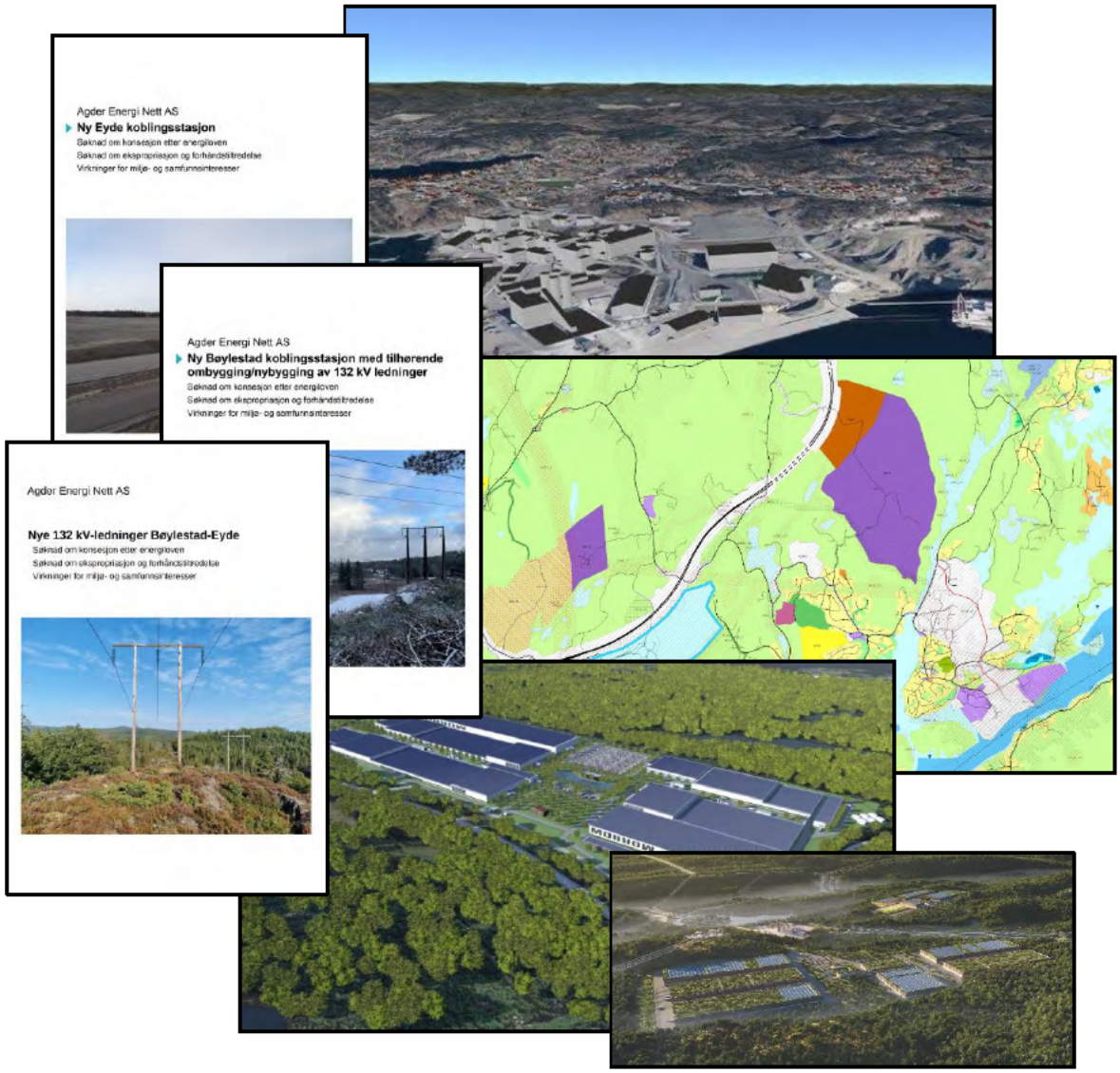
GlitreNett

Tilleggsutredning Bøylestad - Eyde

Tilleggsutredning til søknader om nye 132 kV ledninger Bøylestad – Eyde, ny Bøylestad koblingsstasjon og ny Eyde koblingsstasjon



Utarbeidet av Glitre Nett

Dato: 28.4.2023

Sammendrag

Glitre Nett (tidligere Agder Energi Nett) søkte i perioden desember 2021 til februar 2022 om konsesjon for etablering av to nye 132 kV koblingsstasjoner, Bøylestad og Eyde, samt 2 stk. 132 kV ledninger mellom disse stasjonene. På dette tidspunktet ble omsøkt anleggsløsning vurdert som tilstrekkelig for å forsyne de tilknytningsforespørslene Glitre Nett hadde mottatt. Det ble derfor, den gang, ikke vurdert som rasjonelt å bygge andre mer kostbare løsninger for å legge til rette for ytterligere forbruk i området.

Etter at konsesjonssøknadene ble sendt til NVE for behandling har Glitre Nett mottatt ytterligere forespørsler om tilknytning. En fellesnevner for mange av disse forespørslene er at det foreligger begrenset informasjon om effektbehov, hvilken type industri/næring som skal etableres etc. Dette medfører at det er en stor usikkerhet i hvilke faktiske effektbehov som må legges til grunn dersom planene realiseres. Mange av disse tilknytningssakene gjelder kraftforsyning til nye næringsområder som er under regulering i nye kommuneplaner. Dersom en betydelig andel av disse planene realiseres vil ikke omsøkte nettanlegg ha tilstrekkelig kapasitet.

I løpet av høringsperioden for omsøkte anlegg fikk NVE flere høringsinnspill der det ble uttrykt bekymring for om de omsøkte anleggene ikke ville være tilstrekkelig for å håndtere fremtidig forbruk i området. Med bakgrunn i dette og krav fra NVE har Glitre Nett utarbeidet denne tilleggsutredningen hvor fremtidig effektbehov i området og alternative løsninger med større kapasitet er utredet.

Utredningen av fremtidig effektbehov viser at behovet kan bli betydelig og i størrelsesorden tilsvare eksisterende effektforbruk i hele Agder fylke(!), men det er stor usikkerhet i hvor stort effektbehovet faktisk vil bli. Dette avhenger i stor grad av hvilke og hvor store nye næringsområder som blir realisert, samt hvilken type næringsvirksomhet som i fremtiden vil etablere seg i disse områdene.

Alternative nettløsninger med større kapasitet som er utredet for å dekke deler eller hele det mulige fremtidige effektbehovet er:

- Alternativ 1: Utvidelse av konsesjonssøkt løsning med etablering av flere 132 kV ledninger mellom Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner, i tillegg til de to omsøkte ledningene. Øke transformatorkapasiteten i Arendal transformatorstasjon.
- Alternativ 2: Etablering av kraftigere 132 kV ledninger (duplex) mellom Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner. Øke transformatorkapasiteten i Arendal transformatorstasjon.
- Alternativ 3: Etablering av 420 kV ledninger fra Arendal transformatorstasjon (Bøylestad) til Eyde-området som driftes på 132 kV spenningsnivå frem til effektbehovet blir så stort at det kreves etablering av en ny [redacted] transformatorstasjon i Eyde-området. Begrenset utvidelse av transformatorkapasiteten i Arendal transformatorstasjon.

Utredningen viser at alle alternativene vil kunne legge til rette for så godt som hele det mulige fremtidige effektbehovet i området. Forskjellen mellom alternativene er i hovedsak hvor mange og hvor kraftige ledninger som må bygges på strekningen mellom Bøylestad og Eyde-området, samt hvor og hvor mye økt transformatorkapasitet som må etableres, avhengig av fremtidig forbruksvekst. Behovet for antall kraftledninger reduseres fra alternativ 1 til alternativ 2 og 3, mens størrelsen på hver kraftledning som må bygges økes fra alternativ 1 til alternativ 2 og 3.

Basert på en totalvurdering av alternativenes evne til å dekke mulig fremtidig forbruksutvikling, teknisk-økonomisk analyse, miljøforhold etc. anbefaler Glitre Nett å utvikle kraftnettet i området videre basert på alternativ 2. Med dette alternativet vil både investeringskostnadene og miljøbelastningen holdes på et moderat nivå for første utbyggingstrinn som tilrettelegger for de konkrete utbyggingsplanene som foreligger pr. april 2023. Alternativet kan trolig realiseres uten betydelig forsinkelse i forhold til allerede konsesjonssøkt løsning. Videre vil alternativet legge til rette for en samfunnsrasjonell nettløsning på sikt dersom forbruksutviklingen i området skulle bli stor.

Innholdsfortegnelse

1 Innledning 5
2 Dagens nett og forutsetninger 7
2.1 Beskrivelse av dagens nett og generelle forutsetninger for utredningen 7
2.2 Forutsatte endringer 10
2.3 Tekniske og økonomiske forutsetninger 12
3 Fremtidig effektbehov i området 14
3.1 Forventet utvikling i alminnelig forbruk (lokalt distribusjonsnett) 14
3.2 Konkrete større tilknytningssaker over 10 MW (ny industri) 16
3.3 Fremtidig mulig forbruk nye større næringsområder med planlagt kraftintensiv næringsvirksomhet 19
3.4 Oppsummering mulig fremtidig effektbehov 25
4 Alternative systemløsninger 26
4.1 Alternativ 1 – Omsøkt 132 kV løsning 27
4.2 Alternativ 2 – Forsterket 132 kV løsning (duplex-ledning) 33
4.3 Alternativ 3 – 420 kV løsning (midlertidig driftet på 132 kV) 38
4.4 Andre vurderte alternativer 40
4.5 Oppsummering effektkapasitet alternative løsninger 42
5 Teknisk-økonomisk analyse 44
5.1 Investeringskostnader 44
5.2 Tapskostnader 46
5.3 Avbruddskostnader 48
5.4 Drift- og vedlikeholdskostnader 48
5.5 Restverdi 49
5.6 Totale kostnader – full utbygging 50
5.7 Ikke-kostnadssatte virkninger 51
6 Vurdering av fagtema som må utredes for alternativene 53
7 Fremdriftsplan for de forskjellige alternativene – «første utbyggingstrinn» 56
8 Oppsummering, anbefaling av alternativ og veien videre 58
8.1 Anbefalt alternativ 61
8.2 Veien videre 61

1 Innledning

Glitre Nett (tidligere Agder Energi Nett) søkte i perioden desember 2021 til februar 2022 om konsesjon for etablering av to nye 132 kV koblingsstasjoner, Bøylestad og Eyde, samt 2 stk. 132 kV ledninger mellom disse stasjonene. Den omsøkte systemløsningen var basert på en nettutredning gjennomført i perioden november – desember 2020 av Agder Energi Nett, med bistand fra Statnett, som konkluderte med at denne løsningen var den mest samfunnsrasjonelle nettløsningen for tilknytning av Morrow Batteries, og ville i tillegg kunne legge til rette for en god del økt forbruk i området ut over behovet til Morrow Batteries. På dette tidspunktet forelå det ingen andre større forbruksplaner ut over Morrow Batteries og det ble derfor ikke vurdert som rasjonelt å bygge andre mer kostbare løsninger for å legge til rette før ytterligere (betydelig) økt forbruk i området.

Etter hvert som tiden har gått har Glitre Nett mottatt flere forespørsler om tilknytning i østre Agder med behov for relativt store effektuttak (størrelsesorden 5 – 100 MW). For å avklare hvilke forespørsler som kunne tilknyttes det planlagte kraftnettet, som nå er omsøkt, utførte Agder Energi Nett og Statnett i samarbeid en Driftsmessig-Forsvarlig-analyse (DF-analyse) vinter/vår 2022. Målet med utredningen var finne ut hvilke forespørsler det var kapasitet til i eksisterende nett, samt hvilke forespørsler det ville bli kapasitet til i omsøkt nett, forutsatt at omsøkte tiltak i regionalt distribusjonsnett og økt transformatorkapasitet i Arendal stasjon mot transmisjonsnettet blir gjennomført.

Grunnlaget for DF-analysen var forespørslene om tilknytning som den gang (årsskifte 2021/22) ble vurdert som «modne». Mer informasjon om vurdereringene som blir gjort i en modenhetsvurdering kan det leses om på Glitre Nett sin nettside[1] (tidligere Agder Energi Nett sin nettside). Analysen viste at de fleste (størsteparten av effektbehovet) kjente forespørslene om tilknytning i Arendalsområdet kunne tilknyttes, forutsatt at de konsesjonssøkte anleggene bygges og at transformatorkapasiteten i Arendal TS økes med to nye transformatorer mellom transmisjonsnettet [redacted] og det regionale distribusjonsnettet [redacted]. For å tilfredsstille alle forespørslene om tilknytning viste analysen at også transformatorkapasiteten i Kristiansand stasjon, mellom transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett, måtte økes. Statnett og Glitre Nett har sammen satt i gang planlegging av dette tiltaket. Analysen viste således at omsøkt løsning ville håndtere tilknytning av alle kjente «modne» tilknytningssaker, forutsatt at tiltak i Kristiansand ble gjennomført. Basert på dette ble søknadene om stasjoner og 132 kV ledninger oversendt NVE for behandling.

I etterkant av at konsesjonssøknader ble oversendt NVE og den nevnte DF-analyse var gjennomført har det kommet flere større tilknytningsforespørsler i Arendalsområdet. En fellesnevner for de fleste av disse forespørslene er at det foreligger begrenset informasjon om effektbehov. Det er også lite informasjon om hva forbruket skal benyttes til (type forbruk), fremdriftsplan, reguleringsplaner etc. Dette er viktig informasjon som Glitre Nett normalt anser som nødvendig for å kunne gjøre nødvendige analyser for å avklare om det er tilstrekkelig kapasitet i nettet og/eller konkret avklare hvilke nettforsterkninger som må gjennomføres. Dersom en betydelig andel av disse tilknytningsforespørslene realiseres vil man potensielt kunne komme i en

[1] https://www.aenett.no/bygge-og-grave/tilknytning-til-nett/ledig-nettkapasitet/

situasjon hvor omsøkt nettutbygging ikke vil være tilstrekkelig på grunn av både begrenset [redacted] transformatorkapasitet og 132 kV ledningskapasitet mellom Bøylestad og Eyde-området.

I løpet av høringsperioden for omsøkte anlegg fikk NVE flere høringsinnspill hvor høringspartene utrykte bekymring for om de omsøkte anleggene ikke ville være tilstrekkelig for å håndtere fremtidig forbruk i området. Basert på dette samt dialog mellom NVE og Glitre Nett besluttet NVE å kreve en tilleggsutredning av alternative løsninger med større overføringskapasitet. Kravet om tilleggsutredning er datert 9.1.2023 (NVE referanse 202119681-43) og har følgende krav til innhold (utdrag fra krav om tilleggsutredning[2]):

Utrede effektbehovet i området på nytt
NVE ber AEN å gjøre en ny utredning av forventet effektbehov i området. Selv om mange av nåværende tilknytningsønsker er umodne må det forventede reelle tilknytningsbehovet utredes, slik at tilknytningsplikten kan overholdes.

Utrede nye nettilknytningsalternativer med større kapasitet
NVE ber AEN utrede nye alternativer med større kapasitet enn dagens omsøkte alternativer mellom Bøylestad og Eyde. Ulike systemløsninger skal beskrives/vurderes, herunder minst et alternativ med en eller flere ledninger dimensjonert for 420 kV fra Bøylestad til Eyde som driftes på 132 kV frem til Statnett bygger transformatorstasjon nær Eyde. Det må oppgis hvor mye kapasitet/forbruk/forbruksvekst hver løsning tilrettelegger for, og det skal gjøres en vurdering av hvilken systemløsning som er best egnet til å imøtekomme forbruksveksten.

AEN skal som en del av utredningen gjøre en vurdering av hvilke fagtema som må utredes på nytt for hvert alternativ, og om omsøkte rettigheter og tidligere utredning av konsekvenser er tilstrekkelige. Dersom utredningen av systemløsningene viser at AEN ønsker å søke om et nytt alternativ som krever ytterligere konsekvensutredninger for areal og miljø, kan AEN avklare eget tidspunkt for levering av dette. Forventet tidspunkt for idriftsettelse skal beskrives for hvert alternativ.

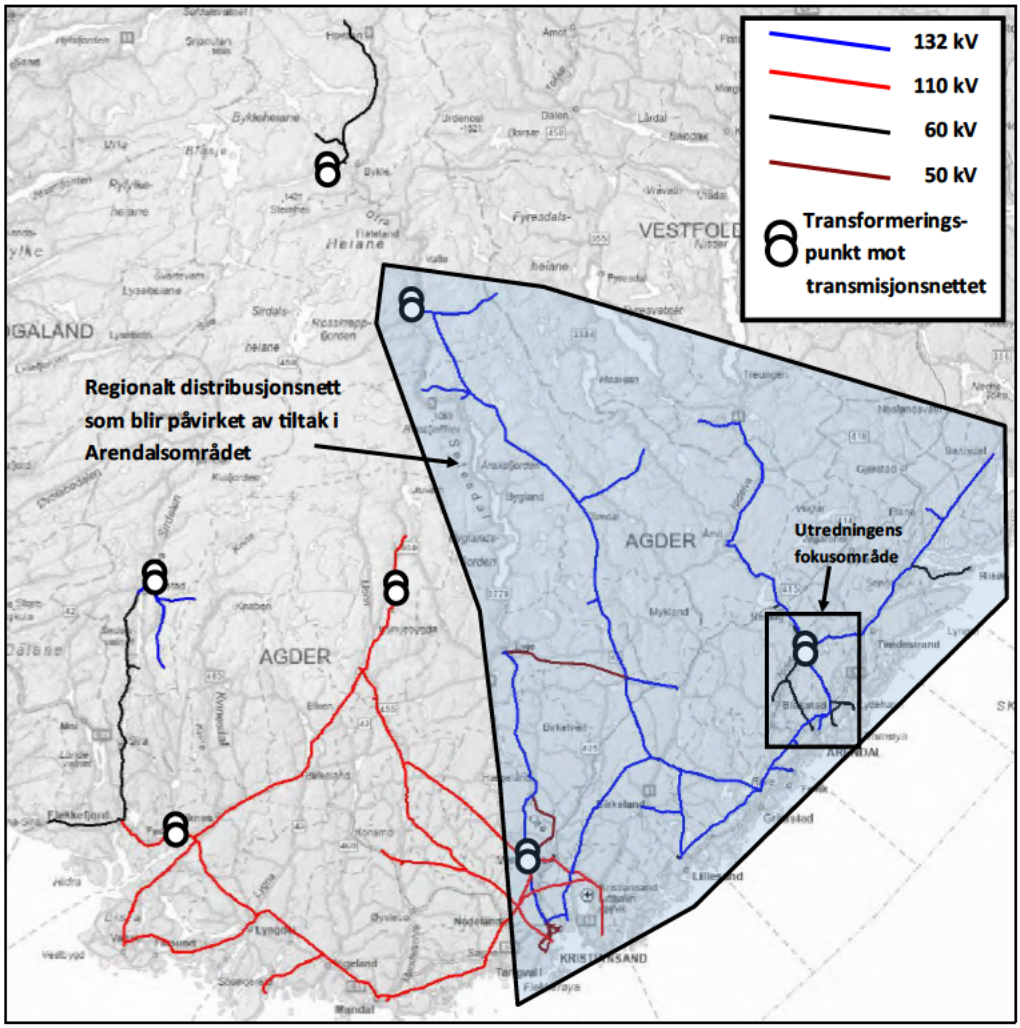
Denne rapporten svarer opp NVEs krav til tilleggsutredning. Rapporten er utarbeidet av Glitre Nett med løpende bistand fra Statnett i perioden januar – april 2023. I løpet av utredningsperioden har Glitre Nett og Statnett hatt dialog/samarbeid med berørte kommuner (Froland og Arendal), samt berørte større nye nettkunder i området som utredningen har betydning for.

[2] https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/efc433c2-f295-45b2-ae12-58f191bbeb1d/202119681/3430771

2 Dagens nett og forutsetninger

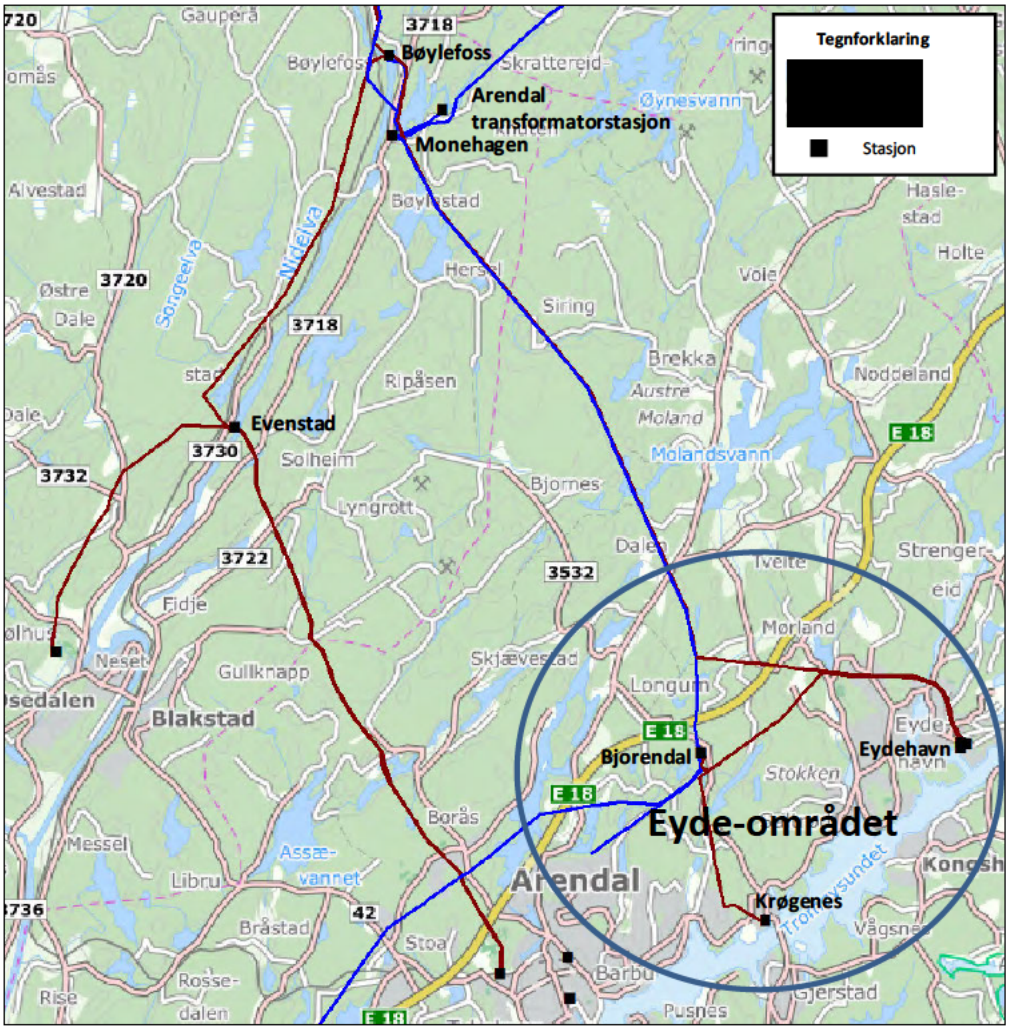
2.1 Beskrivelse av dagens nett og generelle forutsetninger for utredningen

Figur 1 viser oversikt over det regionale distribusjonsnettet i Agder inkl. hvor det er etablert transformeringspunkter mot overliggende transmisjonsnett. Glitre Nett eier tilnærmet alt regionalt distribusjonsnett i Agder (med noen mindre lokale unntak hos noen større industribedrifter) mens Statnett eier transmisjonsnett inkl. transformeringsanlegg mellom transmisjonsnettet og det regionale distribusjonsnettet. Det regionale distribusjonsnettet fra Kristiansand i vest, til Brokke i nord og fylkesgrensen mot Vestfold og Telemark i øst, heretter benevnt som området «østre Agder», driftes normalt sammenkoblet mellom transformeringspunktene i Kristiansand, Brokke og Arendal. Dette medfører at hele dette nettet, som i hovedsak er et 132 kV nett, påvirkes av tiltak og nytt forbruk i Arendalsområdet og må analyseres når alternative løsninger for å oppnå høyere nettkapasitet i Arendalsområdet vurderes. Da påvirkningen på nettet avtar i forhold til avstand fra Arendalsområdet og det i denne utredningen er relativt store usikkerheter til faktisk fremtidig forbruksnivå er påvirkning langt ifra Arendal (f.eks. Brokke og Kristiansand) vurdert overordnet. Fokusområdet i utredningen er på det regionale distribusjonsnettet, med tilhørende transformering mot overliggende transmisjonsnett, i området rundt Arendal markert i figur 1.



Figur 1 Regionalt distribusjonsnett i Agder. Markering av nett som påvirkes av tiltak i Arendalsområdet og fokusområdet for utredningen

Figur 2 viser et mer detaljert oversiktskart over det regionale distribusjonsnettet i utredningens fokusområde. I figuren er det også vist hvilket område som videre i rapporten benevnes som «Eyde-området» som mye av den mulige forbruksveksten er lokalisert innenfor.

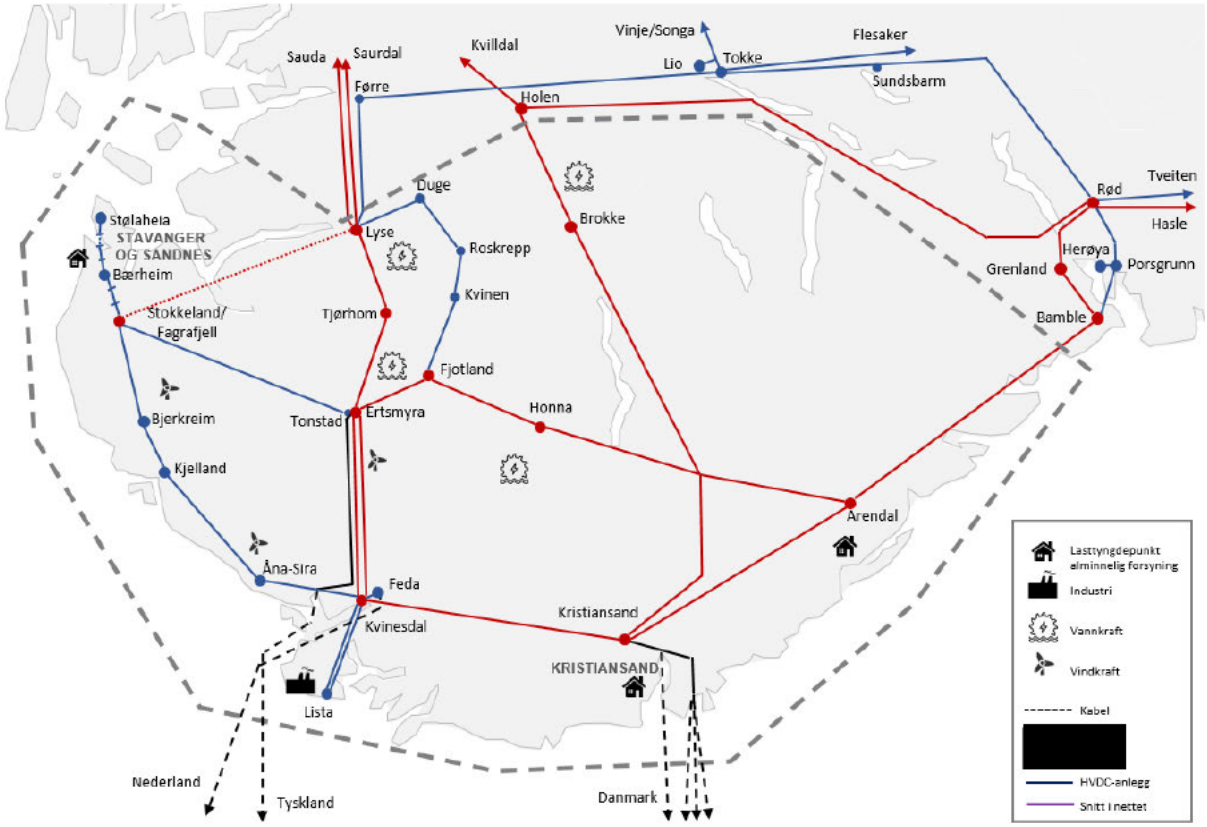


Figur 2 Regionalt distribusjonsnett i utredningens fokusområde

Figur 3 viser oversikt over transmisjonsnettet på Sørlandet. Transformeringspunktene vist i figur 1 finnes igjen på denne figuren.

Forventet økt industriforbruk i Sør-Norge, kombinert med blant annet fremtidig havvindutbygging, medfører forsterkningsbehov i transmisjonsnettet mellom Sørlandet og Østlandet. Dette er blant annet beskrevet nærmere i Statnett sin områdestudie «Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet»[3] publisert i desember 2022. Usikkerhet i fremtidig utvikling av forbruk og produksjon, samt nettutviklingen i transmisjonsnettet, medfører at man pr. april 2023 ikke konkret kan angi hvor mye nytt forbruk som kan tilknyttes i Arendalsområdet med hensyn på kapasitet i overliggende transmisjonsnett.

[3] https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/havvind/2022-12-01-forbruk-havvind-og-nett-pa-sor-og-ostlandet.pdf



Figur 3 Oversikt over transmisjonsnettet i Sør-Norge. Kilde: Statnett, presentasjon fra dialogmøte områdeplan Sør-Rogaland og Agder 27.januar 2023[4]

Basert på nevnte DF-analyse i kapittel 1 er det kapasitet i transmisjonsnettet for tilknytning av nytt større forbruk i det regionale distribusjonsnettet mellom Kristiansand, Brokke og Arendal på totalt 612 MW. Dette tilsvarer forbruket til konkrete større tilknytningssaker som blant annet Morrow Batteries som var omsøkt før DF-analysen ble utført i 2022. For å få avklart om det er kapasitet til tilknytning av mer forbruk i Arendalsområdet med hensyn på kapasitet i transmisjonsnettet i Sør-Norge må konkrete, modne, prosjekter meldes inn til Statnett. Basert på slike henvendelser vil Statnett kunne vurdere om det er kapasitet eller ikke i transmisjonsnettet for tilknytningene sett i sammenheng med andre forespørsler i Sør-Norge som er meldt inn innen samme tidspunkt.

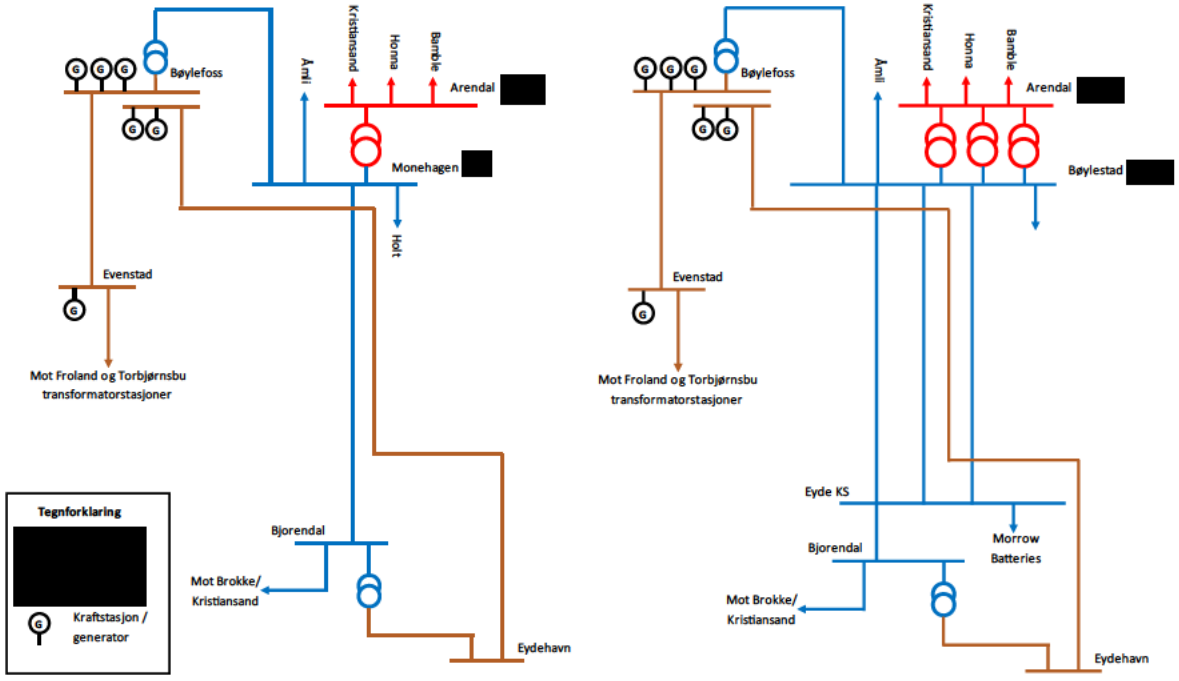
Da det på utredningstidspunktet ikke foreligge konkrete, modne, tilknytningssøknader for alt potensielt fremtidig større forbruk i Arendalsområdet kan ikke utredningen svare på om det er kapasitet for hele eller deler av dette potensialet i overliggende transmisjonsnett. Denne utredningen er derfor gjennomført med en forutsetning om at overliggende transmisjonsnett har eller vil få tilstrekkelig nettkapasitet, uten at utredningen kan vise til hvilke tiltak i overliggende transmisjonsnett som eventuelt må gjennomføres.

Med overnevnte forutsetninger er fokuset i denne utredningen på alternative «lokale» tiltak mellom Arendal transformatorstasjon og nytt potensielt større forbruk i Arendalsområdet.

[4] https://www.statnett.no/contentassets/5f51c0d9825545bc9ba5d6eac2f6f458/27.01.2023-dialogmote-omradeplan-sor-rogaland-og-agder---kristiansand.pdf

2.2 Forutsatte endringer

Figur 4 viser et forenklet enlinjeskjema over kraftnettet i Arendalsområdet mellom Arendal transformatorstasjon og Bjorendal/Eydehavn slik det er pr. i dag og slik det er søkt konsesjon om (inkl. flere 420/[redacted] kV transformatorer som Statnett planlegger å søke konsesjon om). Nettet består i dag av en 132 kV ledning mellom Monehagen koblingsstasjon og Bjorendal transformatorstasjon og en eldre parallell 60 kV ledning mellom Bøylefoss, Eydehavn og Bjorendal. 60 kV ledningen har i dag 2 hovedfunksjoner. Nummer 1 er at den forsyner forbruket under Eydehavn transformatorstasjon og nummer 2 er at den frakter ut deler av produksjonen fra Bøylefoss kraftstasjon (og Flatenfoss kraftstasjon som er lokalt tilknyttet Bøylefoss). 60 kV koblingsanlegget i Bøylefoss er delt i 2 drifter for å mate deler av produksjonen mot Eydehavn og deler av produksjonen mot Monehagen. Hovedårsaken til denne delingen er at 132/[redacted] kV transformatoren i Bøylefoss er for liten til å frakte ut all produksjon i Bøylefoss, Flatenfoss og Evenstad kraftstasjon i situasjoner med høy produksjon.



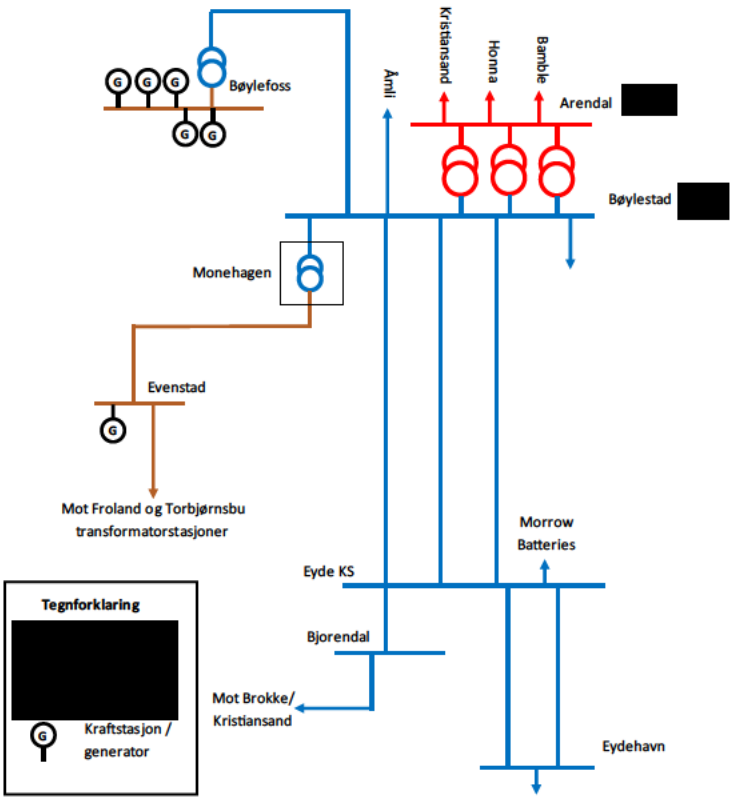
Figur 4 Forenklet enlinjeskjema eksisterende kraftnett rundt Arendal (til venstre) og med omsøkt nettanlegg (til høyre)

Forbruket under Eydehavn transformatorstasjon er forventet å øke kraftig på grunn av etablering av North Ammonia (se kapittel 3.2) samt utvidet kraftbehov på Arendal Havn Eydehavn, blant annet til landstrømanlegg. Glitre Nett har påbegynt en konseptvalgutredning (KVU) for å avklare hvordan dette nye forbruket kan/bør forsynes og utredningen viser at fortsatt forsyning av Eydehavn via 60 kV nettet ikke er praktisk mulig.

En oppgradering til 132 kV forsyning er derfor nødvendig dersom forbruksplanene på Eydehavn realiseres. Spenningsoppgradering av 60 kV nettet fra Bøylestad til Eydehavn er ikke vurdert som rasjonelt da man sammen med nødvendig nybygging av 132 kV ledninger frem til Eyde koblingsstasjon (Morrow Batteries) kan realisere 132 kV forsyning til Eydehavn fra Eyde-området i stedet og på den måten redusere ca. 10 kilometer med ledningsbygging. Figur 5 viser et forenklet enlinjeskjema for hvordan spenningsoppgraderingen til Eydehavn potensielt kan realiseres sammen med omsøkte nye 132 kV ledninger til Eyde. Med en slik løsning hvor 60 kV ledningen fra Bøylefoss til Eydehavn er fjernet må man redusere produksjonen som går igjennom 132/[redacted] kV transformatoren i

Bøylefoss for å unngå overbelastning. Den mest rasjonelle løsningen for å redusere transformatorbelastningen er vurdert å være etablering av en separat 132/[redacted] kV transformering mot Evenstad kraftstasjon fra nye Bøylestad koblingsstasjon slik at produksjonen fra Evenstad ikke går igjennom transformatoren i Bøylefoss. Dette kan realiseres med en eksisterende «ledig» 132/[redacted] kV transformator som er plassert i Monehagen koblingsstasjon («på lager») og en mindre ombygging av eksisterende 60 kV ledning Bøylefoss – Evenstad (ca. 1 km) og eksisterende koblingsanlegg i Monehagen koblingsstasjon.

Denne løsningen er forutsatt gjennomført for alle vurderte alternativer i denne utredningen dersom forbruket på Eydehavn øker betydelig eller når eksisterende 60 kV ledning Bøylefoss - Eydehavn må reinvesteres.



Figur 5 Forenklet enlinjeskjema spenningsoppgradert [redacted] nett til Eydehavn og medfølgende endringer mellom Bøylestad, Bøylefoss og Evenstad (konsesjonssøkte anlegg Bøylestad - Eyde forutsatt etablert)

2.3 Tekniske og økonomiske forutsetninger

For tekniske og økonomiske forutsetninger som benyttes i denne tilleggsutredningen henvises det til Regional Kraftsystemutredning for Agder 2022 – 2041, Hovedrapport[5], kapittel 2 og 3, dersom annet ikke er nevnt spesifikt. Dette gjelder blant annet forutsetninger for estimering av kostnader, levetid for nettanlegg, analyseperiode, kraftpris, kalkulasjonsrente etc.

2.3.1 Forutsatte linetverrsnitt, mastetyper og transformatorytelser

I de forskjellige alternative løsningene som er utredet vil forutsetninger om linetverrsnitt, transformatorytelse etc. ha betydning både for hvor stor forbruksvekst alternativene vil kunne legge til rette for, investeringskostnader, tapskostnader etc.

For nye kraftledninger kreves det relativt detaljert prosjektering for å avklare hvilke mastetyper og også til dels linetyper som er optimalt å bygge for hvert ledningsprosjekt. Dette er ikke utført i denne utredning for alle alternativene da det er tid- og kostnadskrevende arbeid som først gjennomføres når alternativ systemløsning er valgt. I utredningen er det derfor tatt utgangspunkt i mastetyper og linetyper som Glitre Nett og Statnett er kjent med fra tidligere utbyggingsprosjekter og som på dette stadiet i planleggingen er vurdert som praktisk mulig å benytte seg av. For nye ledninger medfører dette en forutsetning om en strømføringsevne pr. ledning (simplex) på ca. 1800 A ved 20 °C omgivelsestemperatur. Ved benyttelse av duplex-ledning øker strømføringsevnen til ca. 3600 A. For simplex 132 kV ledninger er det forutsatt bygget master i kompositt (bæremaster) og stålrør (vinkelmaster) som omsøkt i eksisterende konsesjonssøknad for ledninger Bøylestad - Eyde. For duplex 132 kV ledninger og 420 kV ledninger forutsettes det at mastene bygges som fagverksmaster i stål. Det presiseres at det etter endelig prosjektering av ledninger vil både strømføringsevne og mastetyper kunne avvike noe fra dette. Resultatene i utredningen må derfor anses som omtrentlige.

Krafttransformatorer mellom transmisjonsnettet og det regionale distribusjonsnettet (420/[redacted] kV) er i større grad standardisert enn kraftledninger. Standard ytelse på en «normal» 420/[redacted] kV transformator er [redacted].

Som denne utredningen viser (se kapittel 4) vil det potensielt kreves betydelig økt transformeringsytelse mellom transmisjonsnettet og det regionale distribusjonsnettet, og store deler av det nye forbruket må tilknyttes et «separat industrinett». Etablering av nye transformatorer med tilhørende 420 kV koblingsanlegg krever en god del areal og utbygging av mange nye transformatorer vil være utfordrende med hensyn til tilgjengelig egnet areal, spesielt ved utvidelse av antall transformatorer i Arendal transformatorstasjon. [redacted] transformatorer egner seg i større grad for større ytelser (og medfører dermed mindre arealbehov pr. MVA) og er rimeligere (enklere «konstruksjon») enn «vanlige» transformatorer. Det er derfor forutsatt bruk av [redacted] transformatorer mellom 420 kV og 132 kV for maksimal utbygging i de ulike alternativene i kapittel 4.

Det presiseres at Statnett pr. april 2023 ikke har besluttet å ta i bruk autotransformatorer på dette spenningsnivået og at det pågår kvalifisering av de tekniske løsningene for bruk av autotransformator mellom 132 kV og 420 kV. Løsningene er ikke «modent nok» til å tas i bruk i første utbyggingstrinn i

[5] https://www.aenett.no/globalassets/dokumenter/regional-kraftsystemutredning-for-agder-2022---2041---hovedrapport.pdf

Arendal, men kan være aktuelt å ta i bruk i senere utvidelser hvis det viser seg å være rasjonelt for å imøtekomme ytterligere stor forbruksvekst.

I utredningen er det også forutsatt at det maksimalt kan etableres [redacted] transformatorkapasitet mot eksisterende 132 kV nett og [redacted] mot det separate «industrinettet» grunnet tekniske anleggsbegrensninger i 132 kV anlegg, deriblant anleggenes strømføringsevne og evne til å håndtere (store) kortslutningsstrømmer.

2.3.2 Dimensjoneringskriteriet N-1

Løsningene som vurderes i denne utredningen forutsettes dimensjonert etter N-1 kriteriet. N-1 kriteriet innebærer at strømforsyningen skal kunne opprettholdes selv om det skjer en feil i en enkelt komponent (ledning, transformator, bryter etc.) eller en enkelt komponent må kobles ut på grunn av vedlikehold, revisjon eller fornyelse.

3 Fremtidig effektbehov i området

I kravet om tilleggsutredning ber NVE Glitre Nett å gjøre en ny utredning av forventet effektbehov i området. NVE beskriver videre at selv om mange av nåværende tilknytningsønsker er umodne må det forventede reelle tilknytningsbehovet utredes, slik at tilknytningsplikten kan overholdes.

Det er valgt å dele opp utredning av effektbehovet i 3-hoveddeler; Forventet utvikling i alminnelig forbruk, konkrete større tilknytningssaker over 10 MW og fremtidig mulig forbruk i nye større næringsområder med planlagt kraftintensiv næringsvirksomhet

Forbruket hos eksisterende større industrikunder direkte tilknyttet det regionale distribusjonsnettet er antatt uendret i forhold til i dag da det ikke foreligger konkrete planer om endring som Glitre Nett er kjent med. Dette forbruket er i dag på maksimalt 152 MW med hovedvekt i Kristiansands- og Lillesandsområdet.

3.1 Forventet utvikling i alminnelig forbruk (lokalt distribusjonsnett)

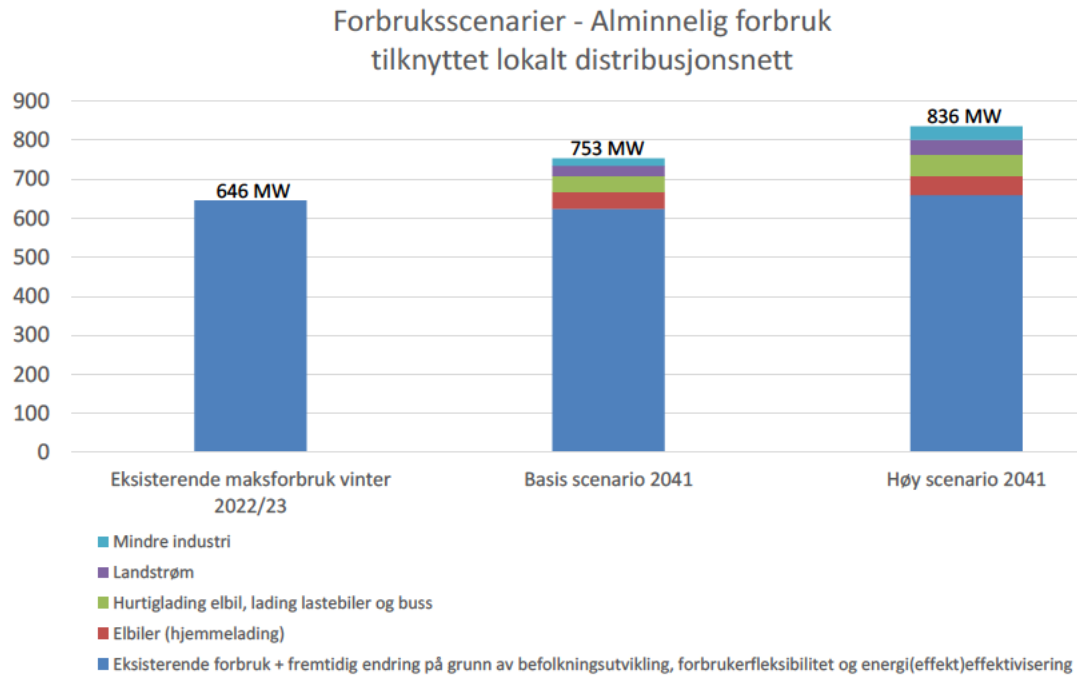
Her inngår mer eller mindre all forbruk tilknyttet lokalt distribusjonsnett som boliger, hytter, butikker, næringsbygg, verksteder, skoler, offentlige bygg, ladestasjoner, landbruk, mindre industri, lading av buss og lastebiler, landstrømanlegg etc. med et effektbehov pr. kunde fra noen få kW (bolig) til i størrelsesorden 5-10 MW (større ladestasjoner, mindre industri, landstrømanlegg etc.). Viktige drivere for dette forbruket er blant annet befolkningsutvikling, utvikling i forbrukerfleksibilitet, elektrifisering av transportsektoren og energi(effekt)effektivisering.

Som grunnlag for utvikling i alminnelig forbruk er det tatt utgangspunkt i forbruksscenarier (benevnt basis og høy) som ble utarbeidet i forbindelse med Regional Kraftsystemutredning for Agder 2022 – 2041 (KSU 2022). Metodene for utarbeidelse av disse scenariene er i stor grad basert på føringer gitt fra NVE som blant annet gir føringer for befolkningsvekst og fremtidig effektforbruk som følge av elektrifisering av transportsektoren. For mer informasjon henvises det til KSU 2022.

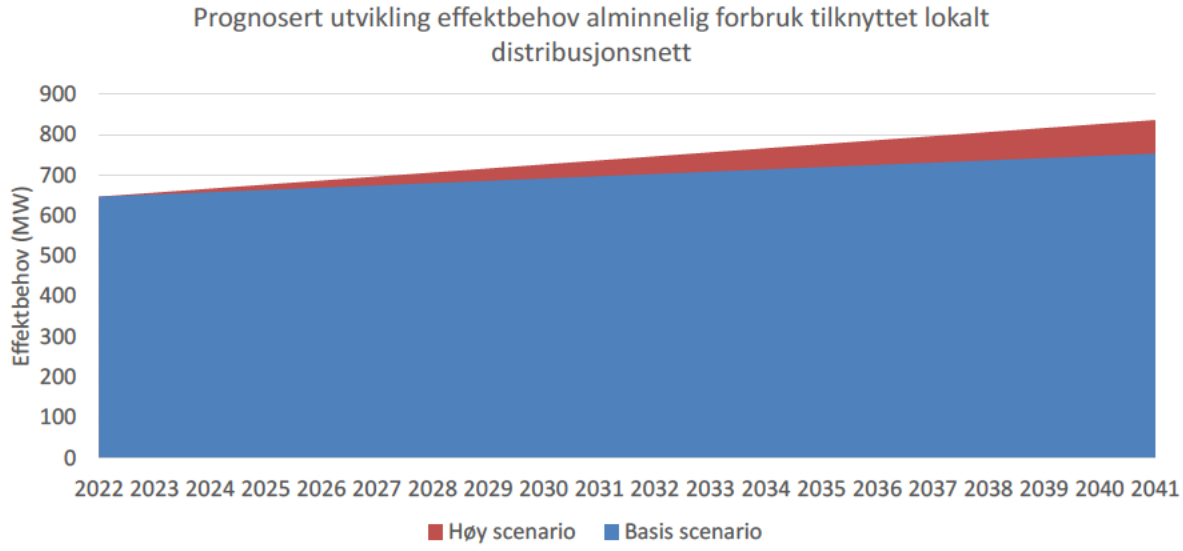
Basert på scenariene utarbeidet i KSU 2022 er det gjort noen mindre endringer basert på ny informasjon som er fremkommet etter at KSU 2022 ble ferdigstilt (30. juni 2022). Dette dreier seg i hovedsak om mindre endringer i industriplaner i Birkenes kommune og ny/mer detaljert informasjon om forventet forbruk på Arendal Havn Eydehavn, hvorav spesielt ny informasjon rundt landstrømbehov medfører størst endring.

Figur 6 viser eksisterende alminnelige forbruk (ref. prognose vinter 2022/23) og prognoser 20 år frem i tid basert på basis- og høy-scenario fra KSU 2022 forsynt fra det regionale distribusjonsnettet i østre Agder. Scenariene viser en forbruksvekst de neste 20 årene på ca. 100 MW for basis-scenariet og ca. 200 MW for høy-scenariet.

Sammenliknet med potensielt nytt forbruk til kraftintensivt forbruk i Arendalsområdet (se kapittel 3.2 og 3.3) er forventet økning i alminnelig forbruk relativt begrenset. Dette sammen med at det for Arendalsområdet er forventet en relativt stor økning i alminnelig forbruk dersom alle industriplanene skulle realiseres (som vil medføre tilflytting / befolkningsøkning i området) er høyscenariet lagt til grunn for videre vurderinger i denne utredningen.



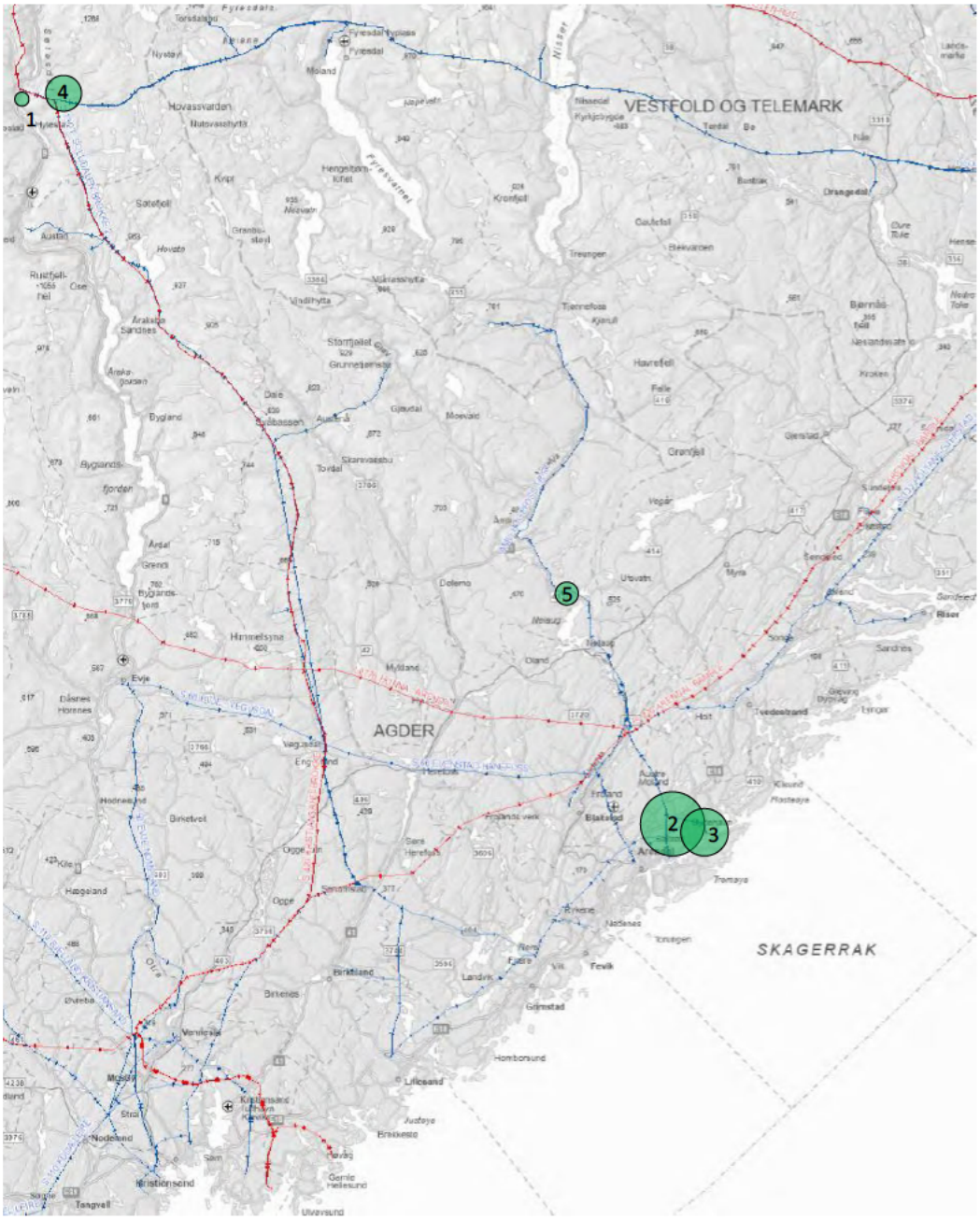
Figur 6 Forbruksscenarier alminnelig forbruk tilknyttet lokalt distribusjonsnett i østre Agder



Figur 7 Prognosert utvikling av effektbehov alminnelig forbruk tilknyttet lokalt distribusjonsnett i østre Agder

3.2 Konkrete større tilknytningssaker over 10 MW (ny industri)

Figur 8 viser plassering av konkrete større tilknytningssaker over 10 MW i 132 kV nettet mellom Kristiansand, Brokke og Arendal.. Tilknytningssak 1 (15 MW) og 4 (100 MW) som er lokalisert nær Brokke har i hovedsak påvirkning på kraftnettet i Brokke-området og begrenset påvirkning på kraftnettet i Arendalsområdet. Disse tilknytningssakene er derfor ikke viet så mye oppmerksomhet i resten av utredningen men er inkludert i beregningsmodeller etc. for å inkludere (den begrensende) påvirkningen disse kan ha. Det er forutsatt at disse er fullt ut utbygd. På neste side er hver tilknytningssak i Arendalsområdet kort beskrevet. Nummereringen av tilknytningssakene referer seg til nummerering i figur 8



Figur 8 Geografisk plassering av konkrete tilknytningssaker over 10 MW

2. **Morrow Batteries**

   Morrow Batteries planlegger utbygging en batterifabrikk i perioden 2023 – 2028 med ett estimert totalt effektbehov på ca. 315 MW (kortvarige effekttopper), ca. 245 MW grunnlast (gjennomsnittsforbruk over døgn). Utbyggingen er planlagt trinnvis med følgende (aggregerte) effektbehov:

   2023: Batterifabrikk 1 med 15 MW effektbehov.
   2025: Gigafabrikk nr.1 som øker det totale effektbehovet til ca. 115 MW.
   2027: Gigafabrikk nr.2 som øker det totale effektbehovet til ca. 215 MW.
   2028/2029: Gigafabrikk nr. 3 som øker det totale effektbehovet til ca. 315 MW.

   Batterifabrikk 1 med 15 MW effektbehov tilknyttes lokalt distribusjonsnett (22 kV) i løpet av 2023. Resterende utbyggingstrinn krever tilknytning til regionalt distribusjonsnett (132 kV). Batterifabrikk 1 (15 MW) vil tilknyttes 132 kV nettet via samme forsyning som gigafabrikk 1 når denne realiseres.

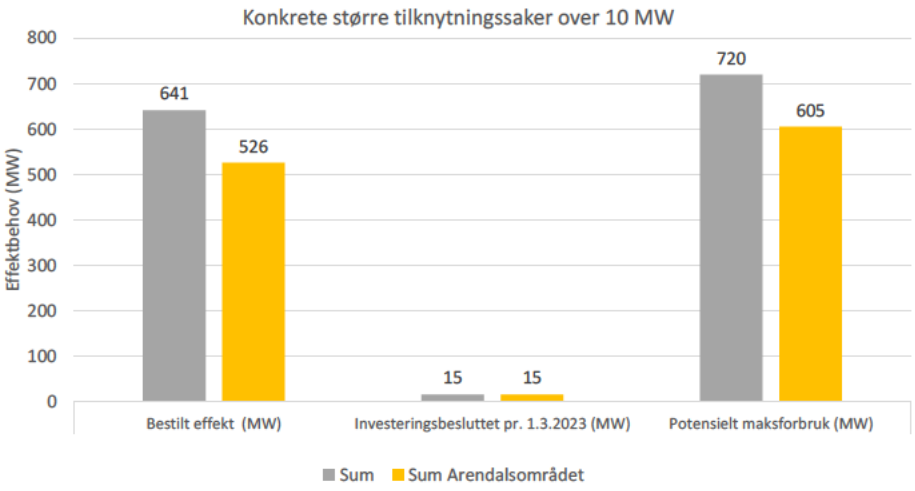
3. **North Ammonia**

   North Ammonia planlegger etablering av ammoniakkproduksjon like ved Arendal Havn Eydehavn med direkte forsyning av ammoniakk til skipsfarten tilknyttet Arendal Havn. Ammoniakkproduksjonsanlegget kan bygges ut «modulært» med forskjellige effektbehov, men for å gjøre utbyggingen lønnsomt kreves det en viss størrelse på anlegget. Basert på omsøkte forsterkningstiltak mellom Bøylestad og Eyde har det tidligere vært utredet et første utbyggingstrinn på 100 MW ut ifra tilgjengelig nettkapasitet forutsatt at omsøkte forsterkningstiltak ble gjennomført. Dersom nettløsningen som bygges ut kan håndtere økt forbruk er det av interesse for North Ammonia å skalere opp størrelsen på anlegget for blant annet å få bedre lønnsomhet. Basert på tilgjengelig areal for både produksjon og lagring av ammoniakk lokalt er det anslått at maksimalt mulig effektbehov til anlegget er 250 MW dersom arealbehovet utnyttes maksimalt. Omsøkt tilknytningseffekt er 171 MW pr. 1.3.2023. Anlegget er planlagt satt i drift i 2027 (120 – 150 MW) med potensielt økning av produksjon og effektbehov (opp til maksimalt 250 MW) i 2030.

5. **Biozin**

   Biozin planlegger etablering av en fabrikk for produksjon av avansert biodrivstoff fra skogsråstoff og sidestrømmer fra sagbrukindustrien. Prosjektet har fått støtte fra EUs innovasjonsfond (75 millioner Euro) og Enova (506 millioner kroner) til prosjektet som planlegges settes på drift i 2027. Biozin har et estimert effektbehov fra 32 MW til 40 MW, avhengig av endelig løsning for utnyttelse av biokarbon fra prosessen. Dette er foreløpig ikke endelig avklart og anlegget planlegges med et effektbehov på 40 MW.

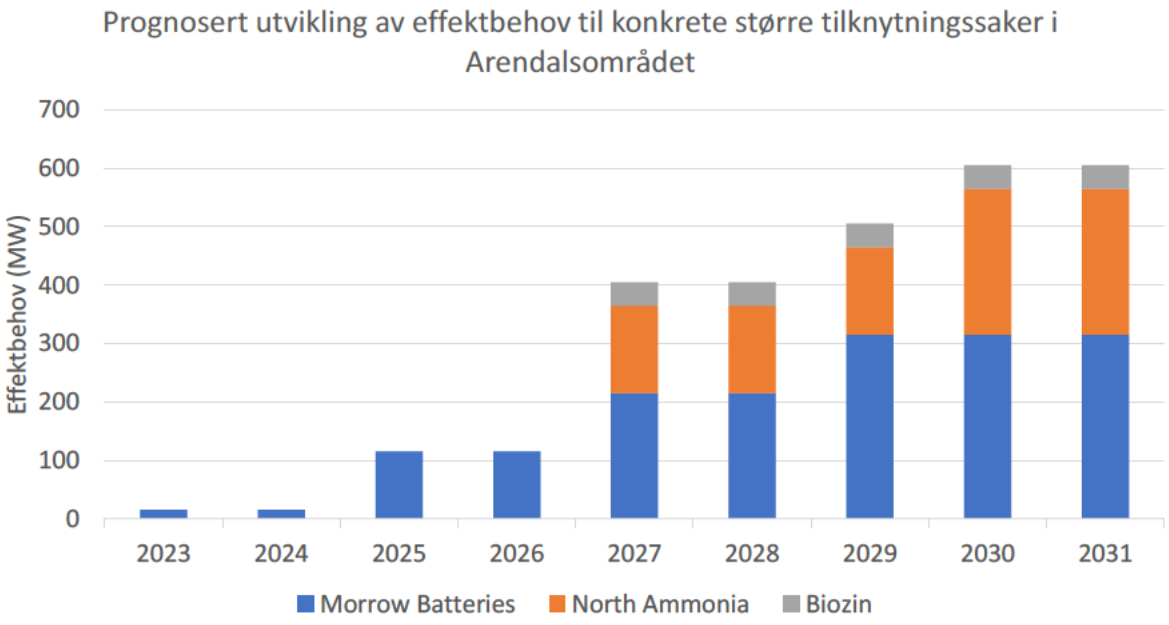
Figur 9 viser en oppsummer av konkrete tilknytningssaker over 10 MW, både totalt og for området i nærheten av Arendal som er hovedfokus i denne utredningen. Av 641 MW bestilt effekt (526 MW i Arendalsområdet) er det foreløpig (pr. 1.3.2023) kun utbygging av anlegg med et effektbehov på 15 MW som er investeringsbesluttet av utbygger. Dersom alle planene realiseres med potensielt maksforbruk kan totalt effektbehov bli 720 MW (605 MW i Arendalsområdet).



Kunde	Type forbruk	Bestilt effekt (MW)	Utbygging igangsatt pr. 1.4.2023 (MW)	Potensielt maksforbruk (MW)
Morrow Batteries	Batteriproduksjon	315	15	315
Biozin	Biodrivstoffproduksjon	40	0	40
North Ammonia	Ammoniakkproduksjon	171	0	250
Sum Arendalsområdet		**526**	**15**	**605**
Sum Brokkeområdet		**115**	**0**	**115**
Sum		**641**	**15**	**720**

Figur 9 Oppsummering konkrete tilknytningssaker over 10 MW

Figur 10 viser prognosert stegvis utvikling av effektbehovet i Arendalsområdet over tid basert på informasjon innhentet fra utbyggerne. Det er i denne figuren antatt at potensielt maksforbruk realiseres for alle kundene. Figuren viser at det er først i 2030 hvor effektbehovet er planlagt å være «fullt utbygd». Det bemerkes at Biozin er lokalisert «nord for» Arendal transformatorstasjon / planlagte Bøylestad koblingsstasjon og vil ikke belaste kraftledninger fra Bøylestad til Eyde-området.



Figur 10 Prognosert utvikling av effektbehov til konkrete større tilknytningssaker i Arendalsområdet

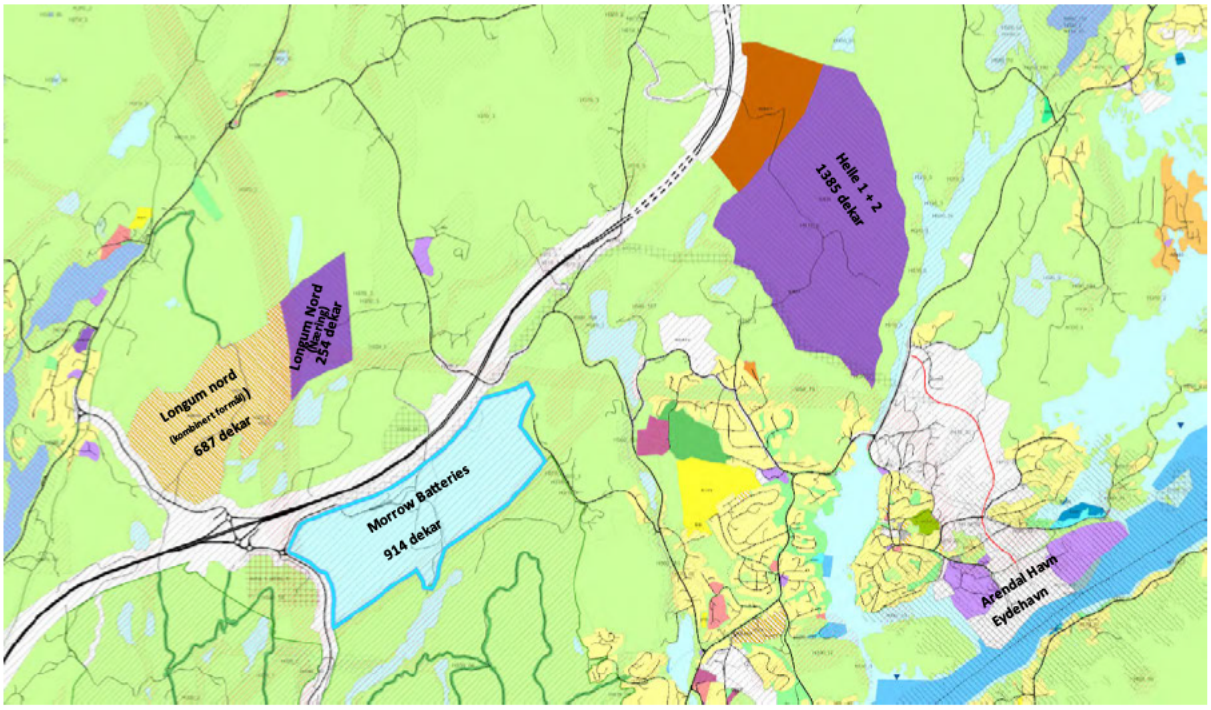
3.3 Fremtidig mulig forbruk nye større næringsområder med planlagt kraftintensiv næringsvirksomhet

I dette kapittelet er planlagte nye næringsområder med planlagt kraftintensiv næringsvirksomhet i Arendals-området beskrevet (kapittel 3.3.1). Videre er det basert på eksisterende kraftintensiv næringsvirksomhet, samt informasjon om potensielle nye næringsetableringer, gjort en estimering av potensielt effektbehov i næringsområdene (kapittel 3.3.2).

3.3.1 Beskrivelse av planlagte nye næringsområder

I Arendal og Froland kommuner er det i forbindelse med revidering av kommeplanens arealdel foreslått flere større næringsområder hvor plassering av fremtidig kraftintensiv industri kan være aktuelt.

Områdene i Arendal kommune er lokalisert i nærheten til Morrow Batteries sin planlagte batterifabrikk og er en del av Arendal kommunes satsing på det grønne skiftet, batterifabrikk og batteriverdikjede. Figur 11 viser utklipp fra gjeldende forslag til kommuneplanens arealdel for Eyde-området hvor næringsområdene Longum nord og Helle (1 og 2) er områdene som p.t. planlegges regulert til næringsvirksomhet. Figuren viser også plassering av Morrow Batteries og Arendal Havn Eydehavn (hvor blant annet North Ammonia planlegger å etablere seg som beskrevet i kapittel 3.2).



Figur 11 Planlagte nye større næringsområder Arendal kommune

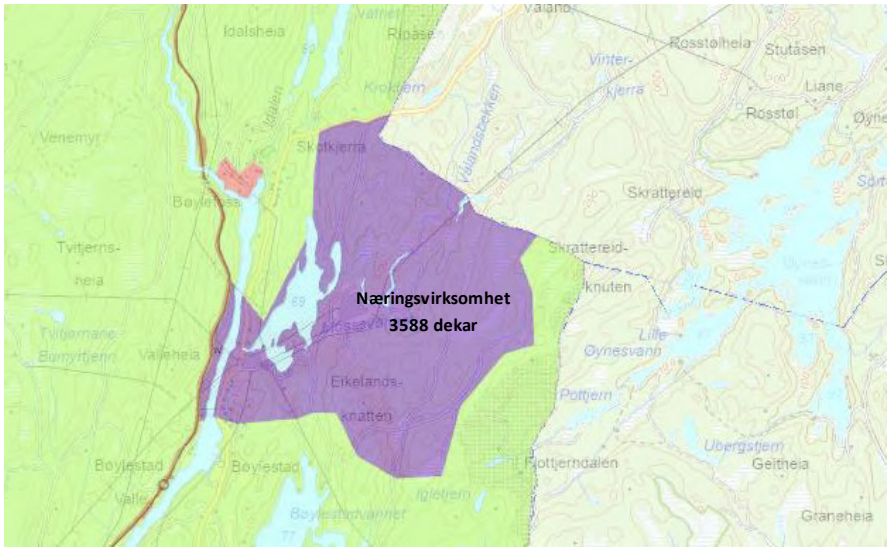
Tabell 1 viser utdrag fra forslag til kommuneplanens arealdel 2023 – 2033 som beskriver de aktuelle næringsområdene.

Område	Beskrivelse i forslag til kommuneplanens arealdel	Størrelse
Helle 1	I høringen sommer 2022 ble det lagt ut et stort næringsområde på ca 437 daa. Innspillet ble anbefalt tatt inn i kommuneplanens arealdel som en del av Arendal kommunes satsing på det grønne skiftet, batterifabrikk og batteriverdikjede. Det er negative konsekvenser for landskap, naturverdier og friluftsliv. Etter høringsrunden er det gjort noen justeringer av næringsområdet. Det er lagt inn en buffer mot Baffeltjern og bekker/naturverdier. «Halen» mot Helleheia er tatt ut og lagt inn som areal som er båndlagt for regulering fordi det er mulig g/s-vei til framtidig fylkesvei mellom Neskilen og Eyde. Flere av føringene fra vedlegg 4 er nå tatt inn som bestemmelser til området. Det er blant annet krav om felles regulering med Helle 2 (NÆ30). Det må gjøres KU på reguleringsplannivå. Fylkeskommunen skriver at det bør være rekkefølgekrav om at området ikke bygges ut før det er etablert ny vei. Kommunedirektøren anbefaler at området legges inn i kommuneplanen.	400 dekar
Helle 2 (næringsområde)	I høringen sommer 2022 ble det lagt ut et stort næringsområde på ca 1400 daa. Deler av området ble vurdert som aktuelt for framtidig deponi (men ikke avsatt til deponi i plankartet). Statsforvalter har fremmet innsigelse til området, først og fremst på grunn av for dårlig kunnskapsgrunnlag. Fylkeskommunen skriver at det bør være rekkefølgekrav om at området ikke bygges ut før det er etablert ny vei. Det er nå levert omfattende kunnskapsgrunnlag (se vedlegg 9). Deponiet er foreslått avsatt som eget formålsområde. Næringsområdet er derfor redusert med til sammen 378 daa, og det utgjør nå 985 daa. Justert næringsområde anbefales tatt inn i kommuneplanens arealdel, som en del av Arendal kommunes satsing på det grønne skiftet, batterifabrikk og batteriverdikjede. Det må gjøres KU på reguleringsplannivå. Området må sees i sammenheng med planlagt veiatkomst og planlegges sammen med Helle 1. Flere av føringene fra vedlegg 4 er nå tatt inn som bestemmelser til området	985 dekar
Helle 2 (massebehandlingsanlegg)	Som omtalt over er mulig deponiområde tatt ut av NÆ32 og avsatt til formålet «annen type bebyggelse og anlegg». Det er satt bestemmelser til området (se bestemmelser, vedlegg 2): - Krav om reguleringsplan med konsekvensutredning - Alternative lokasjoner for massedeponi og massebehandlingsanlegg skal være utredet og funnet uegnet før reguleringsplanforslaget legges ut til offentlig ettersyn.	378 dekar
Longum Nord	I høringen sommer 2022 ble det lagt ut et stort næringsområde på ca 1000 daa. Statsforvalter fremmet innsigelse til næringsområdet, først og fremst på grunn av for dårlig kunnskapsgrunnlag. Det er nå levert omfattende kunnskapsgrunnlag, og næringsområdet er justert for å ivareta naturverdier og unngå negative konsekvenser. Området er foreslått endret til kombinert formål (næringsbebyggelse/annen bebyggelse og anlegg) vest for kraftlinja pga intensjonsavtale om å flytte Agder Renovasjon IKS til Longum nord. Innspillet er en del av Arendal kommunes satsing på det grønne skiftet, batterifabrikk og batteriverdikjede. Det er negative konsekvenser for landskap, naturverdier og friluftsliv. Flere av føringene fra vedlegg 4 er nå tatt inn som bestemmelser til området. Konsekvensutredningen og ROS-analysen i kommuneplanen er ikke oppdatert etter at det ble kjent at Agder Renovasjon skal etablere sitt avfallsmottak på området. Det vises til dokumentasjon fra utbygger som belyser temaet. Det må gjøres grundig KU i reguleringsplanfase, også for ROS. Kommunedirektøren anbefaler at området legges inn i kommuneplanen.	941 dekar (254 dekar til næring, 687 dekar til kombinert formål)

Tabell 1 Utdrag fra forslag til kommuneplanens arealdel Arendal kommune – beskrivelse av aktuelle næringsområder

I Froland kommune er det hovedsakelig ett område på Bøylestad som i forslag til revidert kommuneplan er foreslått til kraftintensiv næring. Området er lokalisert like ved eksisterende Arendal transformatorstasjon og vil ikke påvirke behovet for kraftledninger fra Arendal transformatorstasjon/Bøylestad til Eyde-området, men vil kunne påvirke behovet for transformatorkapasitet og utvidelsesbehov i eksisterende Arendal transformatorstasjon og planlagte Bøylestad koblingsstasjon. Arendals Fossekompani i samarbeid med grunneiere er initiativtakere til regulering av dette området og har startet planlegging av Bøylestad Energipark (boylestad.no). Statsforvalteren har i planprosessen gitt innsigelse mot regulering av dette området til næringsområde. Froland kommune har gjennomført mekling med Statsforvalteren om saken uten å komme til enighet og saken er sendt til departementet for avgjørelse.

Forslag til næringsområde avsatt til kraftintensiv næring i revidert kommuneplan er vist i figur 12. Arealet er i forslaget hele 3588 dekar. Dette området inkluderer allerede eksisterende utbygde områder som blant annet Statnett og Glitre Nett sine transformatorstasjoner, koblingsstasjoner og kraftledninger, samt noen boliger, garasjer etc. Det betyr at hele området i praksis ikke kan utnyttes til kraftintensiv næringsvirksomhet. I følge initiativtakerne, Bøylestad Energipark, er realistisk netto næringsareal anslått til 1200 – 1800 dekar. En eventuell utbygging vil skje i etapper, og en full utbygging opp mot 1800 dekar vil ta flere år etter byggestart. Videre i denne utredningen er det forutsatt et utbygd areal på maksimalt 1500 dekar for dette området.



Figur 12 Nytt større næringsområde i Froland kommune sitt forslag til revidert kommuneplan

Figur 13 Illustrasjon av Bøylestad Energipark fra Bøylestad Energipark sin nettside (https://boylestad.no/)

3.3.2 Estimering av potensielt effektbehov i nye planlagte næringsområder

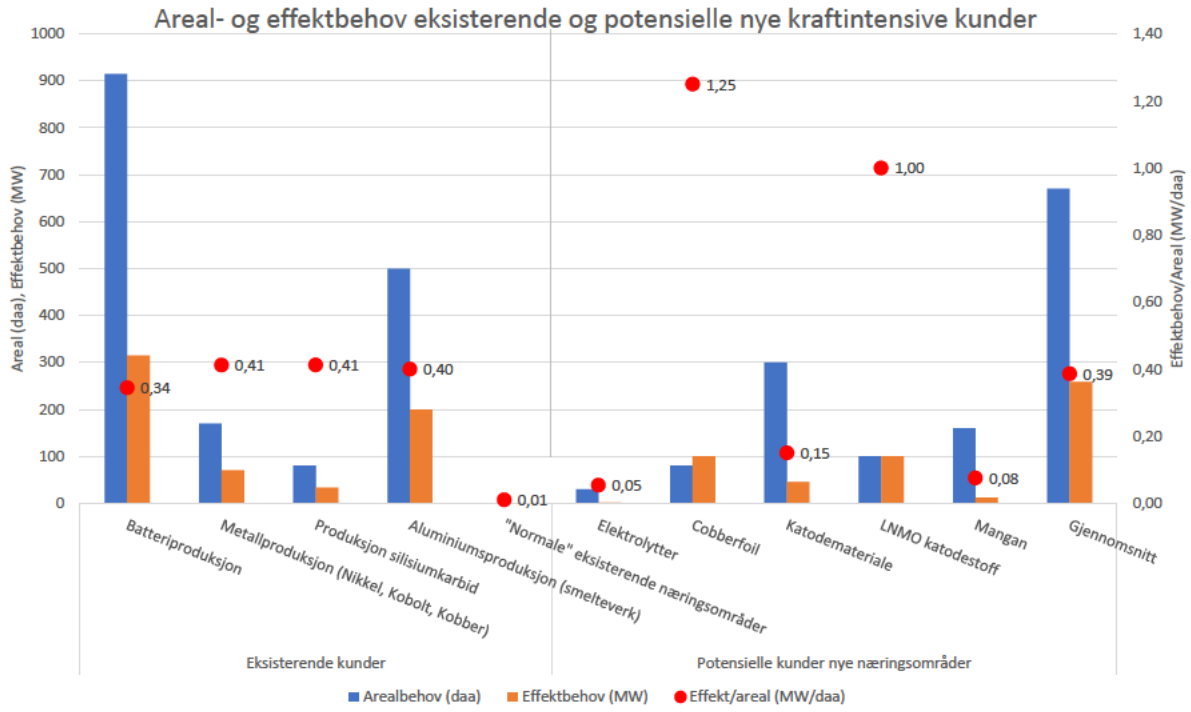
Pr. 1.4.2023 er det planlagte arealbeslaget eneste konkrete tallfestede informasjonen om de planlagte nye næringsområdene. Hvor mye forbruk potensielle næringsetableringer på områdene vil kreve vil variere både ut ifra type næringsvirksomhet (hvor kraftkrevende etableringene er), hvor mye av næringsområdene som blir endelig regulert, hvor stor andel av regulert arealet som blir benyttet til næringsvirksomhet (hvor mye areal vil bli brukt til veier, grøntområder, annen infrastruktur etc.) og så videre. Det er basert på dette en stor usikkerhet i hvor stort effektbehov de planlagte nye næringsområdene kan innebære.

For å estimere potensielt effektbehov er følgende vurderinger utført:

1. Hvor mye effekt pr. areal forbruker eksisterende kraftintensiv industri i området (Agder)
2. Hvor mye effekt pr. areal har det blitt forespurt om fra nye potensielle næringsaktører i batteriverdikjeden i området

For punkt 1 er det for et utvalg eksisterende kraftintensive industrikunder i Agder, samt planlagte Morrow Batteries, sammenliknet beslaglagt areal (arealbehov) og maksimalt effektforbruk (effektbehov). I tillegg er det samme gjort for noen utvalgte «normale» eksisterende næringsområder uten kraftintensivt forbruk, blant annet Sørlandsparken næringsområde i Kristiansand som det største. I figur 14 (venstre del) er beslaglagt areal og effektbehov for disse vist. Figuren viser at effektforbruk pr. dekar for de undersøkte kraftintensive industrikundene er i størrelsesorden 0,35 – 0,4 MW/dekar. For «normale» eksisterende næringsområder uten kraftintensivt forbruk er det samme tallet ca. 0,01 MW/dekar. Dette viser at type næringsetablering som eventuelt kommer på de nye næringsområdene (kraftintensive eller «ikke kraftintensive») vil ha svært stor betydning for fremtidig effektbehov.

For punkt 2 er det benyttet informasjon fra Arendal kommune. I forbindelse med prosessen rundt etablering av Morrow Batteries og planarbeidet med nye næringsområder i området rundt er det flere næringsaktører i batteriverdikjeden som har vurdert/vurderer å etablere seg i nærheten til Morrow Batteries. Disse næringsaktørene har eller har hatt dialog med Arendal kommune som blant annet har samlet inn informasjon om areal- og effektbehov. For et utvalg av disse næringsaktørene er areal- og effektbehov vist i figur 14 (høyre del). Som figuren viser varierer effektbehov/areal mye, fra 0,05 MW/dekar til 1,25 MW/dekar. Gjennomsnittlig effektbehov for disse aktørene pr. areal er 0,39 MW/dekar.

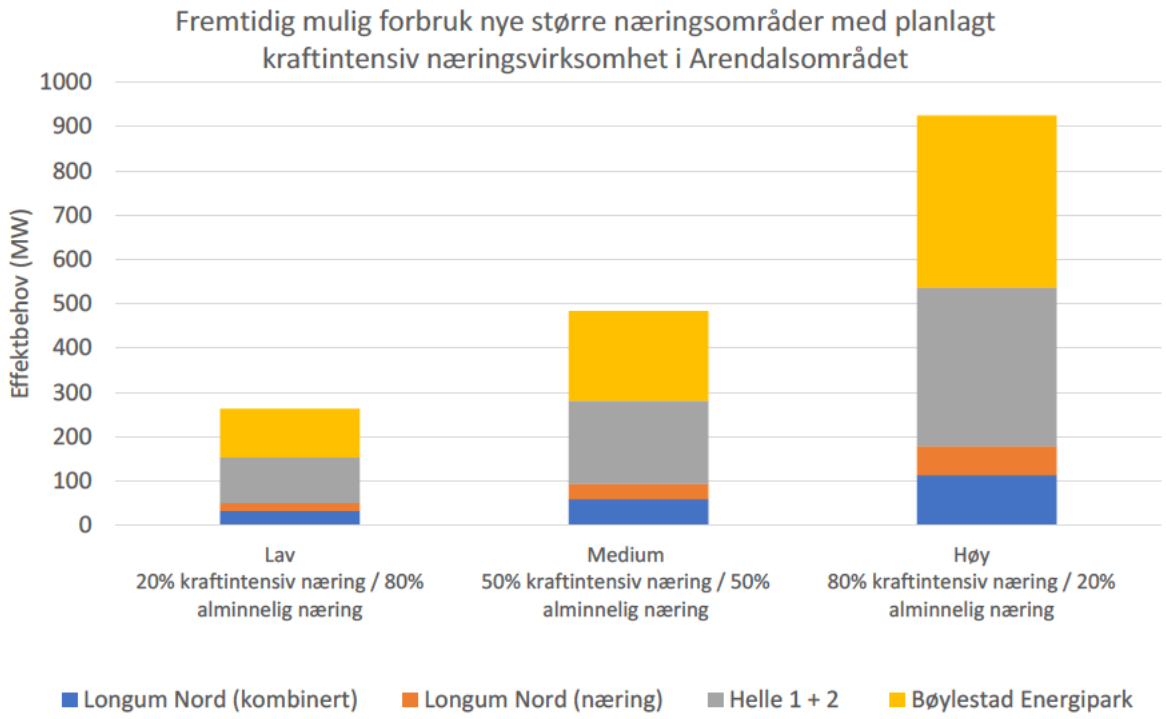


Figur 14 Areal- og effektbehov eksisterende og potensielle nye kraftintensive kunder

Basert på det overnevnte vurderes et effektbehov på 0,4 MW/dekar i gjennomsnitt som en sannsynlig «øvre grense» på hva som kan bli effektbehovet på de nye planlagte næringsområdene samlet sett. Videre er det en usikkerhet i hvor mye av området som vil bli benyttet til kraftintensiv næring og hvor mye som vil bli benyttet til normal «ikke kraftintensiv» næring eller annet forbruk, samt hvor mye av de planlagte næringsområdene som faktisk endelig blir regulert og/eller utbygd. Det er også en begrensning i det regulerte arealet ut ifra hvor mye av næringsområdene som blir

båndlagt til andre formål. F.eks. er det flere eksisterende kraftledningsgater gjennom næringsområdet Longum Nord og i sør-vest enden av næringsområde Helle 1 er det planlagt ny vei til Eydehavn som medfører at ikke alt regulert areal kan benyttes direkte til næringsvirksomhet. Det er derfor i det videre antatt at det maksimalt kan etableres næringsvirksomhet på 80 % av arealet som er under regulering. For området Longum Nord (kombinert) er i tillegg 200 dekar «trukket fra» da det er planer om å flytte det eksisterende avfallsanlegget til Agder Renovasjon IKS til dette området som i stor grad vil «flytte» forbruket fra dagens plassering (som nå er på tomten til Morrow Batteries).

I figur 15 er estimert effektbehov basert på varierende %-andel kraftintensiv og «ikke kraftintensiv», heretter benevnt alminnelig næring, for hvert næringsområde vist. Det er for alminnelig næring lagt til grunn 0,015 MW/dekar som er noe høyere enn eksisterende næringsområder, men er valgt for å ta høyde for noe forventet økt forbruk i forbindelse med elektrifisering av blant annet transportnæringen (lading av personbiler, varebiler, lastebiler etc. i næringsområder). Figuren viser et bilde av utfallsrommet for fremtidig effektbehov i de nye næringsområdene forutsatt at alle næringsområdene realiseres som planlagt i forslag til kommuneplaner. Det bemerkes at Bøylestad Energipark ligger like ved Arendal transformatorstasjon/planlagte Bøylestad koblingsstasjon og vil ikke belaste kraftledninger fra Bøylestad til Eyde-området.



Figur 15 Mulig utfallsrom for fremtidig effektbehov nye næringsområder.

Utvikling av effektbehov i nye næringsområder over tid er det også relativt stor usikkerhet rundt, men reguleringsstatus, rekkefølgekrav i forhold til andre tiltak osv. kan gi en indikasjon på når de forskjellige næringsområdene sannsynligvis kan bli realisert.

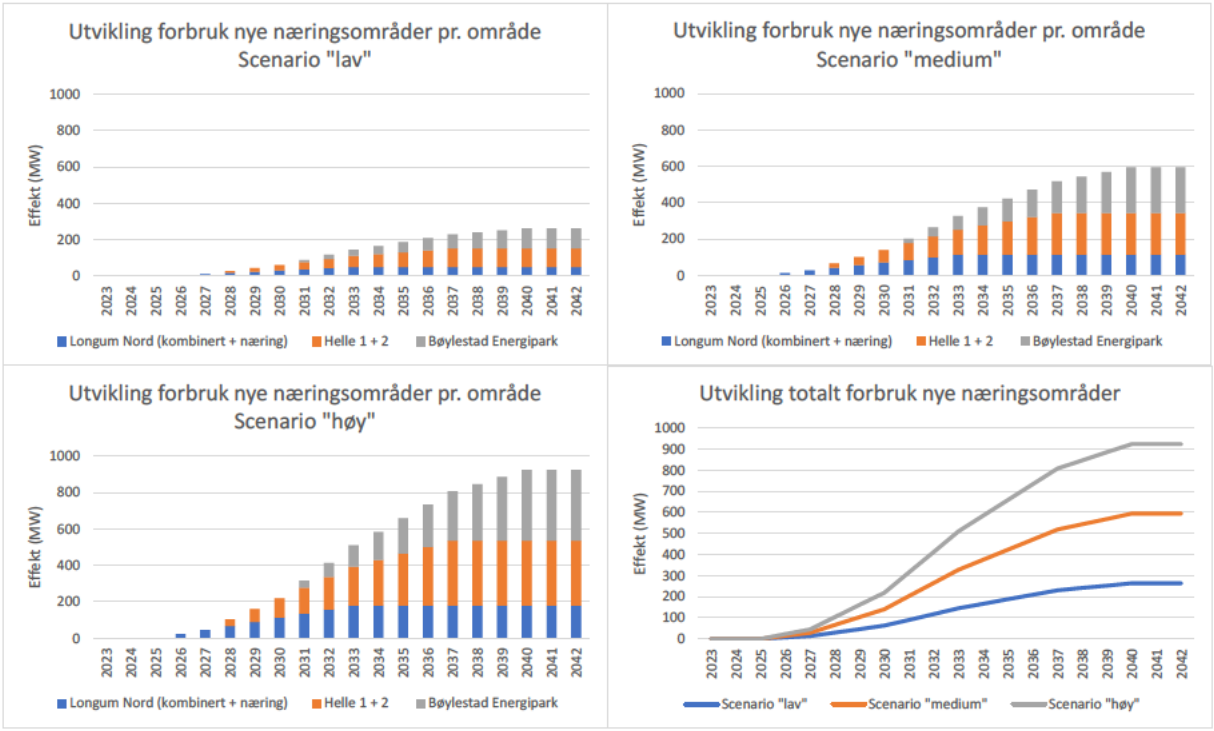
Området som pr. april 2023 anses som først realiserbart og som Arendal kommune mener først vil realiseres er Longum Nord. Dette området, i tillegg til å inkludere «flyttede» Agder Renovasjon IKS, er fra kommunens side prioritert til å legge til rette for næringsetableringer i batteriverdikjeden og

spesielt etableringer som direkte vil støtte opp om batteriproduksjonen hos Morrow Batteries. En utbygging av dette området parallellt eller like etter utbyggingen av Morrow Batteries (se utbyggingsplan kapittel 3.2) er derfor antatt som sannsynlig.

For næringsområdene Helle (1 og 2) er det som beskrevet i forslag til kommuneplan (se kapittel 3.3.1) rekkefølgekrav om at området ikke bygges ut før det etableres ny vei til Eydehavn (som vil gå helt i kanten av næringsområdet Helle 1). Dette sammen med størrelsen på området (i forhold til Longum Nord) tilsier at området sannsynligvis vil bli bygget ut noe senere og over noe lengre tid enn Longum Nord.

Næringsområdet som planlegges i Froland kommune som Bøylestad Energipark planlegger å benytte er det pr. april 2023 større usikkerhet rundt om og når kan realiseres (se kapittel 3.3.1 for mer informasjon). I tillegg til potensiell relativt lang reguleringsprosess vil utbygging av området også kreve relativt omfattende utbygging av ny vei til området. Dette sammen med størrelsen på området er det i denne utredningen antatt at større forbruk i området er etablert i ca. 2030 og med en relativt lang utbyggingsperiode frem til eventuellt fullt effektuttak (antatt 2040).

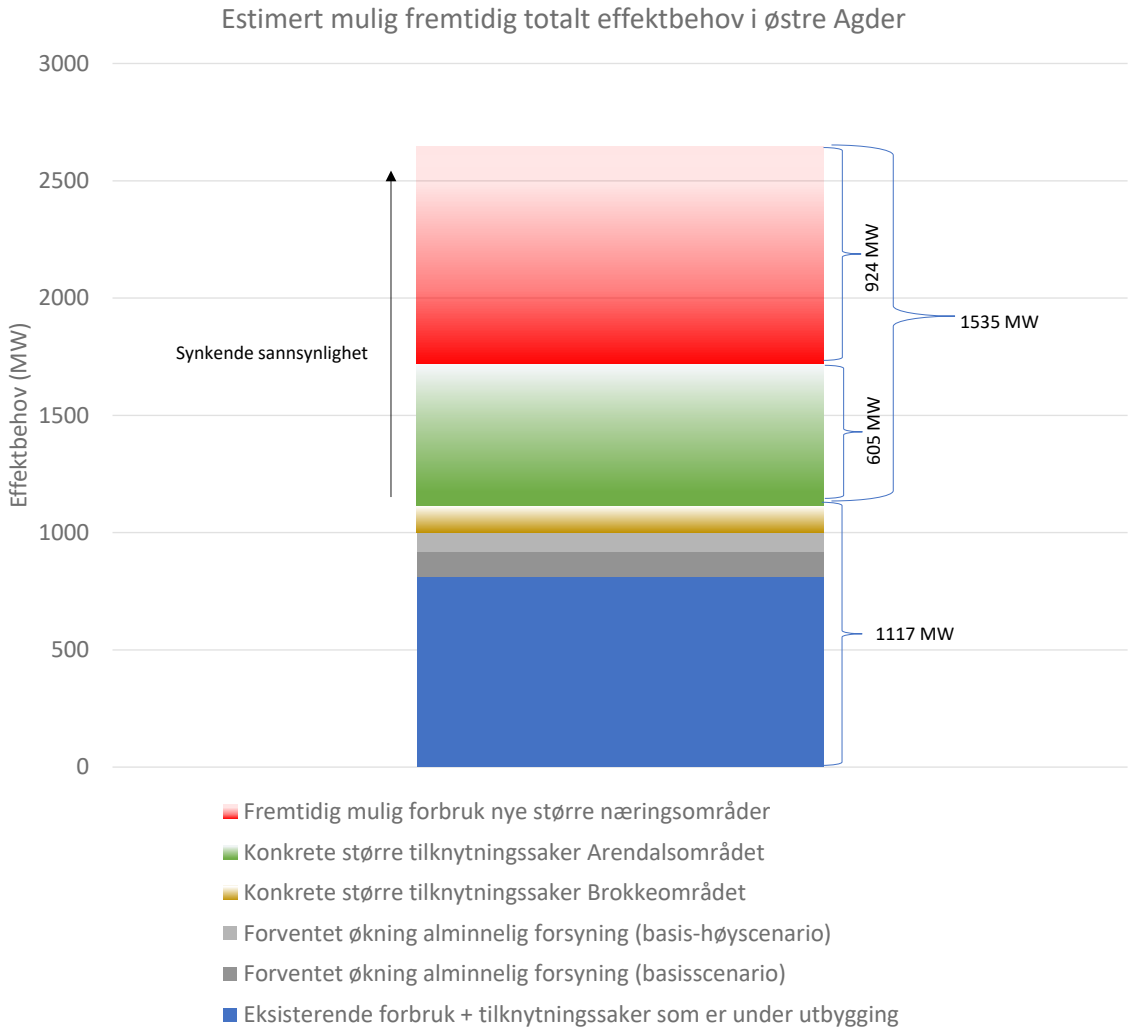
Figur 16 viser mulig utvikling av effektbehov over tid for de forskjellige næringsområdene basert på de forskjellige «scenarioene» beskrevet over (figur 15) forutsatt at alle næringsområdene blir utbygd.



Figur 16 Mulig utvikling av effektbehov til nye næringsområder

3.4 Oppsummering mulig fremtidig effektbehov

I figur 17 er det forsøkt å visualisere mulig fremtidig effektbehov i østre Agder. Eksisterende forbruk inkl. investeringsbesluttede tilknytningssaker er markert med blå farge. Forventet økning i alminnelig forsyning er vist i mørk-grå og lys-grå farge for henholdsvis basiscenario og høyscenario beskrevet i kapittel 3.1. Konkrete større tilknytningssaker i Brokkeområdet (som ikke påvirker løsning i Arendalsområdet i stor grad) er vist med gul farge, mens større tilknytningssaker i Arendalsområdet er vist med grønn farge. Fremtidig mulig effektbehov i nye større næringsområder er vist med rød farge. Da forbruksøkning i Brokke-området i begrenset grad har betydning for nettbelastningen i Arendalsområdet er konkrete større tilknytningssaker i Brokkeområdet satt fast til bestilt effekt (115 MW) i videre analyser.



Figur 17 Visualiser av mulig fremtidig effektbehov i 132 kV nettet i østre Agder

Det totale effektbehovet er svært usikkert både ift. om det blir realisert, til hvilken tid og hvor stort effektbehov og brukstid det vil ha. Dette er indikert med pilen som viser en synkende sannsynlighet jo høyere forbruk. Det estimerte maksimale effektbehovet er basert på forutsetningene gitt i kapittel 3.1 - 3.3 og angir inntil 1535 MW nytt forbruk til industri og næring i Arendalsområdet. Til sammenligning utgjør dette ca. 200 % økning av dagens maksimale kraftforbruk i hele 132 kV nettet (østre Agder) eller ca. 5 stk. batterifabrikker som Morrow Batteries (med full utbygging). Dette ansees som et maksimalt effektbehov med de valgte forutsetningene og brukes til sammenligning av de ulike alternativene i kapittel 4.

4 Alternative systemløsninger

I dette kapittelet er det beskrevet hvilke alternativ systemløsninger som er vurdert i utredningen. Med systemløsning menes overordnet design av kraftsystemet som blant annet beskriver antall transformatorer, antall kraftledninger, spenningsnivå på ledninger, hvilke stasjoner ledningsforbindelsene skal gå mellom etc. For alle alternativene er det på sikt forutsatt endring/sanering av 60 kV nettet Bøylefoss – Eydehavn – Bjorendal, som beskrevet i kapittel 2.2. Det bemerkes at 60 kV nettet ikke kan rives før nye ledninger mellom Bøylestad og Eyde bygges, slik at 60 kV ledningen Bøylefoss – Eydehavn uansett vil gå parallelt over en mindre periode (noen år) og må hensyntas i løsningene som beskrives.

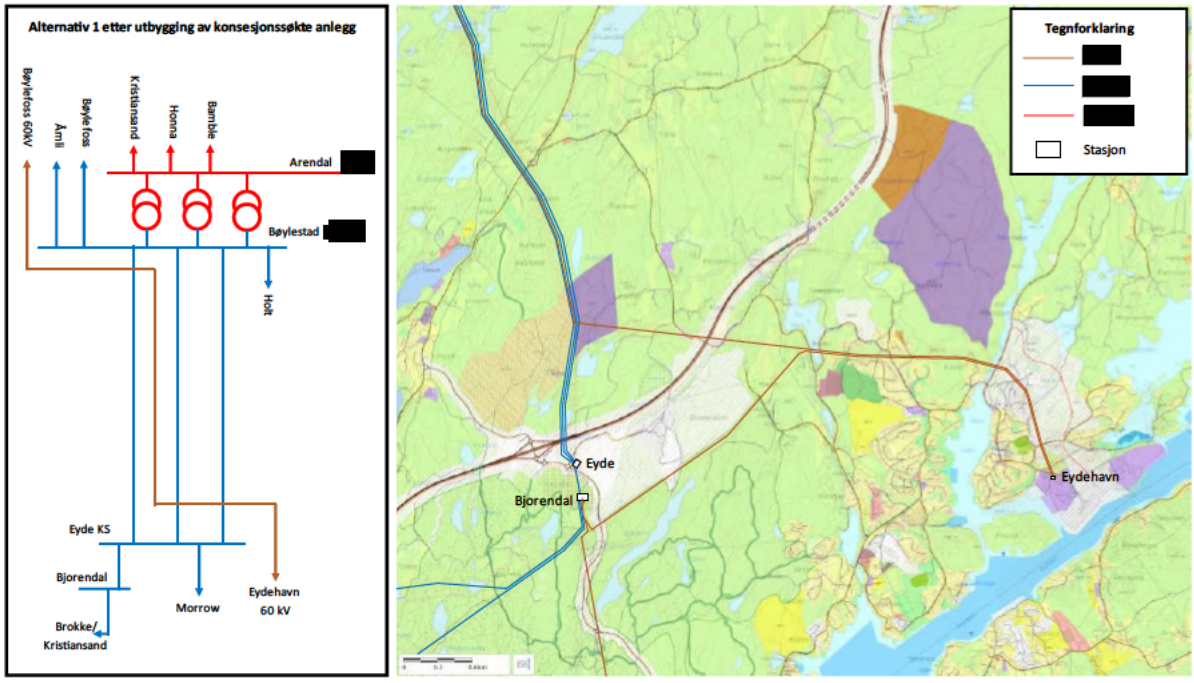
For hver systemløsning er det anslått hvor mye effekt som kan forsynes til forskjellige områder. Det bemerkes at effektverdiene er omtrentlige og vil påvirkes av konkrete anleggsløsninger som besluttes senere i planleggings-/utbyggingsprosessen, blant annet i konsesjonsprosessen og prosjekteringsarbeidet. Effektverdiene kan derfor ikke anses som endelige men viser hvilken størrelsesorden man kan forvente.

For hver systemløsning er det skissert, basert på forutsetningene i kapittel 2.3.1, hvordan mastebildet mellom Bøylestad koblingsstasjon og Eyde-området kan bli. Det er også skissert hvordan det regionale distribusjonsnettet kan bli i Eyde-området og området rundt Bøylestad stasjon i fremtiden. **Det bemerkes at skisserte ledningstraséer, mastebilder og plassering av nye stasjoner er overordnede prinsippskisser. Faktiske traséer, mastebilder og stasjonsplasseringer vil vurderes nærmere i forbindelse med konsesjonsprosessene for de aktuelle tiltakene på et senere tidspunkt.**

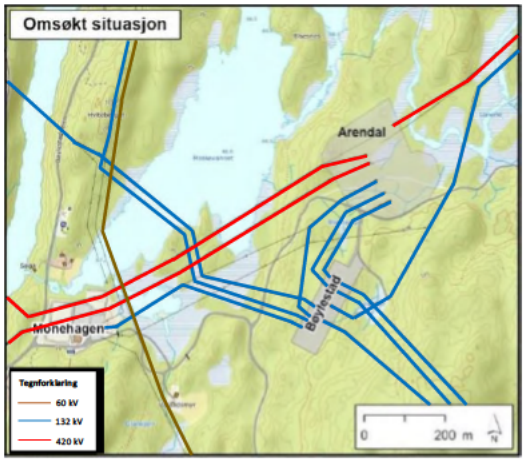
4.1 Alternativ 1 – Omsøkt 132 kV løsning

Dette alternativet baserer seg på allerede konsesjonssøkt løsning mellom Bøylestad og Eyde, men med ekstratiltak på sikt for å legge til rette for forbruk som ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte med omsøkt løsning.

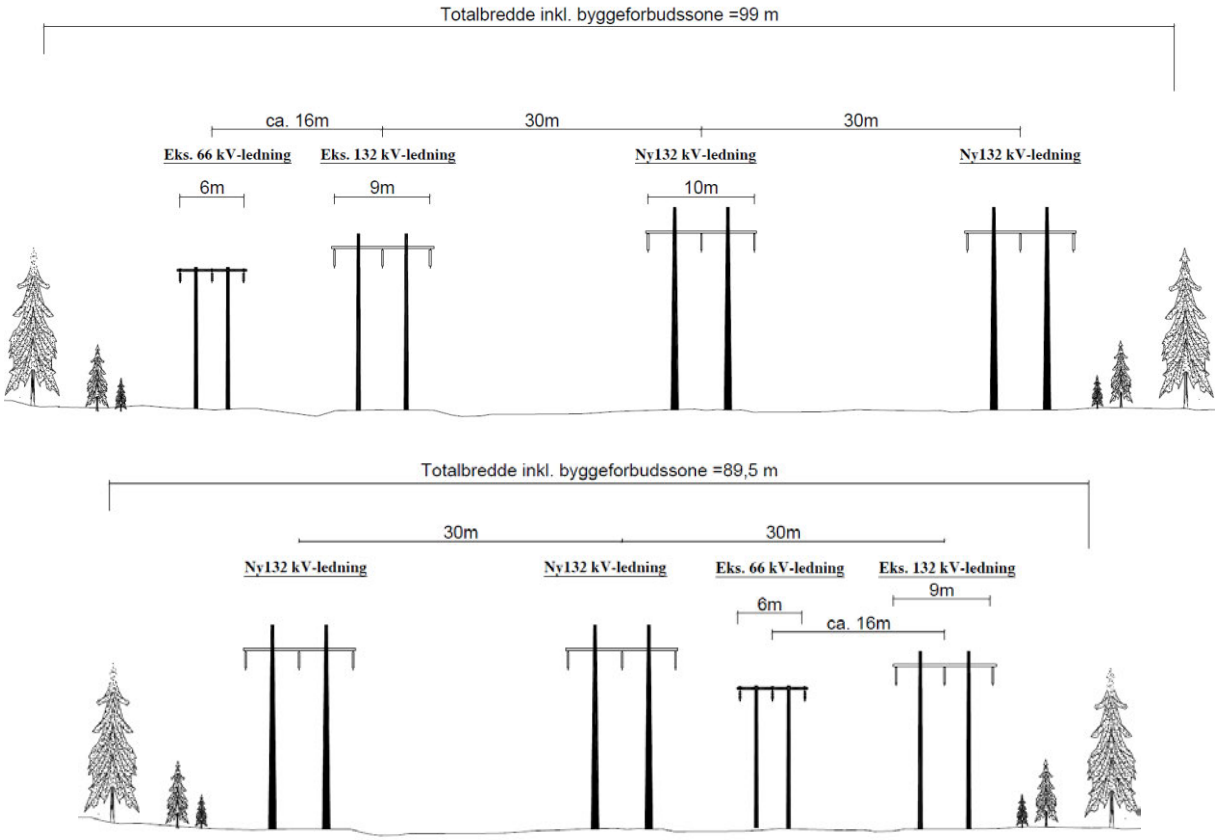
Figur 18 til figur 20 viser forenklet enlinjeskjema, kartutsnitt og mulige mastebilder for første utbyggingstrinn. I tillegg til å legge til rette for tilknytning av Morrow Batteries (315 MW) vil denne løsningen gi tilstrekkelig nettkapasitet til å tilknytte Biozin (40 MW).



Figur 18 Forenklet enlinjeskjema alternativ 1 og kart som viser regionalt distribusjonsnett i Eyde-området

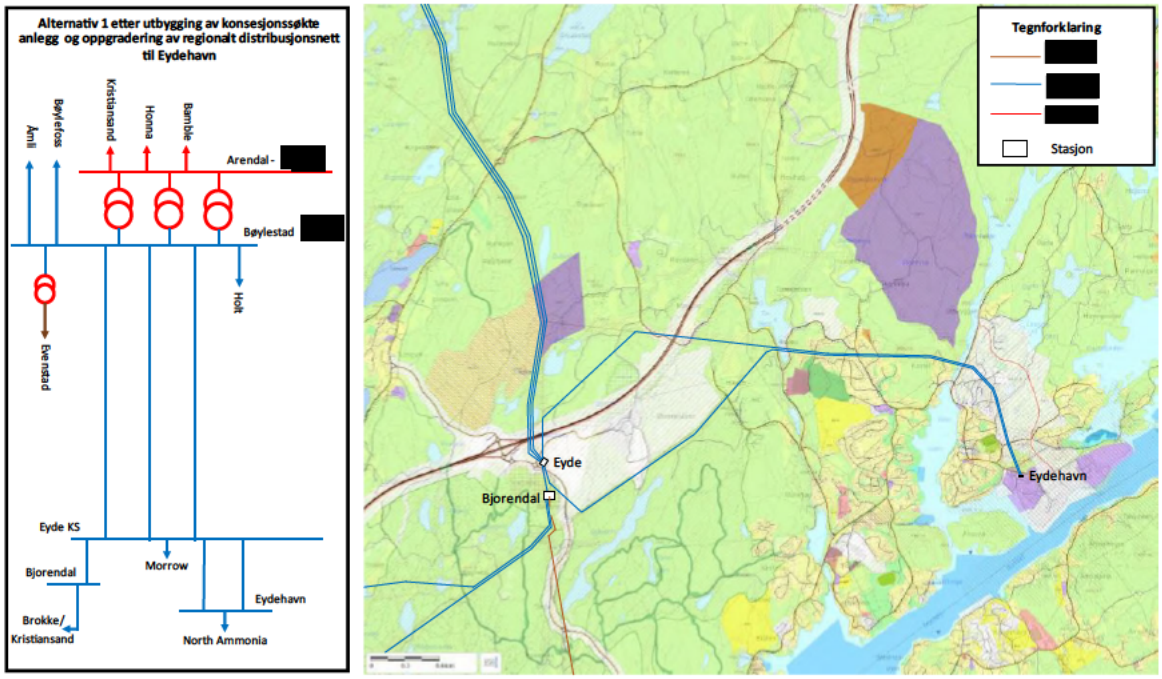


Figur 19 Kart som viser mulig kraftnett rundt Bøylestad



Figur 20 Mulige mastebilder alternativ 1 mellom Bøylestad og Eyde avhengig av om de nye ledningene bygges på øst- eller vestsiden av eksisterende ledninger

For å tilknytte North Ammonia kreves det forsterkning av forsyningen til Eydehavn som i dag består av 60 kV ledninger fra Bøylefoss og Bjorendal. Som beskrevet i kapittel 2.2 vil en slik forsterkning inkludere spenningsoppgradering/forsterkning av ledningene frem til Eydehavn med forsyning fra Eyde-området i tillegg til at må det etableres en egen 132/[redacted] kV transformering og 60 kV ledning mot Evenstad på Bøylestad. Forenklet enlinjeskjema og kart med en prinsippskisse på hvordan dette potensielt kan løses er vist i figur 21.



Figur 21 Forenklet enlinjeskjema alternativ 1 og kart som viser en prinsippskisse av mulig fremtidig regionalt distribusjonsnett i Eyde-området

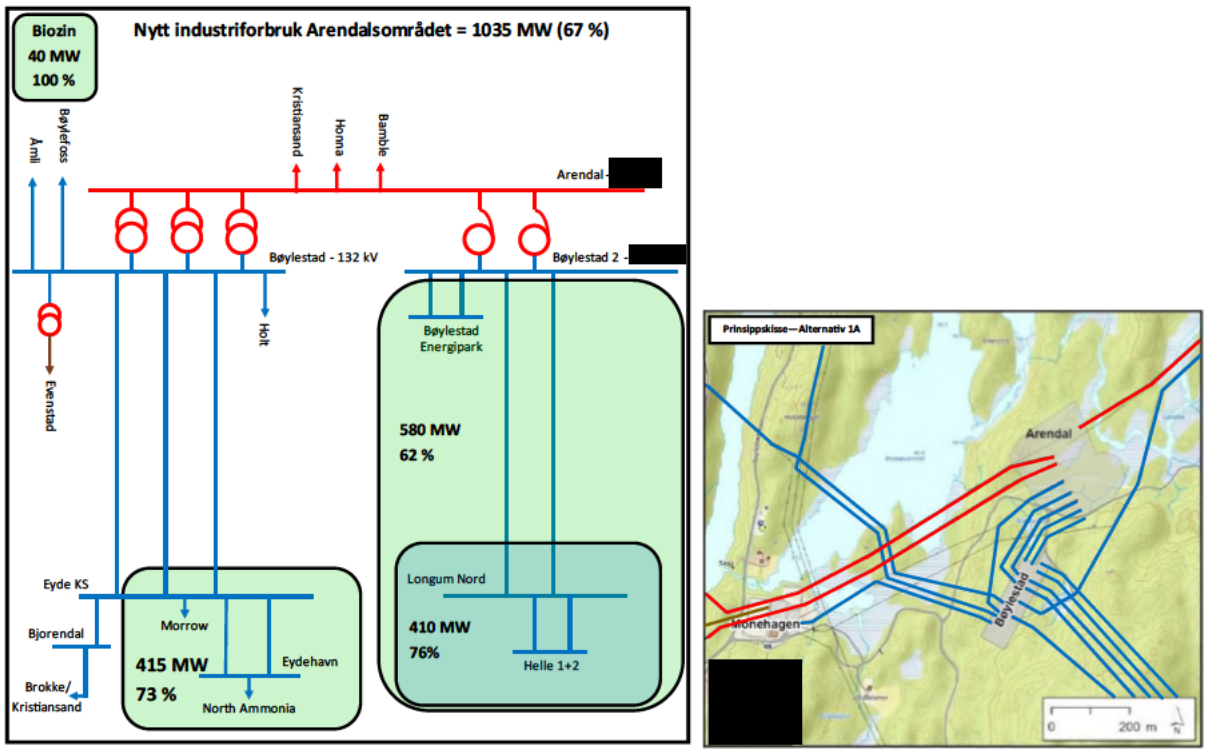
Med denne løsningen vil det være kapasitet til ca. 100 MW nytt forbruk hos North Ammonia i tillegg til full utbygging av Morrow Batteries (315 MW) og Biozin (40 MW).

4.1.1 Alternativ 1A - Omsøkt 132 kV løsning med separat nett til nye næringsområder

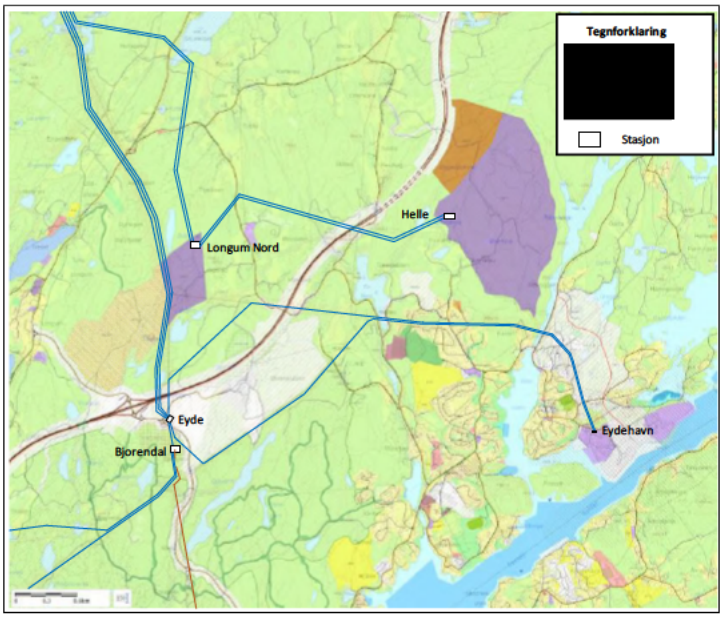
For å kunne tilknytte ytterligere forbruk enn beskrevet i kapittel 4.1 må [redacted] transformatorkapasiteten og ledningskapasiteten økes. Blant annet på grunn av begrensninger i hvor høy kortslutningsytelse eksisterende 132 kV nett kan håndtere er det ikke en teknisk gjennomførbar løsning å etablere flere [redacted] transformatorer i parallell i Arendal transformatorstasjon mot eksisterende 132 kV nett. Dette medfører at nye transformatorer må tilknyttes et separat 132 kV «industrinett» som forsyner ytterligere forbruk, som forbruk i næringsområdene Longum Nord, Helle og Bøylestad Energipark.

Figur 22 og figur 23 viser et forenklet enlinjeskjema og kartutsnitt for en slik løsning. Det bemerkes igjen at tegnede ledninger er prinsippskisser og faktiske traséer må vurderes nærmere i en eventuell konsesjonsprosess for anleggene. Ved etablering av kraftintensiv industri på de nye næringsområdene må det høyst sannsynlig etableres transformatorstasjoner med transformering fra 132 kV til 22 kV eller annen egnet fordelingsspenning til de nye kundene i næringsområdet. Det er derfor skissert nye transformatorstasjoner i Longum Nord, Helle næringsområder og Bøylestad Energipark.

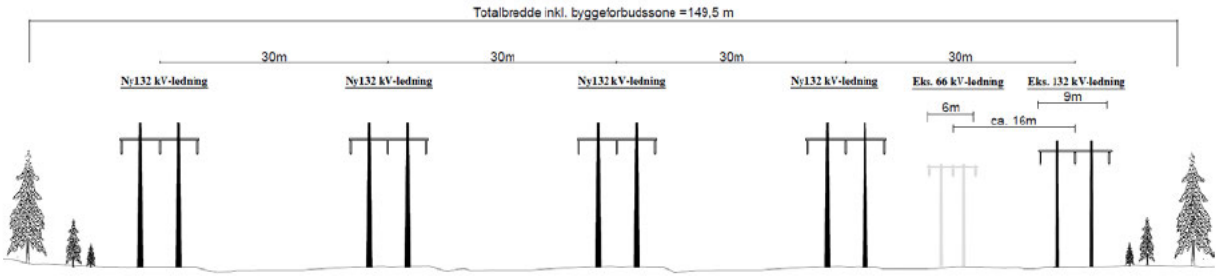
Som figur 23 skisserer må muligens en eller flere av de nye ledningene til næringsområdene på deler av strekningen ned til Eyde-området bygges i annen trasé enn de andre ledningene gjennom Dalen-området. Årsaken til dette er usikkerhet om det er fysisk plass til å komme igjennom Dalen-området med så mange ledninger i forhold til eksisterende bebyggelse. På strekningen fra Bøylestad til litt nordvest for Dalen kan alle ledningene gå i samme trasé som skissert i figur 24.



Figur 22 Forenklet enlinjeskjema og kart som viser mulig kraftnett rundt Bøylestad – Alternativ 1A



Figur 23 Kart som viser en skisse av mulig regionalt distribusjonsnett i Eyde-området – Alternativ 1A

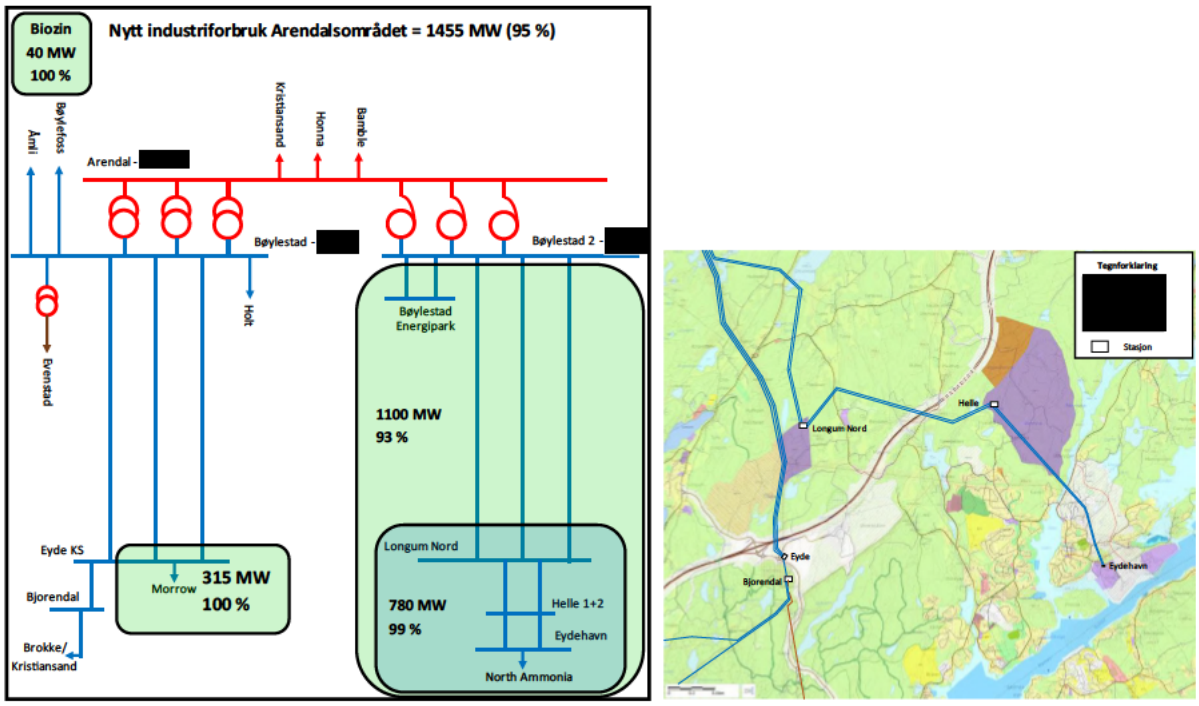


Figur 24 Skisse av mulig ledningstrasé fra Bøylestad mot Eyde-området alternativ 1A

Med denne løsningen vil det kunne tilknyttes totalt ca. 1035 MW nytt forbruk (67 % av mulig fremtidig effektbehov) inkludert de konkrete tilknytningssakene Morrow Batteries, Biozin og North Ammonia. Det bemerkes at løsningen begrenser forbruket hos Morrow Batteries og North Ammonia til totalt ca. 415 MW (potensielt maksforbruk er 565 MW). Figur 22 oppsummerer hvilke forbruk løsningen tilrettelegger for i de forskjellige områdene. Området som inkluderer Bøylestad Energipark, Longum Nord og Helle har et «overlappende» område som bare inkluderer Longum Nord og Helle. Årsaken til dette er at for Longum Nord og Helle er det ledningskapasitet i 132 kV ledningene fra Bøylestad til Eyde-området som er den største flaskehalsen (større enn 420/[redacted] kV transformatorkapasitet). For Bøylestad Energipark er det 420/[redacted] kV transformatorkapasitet som er begrensende. For området totalt er det ca. 580 MW kapasitet. Dvs. dersom det f.eks. tilknyttes 300 MW til sammen i Longum Nord og Helle er det 280 MW «gjenstående kapasitet» til Bøylestad Energipark (ikke 580 MW).

4.1.2 Alternativ 1B - Omsøkt 132 kV løsning med forsterket separat nett til nye næringsområder

For å legge til rette for ytterligere forbruksvekst må det etableres ytterligere transformatorer mot «industrinettet» i Arendal transformatorstasjon og enda en 132 kV ledning fra Bøylestad til Eyde-området. 132 kV ledningene fra Eyde KS til Eydehavn/North Ammonia må i dette alternativet «flyttes» fra Eyde koblingsstasjon til Longum Nord/Helle for å oppnå tilstrekkelig nettkapasitet for en full utbygging av Morrow Batteries/North Ammonia. Figur 25 viser et forenklet enlinjeskjema for dette alternativet med angivelse av effektkapasitet i de forskjellige områdene og en skisse over mulig 132 kV nett i Eyde-området. Dette alternativet medfører blant annet 6 parallelle 132 kV ledninger mellom Bøylestad og Longum Nord (kontra 5 parallelle ledninger som vist i figur 24 over).

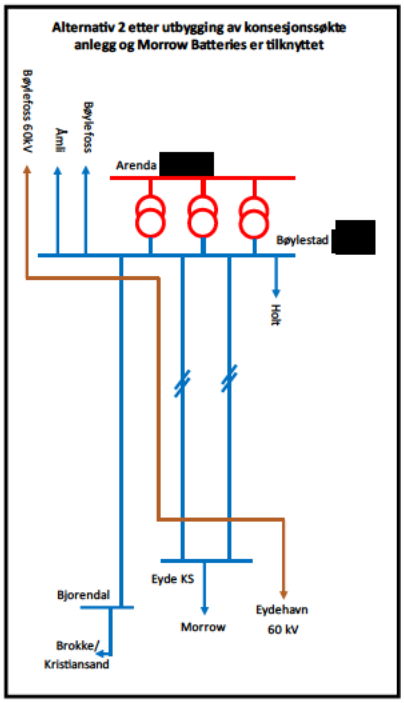


Figur 25 Forenklet enlinjeskjema og skisse over mulig [redacted] nett i Eyde-området - alternativ 1B

4.2 Alternativ 2 – Forsterket 132 kV løsning (duplex-ledning)

Alternativ 2 skiller seg i hovedsak fra alternativ 1 med at nye 132 kV ledninger mellom Bøylestad og Eyde bygges som duplex-ledninger. Duplex-ledninger innebærer at det etableres 2 liner pr. fase i stedet for 1 (simplex) og man oppnår med dette dobbel strømføringsevne for hver kraftledning. En konsekvens av en slik løsning er at linene blir betydelig tyngre og mastene må dimensjoneres betydelig kraftigere enn ved simplex-ledning, og er som beskrevet i kapittel 2.3.1 antatt bygget som fagverksmaster i stål. Faseavstanden blir også ca. 0,5 meter større for å opprettholde avstand mellom lederne. Figur 26 viser et eksempel på en duplex-ledning (til venstre) og en simplex-ledning (til høyre).

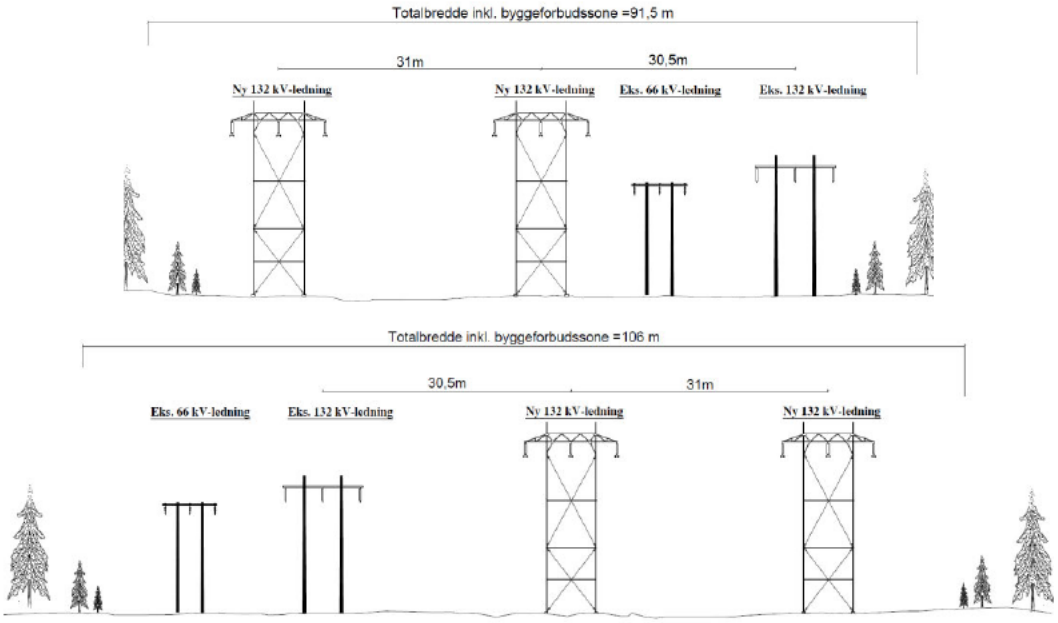
Figur 26 Eksempel på duplex-ledning bygget som fagverksmast i stål (til venstre) og en simplex-ledning bygget med kompositttmast (til høyre)



Figur 27 Forenklet enlinjeskjema alternativ 2

Figur 27 viser et forenklet enlinjeskjema for alternativ 2. Figur 28 viser mulige mastebilder for alternativet etter utbygging av første utbyggingstrinn avhengig av om de nye linjene bygges på øst- eller vestsiden av eksisterende ledninger. Ledningene vil kunne gå i omtrent samme trasé som de omsøkte (simplex) ledningene og kartene i kapittel 4.1 er gjeldende også for dette alternativet.

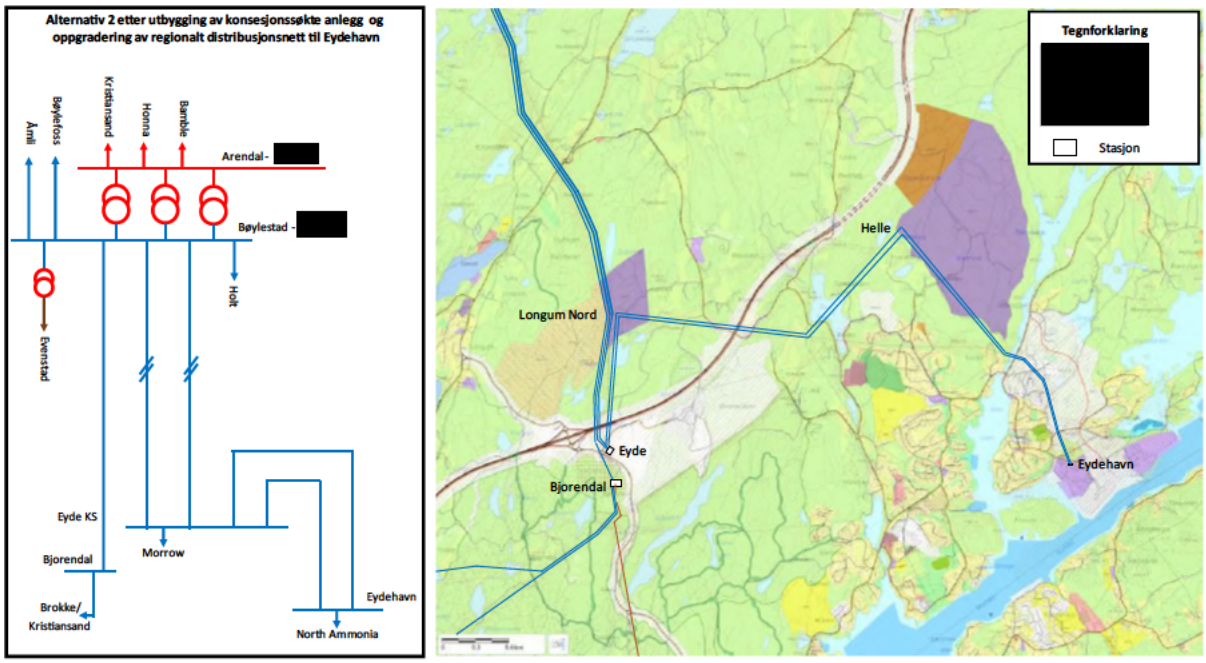
I tillegg til å legge til rette for tilknytning av Morrow Batteries (315 MW) vil denne løsningen gi tilstrekkelig nettkapasitet til å tilknytte Biozin (40 MW) på lik linje med alternativ 1.



Figur 28 Mulige mastebilder alternativ 2 avhengig av om de nye ledningene bygges på øst- eller vestsiden av eksisterende ledninger

Med duplex-ledning vil behovet for å sammenkoble alle de 3 parallelle ledningene mellom Bøylestad og Eyde i Eyde koblingsstasjon falle bort. Det er i dette alternativet derfor lagt til grunn at eksisterende 132 kV ledning til Bjorendal ikke kobles innom Eyde men går direkte til Bjorendal transformatorstasjon. Dette medfører at Eyde koblingsstasjon kan forenkles noe (færre 132 kV bryterfelt).

For å tilknytte North Ammonia (begrenset til et effektuttak på ca. 100 MW) kreves det forsterkning av forsyningen til Eydehavn som i dag består av 60 kV ledninger fra Bøylefoss og Bjorendal. Som beskrevet i kapittel 2.2 vil en slik forsterkning inkludere spenningsoppgradering/forsterkning av ledningene frem til Eydehavn i tillegg til at må det etableres en egen [redacted] transformering og 60 kV ledning mot Evenstad på Bøylestad. Dersom North Ammonia etableres før ny stasjon på Longum Nord etableres (se kapittel 4.2.1), må ledningene til Eydehavn tilknyttes Eyde koblingsstasjon. For å på sikt unngå flere ledninger enn nødvendig er det i denne utredningen i så tilfelle antatt at ledningene legges «innom» Longum Nord og Helle næringsområder. Forenklet enlinjeskjema og kart med en prinsippskisse på hvordan dette potensielt kan løses er vist i figur 29. Det bemerkes at tegnede ledninger fra Eyde til Eydehavn er prinsippskisser og faktiske traséer må vurderes nærmere.

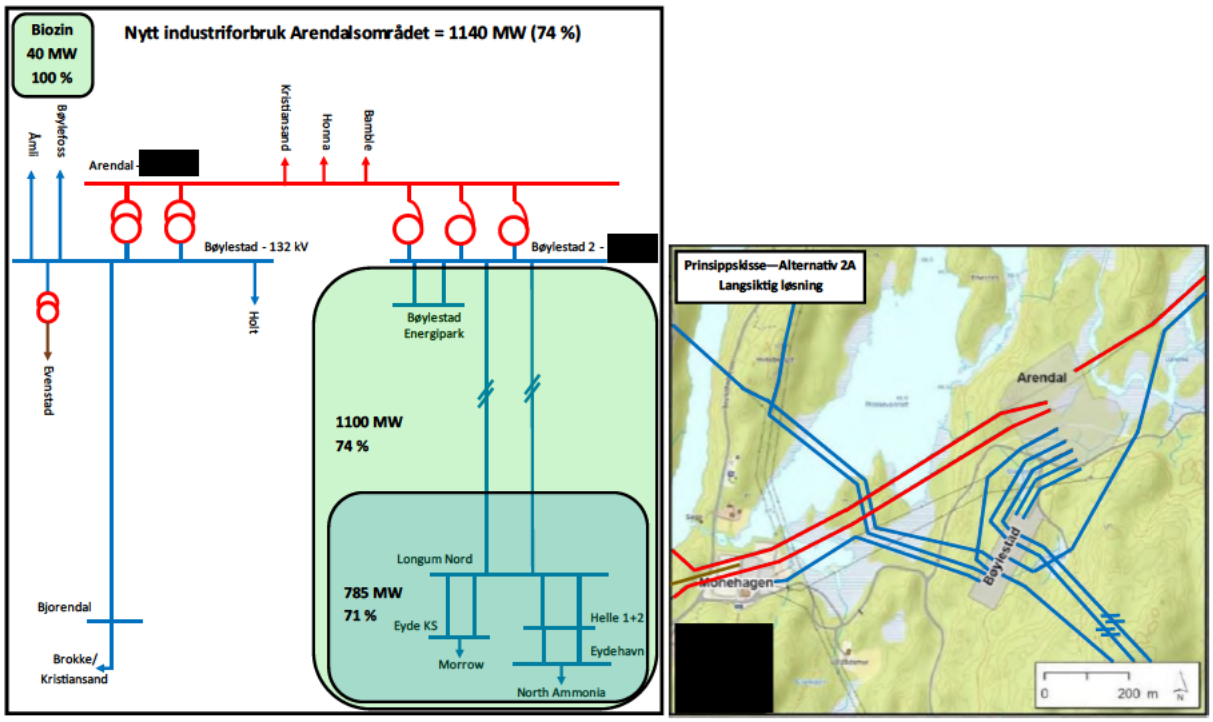


Figur 29 Forenklet enlinjeskjema alternativ 2 og prinsippskisse som viser regionalt distribusjonsnett i Eyde-området

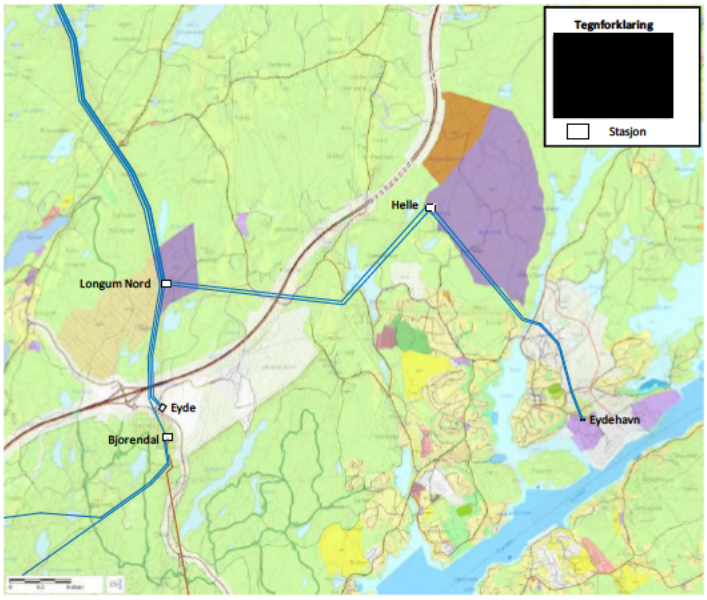
4.2.1 Alternativ 2A – Forsterket 132 kV løsning i separat «industrinett»

For å kunne tilknytte ytterligere forbruk enn beskrevet i kapittel 4.2 må [redacted] transformatorkapasiteten økes. På grunn av blant annet begrensninger beskrevet i kapittel 4.1 kan det ikke etableres flere [redacted] transformatorer i parallell i Arendal transformatorstasjon mot eksisterende 132 kV nett. Dette medfører at nye transformatorer må tilknyttes et separat 132 kV nett.

Til forskjell fra alternativ 1 (1A/1B) vil man med 132 kV duplex-ledninger i mindre grad trenge å bygge nye ledninger. Ved å «koble om» de to nye 132 kV ledningene til det separate «industrinettet» og etablere 3 stk. autotransformatorer mot det nye «industrinettet» i Arendal transformatorstasjon vil man kunne benytte de samme ledningene til å forsyne et større forbruk enn løsningen vist i kapittel 4.2. Figur 30 og figur 31 viser et forenklet enlinjeskjema og kartutsnitt for en slik løsning. Ledningstraséen fra Bøylestad mot Eyde/Longum Nord vil være tilsvarende som vist i figur 28 da det er de samme 132 kV ledningene som «gjenbrukes». Sammenliknet med alternativ 1A (kapittel 4.1.1) som krever totalt 5 ledninger på strekningen Bøylestad – Longum Nord/Eyde vil man med totalt 3 stk. 132 kV ledninger kunne forsyne tilnærmet samme effektbehov i Eyde-området (785 MW i alternativ 2A mot 825 MW i alternativ 1A). Figur 30 viser et forenklet enlinjeskjema for dette alternativet med angivelse av effektkapasitet i de forskjellige områdene og en skisse av mulig 132 kV nett i Bøylestad-området. Figur 31 viser en skisse av mulig 132 kV nett i Eyde-området.



Figur 30 Forenklet enlinjeskjema og kart som viser mulig kraftnett rundt Bøylestad – Alternativ 2A



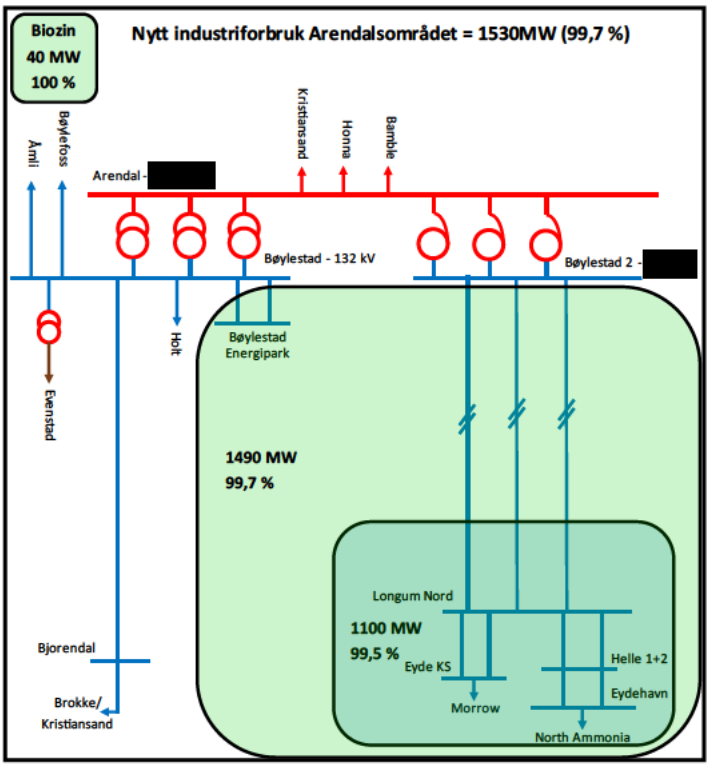
Figur 31 Kart som viser en skisse av mulig regionalt distribusjonsnett i Eyde-området – Alternativ 2A

I dette alternativet vil eksisterende 132 kV nett være tilnærmet likt som i dag, med unntak av at det kreves 2 stk. [redacted] transformatorer i Arendal transformatorstasjon mot dette nettet for at det skal være driftsmessig forsvarlig å tilknytte blant annet Biozin, samt at Bøylestad koblingsstasjon «overtar funksjonen» som dagens Monehagen koblingsstasjon har.

4.2.2 Alternativ 2B – Ytterligere forsterket 132 kV løsning i separat «industrinett»

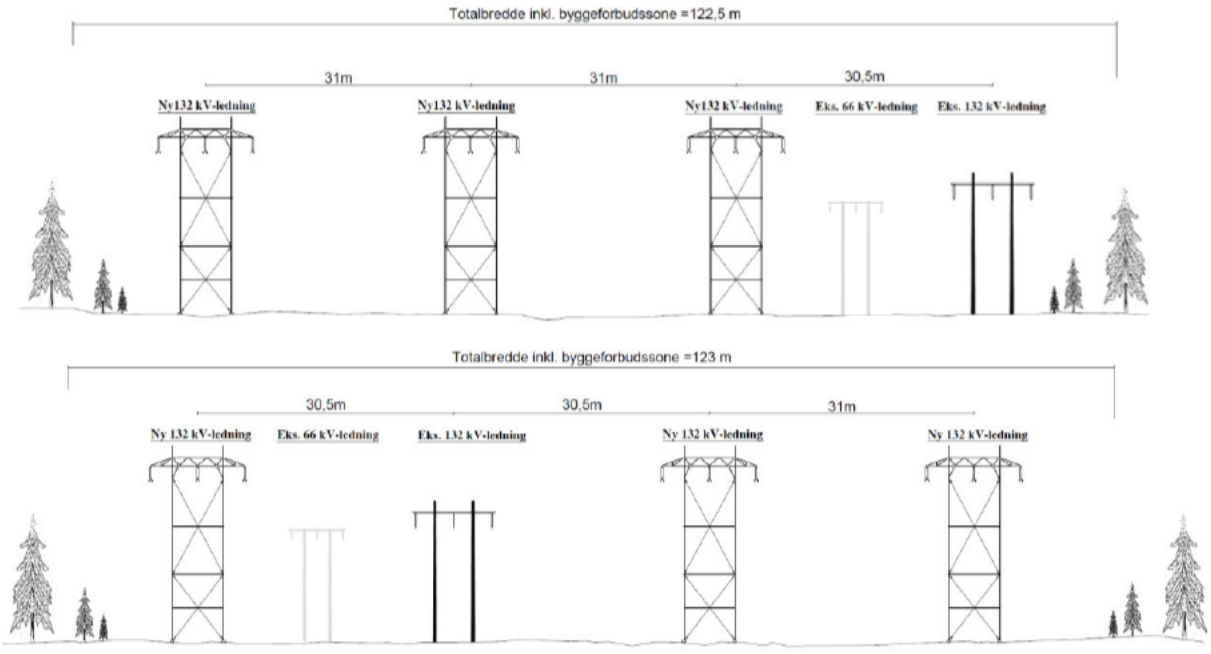
For å legge til rette for ytterligere forbruksvekst i Eyde-området kreves etablering av en ekstra 132 kV duplex-ledning fra Bøylestad til Eyde-området, samt en ekstra 132 kV transformator mot eksisterende 132 kV nett (for å legge til rette for samtidig høyt forbruk i Bøylestad Energipark som da må tilknyttes eksisterende 132 kV nett). Figur 32 viser et forenklet enlinjeskjema for dette

alternativet med angivelse av effektkapasitet i de forskjellige områdene. En slik løsning vil legge til rette for så godt som hele det mulige fremtidige effektbehovet (1530 MW av maksimalt estimert 1535 MW gitt ref. kapittel 2.3).



Figur 32 Forenklet enlinjeskjema – alternativ 2B

Figur 33 viser mulige mastebilder for strekningen Bøylestad – Longum Nord for alternativet avhengig av hvor de nye ledningene plasseres i forhold til de eksisterende ledningene

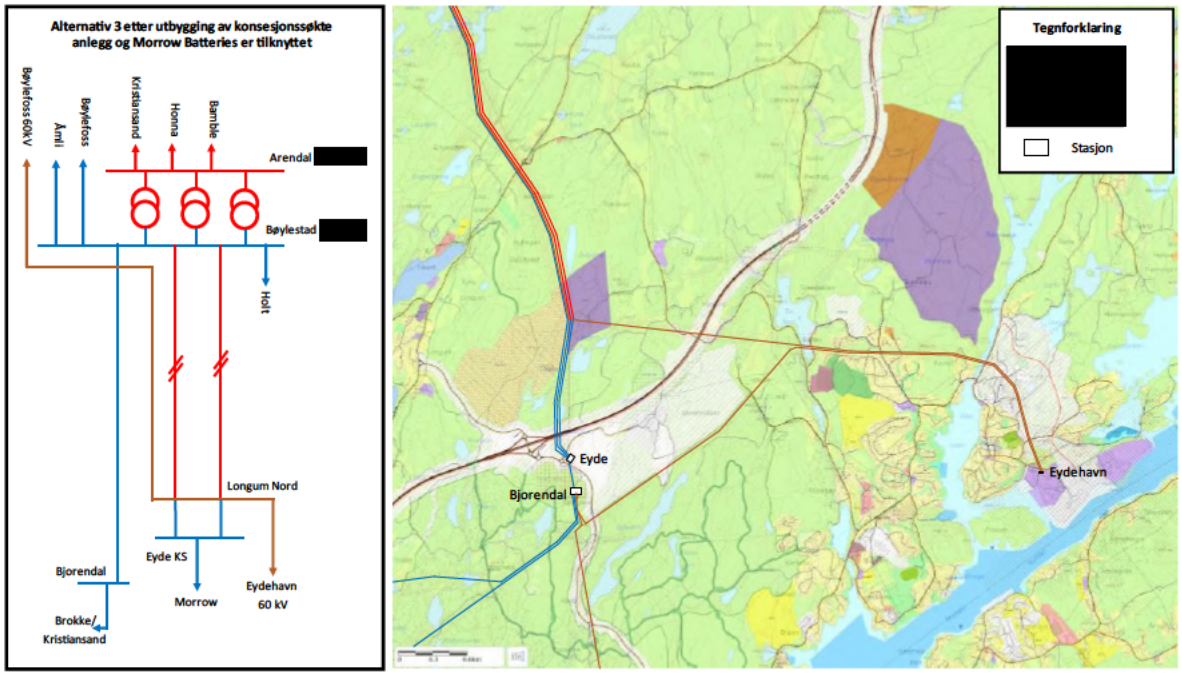


Figur 33 Mulige mastebilder på strekningen fra Bøylestad mot Eyde-området avhengig av hvordan de nye ledningene plasseres i forhold til eksisterende ledninger

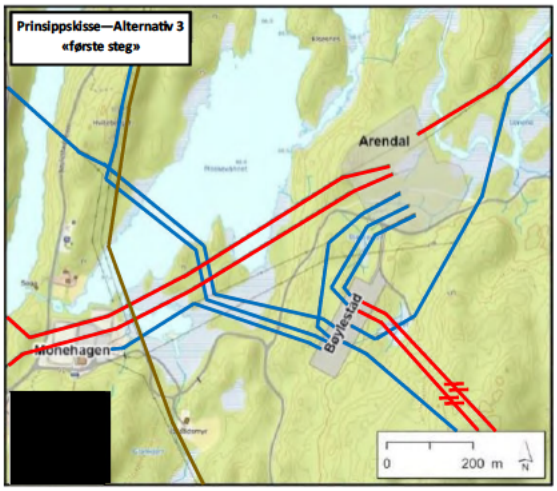
4.3 Alternativ 3 – 420 kV løsning (midlertidig driftet på 132 kV)

Dette alternativet skiller seg i første utbyggingstrinn fra alternativ 2 med at de nye ledningene mellom Bøylestad og Eyde (frem til næringsområdet Longum Nord) bygges som 420 kV ledninger (duplex), men driftes på 132 kV frem til behovet for etablering av et separat «industrinett» eventuelt kommer. En konsekvens av en slik løsning er at mastene blir enda kraftigere (både høyere og bredere) enn 132 kV mastene i alternativ 1 og 2.

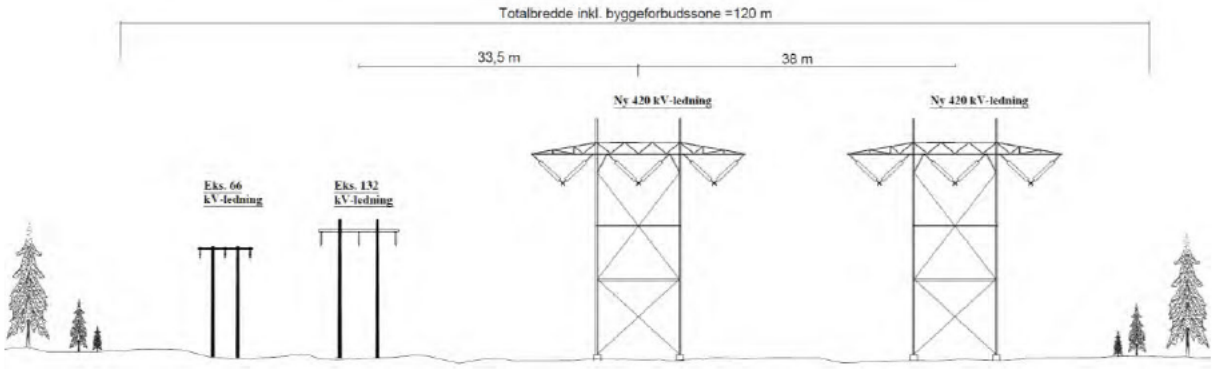
Figur 34 til figur 36 viser et forenklet enlinjeskjema, kartutsnitt og mulig mastebilde for alternativet for første utbyggingstrinn. Denne løsningen vil legge til rette for samme tilknytninger som alternativ 1 og 2 (315 MW hos Morrow Batteries og 40 MW hos Biozin).



Figur 34 Forenklet enlinjeskjema alternativ 3 og kart som viser mulig regionalt distribusjonsnett (og nye [redacted] ledninger) i Eyde-området



Figur 35 Kart som viser mulig kraftnett rundt Bøylestad

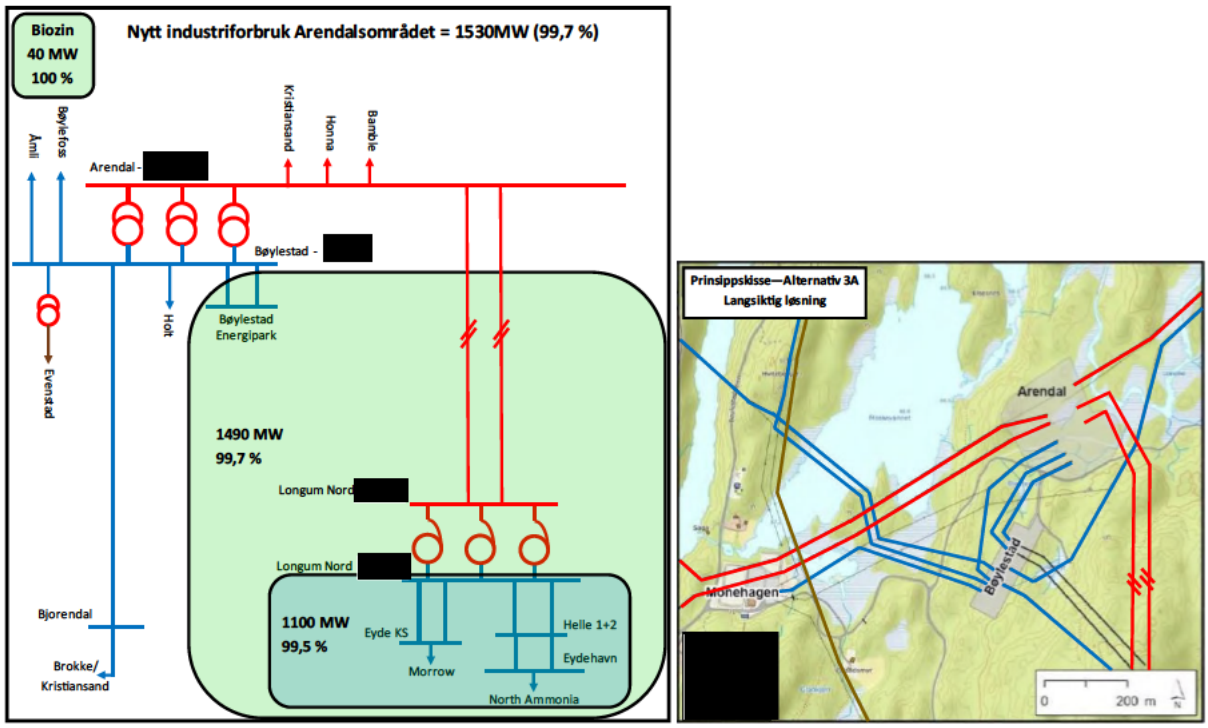


Figur 36 Mulig mastebilde for 420 kV, 132 kV og 60 kV ledninger mellom Bøylestad og Eyde – alternativ 3

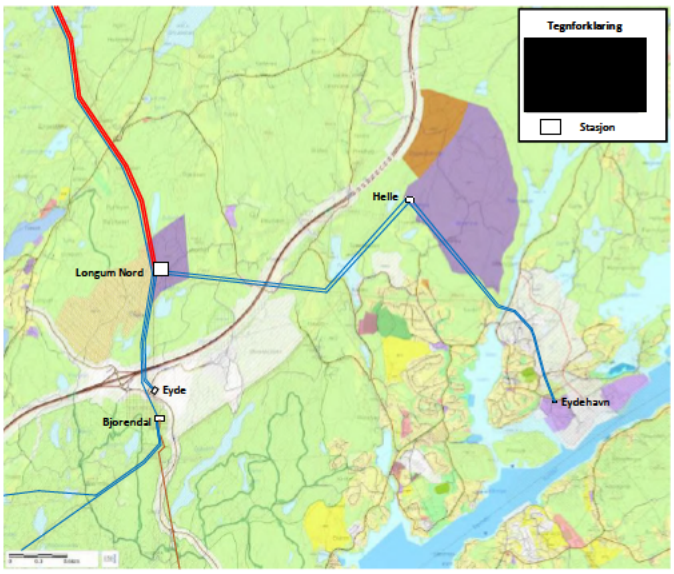
For å tilknytte North Ammonia kreves de samme tiltakene (etablering av 132 kV forbindelser mellom Eyde-området og Eydehavn) som for alternativ 2 (se kapittel 4.2 siste avsnitt).

4.3.1 Alternativ 3A – 420 kV løsning med ny 420/[redacted] kV transformatorstasjon

For å legge til rette for ytterligere forbruksvekst enn beskrevet i kapittel 4.3 må 420/[redacted] kV transformatorkapasiteten økes. Til forskjell fra alternativ 2 (2A og 2B) vil man i dette alternativet etablere økt transformatorkapasitet mellom transmisjonsnettet (420 kV) og det regionale distribusjonsnettet [redacted] i en ny transformatorstasjon i Eyde-området i stedet for i eksisterende Arendal transformatorstasjon. 420 kV ledningene som allerede er bygget må da «forlenges» fra Bøylestad koblingsstasjon frem til Arendal transformatorstasjon og en ny 420/[redacted] kV transformatorstasjon må bygges, i denne utredningen forutsatt i / i nærheten av næringsområdet Longum Nord.



Figur 37 Forenklet enlinjeskjema og kart som viser kraftnett rundt Bøylestad – Alternativ 3A



Figur 38 Kart som viser en skisse av transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett i Eyde-området – Alternativ 3A

Som for alternativ 2B vil denne løsningen legge til rette for så godt som hele det mulige fremtidig effektbehovet.

I likhet med alternativ 2A og 2B vil eksisterende 132 kV nett være tilnærmet likt som i dag, med unntak av at det kreves 2-3 stk. [redacted] transformatorer i Arendal transformatorstasjon mot dette nettet for at det skal være driftsmessig forsvarlig å tilknytte Biozin og Bøylestad Energipark (faktisk effektbehov til Bøylestad Energipark vil i stor grad styre behovet for antall [redacted] transformatorer), samt at Bøylestad koblingsstasjon «overtar funksjonen» fra dagens Monehagen koblingsstasjon.

4.4 Andre vurderte alternativer

I dette kapittelet er alternativer som har vært vurdert gjennom utredningsprosessen, men som er forkastet før nærmere vurderinger er gjort, kort beskrevet.

4.4.1 Alternativ 420 kV forsyning til Longum Nord

Statnett har vurdert hvorvidt etablering av en ny 420 kV stasjon på Longum Nord bør sees i sammenheng med øvrige nettforsterkninger i transmisjonsnettet, og spesielt behovet for å forsterke Østre korridor slik som identifisert i områdestudiet «Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet»[3] publisert i desember 2022. Større forbruk i Arendalsområdet vil øke behovet for nettforsterkninger i Østre korridor og må sees i sammenheng med øvrig utvikling i forbruk og produksjon på Sør- og Østlandet for å avgjøre hvor mye forbruk som er mulig å tilknytte dagens transmisjonsnett. Uavhengig av om en nettforsterkning i Østre korridor legges til Longum Nord, Arendal stasjon, eller mellom andre transmisjonsnettstasjoner vil det være behov for redundant forsyning, med 2 separate 420 kV ledninger, mellom Arendal og Longum Nord i alternativ 3. Dette for å ivareta nødvendig kraftoverføring i revisjons- og feilsituasjoner.

4.4.2 Direkte etablering av 420 kV transformering Longum Nord

Alle alternativene, inkludert alternativ 3, er forutsatt gjennomført «trinnvis» ved at det i første utbyggingstrinn kun bygges nett for forsyning av de konkrete tilknytningsforespørslene, men på en slik måte at det vil være mulig å utvide kapasiteten til også å forsyne nytt større forbruk på de nye

næringsområdene i fremtiden. For alternativ 3 innebærer det blant annet å drifte 420 kV ledningene på 132 kV i første omgang.

Utbygging av et 420 kV alternativ der man drifter ledningene på 420 kV fra starten av vil i teorien være en mulig løsning, men vil da kreve at det etableres en ny 420/[redacted] kV transformatorstasjon i området rundt Longum Nord fra starten av. Da en slik ny stasjon krever betydelig planleggings- og utbyggingstid ville det medføre en betydelig forsinkelse i når de første kundene (f.eks. Morrow Batteries) kan tilknyttes. Løsningen vil heller ikke, slik Glitre Nett har vurdert det, medføre noe større økonomisk besparelse da denne nye stasjonen ikke «overtar» funksjoner i betydelig grad fra andre planlagte anlegg (som f.eks. Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner). Kostnadene for alternativet vil derfor i stor grad samsvare med beskrevet alternativ 3.

4.5 Oppsummering effektkapasitet alternative løsninger

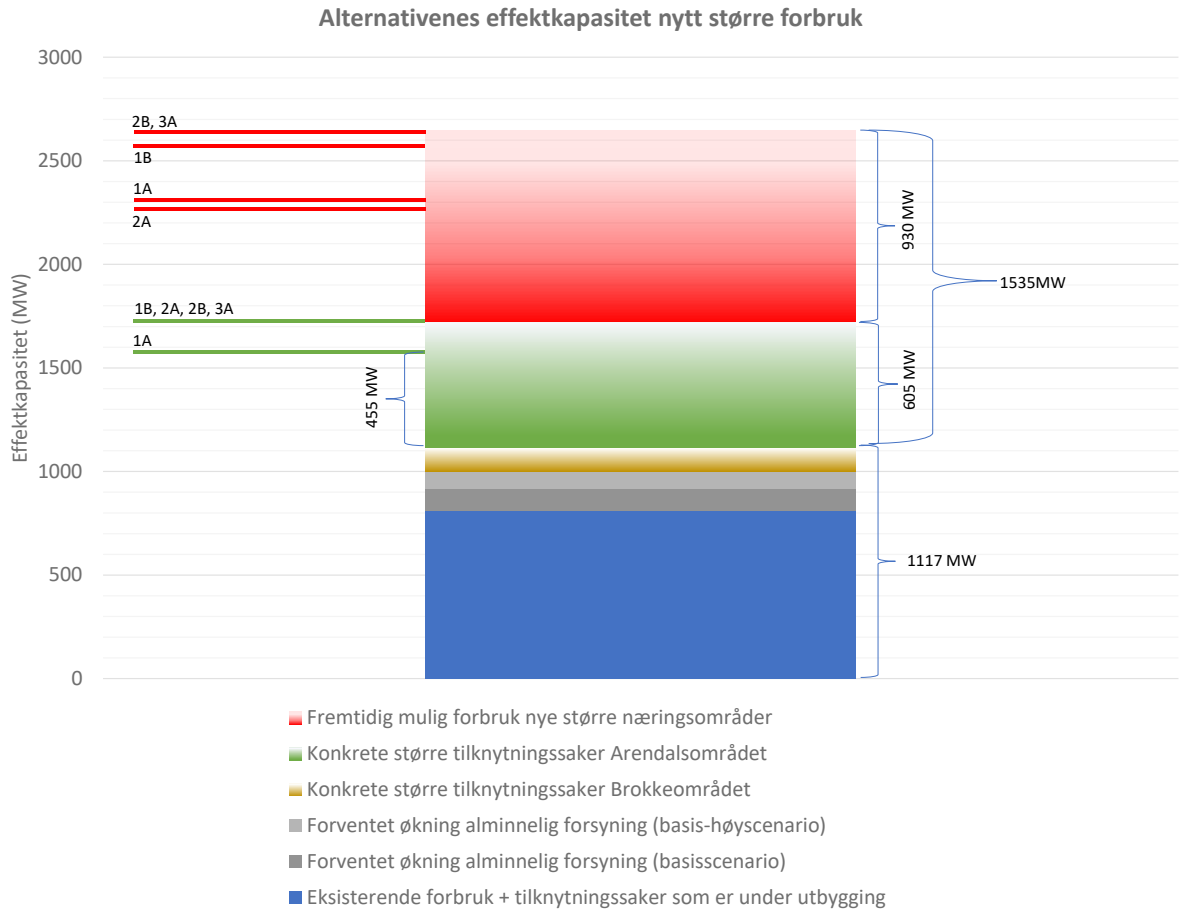
Basert på alternativsbeskrivelsene i kapittel 4.1 til 4.3 er alternativenes effektkapasitet illustrert i figur 39 sammen med mulig fremtidig effektbehov i området. Figuren må leses slik:

- Først viser figuren hvor mye av forbruket til de konkrete tilknytningssakene i Arendalsområdet alternativene legger til rette for (Morrow Batteries, North Ammonia og Biozin). Dette er markert med grønne linjer.
- Videre viser figuren hvor mye av mulig fremtidig forbruk på de nye næringsområdene alternativene legger til rette for, i tillegg til de konkrete tilknytningssakene (forrige punkt). Dette er markert med røde linjer.

Forventet økning i alminnelig forsyning (høy-scenario) og tilknytningssakene i Brokkeområdet er inkludert i alle vurderingene.

Figur 39 viser at alle alternativene, med unntak av alternativ 1A, vil kunne forsyne alle konkrete større tilknytningssaker i Arendalsområdet. Alternativ 1A vil ha noe begrenset kapasitet til forsyning av Morrow Batteries og North Ammonia dersom disse kundene realiseres fullt ut (med maksimalt potensielt effektbehov).

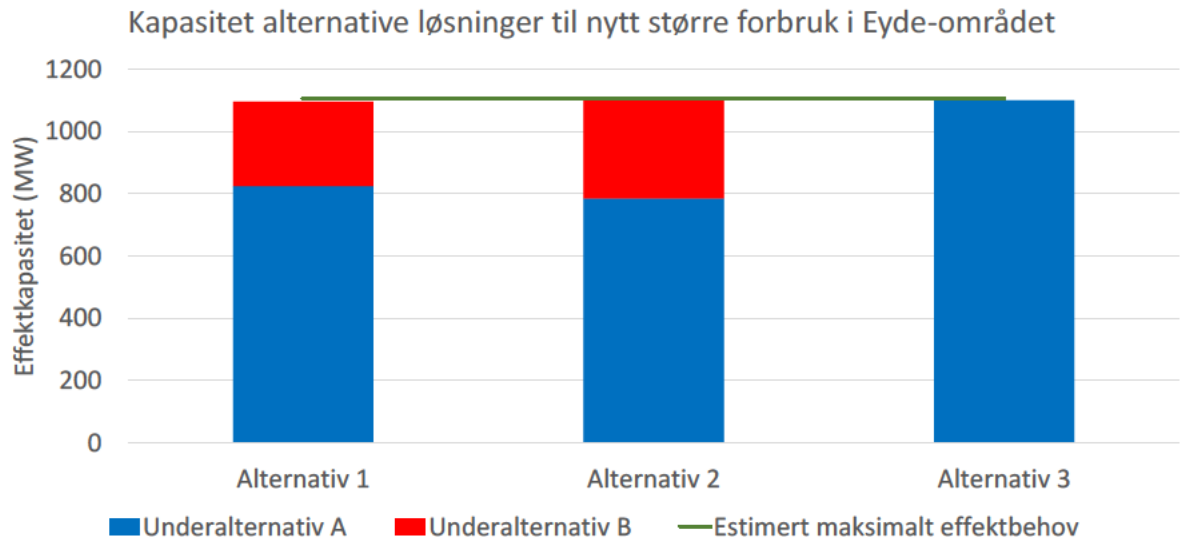
Alternativ 2B og 3A vil (tilnærmet) kunne forsyne mulig fremtidig effektbehov i nye næringsområder, mens alternativ 1A og 2A vil kunne forsyne ca. 60 %. Alternativ 1B vil kunne forsyne ca. 92 % av mulig fremtidig effektbehov.



Figur 39 Alternativenes effektkapasitet sammenliknet med mulig fremtidig effektbehov

Figur 39 viser ikke hvor mye kapasitet som vil være tilgjengelig i Eyde-området i Arendal kommune hvor store deler av de konkrete tilknytningssakene og nye næringsområdene er lokalisert. For dette området er det begrensninger i overføringskapasitet i kraftledninger fra Arendal transformatorstasjon (Bøylestad) til Eyde-området som er avgjørende. Figur 40 oppsummerer alternativenes effektkapasitet til Eyde-området.

Figuren viser at alle alternativene kan tilfredsstille så godt som hele det mulige fremtidige effektbehovet i området. Alternativ 1 og 2 krever realisering av underalternativ B for å dekke over 70 – 75 % av det mulige fremtidige effektbehovet.



Figur 40 Alternativenes effektkapasitet i Eyde-området sammenliknet med mulig fremtidig effektbehov

5 Teknisk-økonomisk analyse

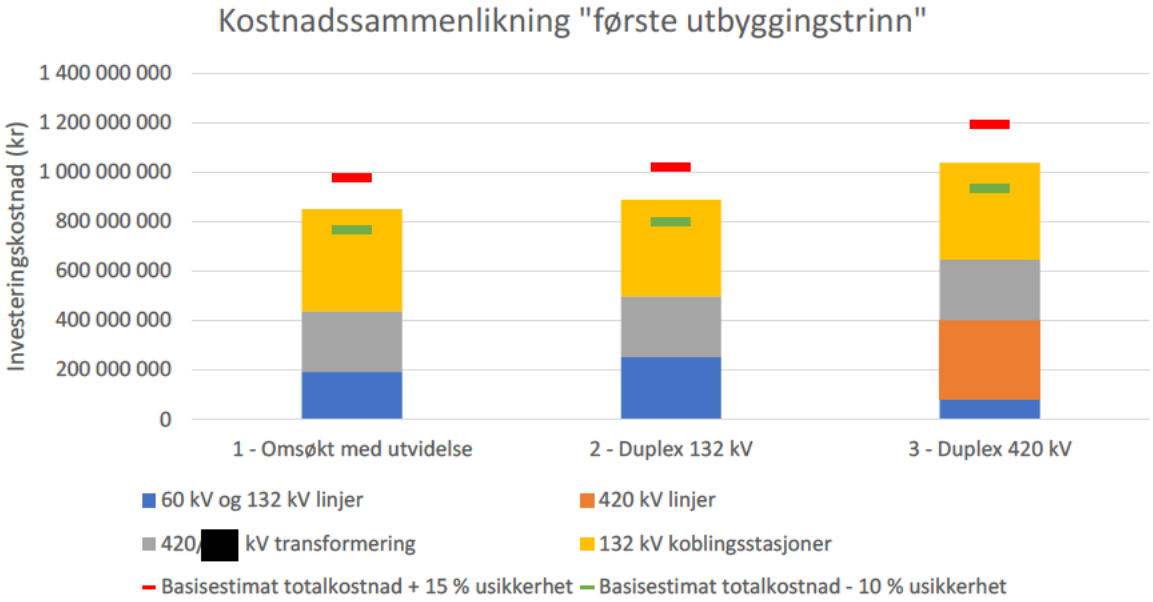
5.1 Investeringskostnader

Investeringskostnadene for de forskjellige alternativene er grovt estimert. Det er estimert investeringskostnader for første utbyggingstrinn som vil legge til rette for tilknytning av Morrow Batteries og Biozin som beskrevet i alternativ 1, 2 og 3. Dette viser forskjellen i investeringskostnaden som må bæres i første utbyggingstrinn og er uavhengig av videre utvikling av forbruk i området. Videre er det estimert totale investeringskostnader for alternativene dersom de blir realisert «fullt ut» som beskrevet i alternativene 1A, 1B, 2A ,2B og 3A. Dette inkluderer da kostnader for blant annet koblingsstasjon ved Longum Nord og Helle næringsområder og utbygging/ombygging av regionalt distribusjonsnett til Helle og Eydehavn. Disse kostnadene vil være avhengig av faktisk forbruksutvikling i området.

Figur 41 og figur 42 viser estimert investeringskostnad og visualiserer differansen for første utbyggingstrinn. Kostnadene øker fra alternativ 1 til alternativ 2 og 3 da kraftledningene mellom Bøylestad og Eyde er mer kostbare jo «kraftigere» disse dimensjoneres.

Figurene viser en relativt liten merkostnad i for første utbyggingstrinn for alternativ 2 i forhold til alternativ 1. Dette skyldes blant annet at Eyde koblingsstasjon kan bygges med noen færre bryterfelt i alternativ 2 enn alternativ 1 da eksisterende ledning Monehagen (fremtidig Bøylestad) – Bjorendal ikke går innom Eyde koblingsstasjon i alternativ 2. Deler av merkostnaden for «kraftigere» ledninger kompenseres med en lavere kostnad for Eyde koblingsstasjon.

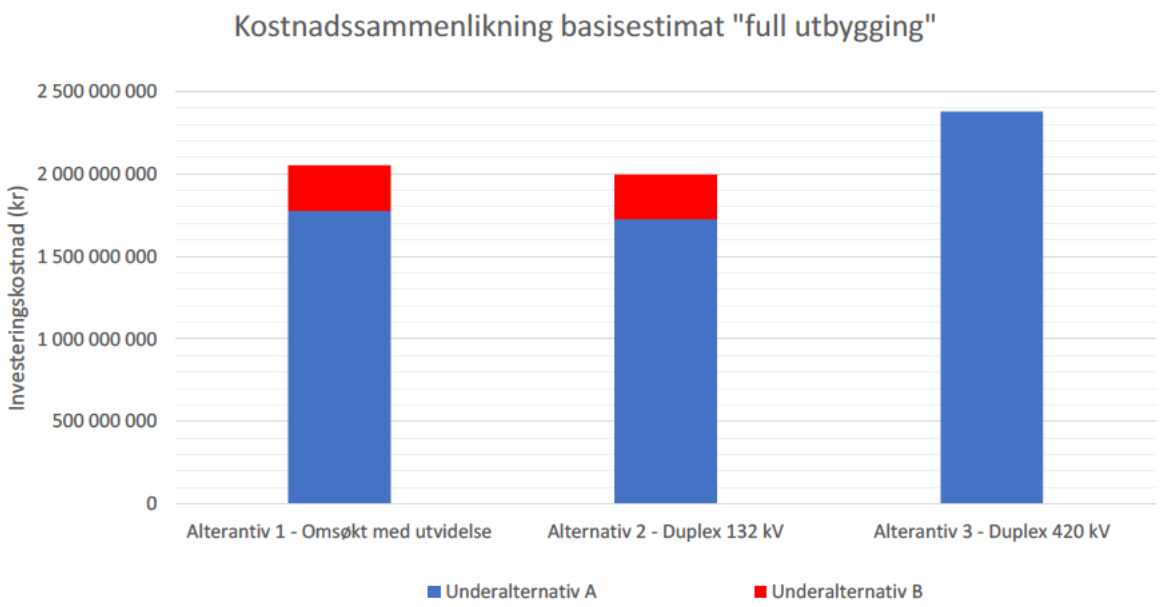
Alternativ 3 medfører en relativt betydelig merkostnad i forhold til alternativ 1 og 2 på grunn av merkostnaden ved å bygge 420 kV ledninger. Også i dette alternativet kan Eyde koblingsstasjon bygges noe mindre, men besparelsen er relativt liten i forhold til merkostnaden for 420 kV ledninger.



Figur 41 Estimerte investeringskostnader «første utbyggingstrinn»

Figur 42 Forskjell i investeringskostnad mellom alternativene for første utbyggingstrinn

Figur 43 viser estimert kostnad ved full utbygging av alternativene. Figuren viser at kostnadene for alternativ 2 er noe lavere enn alternativ 1. Dette skyldes i hovedsak at alternativ 2 innebærer færre (men noe kraftigere ledninger) enn i alternativ 1. Alternativ 3 er også ved full utbygging det mest kostbare alternativet.



Figur 43 Estimerte investeringskostnader ved «full utbygging»

Grunnlaget for kostnadsestimatene for anlegg i regionalt distribusjonsnett er i stor grad basert på tidligere utredede kostnadsestimater for Eyde og Bøylestad koblingsstasjoner og omsøkte 132 kV ledninger Bøylestad – Eyde. For anlegg som er forskjellige fra tidligere kostnadsestimerte løsninger, f.eks. 132 kV duplex-ledninger, er det benyttet samme metodikk og konsulentbistand som for estimering av omsøkte anlegg for å få kostnadssammenlikningene så reelle som mulig. For fremtidige nye anlegg som transformatorstasjoner i Longum Nord og Helle næringsområder er det pr. april 2023 svært begrenset med informasjon om hvilke anleggsløsninger det eventuelt vil bli behov for, deriblant nødvendig ytelse/antall/spenningsnivå på transformatorer som skal forsyne fremtidige

kunder. For disse stasjonene er derfor kun kostnad for 132 kV koblingsanlegg inkludert i beregningene, inkludert 2 stk. 132 kV transformatorfelt. For ombygging/spenningsoppgradering av Eydehavn transformatorstasjon er kostnader fra pågående konseptvalgutredning (KVU) for tilknytning av North Ammonia benyttet.

For anlegg i transmisjonsnettet er kostnader innhentet fra Statnett som delvis har benyttet seg av kostnadsestimater utarbeidet i forbindelse med planlegging av utvidelse i Arendal transformatorstasjon. For andre anlegg, som for eksempel 420 kV ledninger eller ny 420 kV transformatorstasjon, er erfaringstall fra andre prosjekter benyttet som grunnlag.

Investeringskostnadene er oppgitt i nyverdi i 2023-kroner. Ofte benyttes nåverdimetoden for å sammenlikne investeringskostnadene mellom alternative løsninger for å inkludere den økonomiske påvirkningen gjennomføring av tiltak til forskjellig tidspunkt alternativene imellom har. I denne utredningen vil tiltakene måtte utføres tilnærmet samtidig uavhengig av valgt alternativ og det er også en relativt stor usikkerhet i når de forskjellige tiltakene må gjennomføres. Det er derfor valgt å oppgi investeringskostnadene i nyverdi.

5.2 Tapskostnader

Tapskostnadene i nettet vil variere mellom alternativene. I dette kapittelet er det beregnet nettap for to situasjoner:

1 – Etter første utbyggingstrinn hvor Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner, samt ledninger mellom disse er bygget, og hvor Morrow Batteries og Biozin er tilknyttet (totalt 355 MW). Det presiseres at i dette utbyggingstrinnet er de nye ledningene i alle alternativene driftet på 132 kV spenningsnivå, også alternativ 3 selv om ledningene er bygget for fremtidig 420 kV drift.

2 – Ved «full utbygging» som betyr utbygging av konkrete tilknytningssaker og utbygging av kraftintensiv industri på næringsområdene med et samlet effektbehov på 1455 MW. Dette tilsvarer maksimal utnyttelse av alternativene 1B og er valgt for å kunne sammenlikne alternativ 1B, 2B og 3A med samme forbuksgrunnlag. Følgende nytt forbruk i Arendalsområdet lagt til grunn for tapsberegningene:

Morrow Batteries	–	315 MW
Biozin	–	40 MW
North Ammonia	–	233 MW
Longum Nord	–	168 MW
Helle (1+2)	–	336 MW
Bøylestad Energipark	–	364 MW
SUM	–	1 455 MW

Ved beregning av tap er tap i eksisterende 132 kV nett og det nye separate «industrinettet» beregnet hver for seg. Grunnen til dette er at tapsbrukstiden for det kraftintensive forbruket i «industrinettet» trolig vil være høyere enn tapsbrukstiden i eksisterende 132 kV nett. Basert på historiske data beskrevet i Regional Kraftsystemutredning for Agder 2022 – 2041 (KSU 2022) er tapsbrukstiden i

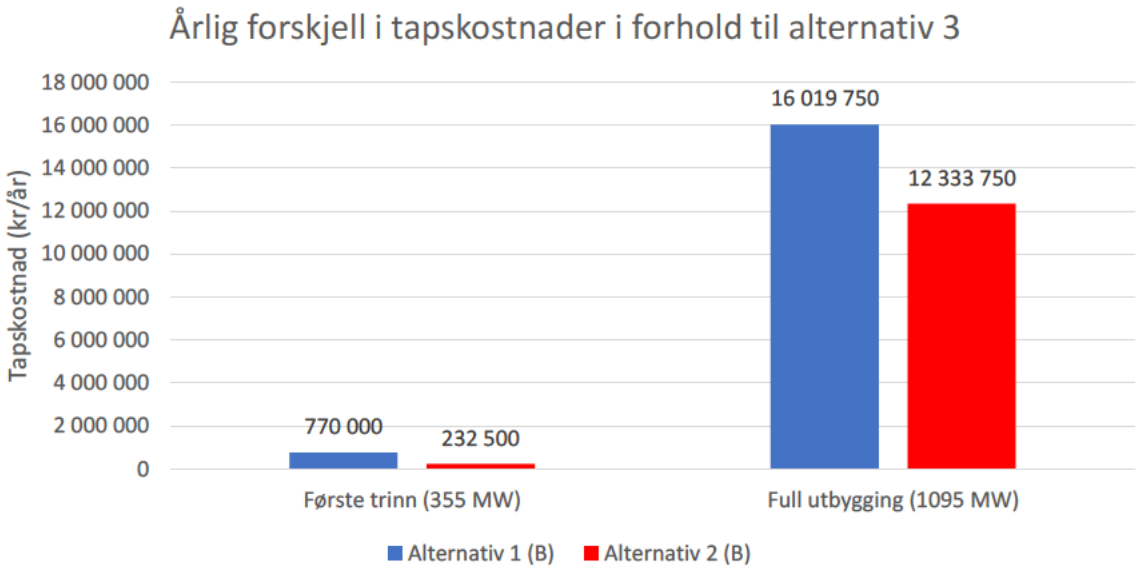
eksisterende 132 kV nett antatt til 5000 timer[6]. For «industrinettet» er tapsbrukstiden antatt til 6500 timer.

Kraftprisen er satt til 50 øre/kWh. For beregning av nåverdi av fremtidige tapskostander er analyseperioden satt til 40 år og kalkulasjonsrenten til 4 %. Alle verdier i henhold til anbefaling fra NVE som er benyttet i KSU 2022.

For begge situasjonene (1 og 2) er beregnet nettap lavest for alternativ 3. Da det er forskjellen i nettap mellom alternativene som er interessant er verdiene i det videre oppgitt som forskjell (økning) i forhold til alternativ 3.

Figur 44 viser forskjell i tapskostnader pr. år. Figuren viser at tapskostnadene er relativt små for første utbyggingstrinn sammenliknet med investeringskostnadene beskrevet i kapittel 5.1. Tapskostnadene er lavere for alternativ 2 enn alternativ 1 på grunn av etablering av duplex-ledninger i stedet for simplex-ledninger fra Bøylestad til Eyde. For alternativ 3 (som tapskostnadene er sammenliknet mot) er tapskostnadene beregnet enda noe lavere på grunn av at forutsatt linetype for 420 kV ledninger har marginalt lavere resistans enn forutsatte 132 kV ledninger, men forskjellen her er så liten at endelig valg av linetype kan «fjerne» denne forskjellen.

For full utbygging viser figurene at tapsforskjellen er betydelig større. Hovedårsakene til dette er at forbruket er betydelig høyere og at ledningene mellom Arendal transformatorstasjon (Bøylestad) og Eyde-området i denne situasjonen driftes på 420 kV i alternativ 3 som det sammenliknes mot.



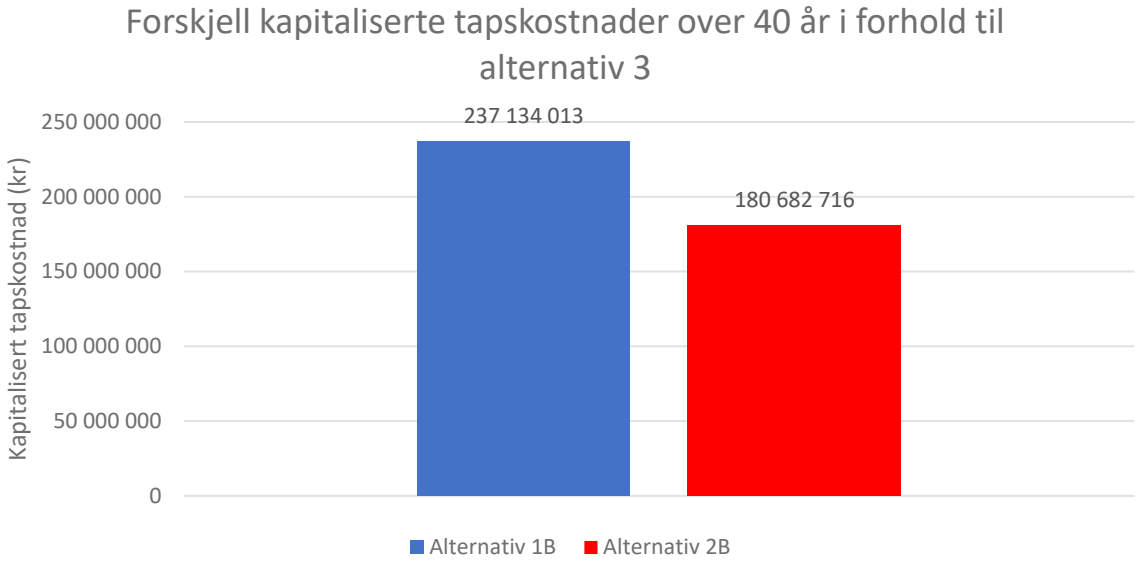
Figur 44 Årlig forskjell (økning) i tapskostnader sammenliknet med alternativ 3

[6] Tapsbrukstiden i eksisterende 132 kV nett er relativt høyt på grunn av mye lokal produksjon. Det gjør at nettapet ofte er relativt høyt selv om forbruket er lavt (som på sommeren) på grunn av nettbelastningen som den lokale produksjonen medfører.

For beregning av forventet forskjell i nåverdi av tapskostander over analyseperioden (40 år) er følgende forenklinger gjort da det vil være en trinnvis opptrapping av forbruket:

- Tapskostnadene for «første trinn» er benyttet for de første 6 årene (fra 2024 til 2029)
- Tapskostnadene for «full utbygging» er benyttet for de 34 siste årene (frem til 2083)

Figur 45 viser forskjell i nåverdi av fremtidige tapskostander i analyseperioden. Sammenliknet med alternativ 3 medfører alternativ 1 (B) og 2 (B) i størrelsesorden 180 – 240 mill. NOK økte tapskostnader dersom det blir en utbygging opp imot mulig fremtidig effektbehov. Det presiseres at dersom forbruket blir mindre enn forutsatt vil nettapet også reduseres. Dette gjelder også forskjellene i tap mellom alternativene (dvs. man vil «spare» mindre ved å velge alternativ 3A dersom faktisk fremtidig forbruk blir mindre)



Figur 45 Nåverdi fremtidig forskjell (økning) i tapskostnader sammenliknet med alternativ 3

5.3 Avbruddskostnader

Som beskrevet i kapittel 2.3.2 er det i denne utredningen lagt til grunn at alternativene skal tilfredsstille N-1 kriteriet. Enkle feil i kraftsystemet skal derfor i utgangspunktet ikke medføre forskjell i avbruddskostnader alternativene imellom. Det forventes derfor en relativ lik avbruddskostnad for de forskjellige alternativene og forskjellene er derfor ikke kvantitativt beregnet.

5.4 Drift- og vedlikeholdskostnader

For grovestimering av drift- og vedlikeholdskostnader for de forskjellige alternativene er det benyttet en forenklet metode hvor det forutsettes en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 1,5 % anleggenes ny-verdi (anleggskostnad[7]). Det er beregnet drifts- og vedlikeholdskostnader for alternativene 1B, 2B og 3A da disse alternativene er mest sammenliknbare i forhold til effektkapasitet.

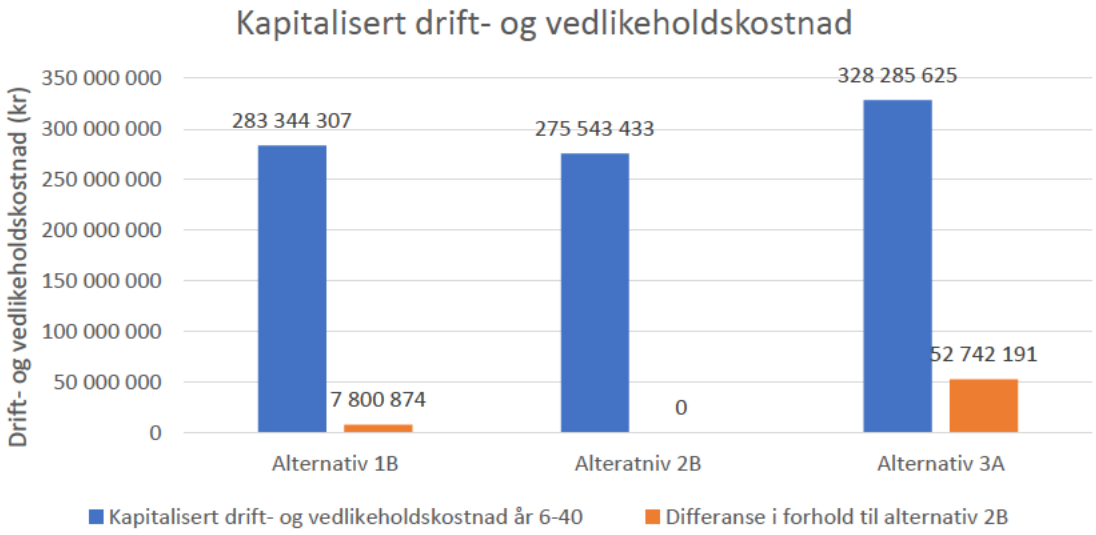
Ved beregning av kapitaliserte tapskostnader i analyseperioden (40 år) er det antatt økt vedlikeholdskostnad påløper på et fast nivå fra og med år 6 da det vil ta en del år å realisere alle tiltak

[7] Anleggskostnad skiller seg fra investeringskostnad for et anlegg ved at kostander til prosjektering, riggkostander, administrative kostander o.l. ikke er inkludert i anleggskostnad. Det er i denne rapporten antatt en anleggskostnad på 60 % av investeringskostnadene oppgitt i kapittel 5.1

i de beskrevne alternativene og dermed noen år før drift- og vedlikeholdskostnadene gjør seg gjeldende.

Beregnede drifts- og vedlikeholdskostnader er vist i figur 46. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er estimert høyest for alternativ 3A og lavest for 2B. Det er stor usikkerhet i dette estimatet på dette planleggingsstadiet og med valgt forenklede beregningsmetode, men «rangeringen» av alternativene ansees som sannsynlig blant annet med bakgrunn i følgende:

- Alternativ 3 skiller seg i hovedsak ut fra de andre alternativene ved at det kreves etablert en ekstra 420 kV transformatorstasjon (i området Longum Nord) i stedet for å utvide eksisterende Arendal transformatorstasjon. Dette vil medføre «dublering» av en del funksjoner som f.eks. nødvendig bygningsmasse, kommunikasjonsløsninger etc., som vil medføre noe økt drift- og vedlikeholdskostnad
- Alternativ 1 skiller seg ut med at det kreves mange parallelle ledninger fra Bøylestad til Eyde-området i forhold til alternativ 2 og 3. Dette vil medføre et større ryddebelte som må vedlikeholdes (linjerydding) og også kreve mer tid til inspeksjon/befaring av selve kraftledningene.



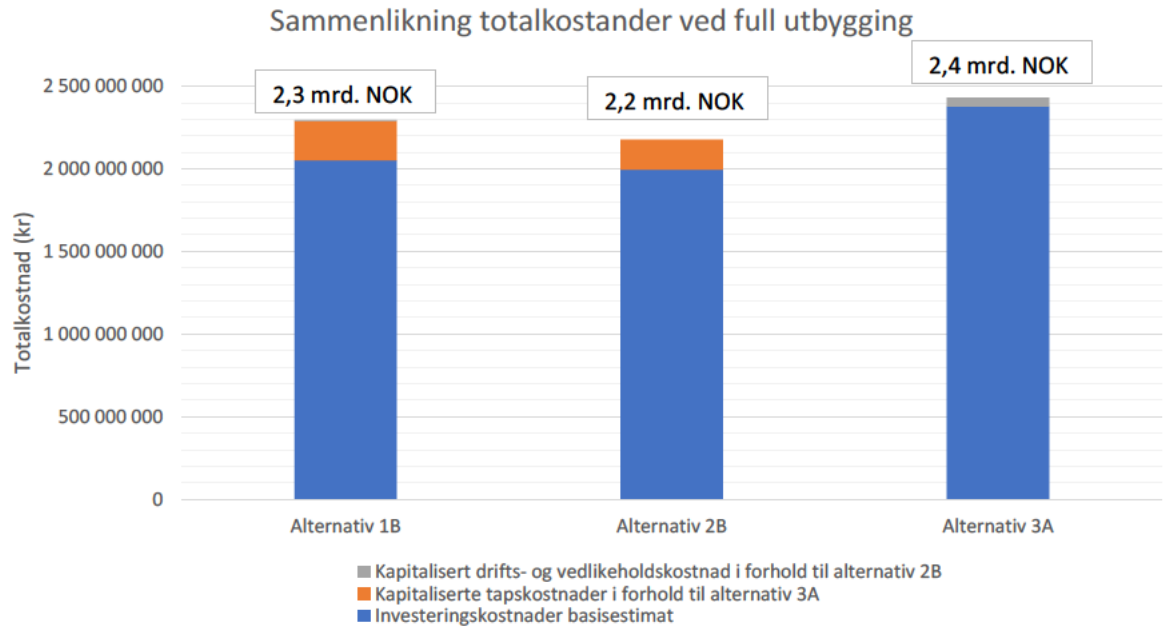
Figur 46 Kapitaliserte drifts- og vedlikeholdskostnader

5.5 Restverdi

Beregning av restverdi er i denne utredningen vurdert som uvesentlig for sammenlikning av alternativene da investeringene vil måtte gjøres tilnærmet samtidig og komponentene (transformatorstasjonene og kraftledningene) har tilnærmet lik forventet levetid uavhengig av alternativ. Det er derfor ikke beregnet restverdi for anleggene i denne utredningen.

5.6 Totale kostnader – full utbygging

Figur 47 viser en sammenlikning av totalkostnader for alternativ 1B, 2B og 3A som har tilnærmet samme effektkapasitet, både totalt og i Eyde-området. Totalkostnadene inkluderer de kostnadsberegnede kostnadene til investering, tap og drift- og vedlikehold. Da hensikten med sammenlikning av totale kostnader er å se forskjellen mellom alternativene er taps-, drift- og vedlikeholdskostnader oppgitt som forskjell fra «beste» alternativ hvor kostanden er satt til 0.



Figur 47 Sammenlikning totale kostnader

Figuren viser at alternativ 2B er alternativet med lavest totalkostnad, ca. 100 mill. NOK rimeligere enn alternativ 1B og ca. 200 mill. NOK rimeligere enn alternativ 3A. Kostnadsforskjellen øker dersom forbruket blir mindre en forutsatt da nettapet, og forskjellen i nettap mellom alternativene, blir mindre ved lavere forbruk. Det presiseres at kostnadsestimatene har relativt stor usikkerhet blant annet på grunn av svært lite detaljnivå på f.eks. nye potensielle transformatorstasjoner på Longum Nord og Helle næringsområder, usikkerhet i trasévalg for mange av ledningene, usikkerhet i faktisk forbruk og forbruksprofil etc. Det er likevel vurdert som en god nok sammenlikning med hensyn på å avdekke hvilket alternativ som vil ha lavest/høyest totalkostnad, selv om absoluttnivået har en relativt stor usikkerhet.

5.7 Ikke-kostnadssatte virkninger

I tillegg til de kostnadssatte forskjellene beskrevet i kapittel 5.1 til 5.6 er det flere forhold som skiller alternativene fra hverandre men som er vanskelig å sette konkrete kostnadsvirkninger på med det detaljnivået denne utredning er bygget på. Noen av disse forskjellene er beskrevet i kommende underkapitler.

5.7.1 Tiltak i eksisterende transformatorstasjoner på grunn av økt kortslutningsytelse

Konsesjonssøkt løsning innebærer blant annet [redacted] transformatorer mot eksisterende 132 kV nett i Arendal transformatorstasjon (Bøylestad) samt parallellkobling av [redacted] 132 kV ledninger mellom Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner. En slik konfigurasjon medfører betydelig økt kortslutningsytelser i eksisterende 132 kV nett. For at denne endringen ikke skal svekke funksjonaliteten til eksisterende stasjoner, spesielt vernsystemene, vil dette kunne kreve delvis ombyggings-/fornyelsestiltak i mange nærliggende transformatorstasjoner i Arendalsområdet.

Disse kostnadene er ikke inkludert i investeringskostnadene i kapittel 5.1 da kostandene blant annet vil være avhengig av detaljerte anleggsløsninger i blant annet Arendal transformatorstasjon og Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner som først vil bli spesifisert under detaljprosjekteringen av tiltakene. Et grovt overslag tilser at disse kostnadene kan være i størrelsesorden 50 – 100 mill. NOK.

I alternativ 2 og 3, hvor det er forutsatt kraftigere nye forbindelser til Eyde-området, vil det ikke være behov for å drifte [redacted]. forbindelser mellom Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner i parallell, men eksisterende 132 kV ledning kan gå direkte fra Bøylestad til Bjorendal. Dette vil redusere kortslutningsytelsen noe i deler av eksisterende 132 kV nett. Videre vil en slik løsning legge til rette for at 132 kV anlegget i Bøylestad kan deles i 2 «drifter» med det separate «industrinettet» som beskrevet i alternativ 2B. Det er da mulig å redusere antall [redacted] transformatorer mot eksisterende 132 kV nett til [redacted] transformatorer i stedet for [redacted]. Dette vil begrense kortslutningsytelsen som reduserer behov for tiltak i omkringliggende eksisterende transformatorstasjoner. Det vil derimot gi behov for flere [redacted] transformatorer i Arendal transformatorstasjon på et tidligere tidspunkt. Detaljerte vurderinger rundt dette vil vurderes i videre planlegging av anlegget når alternativ systemløsning er besluttet.

Oppsummert vil en overgang til kraftigere ledninger fra Bøylestad til Eyde kunne medføre mindre behov for tiltak i omkringliggende transformatorstasjoner. Dette forsterker konklusjonen i kapittel 5.6 at alternativ 2 vurderes totalt sett som et bedre alternativ enn alternativ 1.

5.7.2 Potensiell forenkling av Eyde koblingsstasjon

Som beskrevet i kapittel 5.7.1 vil alternativ 1 ha flere ledninger inn til Eyde koblingsstasjon enn i alternativ 2 og 3. I en situasjon med betydelig utbygging av forbruk i Arendalsområdet (alternativ 2A, 2B og 3) vil antall ledningen inn til Eyde koblingsstasjon reduseres til 2 stk. og kun forsyne Morrow Batteries. Dette medfører at Eyde koblingsstasjon vil bli en mindre «sentral» stasjon i alternativ 2 og 3 i forhold til alternativ 1. Stasjonen kan da bygges med enklere anleggsløsninger enn omsøkt. Dette vil redusere kostnaden for Eyde koblingsstasjon ytterligere i forhold til antatt anleggsløsning i kapittel 5.1. De konkrete løsningene for Eyde koblingsstasjon vil vurderes i videre planlegging av anlegget i samarbeid mellom Glitre Nett og kundene som blir berørt av løsningene når alternativ systemløsning er besluttet.

Oppsummert vil en overgang til kraftigere ledninger fra Bøylestad til Eyde kunne gi enklere anleggsløsninger med tilhørende kostnadsbesparelser i Eyde koblingsstasjon. Dette forsterker konklusjonen i kapittel 5.6 om at alternativ 2 vurderes totalt sett som et bedre alternativ enn alternativ 1 ved full utbygging.

5.7.3 «Restkapasitet» i eksisterende 132 kV nett

I alternativ 1A og 1B er betydelige deler av det nye kraftintensive forbruket (Morrow Batteries, Biozin og i 1A North Ammonia) tilknyttet det eksisterende 132 kV nettet, mens «kun» potensielt forbruk i de nye næringsområdene (+ North Ammonia i alternativ 1B) er tilknyttet det separate «industrinettet». Dette medfører at tilgjengelig nettkapasitet i eksisterende 132 kV nett til annet, til nå ukjent, forbruk blir svært begrenset på grunn av begrensninger i transformatorkapasitet i Arendal transformatorstasjon (som ikke kan utvides uten å bygge om store deler av kraftsystemet i området). Løsningen kan dermed medføre en «unødvendig flaskehals» dersom forbruket i de nye store næringsområdene blir moderat ved at det separate «industrinettet» som dekker et begrenset område har «god» kapasitet, mens eksiterende 132 kV nett (som dekker et betydelig større område) har «liten» kapasitet.

Oppsummert anses alternativ 2 og 3 som en bedre løsning i forhold til å kunne tilknytte potensielt, til nå ukjent, forbruk til eksisterende 132 kV nett enn alternativ 1.

5.7.4 Potensiell økt effektkapasitet på lang sikt (10 år +)

Denne utredningen er begrenset til å vurdere alternative nettløsninger (kapittel 4) som kan dekke det mulige fremtidige effektbehovet (kapittel 3). Dersom det (likevel) skulle vise seg å bli ytterligere effektbehov i området vil dette trolig måtte tilknyttes via «separate» tilknytningsløsninger med tilknytning/transformering fra transmisjonsnettet (420 kV). Alternativ 3 skiller seg her ut i forhold til alternativ 1 og 2 da transmisjonsnettet «forlenges» ned til Eyde-området. Dersom det skulle bli ytterligere effektbehov i Eyde-området vil dette kunne legge til rette for etablering av flere «separate» tilknytningsløsninger til transmisjonsnettet i dette området. Om dette ytterligere effektbehovet skulle komme andre steder (dvs. et stykke ifra Eyde-området) har ikke alternativ 3 den samme «fordelen».

Det presiseres som beskrevet i kapittel 2.1 at det er usikkert om / hvilke tiltak i transmisjonsnettet som må gjennomføres i transmisjonsnettet for å tilknytte større mengde nytt forbruk i Arendalsområdet. Det vil si at selv med alternativ 3 vil det kunne kreves forsterkningstiltak i transmisjonsnettet (ut over «forlengelse» av transmisjonsnettet til Eyde-området) før større effektmengder kan tilknyttes, inkludert flere 420 kV ledninger til Eyde-området ut over de 2 ledningen som er beskrevet i alternativ 3.

6 Vurdering av fagtema som må utredes for alternativene

Som beskrevet i kapittel 1 skal denne tilleggsutredningen inneholde en vurdering av hvilke fagtema som må utredes på nytt for hvert alternativ, og om omsøkte rettigheter og tidligere utredning av konsekvenser er tilstrekkelige. Denne vurderingen er beskrevet i dette kapittelet med fokus på fagtemaer for kraftledningene mellom Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner. Endringene for Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner er vurdert som mindre uavhengig av hvilket alternativ som skal omsøkes og er ikke nærmere beskrevet.

Det presiseres at vurderingene som er gjort i dette kapittelet begrenser seg til kraftledningene som er nødvendig å etablere i «første utbyggingstrinn» som vil legge til rette for tilknytning av Morrow Batteries. Dette vil både for alternativ 1, 2 og 3 innebære 2 stk. nye kraftledninger fra Bøylestad til Eyde, men med forskjellig teknisk løsning.

For videre utvikling av kraftnettet som kreves for tilknytning av andre kunder, f.eks. North Ammonia, nye kunder på nye næringsområder etc. vil det sendes egne konsesjonssøknader på et senere tidspunkt for tiltak som disse tilknytningssakene krever. Fagtemaer for disse anleggene er derfor ikke vurdert i denne utredningen.

I henhold til KU-forskriften og NVEs krav må alle virkninger utredes for de alternativene som er aktuelle å omsøke. Vi legger til grunn samme utredningsnivå som i den opprinnelige konsesjonssøknaden.

Alternativ 1 er i «første utbyggingstrinn» samme løsning som allerede er konsesjonssøkt og det kreves derfor ikke nye utredninger dersom dette alternativet skal realiseres.

For alternativ 2, med to nye 132 kV duplex-ledninger, vil disse i hovedsak kunne benytte samme trasé og mastepunkt som det opprinnelige omsøkte alternativet. Ryddebeltet må utvides med ca. 1-2 meter pga. duplex-løsningen som krever litt større plass, men dette er en så liten endring at Glitre Nett mener det ikke er behov for nye utredninger knyttet til arealbruk.

Endring av mastetype til å bygge ledningen med fagverksmaster og ikke med kompositttstolper/stålrørsmaster slik som omsøkt, innebærer imidlertid at landskap- og naturmangfoldutredningene må oppdateres, blant annet med nye visualiseringer. I tillegg ble det høsten 2022 gjennomført nye NiN-kartlegginger i regi av Arendal kommune. Dette gjør at naturtypeutredningene må oppdateres for alle aktuelle alternativer. Det må også gjøres oppdaterte magnetfeltberegninger.

Alternativ 3, med 2 nye ledninger bygget for 420 kV, midlertidig driftet på 132 kV, innebærer at ryddebeltet må utvides med ca. 40 meter i forhold til omsøkt alternativ. En slik løsning vil utløse et behov for å oppdatere utredninger knyttet til de fleste fagtemaer slik som beskrevet nedenfor.

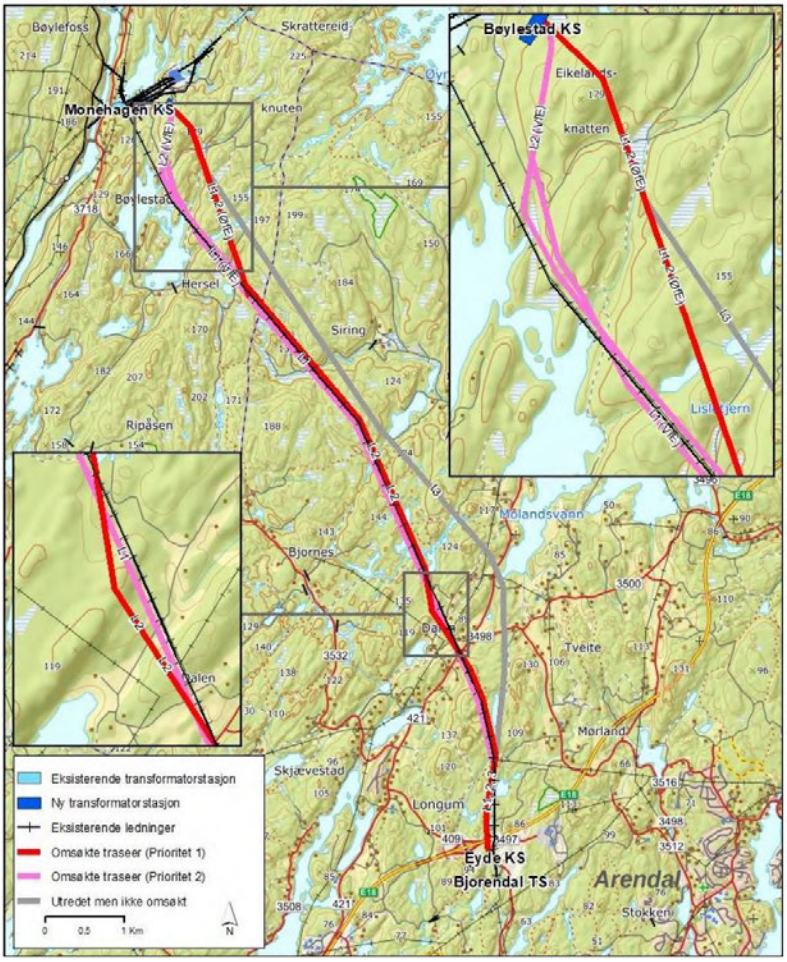
I tabell 2 er det oppsummert hvilke fagtemaer Glitre Nett mener bør utredes på nytt for alternativene med 2 nye 132 kV duplex ledninger (alternativ 2) og 2 nye 420 kV duplex ledninger (alternativ 3).

Tilleggsutredninger	Alternativ 2 - 132 kV duplex	Alternativ 3 - 420 kV
Mastetype og ryddebelte	Endret mastetype (trolig fagverk stål). Duplex-liner i stedet for simplex. Faseavstand økt til ca. 5,5 m. Ryddebelte utvides med ca. 1-2 meter	Endret mastetype. Kraftigere linetype. Faseavstand utvidet til ca. 10 m. Avstand til eksisterende master økt (min 20 meter faseavstand). Ryddebelte utvides med ca. 40 meter.
Kostnadsestimat	Revideres fra konsesjonssøknad	Revideres fra konsesjonssøknad
Arealbruk	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Ny utredning
Bebyggelse og bomiljø	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Ny beregning
EMF	Ny beregning	Ny beregning
Landskap og visuelle virkninger	Ny vurdering av omfang og konsekvensgrad samt nye fotovisualiseringer	Ny vurdering av omfang og konsekvensgrad samt nye fotovisualiseringer
Naturmangfold[8]	Gjennomgang av nytt kunnskapsgrunnlag (naturtyper) og oppdaterte vurderinger av verdi, omfang og konsekvens	Gjennomgang av nytt kunnskapsgrunnlag (naturtyper) og oppdaterte vurderinger av verdi, omfang og konsekvens. Ny vurdering av kollisjonsfare for fugl.
Kulturminner	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Ny vurdering av omfang og konsekvensgrad
Friluftsliv	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Ny vurdering av omfang og konsekvensgrad
Jordbruk	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Ny vurdering av verdi, omfang og konsekvensgrad
Skogbruk	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Ny utredning
Andre naturressurser	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Marginal endring, utredes ikke på nytt
Forurensning, klima og miljømessig sårbarhet	Marginal endring, utredes ikke på nytt	Ny beregning av utslipp fra tap av karbonlagre
Hørbar støy fra ledning	Ikke relevant	Ny utredning

Tabell 2 Oversikt over fagtema som må utredes på nytt for alternativ 2 og 3

Uavhengig av hvilket alternativ som omsøkes, bør konsekvensene utredes for både «traséløsning 1, vest for eksisterende ledninger» og «traséløsning 2, øst for eksisterende ledninger» som i den opprinnelige konsesjonssøknaden, som vist i figur 48.

[8] *Det er gjort en ny omfattende kartlegging i tiltaksområdet siden utredningene ble gjennomført i 2021. Flere nye NiN-områder er lagt inn i databasen høsten 2022.*

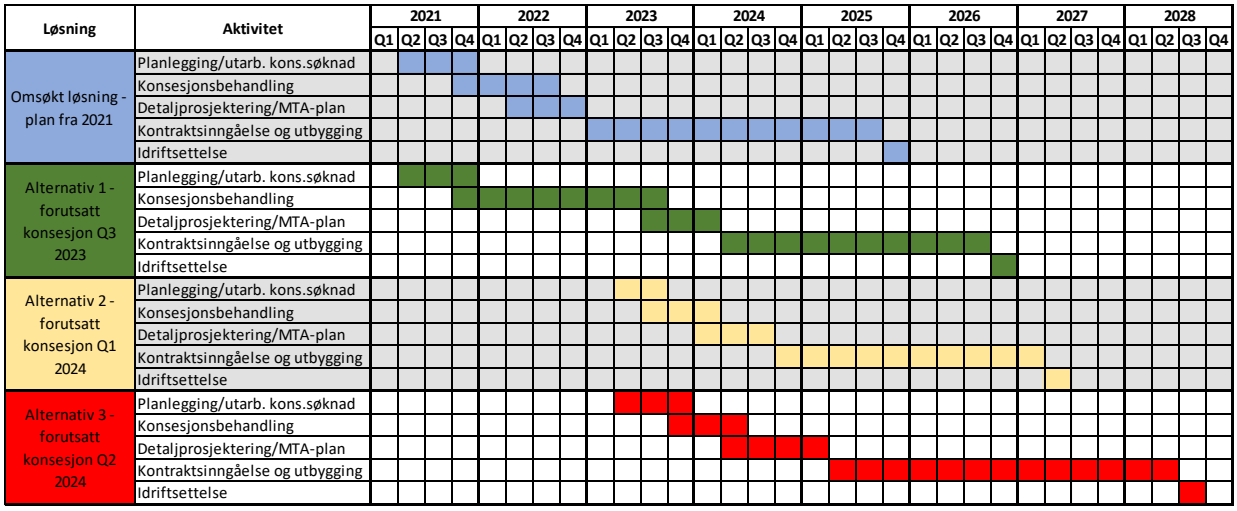


Figur 48 Kart hentet fra konsesjonssøknaden «Nye 132 kV-ledninger Bøylestad-Eyde» som viser alternative traséløsninger mellom Bøylestad og Eyde

Som vist i tabell 2 er det et fåtall av fagutredningen som Glitre Nett mener må oppdateres for alternativ 2 og det vil ta relativt kort tid å oppdatere konsekvensutredningene for dette alternativet. Alternativ 3 krever at betydelig flere fagutredninger må oppdateres, noe som vil kreve en del mer tid til utredninger før en søknad kan sendes inn. Dette er gjenspeilet i fremdriftsplanene vist i kapittel 7.

7 Fremdriftsplan for de forskjellige alternativene – «første utbyggingstrinn»

Figur 49 viser en estimert fremdriftsplan for de forskjellige alternativene (1, 2 og 3) for å etablere «første utbyggingstrinn» av utbyggingen. «Første utbyggingstrinn» innebærer etablering av Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner samt nye kraftledninger mellom disse, som vil legge til rette for tilknytning av Morrow Batteries. Figuren viser også estimert fremdriftsplan slik den var skissert i konsesjonssøknaden for nye 132 kV ledninger Bøylestad – Eyde[9] (omsøkt løsning – plan fra 2021).



Figur 49 Estimert fremdriftsplan for «første utbyggingstrinn»

Alternativ 1 innebærer i «første utbyggingstrinn» utbygging av anlegg slik som beskrevet i allerede innsendte konsesjonssøknader. Det er for dette alternativet antatt samme fremdriftsplan som beskrevet i tidligere innsendt konsesjonssøknad, men på grunn av lenger konsesjonsbehandling enn antatt ved innsending av konsesjonssøknadene er utbyggingen «forsinket» med ca. 1 år og estimert tidligst ferdigstilt i løpet av 2026. En slik fremdriftsplan forutsetter at det gis konsesjon i tredje kvartal 2023.

Alternativ 2 innebærer i «første utbyggingstrinn» en endring på 132 kV ledningene fra Bøylestad til Eyde fra simplex-ledninger til duplex-ledninger. Løsningen medfører også potensielt noe endringer i Bøylestad og Eyde koblingsstasjon (se kapittel 5.7.1 og 5.7.2). Disse endringene vil i forhold til alternativ 1 medføre noe mer planlegging og utredning av anleggsløsninger (stasjoner og ledninger), utredning av fagtemaer (se kapittel 6), utarbeidelse av endringssøknad (konsesjonssøknad) og konsesjonsbehandling av dette. Selve utbyggingen av anleggene er vurdert til å kunne gjøres på tilnærmet samme tid som for alternativ 1. Med forutsatt innvilget konsesjon i 1. kvartal 2024 er estimert ferdigstillelse tidligst medio 2027.

Alternativ 3 innebærer i «første utbyggingstrinn» mye de samme endringene som alternativ 2, men bygging av 420 kV ledninger i stedet for 132 kV. Dette vil medføre ytterligere planlegging og utredning av anleggsløsninger, utredning av fagtemaer, utarbeidelse av endringssøknad og konsesjonsbehandling. I praksis vil den største forskjellen i forhold til alternativ 2 være at mange av fagtemaene må utredes på nytt (se kapittel 6) og at Statnett i større grad må gjennomføre eller bistå

[9] https://nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=8696&type=A-1

Glitre Nett i planleggingen av kraftledningene slik at de imøtekommer Statnett sine krav dersom de i fremtiden skal kunne driftes på 420 kV. Det vil også kreves betydelig samhandling og administrative avklaringer/avtaleinngåelser mellom Glitre Nett og Statnett i forhold til prosjektering, anskaffelse- og bygging av 420 kV ledningene. Dette forventes å medføre økt ressursbehov og tidsbruk til disse prosessene, både hos Statnett og Glitre Nett. Med forutsatt innvilget konsesjon i løpet av 2. kvartal 2024 er estimert ferdigstillelse av dette alternativet tidligst høsten 2028.

Det presiseres at disse fremdriftsplanene er basert på den informasjonen Glitre Nett og Statnett har tilgjengelig pr. april 2023. Uforutsette og ikke-kontrollerbare forhold som blant annet konsesjonsbehandlingstid, leveringstid på komponenter, ressurstilgang hos entreprenører etc. er usikkert, og spesielt i den spesielle verdenssituasjonen man er og har vært i med pandemi, krig i Europa og økonomisk usikkerhet. Disse forholdene har blant annet allerede medført betydelig lenger leveringstid på anleggskomponenter som transformatorer og bryteranlegg i forhold til det man opplevde for noen få år siden. Hvordan dette utvikler seg videre de nærmeste årene kan ha stor innvirkning på når anleggene blir ferdigstilt.

Utredningen skisserer mulige løsninger for etablering av både kraftledninger og stasjonsanlegg for tilknytning av ukjent forbruk på nye næringsområder. De anleggene som eventuelt blir bygget må basere seg på vurderinger på det tidspunktet forbruket er kjent gjennom konkrete tilknytningsforespørsler. Omfang og tid for realisering av dette er således ikke mulig å anslå på nåværende tidspunkt. Videre utvikling av kraftnettet er derimot avhengig av at «første utbyggingstrinn» ferdigstilles og en ferdigstillelse av dette utbyggingstrinnet er en forutsetning for eventuell videre nettutbygging i området.

8 Oppsummering, anbefaling av alternativ og veien videre

Konsesjonssøkte Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner, samt 132 kV kraftledninger mellom disse koblingsstasjonene, ble i 2020 vurdert av Glitre Nett som en samfunnsmessig rasjonell og robust nettløsning som kunne forsyne Morrow Batteries, og som også la til rette for en god del annet, den gang ukjent, økt forbruk i Arendalsområdet. Med tiden har Glitre Nett mottatt flere tilknytningssøknader fra andre større kunder i tillegg til Morrow Batteries. Effektbehovet disse har forespurt har vært innenfor den kapasiteten som konsesjonssøkt løsning legger til rette for.

Etter konsesjonssøknadene ble sendt til NVE for behandling har Glitre Nett mottatt ytterligere tilknytningsforespørsler. En fellesnevner for mange av disse forespørslene er at det foreligger begrenset informasjon om effektbehov, hvilken type industri/næring som skal etableres etc. som medfører at det er en stor usikkerhet i hvilket faktiske effektbehov planene vil kreve dersom de realiseres. Mange av disse tilknytningssakene gjelder kraftforsyning til nye næringsområder som er under regulering i nye kommuneplaner. Dersom en betydelig andel av disse planene realiseres, vil ikke omsøkte nettanlegg ha tilstrekkelig kapasitet.

Denne utredningen er utarbeidet med formål om å vurdere alternative nettløsninger med større kapasitet enn de omsøkte anleggene vil gi. For å vurdere hvor stor nettkapasitet disse alternative nettløsningene bør legge til rette for er det i utredningen estimert hvilket effektbehov som potensielt kan komme i området.

Med bakgrunn i den informasjonen som er tilgjengelig er det betydelig usikkerhet i hvor stort effektbehovet kan bli. For flere av de konkrete industrietableringene som har søkt om nettilknytning er det pr. april 2023 ikke tatt investeringsbeslutning. Dette betyr at det er en usikkerhet i hva som faktisk vil bli realisert. I tillegg er det for flere av etableringene noe usikkerhet i hvor stort effektbehov som faktisk vil kreves etter endt utbygging. For tilknytningssaker som gjelder nye næringsområder er fremtidig kraftforbruk enda mer usikkert da det i hovedsak er arealet av næringsområdet som er kjent uten noe konkret informasjon om hvilket forbruk som vil etablere seg og til hvilken tid.

Basert på informasjon i tilknytningssakene, dialog med de større nye kundene samt Arendal og Froland kommune, spesifikt effektbehov (effektbehov pr. areal) for eksisterende kraftintensive kunder i Agder og informasjon fra kommunene om potensielle større aktører som har vist interesse for etablering i Arendalsområdet, er det, til tross for stor usikkerhet, laget et estimat på hva som maksimalt kan forventes av fremtidig effektbehov i området. Maksimal-estimatet er på hele 1535 MW nytt større forbruk. Til sammenlikning utgjør dette et effektbehov som tilsvarer omtrent eksisterende effektbehov i hele Agder fylke (!) eller 5 stk. fullt utbygde batterifabrikker som Morrow Batteries planlegger. Dette estimatet er videre benyttet til å vurdere hvor robuste de alternative nettløsningene er for å møte det mulige fremtidige effektbehovet.

Det presiseres at usikkerhet i fremtidig utvikling av forbruk og produksjon, samt nettutviklingen i transmisjonsnettet Sør-Norge, medfører at man pr. april 2023 ikke konkret kan angi hvor mye nytt forbruk som kan tilknyttes i Arendalsområdet med hensyn på kapasitet i eksisterende eller fremtidig overliggende transmisjonsnett. Det ble i 2022 avklart at det var kapasitet i transmisjonsnettet til å tilknytte opp til 612 MW av de da konkrete tilknytningssakene Glitre Nett hadde fått forespørsel om i østre Agder. En vurdering av tilgjengelig kapasitet i transmisjonsnettet for forbruk ut over dette nivået må baseres på konkrete og modne tilknytningsforespørsler og vurderes da iht. øvrige forespørsler og planlagte nettforsterkninger på det aktuelle tidspunktet. Denne utredningen er

gjennomført med en forutsetning om at overliggende transmisjonsnett har eller vil få tilstrekkelig nettkapasitet, uten at utredningen kan vise til hvilke tiltak i overliggende transmisjonsnett som eventuelt må gjennomføres.

De alternative nettløsningene som er vurdert i denne utredningen er basert på følgende ledningsløsninger mellom Bøylestad (Arendal transformatorstasjon) og Eyde koblingsstasjon:

- Alternativ 1: Simplex 132 kV ledninger (som omsøkt i gjeldende konsesjonssøknad)
- Alternativ 2: Duplex 132 kV ledninger
- Alternativ 3: Duplex 420 kV ledninger, driftet på 132 kV frem til det eventuelt blir behov for etablering av en [redacted] transformatorstasjon i Eyde-området (da drift på 420 kV).

For å etablere tilstrekkelig transformatorkapasitet mellom transmisjonsnettet (420 kV) og det regionale distribusjonsnettet (132 kV) baserer alternativ 1 og 2 seg på utvidelse av transformatorkapasiteten i eksisterende Arendal transformatorstasjon, mens alternativ 3 baserer seg delvis på utvidelse av transformatorkapasiteten i Arendal transformatorstasjon i tillegg til etablering av en ny transmisjonsnettstasjon [redacted] i Eyde-området.

Utredningen viser at alternativ 1 (konsesjonssøkt løsning) med 2 stk. 132 kV ledninger (simplex) mellom Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner kan bli en flaskehals i fremtiden dersom de konkrete tilknytningssakene realiseres og nytt forbruk på nye næringsområder etableres. Dette vil i så tilfelle kunne medføre ytterligere utbygging av flere, opp til 3 stk., ekstra 132 kV ledninger fra Bøylestad til Eyde-området for å håndtere det mulige fremtidige effektbehovet. Med alternativ 2 og 3 vil man i større grad legge til rette for et større forbruk i Eyde-området uten å risikere å måtte bygge mer enn 2 nye kraftledninger på denne strekningen. Både alternativ 2 og 3 vil kunne forsyne så godt som all potensiell forbruksøkning i området. Alternativ 2 krever i så tilfelle en ledning nr. 3 dersom forbruket i Eyde-området blir større enn 750 - 800 MW.

Da det er stor usikkerhet i mange av de potensielle nye etableringene i området er alle alternativene designet med et første utbyggingstrinn som kun innebærer etablering av de anleggene som er nødvendig for å tilknytte de konkrete modne kundene, deriblant Morrow Batteries. Kvantifiserte kostnadstall viser at investeringskostnaden for alternativ 1 (konsesjonssøkt løsning) er lavest for dette første utbyggingstrinnet (850 mill. NOK). Alternativ 2 er kostnadsberegnet noe høyere enn alternativ 1 (888 mill. NOK).

For alternativ 2 er det identifisert mulige besparelser som ikke er inkludert i kostnadsestimatet i denne utredningen, men som i videre planarbeid vil vurderes nærmere. Dette gjør at investeringskostnaden for alternativ 2 anses tilnærmet likt som for alternativ 1. Alternativ 3 er mer kostbart da etablering av 420 kV ledninger krever betydelig større og kostnadskrevende masteløsninger enn 132 kV ledninger og har en estimert merkostnad for første utbyggingstrinn på i størrelsesorden 150 - 200 millioner kroner i forhold til alternativ 1 og 2.

Utredningen har også estimert kostnadene for nettanlegg som imøtekommer mulig fremtidig effektbehov i området. Estimatene viser at alternativ 2 er marginalt rimeligere enn alternativ 1. Dette skyldes i hovedsak at alternativ 2 innebærer færre, men noe «kraftigere» ledninger. I tillegg muliggjør alternativ 2 noen forenklinger i stasjonsanlegg, spesielt i Eyde koblingsstasjon, som gir kostnadsbesparelser. Alternativ 3 er også her dyrere enn alternativ 1 og 2, spesielt dersom forbruket ut over de konkrete tilknytningssakene skulle bli opp til «moderat» stort. Estimert forskjell i

investeringskostnader mellom alternativ 2 og 3 er i størrelsesorden 400 – 650 millioner kroner avhengig av faktisk forbruksutvikling. Størst forskjell opp til «moderat» forbruksutvikling.

En fordel med alternativ 3 er at løsningen medfører lavere nettap enn alternativ 1 og 2. Forskjellen blir størst dersom forbruket blir høyt. Utredningen viser derimot at selv med et forbruksnivå opp mot det mulige fremtidige forbruket vil sannsynligvis ikke reduksjon i nettapet «kompensere» for den høyere investeringskostnaden som alternativ 3 innebærer.

I tillegg til forskjell i effektkapasitet og kostnader som beskrevet over er det i utredningen beskrevet flere andre fordeler og ulemper med de forskjellige alternativene. Tabell 3 oppsummerer de viktigste fordelene og ulempene for hvert alternativ.

Alternativ	Fordeler	Ulemper
1 – 132 kV (simplex)	• Rimeligste alternativ for første utbyggingstrinn (tilnærmet likt som alt. 2) • Kortest gjennomføringstid da alternativet i stor grad er ferdig planlagt (som konsesjonssøkt) • Minst miljøbelastning i første utbyggingstrinn	• Legger i liten grad til rette for fremtidig forbruksvekst ut over de konkrete tilknytningssakene • Økt forbruk (full utbygging) krever at det bygges flere nye kraftledninger mellom Bøylestad og Eyde-området med tilhørende økt miljøbelastning • Mer kostbart enn alternativ 2 ved full utbygging • Driftsteknisk krevende alternativ som i større grad krever mer avanserte anleggsløsninger enn alternativ 2 og 3
2 – 132 kV duplex	• Legger til rette for en god del forbruk ut over de konkrete tilknytningssakene uten utbygging av ekstra kraftledninger mellom Bøylestad og Eyde-området • Rimeligste alternativ ved full utbygging og tilnærmet like rimelig som alternativ 1 for første utbyggingstrinn • Kortere gjennomføringstid enn alternativ 3 • Krever mindre master enn alternativ 3 • Driftsteknisk mindre krevende og krever mindre avanserte anleggsløsninger enn alternativ 1	• Kan kreve en ekstra kraftledning mellom Bøylestad og Eyde-området dersom kraftbehovet i Eyde-området blir svært stort • Krever noe kraftigere master enn alternativ 1 • Noe lenger gjennomføringstid enn alternativ 1
3 – 420 kV (duplex), midlertidig driftet på 132 kV	• Legger til rette for et betydelig økt forbruk ut over de konkrete tilknytningssakene, uten utbygging av ekstra kraftledninger mellom Bøylestad og Eyde-området • Driftsteknisk mindre krevende og krever mindre avanserte anleggsløsninger enn alternativ 1	• Det mest kostbare alternativet, spesielt dersom fremtidig forbruk bare blir «moderat» stort. Risiko for betydelig overinvestering. • Lengst gjennomføringstid av alle alternativene, noe som kan medføre betydelig forsinkelse av kraftleveranse til kunder som er i gang med å etablere seg i området. • Betydelig større og kraftigere kraftledningsmaster med større klausulert belte, noe som medfører større miljøbelastning fra og med første utbyggingstrinn sammenlignet med alternativ 1 og 2

Tabell 3 Tabellarisk oversikt over de viktigste fordelene og ulempene med de forskjellige alternativene som er utredet

8.1 Anbefalt alternativ

Basert på funnene i denne utredningen anser Glitre Nett det som rasjonelt å endre konsesjonssøkt løsning (alternativ 1) til en løsning med større kapasitet for å tilrettelegge for mulig fremtidig forbruksutvikling i Arendalsområdet. Ved endring til alternativ 2 (duplex 132 kV) vil kostnadsøkningen for første utbyggingstrinn være relativt små og vil etter Glitre Nett sin vurdering kunne forsvares ved at man vil legge til rette for en mindre kostbar og arealkrevende nettløsning på sikt dersom faktisk forbruksutvikling øker betydelig ut over de konkrete tilknytningssakene man pr. april 2023 er kjent med. Løsningen vil potensielt medføre noe lenger gjennomføringstid for første utbyggingstrinn, men relativt beskjedent (anslått til omtrent ½ år).

Alternativ 3 anbefales ikke da dette vil innebære en signifikant større investering samt en betydelig forskuttering av miljøbelastningen med større master og bredere ryddebelte i det første utbyggingstrinnet sammenlignet med alternativ 2. Selv ved realisering av mulig fremtidig effektbehov vil alternativ 3 trolig ikke være mer lønnsomt enn alternativ 2. Alternativ 3 kan også innebære en forsinkelse i å levere strøm til de modne kundene som er i gang med å etablere seg i området (i størrelsesorden opp mot 2 år).

Basert på dette anses alternativ 2 å være et robust valg som tilrettelegger for en mulig fremtid samtidig som den sikrer en rasjonell utvikling og investering for de konkrete utbyggingsplanene som foreligger.

8.2 Veien videre

Glitre Nett vil starte arbeidet med å utrede nødvendige fagtema og utarbeide endringssøknad basert på det anbefalte alternativet. Glitre Nett vil også vurdere nærmere hvordan en slik endring vil påvirke de planlagte koblingsanleggene i Bøylestad og Eyde koblingsstasjoner i dialog med Statnett (for Bøylestad koblingsstasjon) og Morrow Batteries (for Eyde koblingsstasjon). Dersom dette resulterer i endringer som vurderes som relevante for konsesjonsbehandlingen vil det utarbeides endringssøknader også for disse stasjonene. Glitre Nett og Statnett vil også inkludere denne endringen i pågående planleggingsarbeid for utvidelse av transformatorkapasiteten i Arendal transformatorstasjon, inkludert kommende konsesjonssøknad for denne utvidelsen.