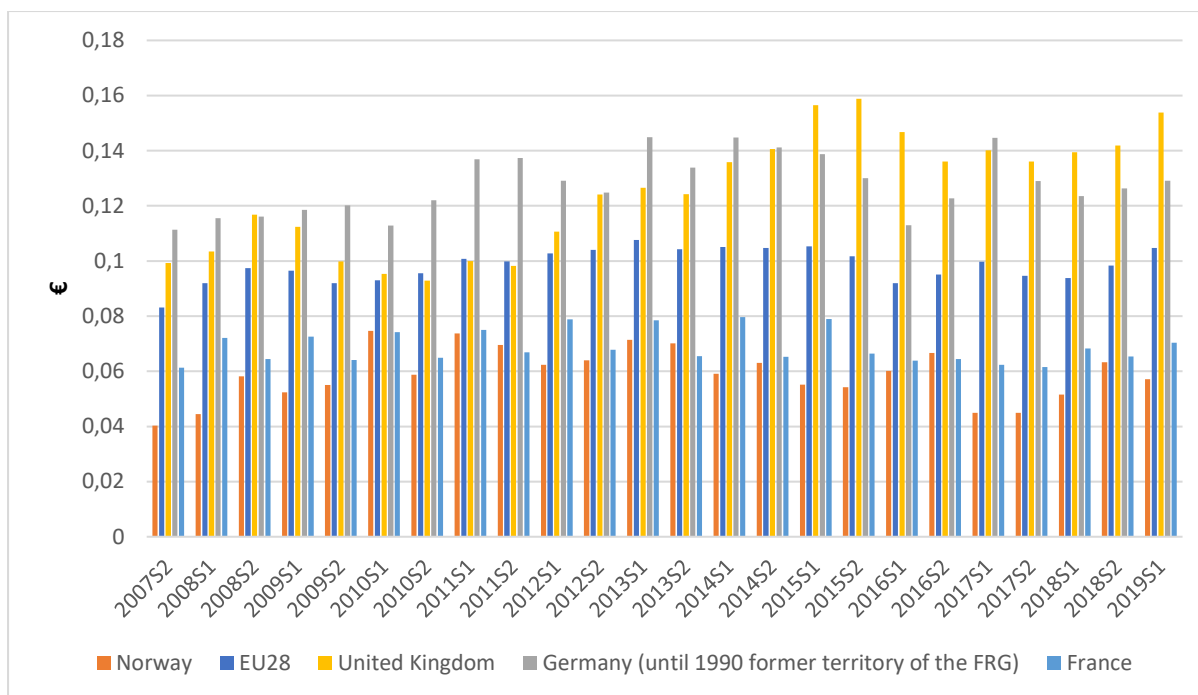
⁴ Forskrift om særavgifter, § 3-12-13:

Elektrisk kraft som leveres til bruk ved kjemisk reduksjon eller i elektrolyse, metallurgiske og mineralogiske prosesser er fritatt for avgift

⁵ Forskrift om særavgifter, § 3-12-6:

«Ved levering av elektrisk kraft til datasenter med faktisk uttak over 0,5 MW, hvor et foretak driver lagring og prosessering av data som sin hovedsakelige næringsvirksomhet, skal det betales redusert sats. [...]»

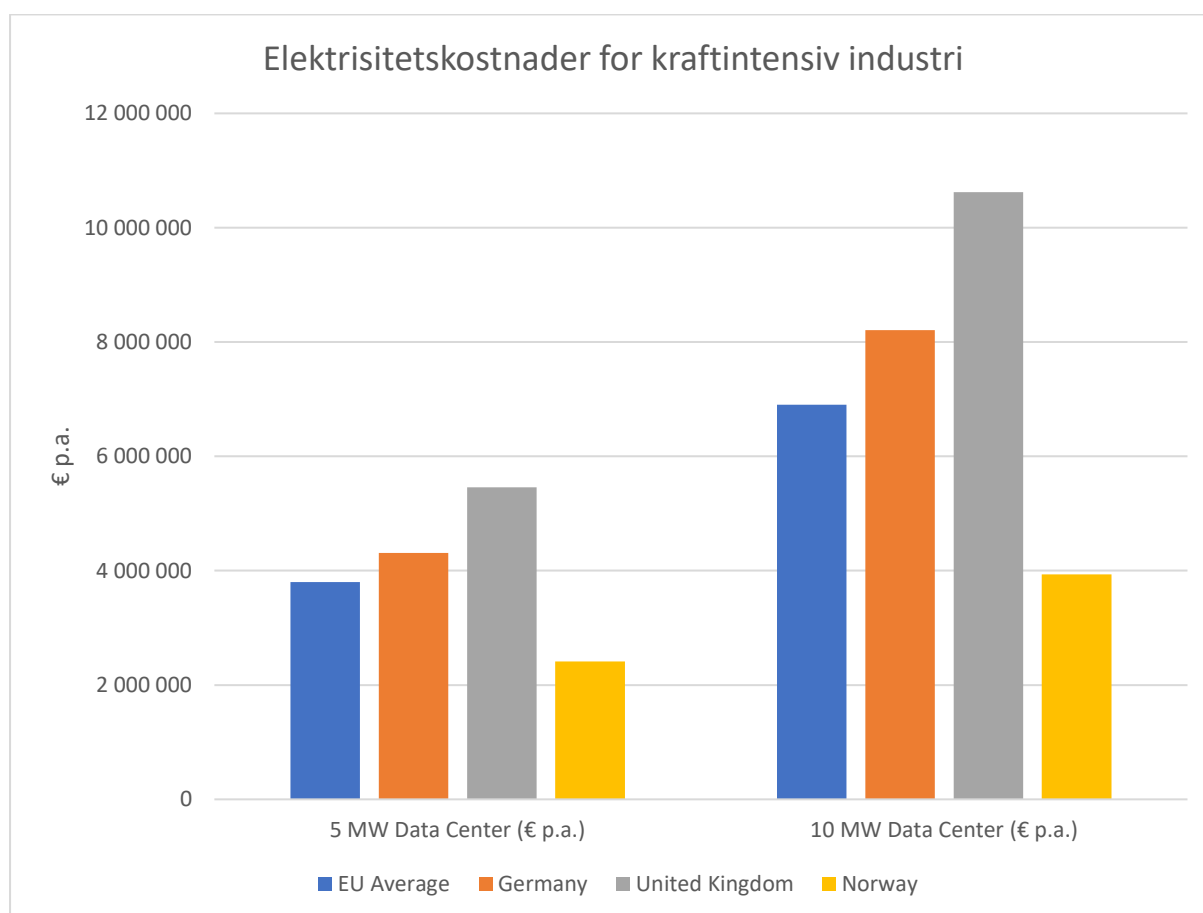
⁶ Beregninger basert på Eurostat sine tall på uttak av elektrisk energi inkludert nettleie, skatter og avgifter for forbrukere med årsforbruk 70-150 GWh per år, altså ca. 8-17 MW konstant uttak gjennom året).



Figur 2 Kraftpriser (elektrisk energi, nettleie, skatter og avgifter) for kraftintensiv industri i Norge sammenlignet med ulike europeiske land og EU-gjennomsnittet (kilde: egne beregninger basert på data fra Eurostat⁷)

⁷ Beregninger basert på Eurostat sine tall på uttak av elektrisk energi inkludert nettleie, skatter og avgifter for forbrukere med årsforbruk 70-150 GWh per år, altså ca. 8-17 MW konstant uttak gjennom året).

Eksempelregnestykke med priser for kraftintensiv industri i Norge vs. UK + Norge vs. Tyskland



Figur 3 Sammenligning av elektrisitetskostnader (uten MVA og andre fradragberettigete avgifter) for kraftintensiv industri med 5 og 10 MW konstant last i Norge, UK, Tyskland og EU-gjennomsnitt (kilde egne beregninger basert på tall fra Eurostat)

	5 MW last (€ p.a.)	Fordel Norge (€ p.a.)	10 MW last (€ p.a.)	Fordel Norge (€ p.a.)
EU gjennomsnitt	3.803.592	1.391.088	6.902.004	2.967.888
Tyskland	4.309.920	1.897.416	8.209.872	4.275.756
Storbritannia	5.456.604	3.044.100	10.621.500	6.687.384
Norge	2.412.504		3.934.116	

Tabell 7 Tabell til Figur 3

Diskontrate : 4%	Norge - Tyskland 5 MW	Norge - Storbritannia 5 MW	Norge - Tyskland 10 MW	Norge - Storbritannia 10 MW
1	1.897.416	3.044.100	4.275.756	6.687.384
2	1.824.438	2.927.019	4.111.304	6.430.177
3	1.754.268	2.814.442	3.953.177	6.182.862
4	1.686.796	2.706.194	3.801.132	5.945.060
5	1.621.919	2.602.109	3.654.934	5.716.404
6	1.559.538	2.502.028	3.514.360	5.496.542
7	1.499.555	2.405.796	3.379.192	5.285.137
8	1.441.880	2.313.266	3.249.223	5.081.862
9	1.386.423	2.224.294	3.124.253	4.886.406
10	1.333.099	2.138.744	3.004.089	4.698.467
Sum	16.005.333	25.677.993	36.067.420	56.410.302

Tabell 8 10-års sammenligning av elektrisitetskostnader mellom Norge, Tyskland og Storbritannia. (kilde: egne beregninger basert på tall fra Eurostat)

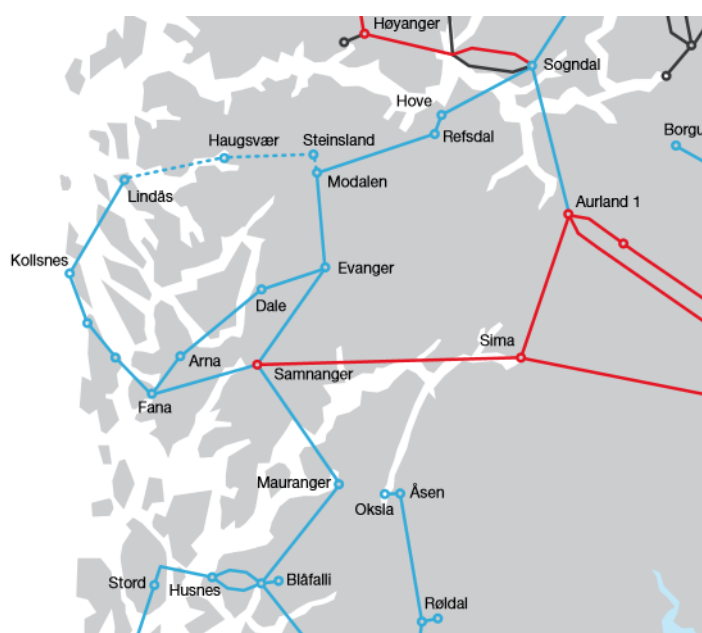
Tabell 8 viser hvor stor besparelsen for en kunde innen kraftintensiv industri er ved en etablering i Norge sammenliknet med Tyskland og Storbritannia. Summen er beløpet et datasenter eller liknende, f.eks. hydrogenproduksjon i Norge ville spart sammenliknet med de andre landene. Tallet er den oppsummerte (og diskonterte) besparelsen for hvert år.

Det er benyttet gjennomsnittlige priser fra 2014-2019. Tallene for 5 MW og 10 MW er basert på to ulike datasett fra Eurostat. 5 MW er basert på Eurostats tall for industri med forbruk på 20-70 GWh p.a. da $5 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} = 43,8 \text{ GWh}$. 10 MW er basert på det samme datasett som Figur 3 og Tabell 7 for industri med forbruk på 70-150 GWh p.a.

Dagens kraftsystem

Lindås 300 kV samleskinne er et viktig punkt i det norske kraftsystemet. Det er her forbindelse til Kollsnes med videre forbindelse til Fana/Samnanger og nordover til Steinsland/ Modalen med forbindelse til Steinsland og østover. Transformeringskapasiteten til BKK Nett AS er 300 MVA. Denne er i dag belastet med ca. 150 MW og med en planlagt økning på ca. 10 MW til Gjøa-plattformen.

Fra Lindås transformatorstasjon går det en 132 kV ledning til Mongstad transformatorstasjon. Denne er tilknyttet BKK 132 kV Netts kraftsystem mot Seim og Bergen. Mongstad transformatorstasjon forsyner også Equinors anlegg på Mongstad.



Figur 4. Statnett kraftsystem i regionen (Utsnitt fra Statnett rapport)



Figur 5. Kraftsystem Mongstad (fra NVE karttjenester)

Dagens kraftsystem i Bergensområdet er et presset kraftsystem med ulike utfordringer i området. Statnett har definert et snitt som har betegnelsen Kollsnes/Lindås snittet. Dette snittet går over ledningen Kollsnes-Lille Sotra og Lindås-Haugsvær og gjelder stasjonene Kollsnes og Lindås/Mongstad. Statnett er opptatt av N-1-forsyningen og har uttalt at det ikke er noen ledig effekt før en får gjort tiltak i nettet. Selv om det er ledig kapasitet på transformatoren i Lindås transformatorstasjon i dag har Statnett uttrykt ønske om ikke å koble til last med N-0-kriterium.

Equinor vil elektrifisere feltene Troll B, C og Oseberg fra Kollsnes. Det er funnet en løsning her som vi antar er utkobling av denne lasten ved spesielle utfall i transmisjonsnettet til Statnett.

Statnett ønsker ikke ny tilkobling innenfor Kollsnes/Lindås snittet basert på utkobling av last ved spesielle driftssituasjoner i nettet. Dette bør kunne forhandles med Statnett slik at Mongstad kan tilby industri elektrisk energi som kan kobles ut ved spesielle situasjoner i kraftsystemet. Ut fra likebehandling av nettkunder bør alle kunder på Mongstad ha de samme muligheter som Statnett tilbyr Equinor på Kollsnes.

[Historisk utvikling av kraftsystemet på Mongstad sammenlignet med dagens situasjon](#)
Mongstad med Equinors anlegg var tidligere forsynt via BKK Nett AS' 132 kV regionalnett med forsyning fra Matre 132 kV og Seim 132 kV. Dette sørget for en N-1 forsyning til Mongstad. Det var også en avtale med BKK Nett AS hvor deler av kraftverkene i Matre forsynte Equinors anlegg under spesielle hendelser. I tillegg til N-1 forsyning 132 kV Mongstad var det også en spesialordning hvor Mongstad ble forsynt i en «øydriфт» fra kraftverkene i Matre.

Ved etablering av Lindås transformatorstasjon ble 132 kV forbindelsen til Frøyset/Matre lagt ned og erstattet av forsyning via Lindås transformatorstasjon og transformator 1 og varmekraftverket på Mongstad. En kunne, så lenge 300 kV samleskinne på Lindås transformatorstasjon var forsynt med N-1 og varmekraftverket var i drift, argumentere for samme driftssikkerhet til Mongstad som før etableringen av Lindås transformatorstasjon.

Dagens forsyning av anleggene på Mongstad skjer via 300 kV samleskinne og en transformator til 132 kV samleskinne og forsyning av anleggene på Mongstad sammen med varmekraftverket på Mongstad. Det er fremdeles mulig å argumentere for en N-1 eller full redundans i kraftforsyningen til anleggene på Mongstad.

Det er nå besluttet å legge ned varmekraftverket på Mongstad. I en situasjon hvor kraftsystemet i Hordaland er presset pga. ønsker om elektrifisering av industri og offshoreinstallasjoner i Nordsjøen virker det spesielt å stoppe kraftproduksjonen fra varmekraftverket. Fra et kraftsystemperspektiv burde kraftverket forbli i drift til Statnett gjennomfører oppgraderinger av 300/420 kV nettet slik at Lindås transformatorstasjon har N-1 forsyning på 300 kV samleskinne og ny 300 MVA transformator er i drift på Lindås. Først da kan en si at kraftsystemet på 132 kV Lindås/Mongstad er i samme tilstand som før idriftsettelsen av Lindås.

Det vil også være spesielt hvis Statnett krever anleggsbidrag for tiltak som ny transformator i Lindås transformatorstasjon og forsterkninger som må gjøres for å få N-1 på Lindås/Mongstad. Det vil være naturlig at kraftsystemet får samme regularitet det hadde før 132 kV forbindelsen Mongstad-Frøyset ble fjernet.

Muligheter knyttet til dagens kraftsystem

Dagens kraftsystem gir små muligheter for utvikling av industri på Mongstad som er avhengig av en N-1 leveringssikkerhet før Statnett har gjort tiltak i 300/420 kV nettet. N-1 betyr at forsyningen til 300 kV samleskinne på Lindås transformatorstasjon ikke påvirkes av utfall av ledning, transformator eller generator på Mongstad eller andre steder i det relevante kraftsystem. N-1 tar ikke hensyn til sannsynligheten for en slik hendelse.

For etablering av kraftintensiv industri betyr dette at det ikke vil være mulig å etablere kraftintensiv industri som er avhengig av en redundant forsyning (N-1) før forsterkninger har skjedd andre steder i nettet. Når tid disse vil være på plass sier Statnett ikke noe om på nåværende tidspunkt. Det må avklares når disse forsterkningene er på plass og hvor mye det vil være mulig å forsyne Lindås transformatorstasjon 300 kV med.

Per dags dato er det én transformator på 300 MVA i drift på Lindås transformatorstasjon. Denne er belastet med ca. 50% av merkeytelsen. Statnett utreder og vurderer en ny transformator på samme størrelse som skal driftes i parallell med den eksisterende. Denne trafoen vil ikke kunne gi Mongstad-området N-1 forsyning, men vil øke muligheter for effektuttak fra Lindås transformatorstasjon. Når tiltak som gir Lindås N-1 forsyning er på plass vil også denne nye kapasiteten oppfylle N-1 kriteriet.

Konsekvensene av en N-0-situasjon (ikke dublert forsyning) på 132 kV samleskinne på Lindås transformatorstasjon er at en ikke kan tilby kraftintensiv industri som krever dublert forsyning tilkobling nå. I tillegg må industrien sannsynligvis akseptere utkobling ved spesielle hendelser i nettet.

Det er overaskende at Equinor legger ned varmekraftverket på Mongstad og setter raffineriet i en N-0 situasjon når viktigheten av N-1-kraftforsyning alltid har blitt understreket tidligere.

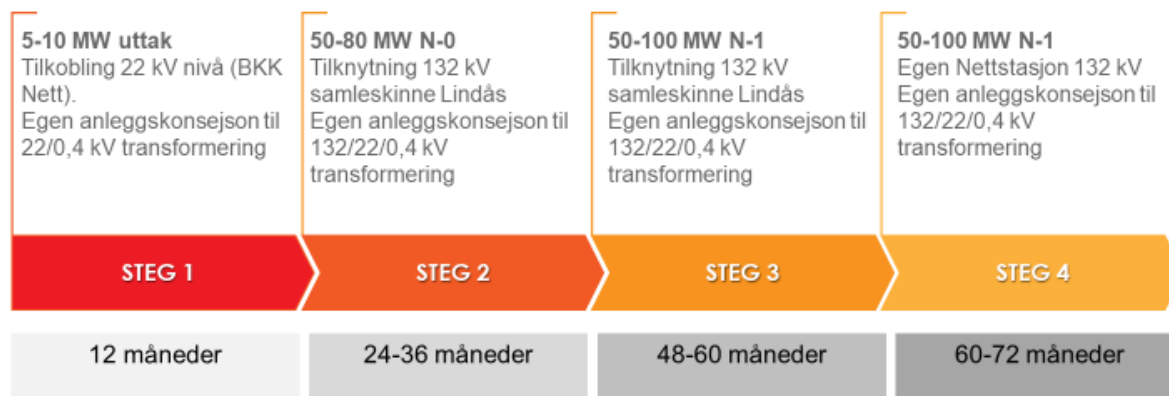
Mongstad er godt egnet for etablering av kraftintensiv industri ved at kunder kan tilbys en oppstartseffekt og mulighet for enkel tilkobling til 132 kV samleskinne. Utfordringen er uttak av effekt fra sentralnettpunkt Lindås transformatorstasjon.

BKK Nett AS planlegger en forsterkning av 22 kV nettet. Vi foreslår derfor følgende utvikling knyttet til forsyning av industriotmer Mongstad:

1. Diskutere uttak av 5-10 MW på 22 kV nivå på Mongstad og hvordan dette kan realiseres med BKK Nett AS. Vår oppfatning er at denne effektmengden er mulig i dagen kraftsystem, men vil bli mye bedre når BKK Nett AS setter i drift en planlagt 40 MVA transformator koblet til Lindås transformatorstasjon 132 kV samleskinne. Det vil da være en N-1 forsyning i 22 kV nettet, men ikke N-1 forsyning på 132 kV samleskinne.
2. Diskutere forsyning av 50-80 MW N-0 på 132 kV samleskinne i Lindås transformatorstasjon med Statnett/BKK Nett AS.
3. Diskutere uttak av 50-100 MW N-1 på 132 kV samleskinne i Lindås transformatorstasjon med Statnett/BKK Nett AS.
4. Konesjonssøknad ny 132/22 kV stasjon tilkoblet BKK Nett AS 132 kV samleskinne Lindås transformatorstasjon og ny 22/0,4 kV transformatorstasjon på aktuelt industriområde.

Tidslinje

Det er viktig å få på plass en tidslinje som viser riktig utvikling av kraftsystemet og når en kan gå fra en N-0 situasjon til en N-1 situasjon. Figur 6 viser en tidslinje basert på samtaler med Statnett og BKK Nett og på avtaler med BKK Nett AS/Statnett om uttak av kraft med enten N-1 eller N-0.



Figur 6 Mulig tidslinje for etablering av kraftintensiv industri på Mongstad

Videreutvikling av kraftsystem

På det nåværende tidspunkt er det viktig å vurdere muligheter og tiltak i kraftsystemet.

Kraftvarmeverk Mongstad

Gasskraftverk på Mongstad for kombinert strøm- og prosessvarmeproduksjon ble satt i kommersiell drift i 2010. Equinor har imidlertid søkt om og fått innvilget tillatelse til å legge ned driften den siste av de to gassturbinene på 140 MW.

Aabø Powerconsulting mener at kraftverket bør tas med i en vurdering av forsyningssituasjonen på Mongstad. Å legge ned kraftproduksjonen i et så presset punkt i kraftsystemet mens det samtidig planlegges tilknytning av stort forbruk i Nordsjøen kan ha negative konsekvenser for industriutvikling på Mongstad og for sikker kraftforsyning til raffineriet. Ifølge NVE vil «nedlegging av GT11 ved Energiverk Mongstad [...] gi en reduksjon i effekttilgangen og redusere muligheten for økt uttak og for reserve ved utfall. Ved utfall av enkelte komponenter i området vil forbruk kunne forbli utkoblet til feilen er reparert.»⁸ Dette har også Statnett selv erkjent ovenfor NVE. «Statnett skriver at behovet for vedlikehold og fornyelse i regionen gjør at det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte nytt forbruk før det er utført nettinvesteringer. Både vedlikehold og nye investeringer antas å være enklere med dagens Energiverk Mongstad i drift». Statnetts anbefaling til NVE var faktisk å vente med avgjørelse om nedlegging til alternative tiltak var tilstrekkelig utredet. Statnett mener allikevel at ikke Mongstad varmeverk bør holdes i beredskap, da «det sannsynligvis finnes netttiltak som er mer rasjonelle enn GT11 i beredskap.»

Aabø Powerconsulting mener at det bør stilles spørsmål ved hvorvidt NVEs vedtak om nedleggelse av Mongstad varmeverk er samfunnsøkonomisk riktig. Dette fordi vi tviler på at næringsutvikling på Mongstad, som svekkes gjennom vedtaket, ble tatt tilstrekkelig hensyn til. Samtidig vil ikke nedleggelsen la seg stoppe på nåværende tidspunkt. Aabø Powerconsulting mener derfor at vedtaket og spesielt NVE og Statnetts egne uttalelser om forsyningssikkerhet på Mongstad og

⁸ Fra NVEs konsesjonsvedtak på Equinors søknad om nedleggelse av Mongstad varmeverk.

nødvendigheten for alternative tiltak bør kunne brukes som pressmiddel. Statnett må vise at de har forstått alvorret i situasjonen og igangsette netttiltak uten videre opphold.

Batteripark på industriområdet

Prisen på elektriske batterier har gått kraftig ned de siste årene og det forventes at denne utviklingen vil fortsette i årene som kommer. Batterier har tekniske egenskaper som gjør dem ideelle til en rekke systemtjenester som tidligere kun kunne leveres av store kraftverk i løpende drift (roterende masse). Dette kan for eksempel være spenningsstøtte, frekvensregulering, momentan backupforsyning i tilfelle strømbrudd osv.

Det bør derfor utredes om en større batteripark på Mongstad kan være et tiltak for økt forsyningssikkerhet og -kvalitet. Et slikt prosjekt med fokus på forsyning av industri vil sannsynligvis også kunne motta støtte fra f.eks. ENOVA og/eller Innovasjon Norge. I tillegg vil et slikt prosjekt få stor nasjonal og internasjonal oppmerksomhet og fremme Mongstads profil som lokasjon for kraftintensiv industri.

Lokal fornybar kraftproduksjon (f.eks. vindpark)

Fra et kraftsystemperspektiv er overføringskapasiteten inn til Mongstad-området den største utfordringen for utvikling av kraftintensiv industri. For å forbedre forsyningssituasjonen på Mongstad kan det være gunstig å etablere kraftproduksjon «på rett side av fjorden», da forbruket knyttet til eksisterende industri og elektrifisering av Nordsjøen er betydelig, mens kraftproduksjonen i dag hovedsakelig er lokalisert lenger østover.

Det er viktig å huske at lokal kraftproduksjon må ha samsvar med forbruket for å kunne redusere behovet for overføringskapasitet. Solkraft er av denne grunnen sannsynligvis lite aktuell siden produksjonstoppen er i sommer, mens forbrukstoppen er i vinter. Vindkraft kan derimot være interessant forutsatt man finner en egnet plassering. Det foregår mange diskusjoner rundt vindkraft i Norge for tiden. Et industriområde som Mongstad bør være en lokasjon for vindkraft som er lettere å finne aksept for enn et relativt uberørt naturområde.

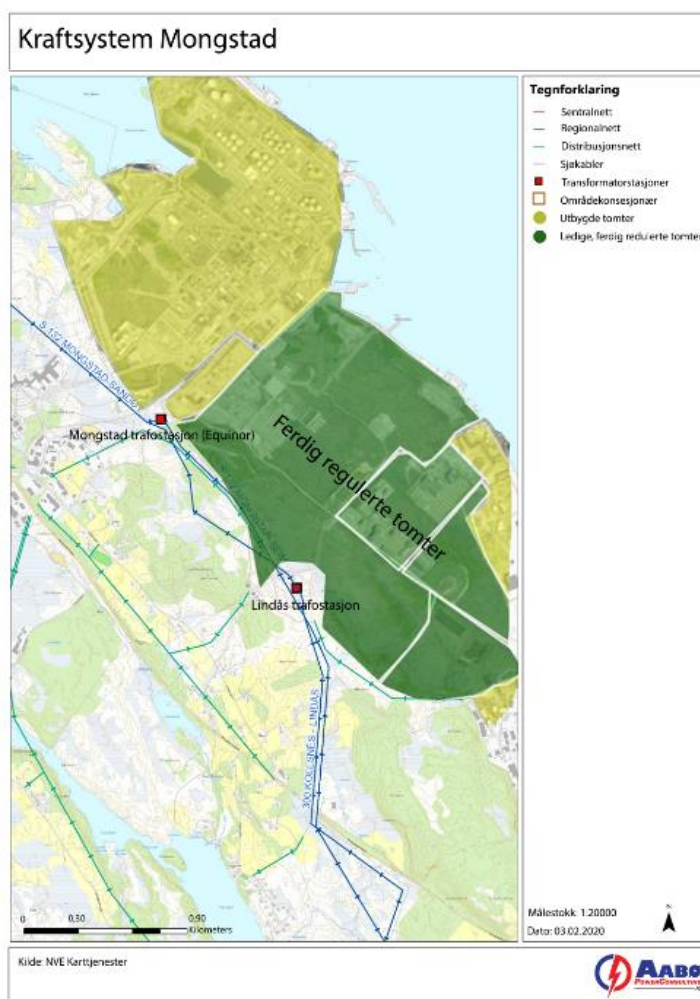
Kjøling med sjøvann

Fjernkjøling med vann er en svært energieffektiv teknologi som har stort potensial for industri med stort kjølebehov som f.eks. datasenter. Teknologien gjør kaldt sjøvann, som i store deler av Norge er tilgjengelig året rundt, til en utnyttbar ressurs. Hver kilowattime elektrisk energi som brukes til å hente vann fra elver, innsjøer eller fjorder har en kjøleenergi som tilsvarer 50-100 kilowattimer med konvensjonelle kjølesystemer. Teknologien kan derfor blir en viktig del av Norges satsing på datasenter og annen kraftintensiv industri.

På Mongstad bør det undersøkes hvor stor del av energibehovet det er mulig å redusere ved bruk av fjernkjøling med vann. Det bør også utredes muligheter for levering av varme fra Equinor, som har prosessvarmeanlegg på Mongstad. Muligheten til å få både varme og kjøling levert til tomten kan være et ytterligere konkurransefortrinn for Mongstad-området.

Aktuelle tomter på Mongstad

Figur 6 viser aktuelle tomter på Mongstad. Figuren viser en ideell plassering i forhold til Lindås transformatorstasjon.



Figur 7 Aktuelle tomter på Mongstad. Etablert industri (gul), ferdig regulert (grønn), ikke regulert (rød).

Kraftsystembehov til ulike typer industri

Datasenter

Datasenter er en stadig viktigere del av moderne digitalinfrastruktur. Datasenter brukes til alt fra tunge beregninger for f.eks. maskinlæringsprosesser eller spesialeffekter på film til datalagring og sikring for skytjenester som Dropbox og OneDrive. Disse tjenestene har ulike behov når det gjelder sikkerhet og tilgjengelighet, som gjør at kravene som stilles til ulike datasenter varierer ut fra hvilke tjenester de tilbyr sine kunder.

Uptime Institute analyserer og sertifiserer sikkerhet og pålitelighet til datasenter og har fire ulike nivåer, såkalte «tiers», med ulike krav til oppetid og redundans på kraftforsyning og annen infrastruktur (som f.eks. fiber). Disse ulike nivåene vil være viktige for kraftintensiv industri på Mongstad pga. utfordringene knyttet til fullverdig redundans i kraftforsyningen diskutert i denne rapporten. Det er viktig at en er kjent med de ulike kravene slik at markedsføringen mot potensielle kunder blir mest mulig målrettet.

Datasentertiers og deres betydning for Mongstad

De ulike nivåene og deres krav til oppetid, redundans og sannsynlighet for driftsforstyrrelser er beskrevet i det følgende.

Tier I

- Oppetid: 99,671%
- Maks nedetid: 28 timer per år
- Ingen krav til redundans i kraftforsyningen

Tier II

- Oppetid: 99,749%
- Maks nedetid 22 timer per år
- Delvis redundans i kraftforsyning og kjølesystemer

Tier III

- Oppetid: 99,82%
- Maks nedetid 1,6 timer per år
- N-1 kriteriet for kraftforsyningen
- Backup kapasitet for minst 72 timer drift

Tier IV

- 99,995% oppetid
- Maks nedetid: 0,04 timer per år
- Full redundans i hele kraftforsyning, fiber og kjølesystemet
- Backup kapasitet for minst 96 timer drift

Betydning for Mongstad

For Mongstad vil datasenter med Tier I og II sertifisering være den mest aktuelle kundegruppen de nærmeste årene frem til Statnetts tiltak som sikrer N-1 kriteriet er på plass. Andre tiltak som kan sikre N-1 er forlenget drift av Mongstad gasskraftverk, etablering av en større batteripark til stabilisering av kraftsystemet på Mongstad og/eller ny (regulerbar) kraftproduksjon.

Et annet alternativ er at kunder som i utgangspunktet krever N-1 etablerer seg på Mongstad med N-0 mens det samtidig presenteres en troverdig plan med tiltak og tidsramme for når N-1 er på plass. Dette er en vanlig fremgangsmåte i bransjen, da N-1 kriteriet ofte krever tiltak i det overordnede kraftsystem som er tidkrevende å gjennomføre.

Hydrogenproduksjon

Det forventes at deler av transportsektoren i fremtiden vil være hydrogenbasert. Dette gjelder spesielt tunglasttrafikk, ferger, og andre områder hvor elektrifisering ved batterier er vanskelig. Miljøgevinsten med hydrogentransport forutsetter produksjon med fornybar energi. Tradisjonelt utvinnes hydrogen fra metangass, som medfører utslipp av CO₂. Ved elektrolyse brukes elektrisitet til å kjemisk spalte vann i sine bestanddeler oksygen og hydrogen. Dersom strømfornybare kilder benyttes, er dette en utslippsfri prosess.

Hydrogenproduksjon stiller ikke like høye krav til forsyningssikkerhet som f.eks. mange type datasenter. N-0 er derfor sannsynligvis akseptabelt for denne type industri. Det bør utredes om momentan utkobling kan føre til skader på elektrolyseutstyr. I så fall vil et batterianlegg kunne opprettholde energiforsyningen frem til utstyret er kontrollert nedkjørt.

Det avgjørende for etablering av hydrogenproduksjon vil sannsynligvis være rammevilkårene, dvs. pris på infrastruktur og elektrisitet. Mongstad bør derfor være en god kandidat til etablering av denne typen industri.

Nettilknytning og anleggsbidrag

Mange nettkunder opplever nettilknytningsprosessen som vanskelig. Det er ofte lang behandlingstid på forespørsler om ledig kapasitet og noen nettselskaper stiller urealistiske krav til konkret prosjektinformasjon for slike enkle forespørsler. I det følgende skal derfor nettilknytningsprosessen samt kundenes rettigheter og plikter beskrives. Anleggsbidrag som kunden må betale til nettselskapet for nettilknytning (eller utvidet kapasitet) må alltid sees i sammenheng med nettilknytningen og blir derfor også nøyaktig beskrevet i dette kapitlet.

Dagens regelverk

Tilknytnings-/leveringsplikt

Nettselskaper i Norge har tilknytnings- og leveringsplikt. Tilknytningsplikt gjelder kraftprodusenter som har rett til å bli tilknyttet strømmettet. Leveringsplikt gjelder forbrukskunder og innebærer at kunden har rett til nettilknytning og levering av elektrisk energi uavhengig av kundens valg av nettleverandør. Leveringsplikt for ordinære nettkunder brukes også i en annen sammenheng. Når en kunde ikke enda har avtale med en kraftleverandør fungerer nettselskapet i praksis som kraftleverandør frem til kunden har inngått en ordinær strømvtale.

Leveringsplikten medfører også at nettselskapet er forpliktet til å reinvestere i nettanlegg som forsyner etablerte kunder og at selskapet selv må ta kostnader knyttet til dette.

Det er viktig å huske at leveringsplikten ikke betyr at kunder har rett til kostnadsfri nettilknytning. Nettselskapet er forpliktet til å kreve anleggsbidrag fra nye kunder som dekker kostnader med nettilknytning og eventuelle oppgraderinger i nettet som utløses av kundens tilknytning.

I spesielle tilfeller kan nettselskapet søke NVE om fritak fra leveringsplikten. Dette unntaket kan bare benyttes når nettilknytning ikke er gjennomførbar innenfor rimelighetens grenser.

Anleggsbidrag

Kunder som ønsker nettilknytning, økning av nettkapasitet eller forbedring av forsynings- eller spenningskvaliteten utover det som nettselskapet er forpliktet til gjennom energiloven må betale inntil 100 prosent av kostnadene dette utløser. Tidligere måtte kunder bare betale for tiltak i distribusjonsnettet og for kundespesifikke regionalnettanlegg. Dette skapte en del usikkerhet og tolkningsrom, og har ført til at det nyeste regelverket for anleggsbidrag siden 01.01.2019 gjelder alle nettnivåer. Dette betyr at kunden nå også (delvis) må betale for oppgraderinger av det overordnede nettet som kundens tilknytning (eller økt uttak) utløser. For kunder som har bedt om tilknytning, økt uttak eller bedre kvalitet gjelder det gamle regelverket slik at disse kundene ikke må betale for tiltak i overordnet nett. Samme overgangsbestemmelse gjelder kunder som er tilknyttet, gitt økt kapasitet eller bedre kvalitet før 1. juli 2022.

Når nettselskap mottar en bestilling fra en kunde plikter selskapet å presentere et tilbud om nettilknytning som inneholder et kostnadsestimat for kunden. Tilbudet skal vurderes av kunden, som kan velge å inngå en bindende, skriftlig avtale. Avtalen er bindende i den forstand at overskridelser over 15% dekkes av netteieren så lenge disse ikke skyldes forhold på kundens side. Dersom innbetalt anleggsbidrag overskrider etterberegnet anleggsbidrag er nettselskapet forpliktet til å betale differansen tilbake.

Anleggsbidrag i regionalnettet justeres med en såkalt reduksjonsfaktor på 0,5 slik at kunden bare må dekke 50 % (av sin forholdsmessige andel) av kostnadsgrunnlaget. Dette gjelder ikke for kundespesifikke anlegg. Tilfeller hvor etterspurt samlet kapasitet er mindre enn 1 MW er unntatt fra anleggsbidrag i regionalnett.

Reinvesteringer og fremskyndingskostnad

Kunder må ikke betale kostnader for reinvesteringer, altså for å erstatte eksisterende nettanlegg, inkludert arbeidskostnader og kostnader for nødvendig utstyr. Unntatt er såkalte fremskyndingskostnader når kundens tilknytning utløser erstatning av eksisterende nettanlegg før levetiden⁹ har gått ut. Fremskyndingskostnadene er lik kapitalkostnaden for fremskyndingen, basert på kalkulasjonsrente for offentlig tiltak og anleggets restlevetid. Fremskyndingskostnader skal ikke beregnes for transformatorer.

Kunden er eneste bruker

Anleggsbidrag skal dekke opptil 100 prosent av kostnaden med nettilknytning og/eller -forsterkning. Kunden skal dekke hele kostnadsgrunnlaget når kunden er eneste bruker av nettanlegget, anlegget er dimensjonert etter nettselskapets minste standard i forhold til bestilt kapasitet, og nettselskapet vurderer at ikke andre kunder vil benytte seg av anlegget innen ti år. Dersom andre kunder likevel blir tilknyttet eller får økt kapasitet innen ti år vil kunden få tilbakebetalt deler av anleggsbidraget.

Flere brukere

Anleggsbidrag beregnes etter kundens forholdsmessige andel av kapasitetsøkningen når nettanlegget brukes av flere kunder. Også i dette tilfelle vil kunden få tilbakebetalt deler av anleggsbidraget dersom ytterligere kunder tilknyttes eller får økt kapasitet innen ti år.

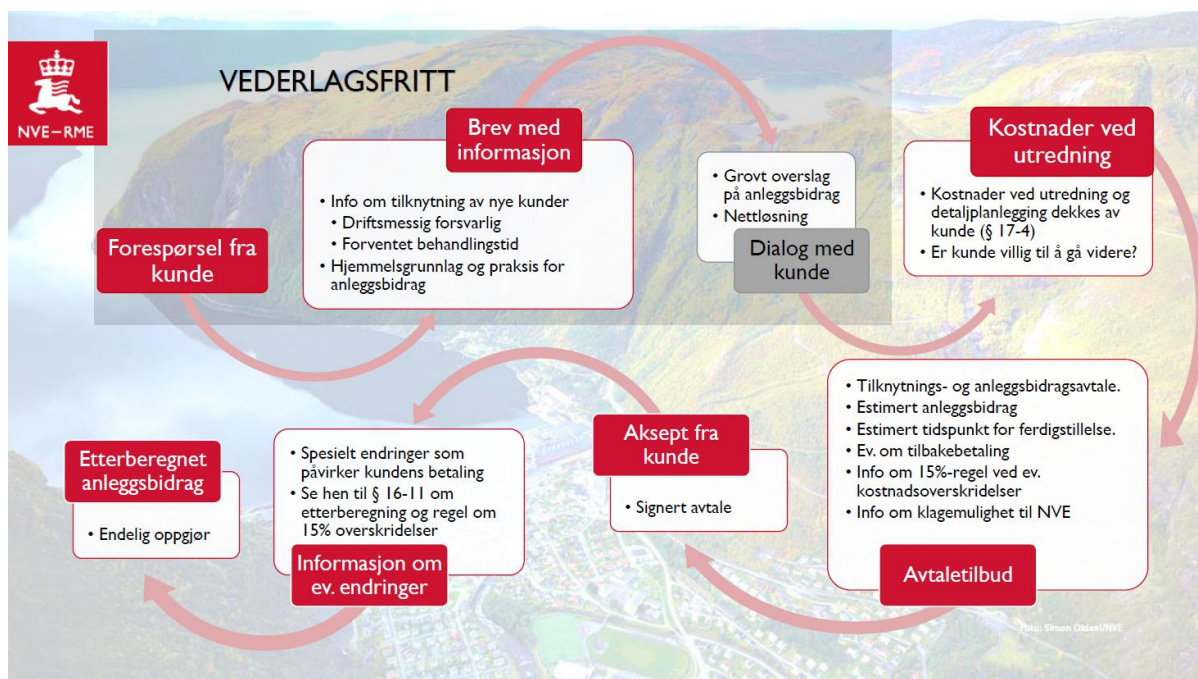
Nettilknytningsprosess

Aabø Powerconsulting får mange henvendelser fra kunder som opplever utfordringer i nettilknytningsprosessen. Nettselskaper mottar mange forespørslers og svartiden kan derfor bli svært lang. Samtidig er det en del usikkerhet rundt rettigheter og plikter kundene har ovenfor nettselskapet og det har vært tilfeller der nettselskaper har brukt denne informasjonsasymmetrien til sin fordel. Kunder har f.eks. fått beskjed om at nettilknytning ikke var mulig eller at det kun besvares forespørslers med konkret prosjektnummer, kundenavn osv.

Figur 8 viser prosessen rundt nettilknytning, delt i ulike steg. Nettselskapet er forpliktet å besvare forespørslers om nettilknytning, økt kapasitet eller forbedret leveringskvalitet vederlagsfritt og «uten ugrunnet opphold»¹⁰. I svaret får kunden informasjon om tilknytning er driftsmessig forsvarlig, forventet behandlingstid og et grovt (ikke bindende) overslag på anleggsbidrag. Hvis kunden deretter er villig til å gå videre utreder og detaljplanlegger nettselskapet nødvendige tiltak. Kostnader (basert på selvkost) for disse mer detaljerte utredningene dekkes av kunden. I et avtaletilbud sendes kunden så estimert anleggsbidrag, estimert leveringstid og annen viktig informasjon. Estimert på anleggsbidrag i denne fasen er bindende i den forstand at kunden ikke må dekke overskridelser på mer enn 15% så lenge disse ikke skyldes forhold på kundens side.

⁹ Nettselskapene skal bruke økonomisk levetid på lavspent nettanlegg og teknisk levetid på høyspent nettanlegg.

¹⁰ Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffes, § 16-2 Informasjon om anleggsbidrag



Figur 8 RME/NVE informasjon om nettilknytningsprosessen (utklipp fra foredrag av Bjørnar Araberg Fladen i NVE)

Hva må gjøres for å få kraftintensiv industri til Mongstad?

Hvem er med i prosessen?

Det er mange ulike aktører som må involveres i en industrietablering. I det følgende nevnes noen av de viktigste samarbeidspartnerne.

Nettselskap (BKK Nett & Statnett)

Nettselskapet er en viktig samarbeidspartnerpartner ved etablering av kraftintensiv industri. Nettselskapet er forpliktet til å tilby kunder nettilknytning (tilknytningsplikt). Tilknytningsplikten forutsetter at kunden er villig til å betale for kostnader denne tilknytningen medfører gjennom anleggsbidrag. Regelverket rundt anleggsbidrag regulerer i detalj hvordan kostnader beregnes og fordeles.

Reguleringsmyndigheten (NVE)

Drift av høyspentanlegg over 1 kV krever anleggskonsesjon etter energiloven. Konsesjonen gis av NVE. Kravene for konsesjon varierer avhengig av hva det søkes konsesjon om og hvorvidt anlegget medfører store inngrep i natur- og nærområdet eller ikke.

Kraftintensiv industri er ofte interessert i å eie eget transformeringsutstyr, f.eks. 22/0,4 kV transformering fra tilkobling til BKK Netts distribusjonsnett. Dette krever anleggskonsesjon, men saksgangen er relativt ukomplisert da det normalt ikke er krav om konsekvensutredninger eller liknende tidskrevende analyser. En slik konsesjonssak har i dag en forventet behandlingstid på 3 til 6 måneder. Når konsesjon er gitt har konsesjonseier 36 måneder på å ta anlegget i bruk. Det er også mulig å søke om forlengelse av denne fristen.

Anleggskonsesjoner kan også overføres. Dette betyr at tomteeiere kan søke konsesjon tidlig i etableringsfasen og overføre konsesjonen til kunden etter hvert. Tomteeier må da forskuttere kostnader til konsesjonssøking, men tomten vil til gjengjeld være mye mer attraktiv for kraftintensiv industri fordi både oppstartstid og usikkerhet knyttet til elektrisk infrastruktur er redusert.

hydrogenproduksjon. Disse industriene kvalifiserer også for redusert forbruksavgift eller er unntatt avgiften.

- Norge har internasjonalt veldig konkurransedyktige energipriser i tillegg til en elektrisitetsproduksjon som i hovedsak er basert på regulerbar vannkraft. Dette betyr store besparelser for kraftintensiv industri som etablerer seg på Mongstad sammenliknet med andre steder i Europa.
- Kraftsystemet på Mongstad står ovenfor utfordringer når det gjelder redundant (N-1) strømforsyning. Statnett og BKK Nett diskuterer nå løsninger på disse utfordringene og denne rapporten kan brukes som et innspill fra Nordhordland næringslag og andre berørte parter i denne prosessen. Disse stemmene er viktige for å sikre at næringsinteresser på Mongstad blir tilstrekkelig hensyntatt i kraftsystemplanleggingen.
- N-0 kriteriet (ikke redundant forsyning) gjør at Mongstad er mest aktuell for kraftintensiv industri uten krav om permanent oppetid. Dette kan for eksempel være visse type datasenter eller hydrogenproduksjon ved elektrolyse.