

Konseptvalgutredning Bane NOR Nelaug omformerstasjon

Alternative nettløsninger for fremtidig forsyning til Nelaug omformerstasjon



Figur 1 Eksisterende omformerstasjon (fjellanlegg) til Bane Nor ved Nelaug stasjon

Utarbeidet av: Glitre Nett i samarbeid med Bane NOR

Dato: 15.3.2024

Innhold

1	Innledning.....	4
2	Behovsanalyse – Hva er problemet?	5
2.1	Beskrivelse av dagens nett.....	5
2.2	Vurdering av fremtidig utvikling	9
2.2.1	Fremtidig forbruk hos Bane NOR Nelaug	9
2.2.2	Fremtidig forbruksutvikling i området rundt Nelaug	9
2.2.3	Fremtidig utvikling kraftproduksjon	9
2.3	Hva er konsekvensene ved fravær av tiltak?	10
3	Mulighetsstudie – Hvordan kan det løses?	10
3.1	Mål med konseptvalgutredningen.....	10
3.2	Rammebetingelser	10
3.3	Beskrivelse av mulige tiltak.....	11
3.3.1	Konsept 0 – Eksisterende systemløsning (dagens nett)	11
3.3.2	Konsept 1 – Ensidig 132 kV forsyning via T-avgreining	12
3.3.3	Konsept 2 – 2-sidig 132 kV forsyning.....	13
3.3.4	Konsept 3 – 132 kV forsyning fra Simonstad.....	14
3.3.5	Konsept 4 – 2-sidig forsyning på 60 kV.....	15
3.4	Grovanalyse av mulige tiltak.....	16
3.4.1	Konseptenes måloppnåelse.....	16
3.4.2	Konseptenes investeringsnivå	16
3.4.3	Oppsummering grovanalyse.....	17
4	Teknisk-økonomisk alternativanalyse	18
4.1	Forutsetninger	18
4.2	Investeringskostnader.....	19
4.3	Tapskostnader.....	19
4.4	Avbruddskostnader.....	20
4.5	Drift- og vedlikeholdskostnader.....	22
4.6	Restverdi	22
4.7	Oppsummering kostnadssatte virkninger.....	23
4.8	Andre ikke kostnadssatte forhold	23
4.8.1	Virkning på areal og miljø	23
4.8.2	Risiko med håndtering av fremtidig forbruk – høy nettbelastning i konsept 0.....	23
4.9	Vurdering av usikkerhet og fleksibilitet (realopsjoner)	24
4.10	Oppsummering	25
5	Oppsummering og anbefaling av konsept	26

5.1 Foreløpig fremdriftsplan 27

5.2 Overslag anleggsbidrag 27

Vedlegg..... 28

1 Innledning

Nelaug omformerstasjon i Åmli kommune er eid av Bane NOR SF og skal moderniseres og bygges om. Hovedformålet med ombyggingen er å fornye anlegg med utgått teknisk levetid og å gjøre omformerstasjonen internt redundant ved å sette inn to omformerenheter hver med 10 MVA kontinuerlig ytelse (mot dagens 2 x 5,8 MVA).

Bane NOR ønsker å endre forsyningsspenningen til Nelaug omformerstasjon fra eksisterende 60 kV til 132 kV, med mindre det i utredningsarbeidet avdekkes at dette blir uforholdsmessig kostbart. Ny omformerstasjon vil i første omgang ikke få høyere belastning (i MVA) enn dagens stasjon, men på sikt, etter hvert som kjøreledningsnettet er bygget om, økt togtrafikk og andre omformerstasjoner (blant annet Krossen) etter planen legges ned, vil Nelaug omformerstasjon få noe høyere belastning. Det er ønskelig fra Bane NOR at denne fremtidige belastningen legges til grunn for konseptene som vurderes i konseptvalgutredningen.

Denne konseptvalgutredningen er utarbeidet av Glitre Nett i tett dialog med Bane NOR. Konseptvalgutredningen er utarbeidet etter NVEs veileder om samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak¹.

¹ <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/>

2 Behovsanalyse – Hva er problemet?

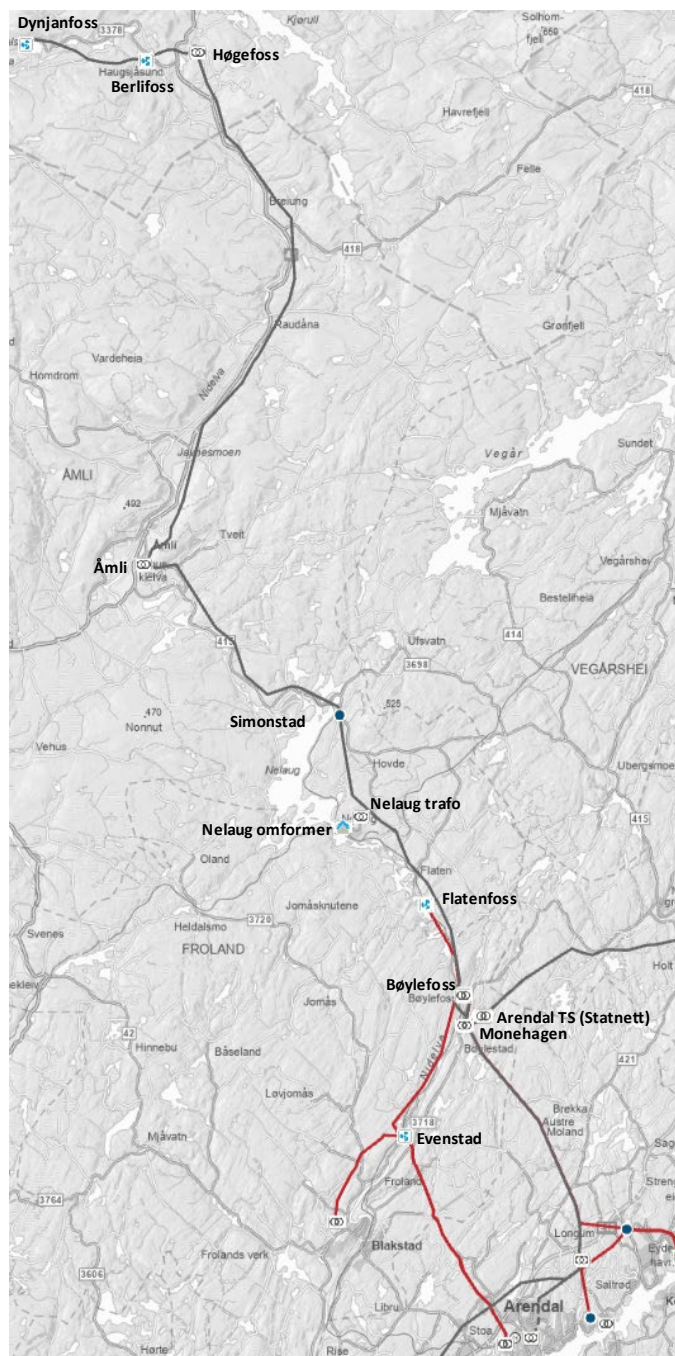
2.1 Beskrivelse av dagens nett

Figur 2 viser oversikt (kart) over det eksisterende regionale distribusjonsnett i området rundt Nelaug mens figur 3 viser et skjematisk forenklet enlinjeskjema over det samme kraftnettet.

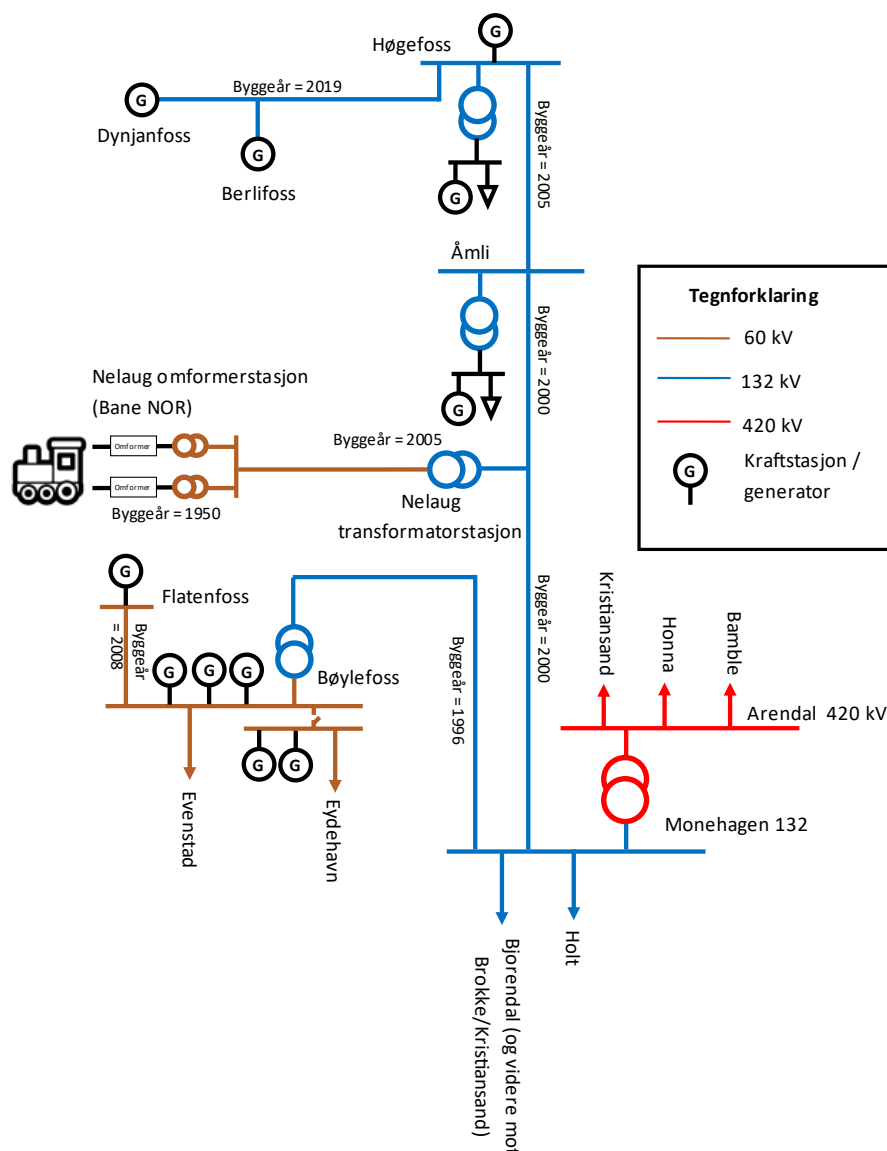
Nelaug omformerstasjon er forsynt på 60 kV nivå via en 20 MVA 132/60 kV transformator i Nelaug transformatorstasjon. Nelaug transformatorstasjon er tilknyttet 132 kV linjen Monehagen – Åmli via en T-avgreining. Videre fra Åmli transformatorstasjon, hvor det er både produksjon og uttak i underliggende lokale distribusjonsnett, fortsetter 132 kV nettet opp til Høgefoss, Berlifoss og Dynjanfoss kraftstasjoner. I Høgefoss er det også transformering til lokalt distribusjonsnett (22 kV) med både innmating og forbruk.

Regionalnettet fra Monehagen, via Nelaug, videre til Åmli og Høgefoss, er ensidig forsynt. Ved feil i dette nettet må forbruk «på utsiden» av feilen i stor grad forsynes ved separat drift fra kraftstasjonene i Dynjanfoss, Berlifoss og Høgefoss. Dette er gjennomført flere ganger med forsyning til underliggende lokale distribusjonsnett i Høgefoss og Åmli, men ikke forbruket under Nelaug omformerstasjon. Årsaken til dette er at effektforbruket under Nelaug omformerstasjon har stor variasjon (fra «0» til ca. 10 MW på kort tid), noe som blant annet ikke håndteres av produksjonsapparatet i nevnte kraftstasjoner. Ved feil på linjen mellom Nelaug og Monehagen vil derfor Nelaug omformerstasjon bli spenningsløs og kjøreledningsnettet må forsynes fra omkringliggende stasjoner (Krossen omformerstasjon og Neslandsvatn transformatorstasjon).

Nelaug omformerstasjon vil også bli spenningsløs ved feil i Nelaug transformatorstasjon eller 60 kV linje fra Nelaug transformatorstasjon til Nelaug omformerstasjon. Den mest kritiske feilen på dette strekket, med hensyn til reparasjonstid, er feil i Nelaug transformatorstasjon, og spesielt i 132/60 kV transformator. Glitre Nett har pr. 2024 ingen dedikert reservetransformator for innplassering ved en slik eventuell feil og man kan risikere å være utkoblet over lenger tid (måneder) avhengig av reparasjonstid på trafo eller anskaffelsestid for en reservetransformator. Feil på linjen vil i de aller fleste tilfeller kunne repareres relativt raskt (timer-døgn).



Figur 2 Regionalt distribusjonsnett i området rundt Nelaug (Røde linjer = 66 kV, Grå linjer = 132 kV)



Figur 3 Forenklet enlinjeskjema regionalt distribusjonsnett rundt Nelaug

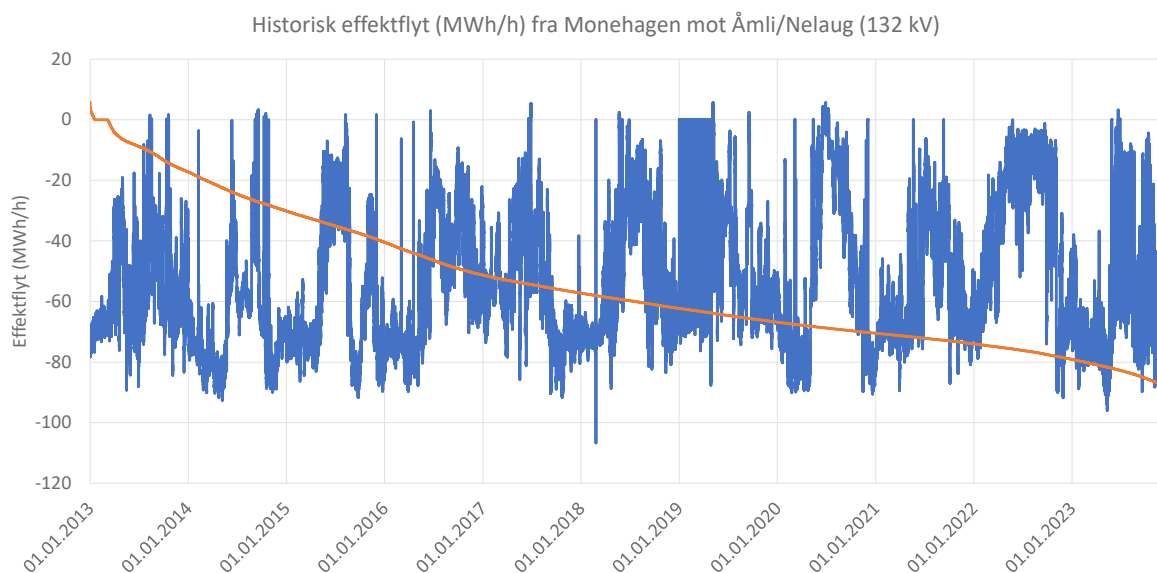
«Parallelt med» første del av 132 kV linjen Monehagen – Åmli er Bøylefoss kraftstasjon og Flatenfoss kraftstasjon plassert, med forsyning på 132 kV til Bøylefoss og 60 kV fra Bøylefoss til Flatenfoss. 60 kV linjen fra Bøylefoss til Flatenfoss er rent produksjonsanlegg og eies av Arendals Fossekompani.

Store deler av 132 kV linjenettet er bygget i perioden 2000 til 2005, inkludert Nelaug transformatorstasjon og 60 kV linjen til Nelaug omformerstasjon. Forventet restlevetid for disse anleggene er derfor relativt lang (størrelsesorden ± 40 år). Anleggenes (hovedsakelig luftlinjenes) alder er vist i figur 3. Nelaug omformerstasjon er betydelig eldre med noen komponenter, deriblant transformatorer, fra 1950 tallet, og samsvarer med Bane NOR sin beskrivelse av fornyelsesbehov. Resterende transformator- og kraftstasjoner er av varierende alder og tilstand. Høgefoss transformatorstasjon er bygget i 2019 og har forventet levetid ut over denne utredningens analyseperiode. Åmli transformatorstasjon er bygget på 1970-tallet og forventes å måtte reinvesteres i løpet av analyseperioden (2030 – 2040).

Detaljerte enlinjeskjemaer for Nelaug transformatorstasjon og Nelaug omformerstasjon er vist i vedlegg 1 og 3 (unntatt offentlighet)

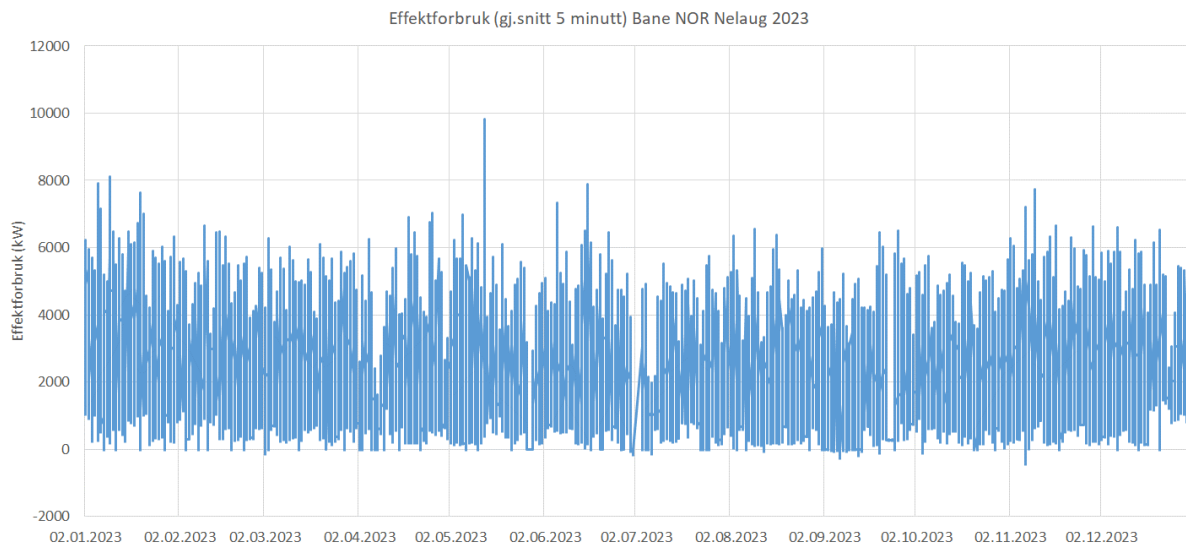
Kraftflyten i regionalnettet fra Monehagen via Åmli og videre til Høgefoss/Berlifoss/Dynjanfoss er i stor grad påvirket av kraftproduksjonen i Åmli og Høgefoss-området. Samlet installert effekt i kraftverkene tilknyttet denne linjen er i størrelsesorden 120 MW, inkludert småkraftverk tilknyttet underliggende lokalt distribusjonsnett. Maksforbruket i det underliggende lokale distribusjonsnettet (Åmli og Høgefoss) er i størrelsesorden 21,5 MWh/h. I tillegg er forbruket til Bane NOR Nelaug som varierer mellom 0 og ca. 5 MWh/h, men med kortvarige effekttopper (sekunder) opp mot 20 MVA. Historisk effektflyt fra Monehagen mot Åmli/Nelaug de siste 10 årene er vist i figur 4 og viser at det kun med noen få unntak er effektflyt inn til Monehagen (fra Åmli). Historisk forbruk hos Bane NOR Nelaug i 2023, både som «5-minutts-verdier» og «timesverdier», er vist i figur 5 og figur 6. «5-minutts-veridene» er i størrelsesorden dobbelt så store som «timesverdiene», noe som tydelig viser at forbruket hos Bane NOR Nelaug har stor variasjon over korte tidsperioder (som resultat av togtrafikken forbi Nelaug).

132 kV linjen mellom Monehagen og Åmli har en overføringskapasitet på 840 A ref. 20 °C omgivelsestemperatur som tilsvarer 192 MVA ved 132 kV driftsspenning. Strømtransformatoren i Monehagen koblingsstasjon er begrensende komponent med 600 A strømføringssevne, som tilsvarer 137 MVA ved 132 kV driftsspenning. Basert på dette er det tilstrekkelig overføringskapasitet på 132 kV nettet fra Monehagen til både eksisterende og fremtidig forbruk hos Bane NOR Nelaug².

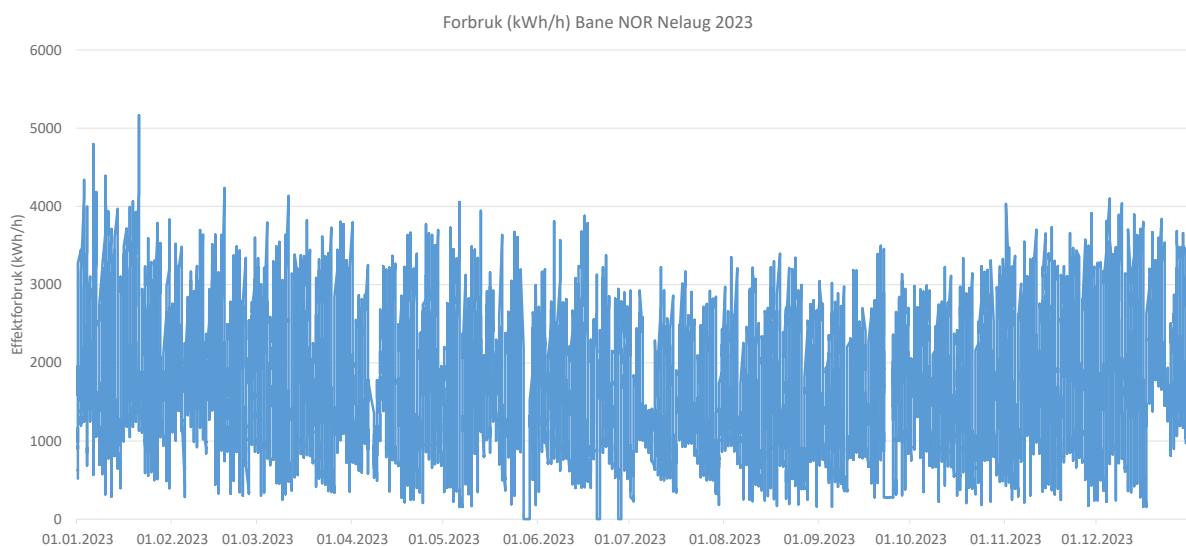


Figur 4 Historisk effektflyt (MWh/h) fra Monehagen mot Åmli (132 kV linje)

² Dette gjelder kapasitet «lokalt» i 132 kV nettet fra Monehagen til Åmli med forutsetning om at det ikke kommer andre større forbrukskunder i området. Om det er driftsmessig forsvarlig med økt effekt totalt sett i kraftsystemet (inkludert transformering mot transmisjonsnettet) er ikke vurdert i denne KVUen. Dette må vurderes separat før eventuelt forbruket hos Bane NOR Nelaug øker ut over eksisterende nivå.



Figur 5 Historisk forbruk (gj.snitt 5 minutt) Bane NOR Nelaug i 2023.



Figur 6 Historisk forbruk (kWh/h) Bane NOR Nelaug

Vedlegg 1 viser detaljert enlinjeskjema for avgreiningen til Nelaug omformerstasjon, inkludert 132 kV linje, Nelaug transformatorstasjon og 60 kV linje. Vedlegg 3 viser enlinjeskjema for Nelaug omformerstasjon.

Overføringskapasiteten fra T-avgreiningspunktet til Nelaug omformerstasjon er begrenset av transformatorytelsen i Nelaug transformatorstasjon, med 20 MVA merkeytelse. Transformatoren kan kortvarig overbelastes 40 % (opp til en halv time) som tilsvarer 28 MVA, langvarig 20 % som tilsvarer 24 MVA. Datagrunnlag for overbelastbarhet er hentet fra Fosweb og lagt ved i vedlegg 2.

2.2 Vurdering av fremtidig utvikling

2.2.1 Fremtidig forbruk hos Bane NOR Nelaug

Ombygging av Nelaug omformerstasjon vil isolert sett ikke øke forbruket og forbruket etter ombyggingen er derfor forventet å være på dagens nivå, som beskrevet i kapittel 2.1.

På sikt planlegger Bane NOR å legge ned Krossen omformerstasjon. En konsekvens av dette er at Nelaug omformerstasjon får noe høyere belastning da den overtar deler av forsyningen fra Krossen. I tillegg er det forventet noe økt togtrafikk i fremtiden. Estimert kortvarig forbruk i Nelaug omformerstasjon, maks 2-sekunds belastning, øker med dette fra 19,9 MVA til 27,4 MVA³, tilsvarende en økning på 38 % (estimert utført av Bane NOR). Forutsatt samme forhold for «timesverdier» og «5-minutts-verdier» vil da maksimal timesverdi øke fra ca. 5 MWh/h til ca. 7 MWh/h og maksimal «5-minutts-verdi» vil øke fra ca. 10 MW til ca. 14 MW.

2.2.2 Fremtidig forbruksutvikling i området rundt Nelaug

Området som forsynes av samme regionale distribusjonsnett som Nelaug (132 kV linje Monehagen – Åmli – Høgefoss) består hovedsakelig av relativt spredt bebyggelse, samt noe mindre tettsteder (Åmli, Treungen etc.). På Simonstad i Åmli kommune (se figur 2 for plassering i kart) er sagbruket Bergene Holm lokalisert og representerer det største enkeltforbruket i området. Like ved Bergene Holm har det over lenger tid vært planer om utvikling/etablering av industri med tremasse fra blant annet Bergene Holm som «innsatsfaktor». Biozin⁴ er en av aktørene som har hatt planer om utbygging i dette området. Pr. mars 2024 er det ikke tatt noen endelig beslutning om etableringer i området og fremtidig effektbehovet i området er derfor usikkert. Tidligere planer har signalisert effektbehov i størrelsesorden 40 MW, og det er tidligere utredet alternative løsninger for forsyning av et slikt effektbehov. Konklusjonen i den utredningen er at dette best kan løses ved å etablere en ny transformatorstasjon på Simonstad tilknyttet forbipasserende 132 kV linje Monehagen – Åmli.

Ut over industriplanene på Simonstad er ikke Glitre Nett kjent med konkrete større forbruksplaner i området ut over vekst i «vanlig forsyning» som husholdning, mindre næring, offentlig virksomhet etc. I siste utgitte kraftsystemutredning for Agder er prognosert forbruksvekst i «vanlig forsyning» under Åmli og Høgefoss transformatorstasjoner estimert til i størrelsesorden 1 – 2 MW de neste 20 årene. Sammenliknet med eksisterende forbruk under Åmli og Høgefoss transformatorstasjoner (21,5 MW) er prognosert utvikling liten.

Beskrevet fremtidig forbruksutvikling vil kunne håndteres av eksisterende 132 kV linje Monehagen – Åmli – Høgefoss. Eksisterende nett i området anses derfor som tilstrekkelig for å kunne tilknytte fremtidig forbruk.

2.2.3 Fremtidig utvikling kraftproduksjon

Glitre Nett har mottatt forespørsel om tilknytning av flere solcelleparker som det anses som naturlig å tilknytte 132 kV linjene Monehagen – Høgefoss, eller underliggende lokale distribusjonsnett. Total forespurt installert effekt er ca. 200 MW fordelt på 4 solcelleparker med en installert effekt fra 30 – 100 MW. Som figur 4 viser er det allerede et «produksjonsoverskudd» på denne linja på i størrelsesorden 100 MW. Sett opp mot linjens kapasitet (om lag 192 MVA) viser det at det ikke er

³ Bane NOR har beregnet 27,4 MVA ut fra en trafikksimulering. Dette inkluderer 15 % margin iht. teknisk regelverk for Bane NOR, 5 % usikkerhet i beregningene og 10 % usikkerhet i underlaget for trafikkdataene. Simuleringen er gjort for en dimensjonerende N-1 situasjon i kjøleledningsnettet (i praksis brudd på kjøleledningsnettet på strekningen fra Nordagutu mot Nelaug).

⁴ <https://biozin.no/>

kapasitet til å tilknytte alle disse forespørslene til eksisterende linje, men i størrelsesorden litt i underkant av halvparten av totalt installert effekt.

Alle solcelleparkene er i tidligfase planlegging, og alle unntatt en, er det heller ikke startet konsesjonsprosess på. Den ene solcelleparkene er forhåndsmeldt, Simonstad solkraftverk, med installert ytelse på 50 MWp. Det er derfor foreløpig stor usikkerhet til om og eventuelt hvilke solcelleparker som realiseres. Ved realisering av solcelleparker med en total ytelse over ledig kapasitet i dagens 132 kV linje vil dette utløse større kostnader i regionalnettforsterkning. Dette vil delvis måtte dekkes av solcelleparkene som anleggsbidrag og vil med dette medføre økte investeringskostnader for de «siste» i forhold til de «første» solcelleparkene som eventuelt etablerer seg. Det er med dette som bakgrunn p.t. ansett som relativt usikkert at det vil bli utløst nettforsterkningsbehov i området på grunn av etablering av eventuelle solcelleparker.

2.3 Hva er konsekvensene ved fravær av tiltak?

Konsekvensene dersom det ikke gjøres tiltak ut over ordinært vedlikehold i eksisterende regionalnett er at Bane NOR må reinvestere omformeranlegget i Nelaug med 60 kV forsyningsspenning. Som beskrivelsene tidligere i rapporten viser, samt beregninger i kapittel 3.4.1, vil eksisterende nettanlegg kunne forsyne både eksisterende og fremtidig overføringsbehov (forutsatt tilnærmet full utnyttelse av komponentenes overbelastningsevne). Høy belastning av nettanlegg, deriblant 132/60 kV transformator i Nelaug, vil kunne redusere levetiden og øke feilsannsynligheten noe (på grunn av kortvarig høy belastning).

Eksisterende risiko for langvarig utfall av forsyningen til Bane NOR, spesielt ved utfall av 132/60 kV transformator i Nelaug transformatorstasjon (se beskrivelse kapittel 2.1) vil vedvare.

3 Mulighetsstudie – Hvordan kan det løses?

3.1 Mål med konseptvalgutredningen

Det overordnede målet i denne konseptvalgutredningen er å finne den fremtidige systemløsningen i regionalnettet som håndterer Bane NOR sitt fremtidige effektbehov på en mest mulig samfunnsøkonomisk måte.

Konseptene som vurderes må ha mulighet for tilknytning av et mobilt statisk omformeranlegg som beredskapsløsning ved ombygging og/eller feil i Nelaug omformerstasjon. Dette er nødvendig for å i praksis kunne gjennomføre ombyggingen av omformeranlegget uten betydelige konsekvenser for togdriften i området, samt ha tilgjengelig en beredskapsløsning ved eventuelle fremtidige alvorlige feil i omformerstasjonen ved et senere tidspunkt. Et slikt mobilt omformeranlegg har relativt stort arealbehov og undersøkelser parallelt med denne utredningen viser at det er svært krevende å få etablert et slik arealbehov i umiddelbar nærhet til Nelaug omformerstasjon. Området rundt Nelaug transformatorstasjon er i større grad egnet til en slik anlegg og er derfor forutsatt som geografisk plassering av dette omformeranlegget. Fra det mobile omformeranlegget og ned til Nelaug forsynes jernbanenettet med en ny 22 kV kraftlinje (driftet på 15 kV) som bygges av Bane NOR.

3.2 Rammebetingelser

Utarbeidelsen av konseptvalgutredningen er forsøkt utført i tråd med NVEs veileder om samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak og det henvises til denne⁵ for mer informasjon om hvilke regelverk som kan være relevante.

⁵ <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/praktisk-gjennomforing-av-analysen/mulighetsstudie/#pageSection-2>

Av mange relevante regelverk er det særlig energilovens bestemmelse om at nettutviklingen skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte og forskrift om systemansvar i kraftnettet, hvor systemansvarlig skal godkjenne nye anlegg før disse kan idriftsettes, som vurderes som mest relevant i denne utredningen. For forskrift om systemansvar i kraftnettet benyttes NVF 2023 (Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet) som veileder som gir føringer aktuelle anleggsløsninger.

3.3 Beskrivelse av mulige tiltak

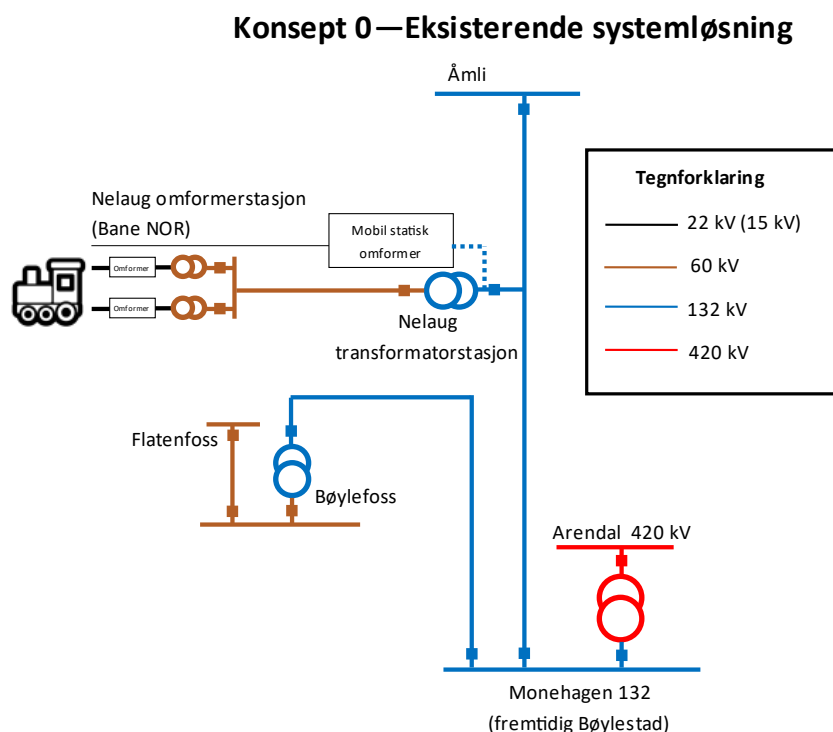
3.3.1 Konsept 0 – Eksisterende systemløsning (dagens nett)

Konsept 0 innebærer å drifte eksisterende 132 kV og 60 kV nett frem til Nelaug omformerstasjon videre som i dag.

Den mobile statiske omformeren til Bane NOR er i dette konseptet tenkt tilknyttet eksisterende 132 kV bryteranlegg i Nelaug transformatorstasjon. Tilknytningen er tenkt utført «manuelt» i de situasjoner tilknytning av omformeranlegget er nødvendig. Det vil da innebære å koble fra 132/60 kV transformator i Nelaug transformatorstasjon og i stedet koble til en 132 kV kabel som legges fram til det mobile omformeranlegget og kobles til eksisterende 132 kV bryteranlegg i Nelaug transformatorstasjon.

I dette konseptet må Bane NOR spesifisere det fornyede omformeranlegget i Nelaug omformerstasjon til å kunne motta 60 kV spenning, som i praksis vil si at transformatorene må være bygget for 60 kV drift. For å ivareta en sannsynlig langsiktig utvikling med spenningsoppgradering til 132 kV (f.eks. ved fremtidig reinvesteringsbehov av Nelaug transformatorstasjon og eksisterende 60 kV linje) legges det til grunn av transformatorene må bestilles omkoblbare fra 60 kV til 132 kV.

En prinsippskisse av konseptet er vist i figur 7.



Figur 7 Prinsippskisse konsept 0 - Eksisterende systemløsning

3.3.2 Konsept 1 – Ensidig 132 kV forsyning via T-avgreining

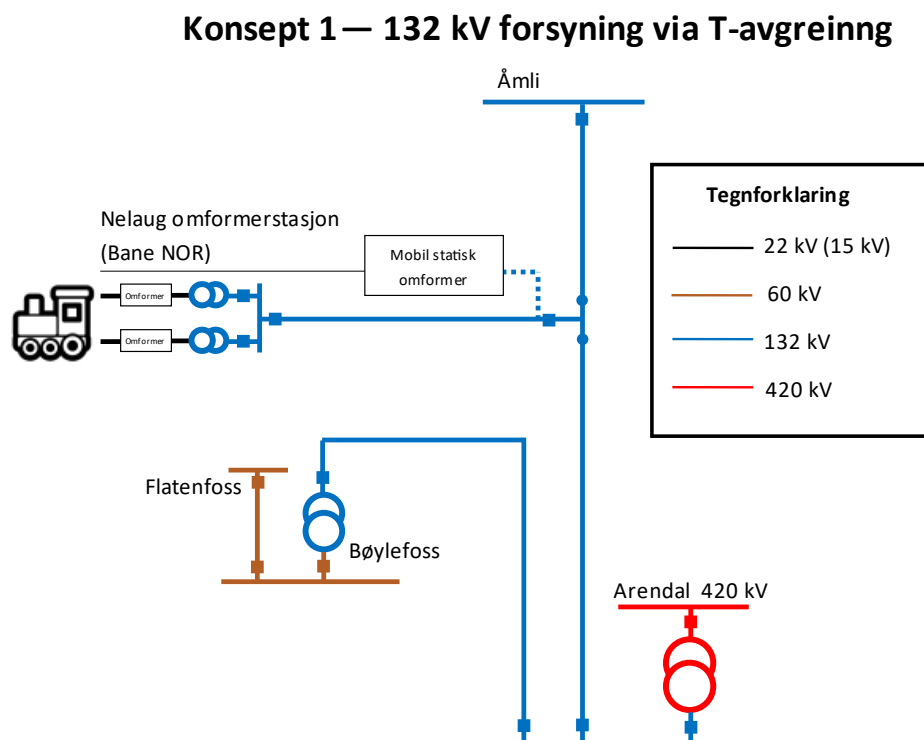
Konsept 1 innebærer å bygge om eksisterende 60 kV linje fra Nelaug transformatorstasjon til Nelaug omformerstasjon (0,9 km) til 132 kV og rive 132/60 kV transformeringsanlegget i Nelaug transformatorstasjon.

Det mobile statiske omformeranlegget er forutsatt tilknyttet på samme måte som beskrevet i konsept 0 ved å koble det til 132 kV anlegget i Nelaug transformatorstasjon i stedet for 132/60 kV transformator. 60 kV linjen kan med dette kobles fra og bygges om i eksisterende trasé til 132 kV mens jernbanen forsynes fra det mobile statiske omformeranlegget. For å kunne tilknytte det mobile statiske omformeranlegget til ved et senere tidspunkt er det forutsatt at deler av eksisterende 132 kV bryteranlegg i Nelaug transformatorstasjon blir stående og gjort nødvendige tilpasninger med.

En slik endring (overgang fra 60 kV til 132 kV forsyning) vil medføre behov for ombygging/omkonfigurering av vernsystemet i Nelaug, Åmli og Monehagen (fremtidig Bøylestad) stasjoner, deriblant etablering av vernkommunikasjon mellom stasjonene, for at vernsystemet skal kunne fungere tilfredsstillende.

Transformatorene i Nelaug omformerstasjon vil i dette konseptet bygges med 132 kV transformatorer uten mulighet for omkobling til annet spenningsnivå (60 kV).

En prinsippskisse av konseptet er vist i figur 8.



Figur 8 Prinsippskisse konsept 1 – 132 kV forsyning via T-avgreining

Konseptet vil bestå av samme «T-avgreinings-løsning» som eksisterende nettanlegg er bygget med. Ombygging til 132 kV medfører derimot en noe endre systemteknisk påvirkning på omkringliggende nettanlegg, og det er en viss usikkerhet tilknyttet til om eksisterende T-avgreining kan bestå eller ikke i forhold til gjeldende funksjonskrav beskrevet i Nasjonal veileder for funksjonalitet i kraftsystemet (NVF). En behovsprøvet løsning som beskrives i NVF, som muligens kan realiseres, er en løsning med

fjernstyrte skillebrytere montert på linjen mot Åmli og Monehagen i «T-punktet». En slik løsning er forutsatt for videre kostnadsberegninger etc.

3.3.3 Konsept 2 – 2-sidig 132 kV forsyning

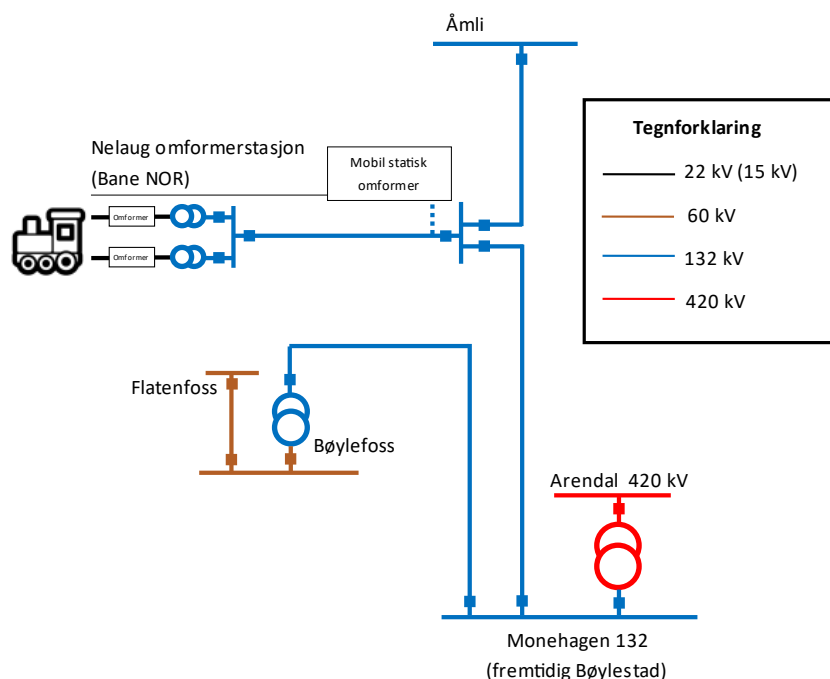
Konsept 2 innebærer å sløyfe eksisterende 132 kV linje Monehagen – Åmli innom et utvidet 132 kV bryteranlegg ved Nelaug. I konseptet er det forutsatt at det utvidede 132 kV bryteranlegget bygges som et utvidet bryteranlegg (GIS-anlegg) i eksisterende Nelaug transformatorstasjon med stor grad av gjenbruk av eksisterende bygningsmasse som blir frigjort ved fjerning av 132/60 kV transformator og 60 kV koblingsanlegg. Andre plasseringer av nytt 132 kV koblingsanlegg (nærmere Nelaug omformerstasjon) og/eller anleggsløsninger (underalternativer av konseptet) er vurdert gjennom arbeidet med KVVUen. Disse er derimot vurdert som mer kostbare og er ikke tatt med som et konsept i denne KVVUen, men er kort beskrevet i vedlegg 4.

Det forutsettes videre at eksisterende 132 kV linje som i dag eksisterer fra T-avgreningspunktet til Nelaug transformatorstasjon (0,4 km) gjenbrukes som en av de to «innsørfingene». Denne linjen (med linetype FeAl 120) har en overføringskapasitet på ca. 120 MVA og er tilstrekkelig i forhold til dagens effektflyt i linjen (se kapittel 2.1 for mer informasjon).

Det mobile statiske omformeranlegget er i ombygningsfasen forutsatt tilknyttet på samme måte som beskrevet i konsept 0 og 1 ved å koble det til 132 kV anlegget i Nelaug transformatorstasjon i stedet for 132/60 kV transformator. 60 kV linjen kan med dette kobles fra og bygges om i eksisterende trasé til 132 kV mens jernbanen forsynes fra det mobile omformeranlegget. For å kunne tilknytte det mobile omformeranlegget til ved et senere tidspunkt forutsettes det at det utvidede 132 kV anlegget tilpasses et slikt behov.

En prinsippskisse av konseptet er vist i figur 9.

Konsept 2—132 kV forsyning via fullverdig koblingsstasjon



Figur 9 Prinsippskisse konsept 2 – 132 kV forsyning via fullverdig koblingsstasjon

3.3.4 Konsept 3 – 132 kV forsyning fra Simonstad

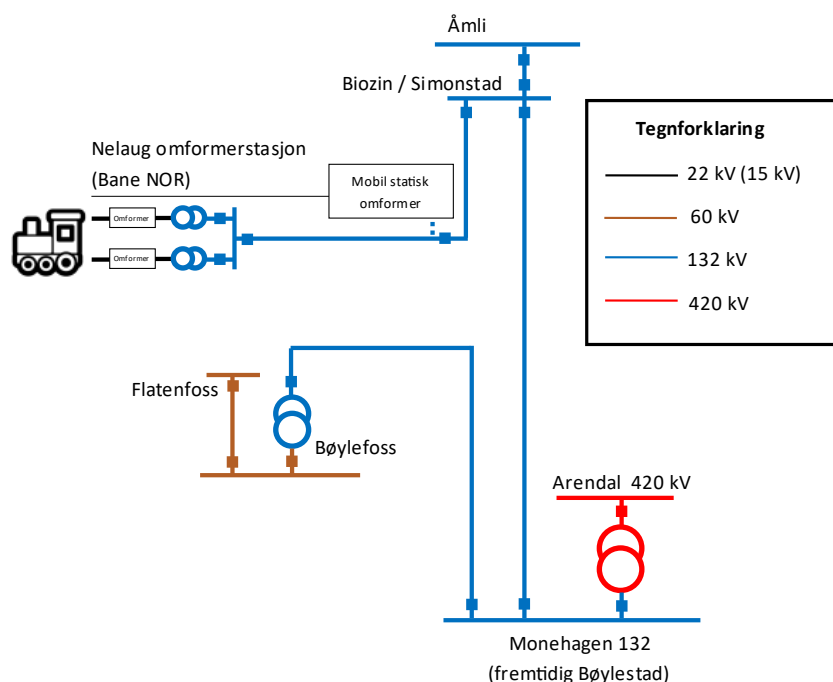
Som beskrevet i kapittel 2.2.2 er det tidligfase planer om utvikling av et industrianlegg (Biozin) på Simonstad som kan utløse behov for en ny transformatorstasjon tilknyttet 132 kV linjen Monehagen – Åmli. I dette konseptet, som forutsetter at transformatorstasjonen på Simonstad etableres, forutsettes det etablert en ny 132 kV linje (ca. 7,2 km) fra den nye transformatorstasjonen på Simonstad til Nelaug som erstatning for dagens 132/60 kV forsyning.

Det mobile statiske omformeranlegget er i ombyggingsfasen forutsatt tilknyttet på samme måte som beskrevet i konsept 0, 1 og 2 ved å koble til det mobile omformeranlegget til 132 kV anlegget i Nelaug transformatorstasjon i stedet for 132/60 kV transformator. 60 kV linjen kan med dette kobles fra og ny 132 kV linje fra Simonstad til Nelaug kan benytte eksisterende 60 kV trasé om ønskelig på dette strekket. For å kunne tilknytte det mobile omformeranlegget til ved et senere tidspunkt er det forutsatt at deler av eksisterende 132 kV bryteranlegg i Nelaug transformatorstasjon blir stående og gjort nødvendige tilpasninger med. Dette forutsetter også at ny 132 kV linje fra Simonstad til Nelaug må passere i umiddelbar nærhet til dagens Nelaug transformatorstasjon.

En prinsippskisse av konseptet er vist i figur 10.

Det presiseres at dette alternativet er avhengig av at ny transformatorstasjon på Simonstad etableres. Dersom det ikke skjer (og tidsnok) er ikke dette konseptet gyldig. Videre kostnadsberegninger forutsetter at ny transformatorstasjon på Simonstad bygges uavhengig av behov på Nelaug, og kun tilleggskostnadene for å tilknytte ny 132 kV linje mot Nelaug tas med i kostnadsberegningene i denne konseptvalgutredningen.

Konsept 3 – 132 kV forsyning fra Simonstad



Figur 10 Prinsippskisse konsept 3 – 132 kV forsyning fra Simonstad

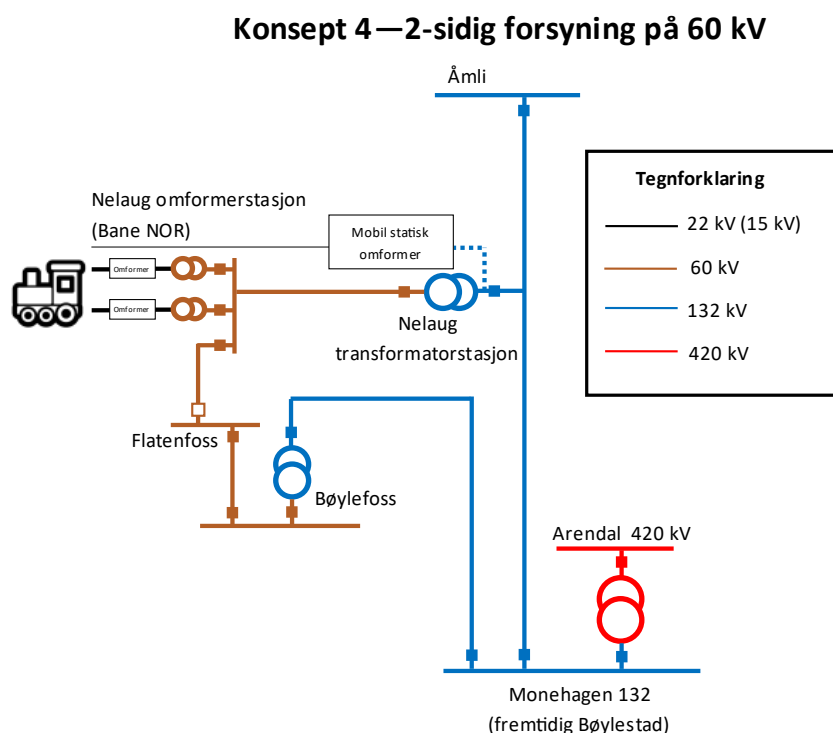
3.3.5 Konsept 4 – 2-sidig forsyning på 60 kV

Konsept 4 innebærer å etablere en «ringforsyning» på 60 kV nivå ved å tilknytte Nelaug omformerstasjon til Flatenfoss kraftstasjon i tillegg til Nelaug transformatorstasjon. Dette vil medføre mulighet til å forsyne Nelaug omformerstasjon selv om forsyningen fra Nelaug transformatorstasjon skulle være utilgjengelig (få feil eller ha vedlikehold). Produksjonskapasiteten i blant annet Bøylefoss og Flatenfoss er så stor at det ikke vil være mulig å forsyne hele 60 kV nettet kun fra transformatoren i Nelaug transformatorstasjon (20 MVA), og det vil derfor ikke være mulig å drifte nettet i ring. 60 kV forbindelsen fra Flatenfoss til Nelaug omformerstasjon vil derfor kun kunne benyttes i situasjoner hvor forsyningen fra Nelaug transformatorstasjon ikke er innkoblet, og vil i normal drift ligge utkoblet.

Konseptet vil i tillegg til bygging av ny 60 kV linje (ca. 5,5 km) kreve utvidelse av 60 kV bryteranlegg i Flatenfoss kraftstasjon og Nelaug omformerstasjon.

Det mobile statiske omformeranlegget til Bane NOR ved Nelaug transformatorstasjon er forutsatt tilknyttet på samme måte som beskrevet i konsept 0.

En prinsippskisse av konseptet er vist i figur 11.



Figur 11 Prinsippskisse konsept 4 – 2-sidig forsyning på 60 kV

3.4 Grovanalyse av mulige tiltak

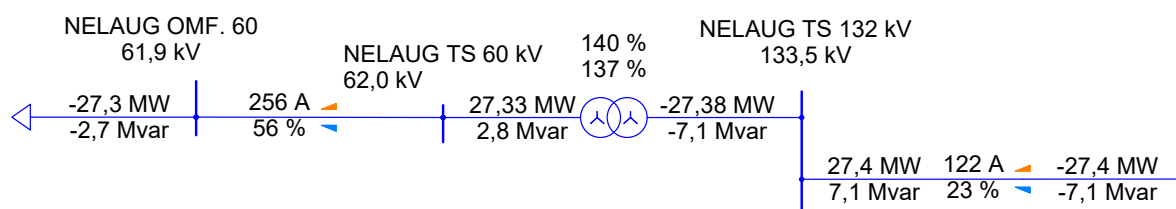
I dette kapittelet er det gjort en grovvurdering av konseptene beskrevet i kapittel 3.3. I første omgang gjort en vurdering av om konseptene tilfredsstiller målene beskrevet i kapittel 3.1 (i hovedsak om konseptene håndterer fremtidig forbruk hos Bane NOR). Videre er investeringskostnader estimert kvantitativt, mens andre virkninger som avbruddskostnader og påvirkning på miljø og areal er vurdert kvalitativt. Tapskostnader er ikke vurdert i denne grovvurderingen da korte avstander og relativt lavt uttak (i gjennomsnitt) trolig medfører marginale forskjeller mellom alternativene. Drifts- og vedlikeholdskostnader er heller ikke vurdert i denne grovanalysen da forskjellene trolig er små sammenliknet mot andre virkninger.

3.4.1 Konseptenes måloppnåelse

Som beskrevet i kapittel 2.2.1 er effektbehovet hos Bane NOR forventet å øke (kortvarig 2-sekunds-belastning) fra 19,9 MVA i dag til 27,4 MVA i fremtiden. Historiske måleverdier for forbruket hos Bane NOR fra 2023 viser normalt et reaktivt forbruk på i underkant av 10 % av aktivt forbruk (tan $\text{fi} \approx 0,1$). Med en slik effektfaktor vil et forbruk på 27,4 MVA være tilsvarende 27,3 MW, 2,7 MVar.

I figur 12 er lastflyt og belastningsgrad på de forskjellige komponentene på eksisterende T-avgreiningen mot Nelaug omformerstasjon vist med en slik belastning. Som figuren viser vil en slik belastning medføre 140 % belastning av 132/60 kV transformatoren i Nelaug transformatorstasjon. Dette tilsvarer oppgitt kortvarig (opp til 30 minutter) belastningsgrense som beskrevet i kapittel 2.1. Dette viser at kapasiteten i eksisterende 132/60 kV forsyning til Bane NOR Nelaug er helt i grenseland til forventet fremtidig effektbehov, med liten «sikkerhetsmargin». Dette vil gjelde både for konsept 0 og konsept 4 som begge benytter eksisterende T-avgreining som (hoved)forsyning, men konsept 4 har mulighet for forsyning fra Flatenfoss som har noe høyere overføringskapasitet ved behov.

I konsept 1, 2 og 3 er 132/60 kV transformatoren i Nelaug transformatorstasjon fjernet og erstattet av en «ren» 132 kV forsyning med betydelig bedre overføringskapasitet, og vil dermed håndtere fremtidig forbruk i Nelaug omformerstasjon.



Figur 12 Beregnet lastflyt og belastningsgrader på avgreining mot Nelaug ved 27,4 MVA forbruk hos Bane NOR. Belastningsgrad på transformator henviser til belastningsgraden på hhv. primærvikling (140 %) og sekundærvikling (137 %).

3.4.2 Konseptenes investeringsnivå

Investeringskostnadene som er vurdert inkluderer tiltak i 132 kV eller 60 kV regionalnett. I tillegg er kostnader hos Bane NOR som påvirkes avhengig av konsept vurdert, som i praksis begrenser seg til 132 kV eller 60 kV koblingsanlegg, samt transformatorer, i Bane NOR sin omformerstasjon. Det betyr at selve omformeranlegget til Bane NOR på Nelaug, inkl. nødvendige grunnarbeider etc., ikke er inkludert i kostnadene. Dette da dette omformeranlegget er likt i alle konseptene. Det samme gjelder det mobile omformeranlegget og tomt/grunnarbeid til dette, samt forsyningslinje (22 kV) fra det mobile omformeranlegget ned til Nelaug stasjon. Det eneste som er inkludert av dette mobile omformeranlegget er kabel bort til Nelaug transformatorstasjon (på «nabotomt») og tilkobling av denne.

Kostnadene for Bane NOR sitt anlegg i omformerstasjonen (koblingsanlegg og transformatorer) er basert på kostnadsestimater oppgitt av Bane NOR. Resterende kostnader er estimert basert på oppdaterte erfaringstall for liknende anlegg av Glitre Nett.

Kostnadsestimater alternative konsepter - fremtidig forsyning til Bane NOR Nelaug

Konsept	Konsept 0	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3	Konsept 4
Sum investeringskostnad (mill NOK)	45	53	94	114	111

Sum kostnader BaneNOR omformerstasjon (132kV anlegg og trafo)	43 000 000	39 000 000	39 000 000	39 000 000	49 000 000
132 eller 60 kV transformator Bane NOR omformerstasjon	24 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000
132 eller 60 kV koblingsanlegg Bane NOR omformerstasjon	19 000 000	19 000 000	19 000 000	19 000 000	29 000 000

Sum kostnader 132 og/eller 60 kV regionalnett	2 215 400	13 791 250	54 608 125	74 889 650	61 512 000
Uforutsette kostnader 10 %	201 400	1 253 750	4 964 375	6 808 150	5 592 000
Bygge og prosjekteringskostnad før uforutsette kostnader	2 014 000	12 537 500	49 643 750	68 081 500	55 920 000
Interne prosjektkostnader 10 %	600 000	937 500	3 318 750	5 075 500	4 140 000
Prosjektering Høyspenningsanlegg	350 000	350 000	6 500 000	500 000	500 000
Prosjektering øvrige fag, PL, BL 8 %		750 000	2 655 000	4 060 400	3 312 000
Grunnerverv				1 600 000	1 600 000
Rigg kostnader 12 %	114 000	1 125 000	3 982 500	6 090 600	4 968 000
Sum entreprisekostnader	950 000	9 375 000	33 187 500	50 755 000	41 400 000
Fjerning av 66 kV anlegg og trafo i Nelaug transformatorstasjon		775 000	775 000	775 000	
Bygningsmessige tilpasninger/utvidelser Nelaug transformatorstasjon			500 000		
Fjernstyrte 132 kV skillebrytere mot Åmli og Monehagen i mast		1 500 000			
132 eller 60 kV høyspenningsanlegg (bryteranlegg)			19 262 500	12 000 000	12 000 000
Kontrollanlegg		1 250 000	4 300 000	750 000	1 500 000
132 eller 60 kV ledning(er)		4 900 000	7 400 000	35 280 000	26 950 000
132 kV kabel til mobilt omformeranlegg inkl. tilkobling	950 000	950 000	950 000	1 950 000	950 000

Tabell 1 Kostnadsestimater investeringskostnader alternativer konsepter

Kostnadsestimatene viser at konsept 0 og 1 er klart rimeligst, mens konsept 3 og 4 er klart dyrest. Konsept 2, som innebærer en utvidet «tilknytningsløsning» til 132 kV linjen Monehagen – Åmli, er dyrere enn konsept 0 og 1, men noe rimeligere enn konsept 3 og 4.

3.4.3 Oppsummering grovanalyse

I dette delkapittelet er vurderingene fra kapittel 3.4.1 og 3.4.2 oppsummert, i tillegg til å overordnet vurdere og oppsummere andre virkninger som avbruddskostnader, virkninger på areal og miljø, og «gjennomføringsrisiko» i forhold til konseptenes avhengig av andre større tiltak (som er utløst eller påvirker andre aktører).

Vurderingene og oppsummering er vist i tabell 2. I tabellen signaliserer grønn farge en «positiv virkning» sett opp mot de andre konseptene, mens rød farge signaliserer en «negativ virkning». Gul farge er bruk der hverken grønn eller rød farge «passer» og signaliserer en «virkning midt imellom» eller «nøytral».

Konsept 3 og 4 har høyest investeringskostnad, har størst påvirkning på areal- og miljø og har større «gjennomføringsrisiko» enn de andre konseptene da de er avhengig av andre, pr. i dag ikke-besluttede netttiltak, eller tiltak hos andre aktører/netteiere enn Glitre Nett og Bane NOR. Konseptene er heller ikke vurdert til å ha andre betydelige «positive virkninger» som ikke konsept 1 og/eller 2 har. Basert på dette er det valgt å ikke ta med konsept 3 og 4 videre i den teknisk-økonomiske alternativanalysen i kapittel 4.

Vurderingskriterier	Konsept 0	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3	Konsept 4
Håndterer fremtidig forbruk Bane NOR	Ja (men med belastning på 132/60 kV trafo opp mot grense for kortvarig overbelastning)	Ja	Ja	Ja	Ja
Investeringskostnader	45	53	94	114	111
Avbruddskostander	Som i dag (risiko for langvarig utfall ved trafohavari)	Redusert (fjerner risiko for langvarig trafohavari)	Redusert (fjerner risiko for langvarig trafohavari + blir ikke påvirket av feil mellom Nelaug og Åmli)	Redusert (fjerner risiko for langvarig trafohavari)	Redusert (fjerner risiko for langvarig trafohavari + alternativ forsyning ved alle feil på «hovedforsyning»)
Virkning på areal og miljø (areal til midlertidig omformeranlegg er ikke inkludert i vurderingen da den er lik i alle konsepter)	Ingen endring	Marginal endring. Noe større/bredere master	Marginal økt påvirkning. Kort ny linje + noe større/bredere master	Økt påvirkning (ny linje)	Økt påvirkning (ny linje)
Avhengig av andre større tiltak? («Gjennomføringsrisiko»)	Nei	Nei	Nei	Utbygging av transformatorstasjon på Simonstad	Utvidelse bryteranlegg Flatenfoss kraftstasjon
Tas med videre til teknisk-økonomisk alternativanalyse?	Ja	Ja	Ja	Nei	Nei

Tabell 2 Oppsummering av grovanalyse

4 Teknisk-økonomisk alternativanalyse

I dette kapittelet er det gjennomført en teknisk-økonomisk alternativanalyse av konsept 0, 1 og 2.

4.1 Forutsetninger

For tekniske og økonomiske forutsetninger som benyttes i denne tilleggsutredningen henvises det til Regional Kraftsystemutredning for Agder 2022 – 2041, Hovedrapport⁶, 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. For flere av kostnadselementene, som f.eks. avbruddskostnader og tapskostnader, er det beskrevet nærmere hvilke forutsetninger som er benyttet i kommende kapitler.

Den teknisk-økonomiske alternativanalysen begrenses geografisk til området mellom (men ikke inkludert) Monehagen og Åmli. Dvs. at f.eks. fremtidig reinvesteringsbehov av anlegg ut over dette, f.eks. i Åmli transformatorstasjon, ikke er inkludert. Dette er valgt da konseptene som vurderes ikke er vurdert til å ha forskjellig påvirkning for anleggene utenfor det definerte området.

Som beskrevet i kapittel 2.1 er anlegget på avgreiningen til Nelaug bygget i 2005. Men en forutsatt gjennomsnittlig levetid på 60 år har dette anlegget en levetid til 2065. Dette er 41 år fra i dag. Så langt frem er det stor usikkerhet i hva faktisk nettbehov blir, og om anlegget da er aktuelt å f.eks. reinvestere er usikkert. Med dette som bakgrunn er det valgt en analyseperioden frem til 2064 (40 år). Dette vil si at det er forutsatt 0 restverdi i eksisterende anlegg etter analyseperioden, men det er heller ikke beregnet eventuell reinvesteringskostnad av anlegget.

Nelaug omformerstasjon er planlagt ombygd i perioden 2025 – 2027, med planleggingsarbeider inkl. konsesjonssøknadsprosess i og noe forberedende arbeid i 2024. I den økonomiske analysen forutsettes det (forenklet) at investeringskostnadene påløper i 2026.

For investeringskostnader i Bane NOR sitt omformeranlegg er det som beskrevet i kapittel 3.4.2 kun inkludert kostnader for transformatorer og 132 eller 60 kV koblingsanlegg da resterende deler av omformeranlegget er likt uavhengig av konsept.

⁶ <https://cdn.sanity.io/files/zfag0g0w/glitre-prod/db31af0868a137b90ee28fc733f7297f7ce19328.pdf>

4.2 Investeringskostnader

Investeringskostnadene er i nyverdi som oppgitt i oversikten i kapittel 3.4.2. Med investering i 2026 og 4 % kalkulasjonsrente er nåverdiene av investeringskostnadene som oppgitt i tabell 3.

Konsept	Konsept 0	Konsept 1	Konsept 2
Investeringskostnad (mill. NOK) - Nyverdi	45	53	94
Investeringskostnad (mill. NOK) - Nåverdi med investeringstidspunkt 2026	42	49	87

Tabell 3 Nyverdi (øverst) og nåverdi ved investering i 2026 (nederst) for de forskjellige konseptene

4.3 Tapskostnader

Forskjellen i tapskostnaden mellom konseptene fremkommer i hovedsak på grunn av forskjellig systemløsning på avgreiningen til Nelaug omformerstasjon. Spesielt i konsept 0 hvor forbruket hos Bane NOR transformeres fra 132 kV til 60 kV i Nelaug transformatorstasjon er tapet større enn i konsept 1 og 2 hvor Bane NOR forsynes på 132 kV nivå uten transformering. I konsept 2 «sløyfes» derimot 132 kV linjen Monehagen – Åmli innom Nelaug transformatorstasjon (2 x 400 meter) som øker tapene i denne linjen da linjen blir lenger.

For beregning av tapskostnader på avgreiningen til Nelaug for de tre konseptene er det benyttet historiske forbruksverdier fra 2023 (5-minutts-verdier). De historiske forbruksverdiene viser en tapsbrukstid på forbruket hos Bane NOR på 300 timer referert tapet ved høyeste forbruk (som var 9,8 MW i 2023).

Som beskrevet i kapittel 2.2.1 er forbruket hos Bane NOR Nelaug forventet å øke med ca. 38 % i fremtiden, og som beskrevet i kapittel 3.4.1 er reaktivt forbruk hos Bane NOR ca. 10 % av aktivt forbruk (tan $\varphi = 0,1$). Med dette som forutsetninger er effekttapet beregnet ved maksforbruk (avrundet til 14 MW, 1,4 MVar).

Tapskostnader på linjen Monehagen – Åmli er kun tatt med i konsept 2, og da kun «forlengelsen» på ca. 800 meter som konsept 2 innebærer. Basert på historisk effektflyt fra 2013 til 2023 (se figur 4, kapittel 2.1) er tapsbrukstid beregnet til 2600 timer referert tapet ved høyeste registrerte flyt (som var ca. 107 MW)

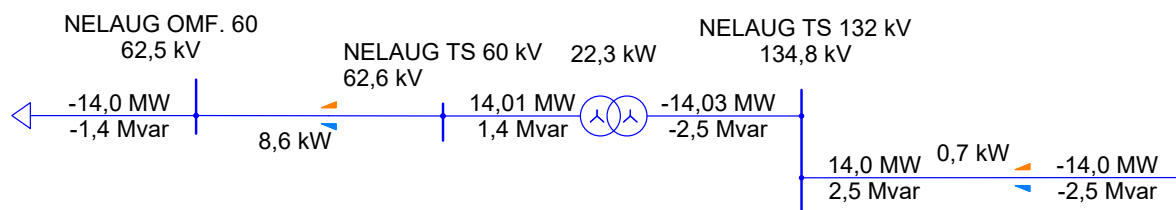
Med forutsetningene beskrevet over er effekttap beregnet og vist i figur 13 på neste side.

Tabell 4 viser beregnet kapitalisert tapskostnad basert på beregnet effekttap (vist i figur 13) og en forutsatt kraftpris på 50 øre pr. kWh. Tabellen viser at konsept 1 har lavest tapskostnad mens konsept 2 har høyest tapskostnad. Den økte tapskostnaden i konsept 2 skyldes at effektflyten mellom Åmli og Monehagen må gå en «omvei» på ca. 800 meter i forhold til i konsept 1 og 0. Tapskostnadene er derimot små sammenliknet med investeringskostnadene beskrevet i kapittel 4.2.

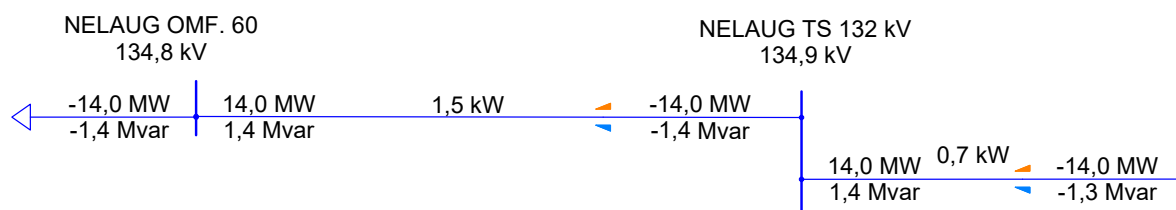
Konsept	Effekttap mot Nelaug (kW)	Brukstid tap mot Nelaug (timer)	Effekttap "forlengelse" Monehagen - Åmli (kW)	Brukstid tap Monehagen - Åmli (timer)	Årlig energitap (kWh)	Årlig tapskostnad (kr)	Kapitalisert tapskostnad 40 år (kr)
Konsept 0 (14 MW)	31,6	300	-	2 600	9 480	4 740	93 818
Konsept 1 (14 MW)	2,2	300	-	2 600	660	330	6 532
Konsept 2 (14 MW)	1,5	300	49	2 600	128 881	64 441	1 275 456

Tabell 4 Oppsummering og beregning av kapitalisert tapskostnad. Forutsatt kraftpris 50 øre pr. kWh.

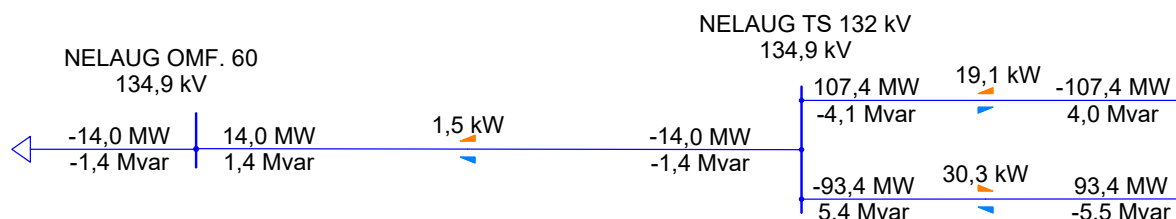
Effekttap konsept 0: 31,6 kW (brukstid 300 timer)



Effekttap konsept 1: 2,2 kW (brukstid 300 timer)



Effekttap konsept 2: 1,5 kW (brukstid 300 timer) + 49 kW (brukstid 2600 timer)



Figur 13 Beregnet effekttap for de forskjellige konseptene

4.4 Avbruddskostnader

Som beskrevet i kapittel 2.1 er den mest kritiske feilen som kan oppstå med hensyn til utfall av kraftforsyningen frem til Nelaug omformerstasjon feil i 132/60 kV transformator i Nelaug transformatorstasjon. Glitre Nett har pr. februar 2024 ingen dedikert reservetransformator for innplassering ved en slik eventuell feil og man kan risikere å være utkoblet over lenger tid avhengig av reparasjonstid på trafo eller anskaffelsestid for en reservetransformator. Vurderinger fra drift- og vedlikeholdsavdelingen i Glitre Nett forventer en anskaffelses- og monterings- og en halv måned.

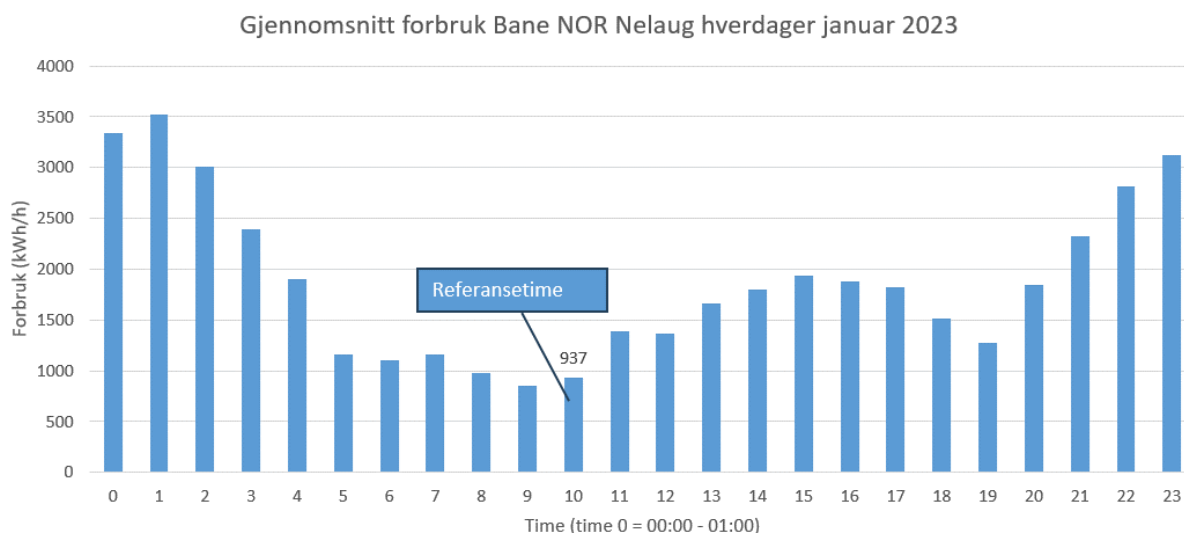
En annen beredskapsløsning man i fremtiden kan tenke seg å benytte ved feil på 132/60 kV transformator er det mobile statiske omformeranlegget til Bane NOR (som vil tilkobles på 132 kV nivå og dermed ikke er avhengig av transformatoren). I følge Bane NOR er «anskaffelsestiden», altså tiden det vil ta å gå frigitt, fraktet og montert det mobile omformeranlegget til Nelaug, lang. Et grovt estimat er 2,5 måned. Denne løsningen er med dette som bakgrunn ikke vurdert som noe reelt alternativ til å skaffe en reservetransformator ettersom dette er forutsatt kan gjøres i løpet av 1 og en halv måned.

For estimering av forventede avbruddskostnader for de forskjellige konseptene er NVEs modell for beregning av sannsynlige avbruddskostnader benyttet⁷. Dette er et excel-ark utarbeidet av NVE og er en forenklet metode for beregning av avbruddskostnader. I følge excel-arket er satsene oppdatert/indeksjustert sist i 2019 og prisjustering opp til 2024 kroner er derfor gjort i tillegg basert

⁷ https://www.nve.no/media/13357/beregning_avbruddskostnader_v2-2.xlsx

på vekst i konsumprisindeksen fra januar 2019 til januar 2024. Veksten i konsumprisindeksen i denne perioden var på 20,8 %.

For beregning av avbruddskostnader kreves det informasjon om kundens forbruk i den såkalte referansetimen. Referansetimen for forbruk som Bane NOR representerer, som er gruppert i kundegruppe «Handel og tjenester», er time 10 en hverdag i januar. Basert på historisk forbruk for Bane NOR Nelaug fra 2023 er det funnet at gjennomsnittlig forbruk i time 10 en hverdag i januar er 937 kW, se figur 14. Som beskrevet i kapittel 2.2.1 er forbruket hos Bane NOR Nelaug forventet å øke med ca. 38 % i fremtiden. Forutsatt at denne økningen er jevn over døgnet vil dette medføre at forbruket i time 10 øker til ca. 1,3 MW som er videre benyttet som forbruk i referansetimen.



Figur 14 Døgnvariasjon forbruk Bane NOR. Hverdager i januar 2023.

Basert på gitt forbruk i referansetimen og gjennomsnittlige korreksjonsfaktorer for å korrigere for at feilen kan oppstå når som helst i løpet av året, er gjennomsnittlig avbruddskostnad ved feil, avhengig av utetid, beregnet i tabell 5. Forutsatt en utetid på 1,5 måneder (som er forventet tid før en reservetransformator kan være på plass) er gjennomsnittlig avbruddskostnad 96 millioner kroner. Basert på landsstatistikk er feilsannsynligheten for feil i transformatoren 0,6 % pr. år. Forventet avbruddskostnad pr. år er dermed 579 000 kroner, som kapitalisert over 40 år utgjør 11,5 mill. NOK.

Utetid ved feil	Gjennomsnittlig avbruddskostnad ved feil (kr)	Feilsannsynlighet pr. år	Forventet avbruddskostnad pr. år (kr)	Forventet kapitalisert avbruddskostnad over 40 år (kr)
1 dag	2 259 597	0,6 %	13 558	268 342
7 dager	15 105 794	0,6 %	90 635	1 793 913
1 måned	64 349 549	0,6 %	386 097	7 641 936
1,5 måned	96 465 041	0,6 %	578 790	11 455 865
2 måneder	128 580 534	0,6 %	771 483	15 269 793
3 måneder	192 811 518	0,6 %	1 156 869	22 897 649

Tabell 5 Beregning av gjennomsnittlig avbruddskostnad for forbruk hos Bane NOR Nelaug avhengig av utetid ved feil

Utfall av transformator har kun betydning i konsept 0. I konsept 1 og 2 er transformatoren fjernet ved at forsyningen til Bane NOR er direkte på 132 kV. Feil på regionalnettlinj, enten linjen ned til Nelaug omformerstasjon eller feil på linjen mellom Monehagen og Åmli, vil også medføre utfall av kraftforsyningen til Nelaug, men med normalt betydelig raskere reparasjonstid (timer, eller i verste

fall noen få dager). Avbruddskostnader for feil på regionalnettlinjer er i denne sammenheng sett bort ifra da kostnadene vil være svært små i forhold til avbruddskostnader ved transformatorfeil.

For videre kostnadssammenlikning er det basert på det overnevnte lagt til grunn en forventet kapitalisert avbruddskostnad i konsept 0 på 10 mill. NOK, mens forventet avbruddskostnad i konsept 1 og 2 er forenklet satt til 0 mill. NOK. «Nedjusteringen» fra 11,5 mill. NOK, som vist i tabell 5, til 10 mill. NOK, er gjort da forbruket de første årene vil være noe lavere en forutsatt i beregningen, samt at det også i konsept 1 og 2 forventnings vis vil være noe avbruddskostnader på grunn av feil i andre komponenter enn transformator, men marginalt i forhold til konsept 0.

4.5 Drift- og vedlikeholdskostnader

For estimering av forskjell i drift- og vedlikeholdskostnader er det gjort en vurdering av forskjellen i anleggsmasse mellom konseptene, og beregnet en årlig drift- og vedlikeholdskostnad ut ifra forskjellen i anleggsmassens verdi. Det er forutsatt en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 1,5 % av anleggsmassens verdi. Konsept 0 er benyttet som referanse og årlig drifts- og vedlikeholdskostnad er satt til 0.

I konsept 1 vil man kunne fjerne 132/60 kV transformator og 60 kV koblingsanlegg i Nelaug transformatorstasjon i forhold til konsept 0. 132 kV bryteranlegget er tenkt opprettholdt, og vil kreve et kontrollanlegg i bygg. Stasjonsbygningen er derfor forutsatt beholdt men med noe redusert innhold. Det er forutsatt etablert 2 nye fjernstyrte skillebrytere i mast mot Åmli og Monehagen for å tilfredsstille funksjonskrav beskrevet i NVF. Ny 132 kV linje fra Nelaug transformatorstasjon til Nelaug omformerstasjon vil erstatte eksisterende 60 kV linje og medfører sånn sett ikke noe økt anleggsmasse.

Oppsummert vil endringen i anleggsmasse i konsept 1 være en mindre 132/60 kV transformator, et mindre 60 kV koblingsanlegg, men 2 ekstra 132 kV fjernstyrte skillebrytere i mast. Med forutsetning om at vedlikehold av de 2 ekstra 132 kV fjernstyrte skillebryterne i mast «erstatte» vedlikehold av 60 kV koblingsanlegg, sitter man i praksis igjen med et endret vedlikeholdsbehov på grunn av en transformator mindre. En 20 MVA 132/60 kV transformator har i størrelsesorden en anleggsverdi på ca. 10 mill. NOK i nyverdi. 1,5 % av dette som estimat til årlig drift- og vedlikeholdskostnad tilsvarer 150 000 kroner. Kapitalisert over 40 år tilsvarer dette ca. 3 mill. NOK besparelse i drift- og vedlikeholdskostnad i forhold til konsept 0.

I konsept 2 vil man slippe drift- og vedlikeholdskostnad av 132/60 kV transformatoren som i konsept 1. Eksisterende 132 kV utendørs luftisolerte bryterfelt er i konseptet tenkt erstattet med 3 stk. innendørs gass-isolerte bryterfelt. Disse gass-isolerte bryterfeltene har normalt lavere vedlikeholdsbehov enn luftisolerte utendørsanlegg og er i denne sammenheng vurdert likeverdige med eksisterende utendørs bryterfelt. Konseptet innebærer 400 meter ekstra 132 kV luftlinje å vedlikeholde, men man vil derimot ikke trenge de 2 stk. 132 kV skillebrytere i mast som er forutsatt i konsept 1. Eksisterende 60 kV koblingsanlegg kan fjernes på lik linje som i konsept 1. Overordnet vurderes vedlikeholdsbehovet også i dette konseptet å reduseres noe, i størrelsesorden i samme grad som i konsept 1 (ca. 3 mill. NOK over en 40 års periode i forhold til konsept 0).

4.6 Restverdi

Anlegget som etableres (som hovedsakelig består av transformatorer, koblingsanlegg og kraftlinjer) vil ha en levetid på i størrelsesorden 50-60 år som er noe ut over analyseperioden på 40 år. Alternativene med høyest investeringskostnad vil dermed også ha noe høyere restverdi. For et overordnet estimat på denne restverdien er restverdien av investeringskostnaden for hvert konsept beregnet med forutsetning om en gjennomsnittlig levetid på det elektriske anlegget på 50 år. Med

utbygging i 2026 medfører dette en restverdi basert på 12 års gjenværende levetid ut over analyseperioden. Dette medfører en restverdi på 4,1 mill. NOK for konsept 0, 4,8 mill. NOK for konsept 1 og 8,5 mill. NOK for konsept 2.

4.7 Oppsummering kostnadssatte virkninger

Tabell 6 viser en sammenstilling av de prissatte virkningene beskrevet i kapittel 4.2 til 4.6. Konsept 1 kommer ut med lavest total kostnad selv om investeringskostnaden er noe høyere enn i konsept 0, i hovedsak på grunn av lavere avbruddskostnader.

Sammenstilling av teknisk-økonomisk alternativanalyse

Virkninger	Konsept 0	Konsept 1	Konsept 2	Merknad
Prissatte virkninger (nåverdi, alle kostnader i mill. NOK 2024-kroner)				
Investeringskostnader	-42	-49	-87	Nåverdi, investeringstidspunkt 2026
Tapskostnader	0	0	-1	Kapitalisert nåverdi 40 år
Avbruddskostnader	-10	0	0	Kapitalisert nåverdi 40 år
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	3	3	Kapitalisert nåverdi 40 år
Restverdi	4	5	9	Nåverdi, 12 års restlevetid ut over analyseperiode
Sum prissatte virkninger	-48	-41	-77	
Rangering prissatte virkninger	2	1	3	

Tabell 6 Sammenstilling av prissatte virkninger

4.8 Andre ikke kostnadssatte forhold

4.8.1 Virkning på areal og miljø

Tiltakene som konseptene innebærer er relativt små i størrelse og omfang (plassering av midlertidig mobilt omformeranlegg, inkludert 22 kV linje ned til Nelaug, inkl. areal til dette, er sett bort ifra da dette gjelder for alle konseptene). I konsept 0 er det ingen endringer i forhold til dagens arealbruk. Konsept 1 og 2 innebærer erstatning av eksisterende 60 kV linje med en 132 kV linje. Dette vil kreve høyere master (i størrelsesorden 10 meter høyere inkludert toppline etc.) og omtrent en dobling av faseavstand mellom linene (fra dagens 2,5 meter til 5 meter). Ryddebeltet vil måtte utvides med omtrent 4 meter.

Konsept 2 innebærer i tillegg etablering av en ekstra ca. 400 meter lang 132 kV linje for å sløyfe innom 132 kV linjen Monehagen – Åmli til Nelaug transformatorstasjon. Dette vil på dette strekket innebærer ett ekstra ryddebelte på i overkant av 30 meter.

I og med at man i stor grad gjenbruker eksisterende kraftlinjetrasé (konsept 1 og 2) og ny linjetrasé (konsept 2) er av svært begrenset lengde, er virkningene på areal og miljø overordnet vurdert som små for både konsept 1 og 2. For konsept 0 er det ingen endring fra dagens nivå.

4.8.2 Risiko med håndtering av fremtidig forbruk – høy nettbelastning i konsept 0.

Som beskrevet i kapittel 3.4.1 vil konsept 0 så vidt tilfredsstillende estimert fremtidig forbruk hos Bane NOR. En slik løsning vil dermed medføre tidvis (men kortvarig) svært høy belastning av 132/60 kV transformator, noe som blant annet kan medføre redusert levetid og/eller økt vedlikeholdsbehov på transformatoren, alternativt økt feilsannsynlighet som øker avbruddskostnadene. Dette er ikke hensyntatt i de forutsetningene for levetid, drift- og vedlikeholdskostnader eller avbruddskostnader.

Man kan også risikere, dersom Bane NOR sin prognose for fremtidig forbruk er for lav, at man ved valg at konsept 0 blir nødt til å gjøre endringer på systemløsningen (f.eks. gå over til konsept 1) likevel for å håndtere den fremtidige forbruksøkningen.

4.9 Vurdering av usikkerhet og fleksibilitet (realopsjoner)

Av de kostnadssatte virkningene som er vurdert i denne analysen er det investeringskostnadene og forventede avbruddskostnader som har størst betydning (se oversikt kapittel 4.10).

Usikkerheten i estimerte investeringskostnader er relativt stor da anleggene som foreslås i de forskjellige konseptene hverken er prosjektert, konsesjonssøkt, FOS-søkt eller gjennomført anskaffelse for. Det synes derimot relativt logisk og robust at konsept 1 har lavest investeringskostnad da konseptet i praksis kun innebærer tiltak i Bane NOR sitt omformeranlegg, samt etablering av 132 kV kabel for forsyning av mobilt omformeranlegg. For konsept 1 er det i hovedsak en tilleggskostnader for spenningsoppgradering av ca. 900 meter med 60 kV linje til 132 kV linje i forhold til kostnadene i konsept 0, mens det i konsept 2 innebærer etablering av et betydelig større 132 kV anlegg samt etablering av en ekstra 132 kV linje på ca. 400 meters lengde. Om investeringsnivået skulle gå opp eller ned i forhold til estimatene vurderes det derfor sannsynlig at alle konseptene vil øke/reducere investeringskostnadene tilnærmet likt %-vis. Isolert sett er det derfor vurdert som lite sannsynlig at endring i investeringskostnadene isolert sett vil endre rangeringen av alternativene.

Når det gjelder avbruddskostnadene er det naturlig stor usikkerhet til disse da mer eller mindre tilfeldige feilsituasjoner vil kunne påvirke kostnadene i betydelig grad. Det er også en usikkerhet om «NVEs KILE-modell» representerer avbruddskostnadene for denne type forbruk (jernbane-drift) på en riktig måte (er samme modell for alle kunder som sorterer under kundegruppe «Handel og tjenester»). Det er derimot ikke tvil om at et eventuelt transformatorhavari i konsept 0 vil ha betydning for både privatpersoner og næringsliv da et utfall vil medføre utfordringer (forsinkelser og eventuelt innstillinger) for togdriften på Sørlandet.

Som en «kvalitetssikring» av avbruddskostnads-nivået har Bane NOR gjort en egen analyse av den samfunnsøkonomiske kostnaden ved nedetid på Nelaug omformerstasjon. Analysen er dokumentert i «Notat – Fornyelse Nelaug omformerstasjon – samfunnsøkonomiske kostnader ved nedetid» og er lagt ved rapporten som vedlegg 5. Kostnadsnivået denne analysen kommer frem til er noe lavere enn avbruddskostnadene beregnet i denne rapporten etter NVEs KILE-modell. Et sammenliknbart tall i begge analysene er avbruddskostnad for en ukes utetid, som i Bane NOR sin analyse er estimert til ca. 11 millioner kroner, mot ca. 15 millioner kroner i denne rapporten (se kapittel 4.4). Dette representerer en forskjell på ca. 36 %.

En forskjell i forutsetningene mellom analysene er at det i Bane NOR sin analyse baseres på dagens forbruk (dagens passasjergrunnlag og godstogfrekvens) og eksisterende forsyningsløsning mot kjøreledningsnettet, mens beregningene utført i denne rapporten (kapittel 4.4) er basert på forventet fremtidig forbruk og omstrukturering av forsyningen til kjøreledningsnettet (blant annet nedleggelse av Krossen omformerstasjon), som forventnings vis gir et økt forbruk i Nelaug omformerstasjon på 38 % i forhold til i dag (se kapittel 2.2.1). Med disse forskjellene i forutsetninger anses derfor resultatene av de to analysene til å være godt sammenliknbare og bekrefter på lang vei at benyttet avbruddskostnads-nivå er reelt.

Et avbøtende tiltak for å redusere risikoen for avbrudd hos Bane NOR, og som kunne vært lagt til grunn som et alternativ til å legge til grunn forskjellig forventet avbruddskostnad mellom konseptene, kan være å gå til innkjøp av en reservetransformator beregnet for benyttelse på Nelaug ved eventuelt transformatorhavari. Innkjøpskostnaden for en slik transformator er i størrelsesorden 10 millioner kroner. Dette samsvarer med forventet økt avbruddskostnad for konsept 0, og en slik endring i forutsetninger ville dermed endt opp med tilnærmet samme forhold i totale prissatte virkninger konseptene imellom.

Hovedforskjellen mellom konsept 1 og 2 er funksjonaliteten til «knutepunktet» ved dagens Nelaug transformatorstasjon. Med eksisterende nettstruktur vurderer Glitre Nett det som at konsept 1 har tilstrekkelig funksjonalitet i forhold til omkringliggende kraftsystem. Eventuelle endringer i omkringliggende kraftsystem i fremtiden, men som ikke man ser som aktuelle med den informasjonen man sitter på i dag, kan potensielt endre krav til funksjonalitet i dette knutepunktet. En utbygging basert på konsept 1 (og for så vidt også konsept 0) vil derimot ikke være noe hinder for å på et senere tidspunkt bygge om «knutepunktet» som beskrevet i konsept 2. Konsept 1 vurderes derfor som fleksibelt for å i fremtiden kunne bygges om til konsept 2 dersom det skulle vise seg å bli ønskelig eller nødvendig.

I konsept 1 og 2 «frigjøres» 132/60 kV transformatoren i Nelaug transformatorstasjon. Transformatoren er bygget i 2005 og har forventningsvis om lag 40 år gjenværende restlevetid. Glitre Nett har ikke noe umiddelbart og konkret behov for en slik transformator andre steder i nettet pr. mars 2024, men det er blant annet flere transformatorer i Agder med dette spenningsnivået som det ikke finnes dedikerte reservetransformatorer for. Noen av disse nærmer seg også reinvesteringstidspunkt. Det er derfor ikke utenkelig at transformatoren i Nelaug transformatorstasjon kan ha en nytteverdi andre steder i regionalnettet på Agder (eller andre steder i Norge), enten midlertidig eller mer permanent.

4.10 Oppsummering

Tabell 7 viser en sammenstilling av alle virkninger og vurderinger rundt usikkerhet og fleksibilitet som beskrevet i kapittel 4.2 til 4.9. Samlet sett vurderes konsept 1 som det beste samfunnsøkonomiske konseptet med både lavest prissatte virkninger og best vurdering av ikke-prissatte virkninger.

Sammenstilling av teknisk-økonomisk alternativanalyse

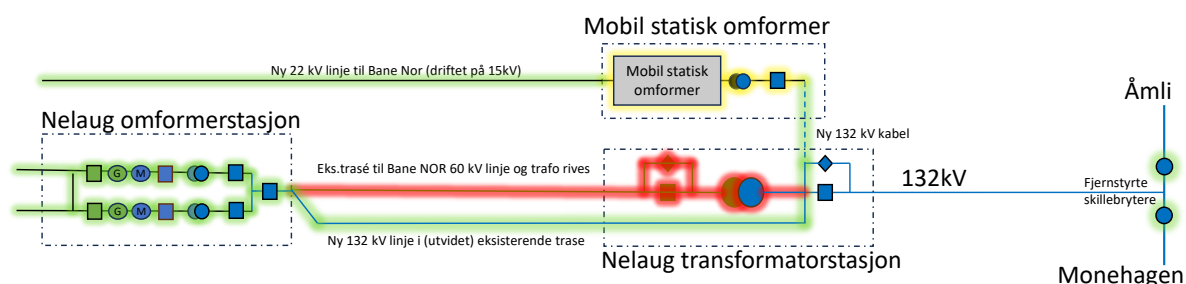
Virkninger	Konsept 0	Konsept 1	Konsept 2	Merknad
Prissatte virkninger (nåverdi, alle kostnader i mill. NOK 2024-kroner)				
Investeringskostnader	-42	-49	-87	Nåverdi, investeringstidspunkt 2026
Tapskostnader	0	0	-1	Kapitalisert nåverdi 40 år
Avbruddskostnader	-10	0	0	Kapitalisert nåverdi 40 år
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	3	3	Kapitalisert nåverdi 40 år
Restverdi	4	5	9	Nåverdi, 12 års restlevetid ut over analyseperiode
Sum prissatte virkninger	-48	-41	-77	
Rangering prissatte virkninger	2	1	3	
Ikke-prissatte virkninger				
Areal og miljø	Ingen endring	Liten negativ	Liten negativ	Større (k1 og k2) og flere (k2) kraftlinjer
Risiko fremtidig forbruk / høy nettbelastning	Negativ	Positiv	Positiv	Komponentbelastning "i grenseland" i konsept 1
Rangering ikke-prissatte virkninger	3	1	2	
Usikkerhet og fleksibilitet (realopsjoner)				
Usikkerhet investeringskostnad	Usikkerhet i investeringskostnad er vurdert som tilnærmet lik (%-vis) for alle konsepter. Liten sannsynlighet for at endring i investeringskostnadene vil endre rangering av alternativene			
Usikkerhet avbruddskostnader	"Naturlig usikkerhet" i avbruddskostnader, men en robust antakelse om at konsept 0 utsetter samfunnet for en større risiko enn konsept 1 og 2. Alternativ tilnærming med innkjøp av reservetrafo for at konseptene skal ha mer lik "risikoprofil" endrer ikke rangeringen			
Fleksibilitet (realopsjoner)	Valg av konsept 1 (eventuelt konsept 0) er ikke til hinder for at konsept 2 kan velges på sikt dersom endring i omkringliggende kraftsystem vil kreve dette. "Frigjørt" av 132/60 kV transformator i Nelaug i konsept 1 og 2 kan potensielt ha nytteverdier andre steder i regionalnettet i Agder (eller Norge)			
Samlet rangering	2	1	3	

Tabell 7 Sammenstilling av virkninger, usikkerhet og fleksibilitet

5 Oppsummering og anbefaling av konsept

Basert på tilgjengelig informasjon og vurderinger av forskjellige konsepter i kapittel 2 til 4 er det anbefalt å utvikle regionalnettet til Nelaug omformerstasjon etter konsept 1.

Figur 15 viser en prinsippskisse over konseptet og hvilke tiltak som må gjøres. Anleggsdeler markert med «rød skygge» betyr at anlegg skal/kan fjernes. Anleggsdeler med «grønn skygge» betyr at de må bygges nye. Anleggsdeler med «gul skygge» viser at det er mobile anlegg (som kan flyttes til/fra Nelaug etter behov).



Figur 15 Prinsippskisse anbefalt konsept 1

For å kunne gjennomføre konseptet slik som forutsatt i denne konseptvalgutredningen må gjennomføringen foregå i følgende hovedtrinn:

1. Mobil statisk omformer og 22 kV linje fra mobil omformer til jernbanenettet må etableres og settes på drift
2. 60 kV linje Nelaug transformatorstasjon – Nelaug omformerstasjon, 60 kV anlegg i Nelaug transformatorstasjon og 132/60 kV transformator kan rives / fjernes.
3. Ny 132 kV linje fra Nelaug transformatorstasjon til Nelaug omformerstasjon kan bygges i (utvidet) eksisterende 60 kV trasé

Gjennomføring av nødvendige tilpasninger i 132 kV bryterfelt i Nelaug transformatorstasjon, verntiltak i Nelaug, Åmli og Monehagen, og eventuelt fjernstyrte skillebrytere på 132 kV linje mot Åmli og Monehagen må planlegges gjennomført på en måte som minimerer konsekvensen for strømforsyningen i området. Disse tiltakene vil trolig medføre kortere driftstanser i området.

Nelaug omformerstasjon kan bygges om (reinvesteres) fra og med den mobile omformer er satt på drift (trinn 1 over) og parallelt med andre utbyggingstrinn (trinn 2 og 3).

5.1 Foreløpig fremdriftsplan

Foreløpig fremdriftsplan er som følger:

2024

Planlegging og prosjektering av tiltak inkludert utarbeidelse av konsesjonssøknader. Avklaring av funksjonskrav med systemansvarlig (FOS-søknad). Konsesjonsbehandling.

2024/25

Etablere og idriftsette mobil statisk omformer, rive 60 kV linje og fjerne 60 kV anlegg og 132/60 kV transformator i Nelaug transformatorstasjon. Starte ombygging Nelaug omformerstasjon.

2026

Bygge ny 132 kV linje og gjennomføre nødvendige tiltak i Nelaug, Åmli og Monehagen (eventuelt Bøylestad) stasjoner. Fortsette ombygging Nelaug omformerstasjon.

2027

Ferdigstille arbeid og sette på drift 132 kV linje og ny Nelaug omformerstasjon

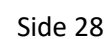
5.2 Overslag anleggsbidrag

Tiltakene som Glitre Nett må gjøre i regionalnettet i konsept 1 er i hovedsakelig kundespesifikke da nettanlegget ikke forsyner andre kunder enn Bane NOR. Dette medfører at Bane NOR som kunde må betale de nødvendige tiltakene i sin helhet, men fradrag av eventuell fremtidig reinvestering som Glitre Nett slipper å gjennomføre. I dette tilfellet blir eksisterende 60 kV linje fra Nelaug transformatorstasjon til Nelaug omformerstasjon reinvestert når linjen har en alder på ca. 20 år (byggeår 2005). Forventet levetid for linjen er om lag 60 år, noe som medfører at linjen blir «forskuttet» reinvestert med ca. 40 år.

Ombygging av kraftlinjen fra Nelaug transformatorstasjon til Nelaug omformerstasjon er estimert til 7,4 millioner kroner (inkl. «påslag» for prosjektering, rigg kostnader, interne prosjektkostnader og uforutsette kostnader). Nåverdien av en fornyelse av linjen 40 år frem i tid (ved reinvesteringstidspunkt), forutsatt samme investeringskostnad, er 1,5 millioner kroner.

Total estimert investeringskostnad for tiltak i Glitre Nett sitt regionalnett er 13,8 millioner kroner. Med fratrekk for fremtidig reinvesteringskostnad av 60 kV linjen som nå Glitre Nett unngår (1,5 millioner kroner) er estimert anleggsbidrag til Bane NOR om lag 12,5 millioner kroner. Estimaten representerer dagens kostnadsnivå. Forventet prisstiging frem til utbyggingstidspunkt, byggelånsrente i byggetiden etc., er ikke inkludert da faktisk utbyggingstidspunkt og utbyggingstid foreløpig er usikkert. Endelig (bindende) anleggsbidrag vil først bli utarbeidet når tiltakene er ferdig prosjektert og konsesjon for nødvendige tiltak foreligger.

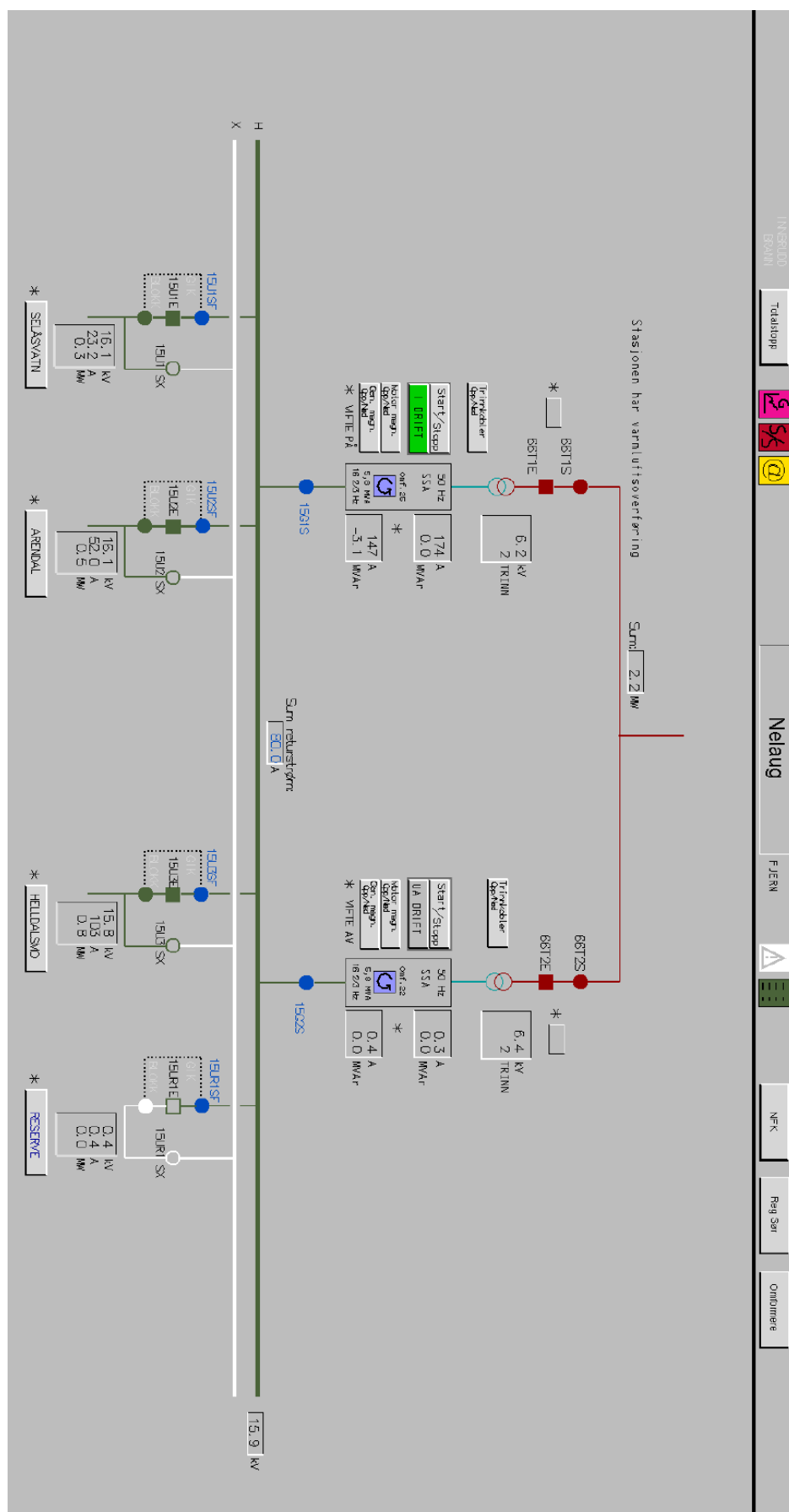
Vedlegg 1 - Detaljert enlinjeskjema for avgreining til Nelaug Omformerstasjon



Vedlegg 2 - Merkeverdier og overbelastbarhet på 132/62 kV transformator i Nelaug transformatorstasjon (data fra Fosweb)

Elektriske data ^		
	Primær	Sekundær
Merkeytelse (MVA) (Påkrevd) ⓘ	20	20
Merkespenning (kV) (Påkrevd) ⓘ	132	62
Merkestrøm (A) (Påkrevd) ⓘ	87	186
Kortvarig overlast (%) (Påkrevd) ⓘ	40	
Langvarig overlast (%) (Påkrevd) ⓘ	20	
Temperaturkorrigering tillatt (Påkrevd) ⓘ		
☐ Ja ☒ Nei		

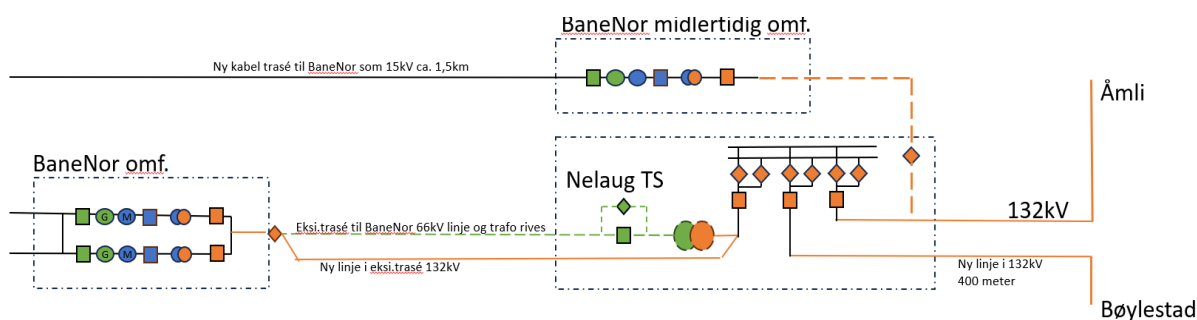
Vedlegg 3 – Enlinjeskjema Nelaug Omformerstasjon



Vedlegg 4 – Andre vurderte plasseringer og anleggsløsninger konsept 2

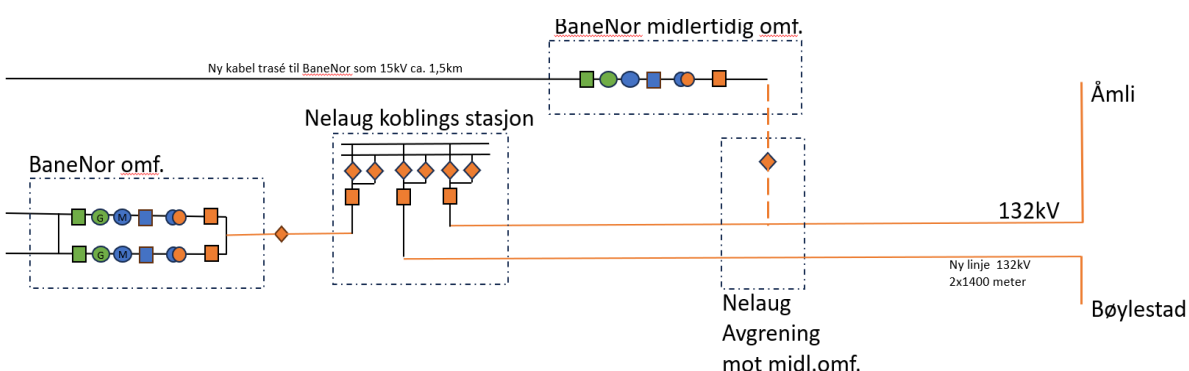
Gjennom arbeidet med konsept 2 i konseptvalgutredningen er det blitt vurdert forskjellige plassering og anleggsløsninger (løsningsvalg) for nytt 132 kV koblingsanlegg. Disse vurderingene er kort dokumentert i dette vedlegget.

Figur 16 viser anleggsløsningen som er lagt til grunn i konseptvalgtredningen. Med denne anleggsløsningen er 132 kV bryteranlegg plassert i eksisterende Nelaug transformatorstasjon. Som beskrevet i konseptvalgutredningen er estimert investeringskostnad for denne løsningen totalt 94 millioner kroner.



Figur 16 Konsept 2 med anleggsløsning som benyttet i konseptvalgutredningens

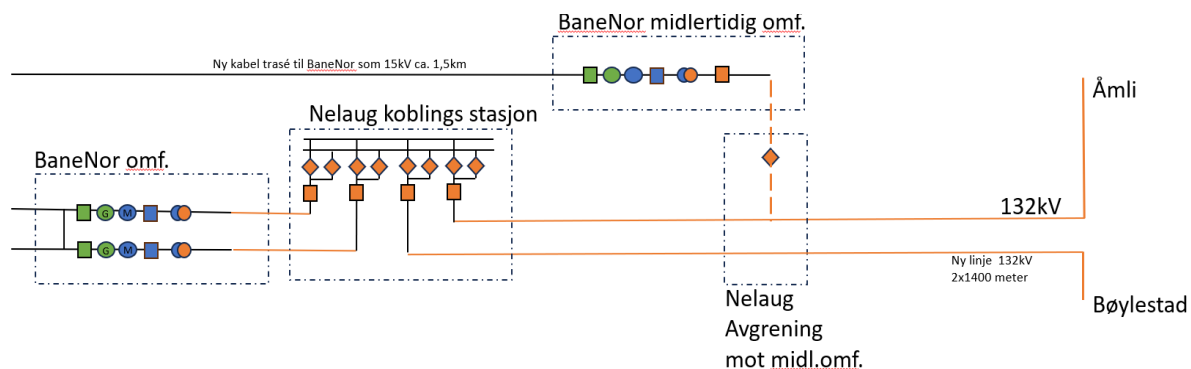
Figur 17 viser en alternativ anleggsløsning der 132 kV bryteranlegg (3 bryterfelt) er plassert like ved Nelaug omformerstasjon. Dette vil kreve etablering av lenger 132 kV linjer fra hovedlinjen Åmli – Monehagen (fremtidig Bøylestad som vist på figuren) og betydelig ekstrakostnader for opparbeidelse av tomt og nødvendig bygningsmasse for 132 kV bryteranlegg. Investeringskostnaden for denne løsningen er estimert til totalt 118 millioner kroner. Tapskostnadene vil også bli større med denne anleggsløsningen da kraftflyten fra Åmli mot Bøylestad for en lenger «omvei» innom Nelaug omformerstasjon. Leveringspåliteligheten vil bli enda bedre for Nelaug omformerstasjon da den 2-sidige forsyningen kommer enda nærmere, men med relativt kort reparasjonstid på linje fra Nelaug transformatorstasjon (som i figur 16) til Nelaug omformerstasjon er ikke denne fordelene forventet å oppveie for den høyere investeringskostnaden dette innebærer (basert på avbruddskostandsberegningene vist i kapittel 4.4 i konseptvalgutredningen).



Figur 17 Konsept 2 med plassering av 132 kV koblingsanlegg (3 bryterfelt) like ved Nelaug omformerstasjon

Figur 18 viser en alternativ anleggsløsning med plassering av 132 kV bryteranlegg på samme sted som vist i figur 17, men med ett ekstra bryterfelt (totalt 4 bryterfelt) slik at det ikke blir nødvendig med 132 kV bryteranlegg i Nelaug omformerstasjon. Dette vil totalt redusere antall 132 kV bryterfelt noe (1 felt) og sånn sett redusere investeringskostnadene noe fra 118 millioner kroner til 103 millioner kroner, men vil kreve samme linjebygging som vist i figur 17 med samme tapspåvirkning.

Gevinsten i bedre leveringspålidelighet til Nelaug omformerstasjon er heller ikke med denne anleggsløsningene forventet å veie opp for de økte investeringskostnadene.



Figur 18 Konsept 2 med plassering av 132 kV koblingsanlegg like ved Nelaug omformerstasjon. Bryteranlegget bygget med 4 bryterfelt slik at det ikke er nødvendig med 132 kV bryteranlegg i Nelaug omformerstasjon.

Notat – Fornyelse Nelaug omformerstasjon – samfunnsøkonomiske kostnader ved nedetid

Til: Øyvind August Rui

Fra: Andreas Hordvik

Dato: 22.02.2024

Kopi til: Eirik Kvalheim, Lars Ansteensen

Sammendrag

Det er i denne analysen gjort et anslag av den samfunnsøkonomiske kostnaden ved nedetid på Nelaug omformerstasjon, hvor det forutsettes at nedetid fører til et totalt sporbrudd på strekningen Kristiansand – Arendal – Nordagutu. Timekostnaden for nedetid er anslått til å ligge et sted mellom 40 000 – 66 000 kroner, avhengig av hvor lenge omformerstasjonen har nedetid. Denne variasjonen i timekostnaden skyldes at aktørene på person- og godssiden vil tilpasse seg etter varigheten på sporbruddet som oppstår. Etter en viss varighet vil operatørene sette inn buss for tog på den berørte sporbruddstrekningen, mens godstransporten i sin helhet vil gå over på lastebiler. Ved maksimal nedetid på 2,5 måneder, er den samfunnsøkonomiske kostnaden estimert til å være rundt 118 millioner kroner.

Tabell 1: Resultater fra analysen

Samfunnsøkonomiske kostnader		
Varighet for sporbrudd	Timesats	Total kostnad
1 time	Ca. 40 000 kroner	Ca. 40 000 kroner
3 timer	Ca. 63 500 kroner	Ca. 190 000 kroner
5 timer	Ca. 66 000 kroner	Ca. 330 000 kroner
24 timer	Ca. 66 000 kroner	Ca. 1 580 000 kroner
1 uke	Ca. 66 000 kroner	Ca. 11 000 000 kroner
2,5 måned	Ca. 66 000 kroner	Ca. 118 000 000 kroner

Bakgrunn

Det foregår i dag et prosjekt for å fornye Nelaug omformerstasjon, som er et anlegg som forsyner en strekning på Sørlandsbanen med strøm. En del av prosjektet innebærer en fornyelse av nettselskapets forsyningsanlegg til omformerstasjonen. Nettselskapet får redusert inntektsrammen sin ved avbrudd på strømforsyningen, gjennom en såkalt KILE-kostnad (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi). Denne KILE-kostnaden fungerer som et insentiv for å levere strøm med minst mulig avbrudd, og er basert på kundenes kostnader ved avbrudd, i tillegg til de samfunnsøkonomiske kostnadene. Det er ulike satser for ulikt forbruk, men ikke en egen sats for jernbanen. Formålet med denne analysen er derfor å finne en sats for nedetid på Nelaug omformerstasjon, slik at alternativer for fornyelse av forsyningsanlegget kan velges ut ifra relevante samfunnsøkonomiske kostnader. Dette er viktig siden Bane NOR Energi som kunde betaler for oppgraderinger av forsyningsnettet via et anleggsbidrag.

Konsekvensen av nedetid på Nelaug omformerstasjon er sporbrudd som følge av at strømforsyningen forsvinner og togtrafikken stopper følgelig opp. Strekningen for et eventuelt sporbrudd er Kristiansand – Arendal – Nordagutu. Kostnaden ved nedetid på Nelaug omformerstasjon vil derfor være de samfunnsøkonomiske kostnadene av et sporbrudd på denne strekningen.

Metode og forutsetninger

I analysen beregnes de mest vesentlige virkningene som følge av sporbrudd:

- 1) Kostnaden de reisende får ved lengre reisetid og ulempe ved å bytte transportmiddel. Dette er den kostnaden de reisende får ved endret reiseulempe, og er en typisk samfunnsøkonomisk kostnad.
- 2) Kostnadene ved buss for tog. Dette er kostnader som Bane NOR og togselskapene må betale ved alternativ transport og disse påvirker direkte selskapenes bunnlinje.
- 3) Bortfall av billettinntekter ved at flere enten dropper reisen eller gjennomfører reisen på en annen måte.
- 4) Kostnadene for godsoperatørene og vareeier ved at godset bruker lenger tid til terminalen, og potensielt må flyttes over på dyrere transport som lastebiler. Videre, de negative eksterne virkningene av å benytte lastebiltransport fremfor jernbanen (miljø og ulykker).

For å gjennomføre beregningene analyseres det basert på passasjerdata, hvordan et sporbrudd på en bestemt strekning påvirker de reisende på strekningen. Det blir beregnet hvor mange passasjerer som blir påvirket, hvilken reisetidsulempe disse får og hvilken ulempe de får ved å måtte gjennomføre bytter mellom transportmidler.

Beregningene gjøres konkret ved at det med utgangspunkt i passasjerdata¹ beregnes hvor mange reisende som får tidsulemper ved sporbruddet. Ulempene deles inn i to kategorier:

- 1) Ulempen ved endret reisetid.
- 2) Ulempen ved bytte av transportmiddel.

Størrelsene på disse beregnes på bakgrunn av stasjonsrelasjoner og avstand mellom stasjonene. Til slutt beregnes den totale ulempen i antall minutter og multipliseres med gjeldene tidsverdier, slik at dette kvantifiseres i kroner og øre.

For godstrafikk tar man utgangspunkt i antall godstog som kjører på strekningen per måned/år, samt tog lengde- og vekt. Videre brukes standardsatser fra Nasjonal godstransportmodell som sier noe om typen varer som typisk fraktes på Sørlandsbanen, og timekostnaden ved forsinkelser i transporten av

¹ Det er brukt passasjertall fra 2019, siden man antar at tallene for 2023 ligger omtrent på dette nivået.

disse. I tillegg benytter man kostnadstall fra nevnte modell til å regne ut kostnadsdifferansen mellom godstransport via lastebiler og tog, samt negative eksterne virkninger for samfunnet for øvrig (ulykker, forurensing etc.). Dette vises i større detalj i vedlegget.

Egenskapene ved et sporbrudd varierer med lengden på bruddet, siden både aktørene for person- og godstrafikk vil tilpasse seg etter en viss varighet. Dette kan føre til forskjellige kostnader basert på varigheten til et sporbrudd. For å hensynta dette, har man i analysen gjort noen antakelser:

- For sporbrudd under 2 timer vil det ikke settes inn buss for tog, siden bussen i snitt bruker 1,5 time frem til stoppet tog. Passasjerene henvises da til neste togavgang.
- Ved buss for tog antar man at det går direktebuss fra Oslo S til Kristiansand og videre sørover mot Stavanger, slik at de reisende på disse relasjonene ikke vil få økt reisetid. Disse reisende vil omsider få en bytteulempe.
- Gjennomsnittlig økt reisetid som følge av buss for tog, ligger på ca. 2 timer til og fra de berørte stasjonene på strekningen med sporbrudd. Dette er basert på busstabeller fra 2023 på samme strekning
- Sporbrudd som ikke er varslet ca. 3 måneder i forveien regnes som uplanlagt.
- For sporbrudd på opptil 4 timer², vil godstogene vente og godstransporten bli forsinket tilsvarende. For lenger sporbrudd vil gods som ellers skulle gått på bane transporteres med lastebiler.

² Det går i snitt ett godstog hver 4. time på Sørlandsbanen. Antar derfor at neste godstog innstilles ved et lenger sporbrudd enn 4 timer, og at varene dermed går på vei fra start til slutt.

Resultater

I det følgende presenteres resultatene fra analysen. Beregningene er gjort for sporbrudd av ulik varighet, hvor noen utvalgte sporbrudd vises i tabell 2. De valgte bruddlengdene skal illustrere variasjonen i kostnadene for korte brudd, og kostnadsutviklingen for lenger brudd. Det lengste sporbruddet man har sett på er 2,5 måned, siden dette er antatt maksimal nedetid på omformerstasjonen.

Tabell 2: Samfunnsøkonomiske kostnader ved ulike sporbrudd på Kristiansand - Nordagutu.

Samfunnsøkonomiske kostnader		
Varighet for sporbrudd	Timesats	Total kostnad
1 time	Ca. 40 000 kroner	Ca. 40 000 kroner
3 timer	Ca. 63 500 kroner	Ca. 190 000 kroner
5 timer	Ca. 66 000 kroner	Ca. 330 000 kroner
24 timer	Ca. 66 000 kroner	Ca. 1 580 000 kroner
1 uke	Ca. 66 000 kroner	Ca. 11 000 000 kroner
2,5 måned	Ca. 66 000 kroner	Ca. 118 000 000 kroner

Fra tabellen ser vi at timekostnaden er høyest for et sporbrudd på 1 time med 40 000 kroner, før den så går opp til 63 500 kroner for brudd på over 2 timer. Dette skyldes at buss for tog ikke settes inn før et sporbrudd varer lenger enn 2 timer, slik at passasjerene må vente til neste togavgang. For sporbrudd på over 4 timer vil timekostnaden øke igjen fra 63 500 kroner til 66 000 kroner fordi gods vil gå over på vei, som betyr høyere transportkostnader for vareeierne, samt negative eksterne virkninger som utslipp og ulykker. Timekostnaden fra og med dette punktet holder seg uendret, slik at kostnadene utvikler seg lineært etter varigheten på sporbruddet, som er illustrert under i figur 1. Timekostnaden vil sannsynligvis reduseres etter 3 måneder, siden kostnaden knyttet til buss for tog er lavere for planlagte sporbrudd³. Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved maksimal nedetid på omformerstasjonen er ca. 118 000 000 kroner.

Figur 1: Grafisk fremstilling av de samfunnsøkonomiske kostnadene opptil et døgn.

³ Dette kommer imidlertid ikke frem i beregningene, siden nedetiden i verste fall er satt til 2,5 måned, mens et sporbrudd ikke regnes som planlagt før varigheten på bruddet er lenger enn 3 måneder.

Vedlegg

Figur 2: Beregning av forsinkelseskostnad per time for godstog på Sørlandsbanen.

Sørlandsbanen (Kristiansand - Nordagutu)			Kilde
Tidsverdi pr. tonntime	24,93	2024-kr	NGM V31_05
Antall faktiske tog (2023)	2241	tog	TIOS-data
Gj.snitt. Tog lengde	374	meter	TIOS-data
Loklengde	20	meter	Kostnadsmodell NGM V31_05
Vognlengde	33,25	meter	Kostnadsmodell NGM V31_05
Antall vogner i snitt per tog	11	vogner	
Gj.snitt. Brutto vekt	777	tonn	TIOS-data
Lok-vekt (4 akslet)	82	tonn	Kostnadsmodell NGM V31_05
Vekt per vogn	35	tonn	Kostnadsmodell NGM V31_05
Gj.snitt. netto vekt pr. tog	323	tonn	
Togkostnad pr. time (vognleie, lønn lokfører etc.)	3890	Kr	Kostnadsmodell NGM V31_05
Tidsverdi pr. togtime	11 936	Kr	
Gjennomsnittlig forsinkelseskostnad per togtime	28 028	Kr	
Tog pr. døgn	6,14		
Tog pr. time	0,25		
Forsinkelseskostnad pr. time	7 007	Kr	

Figur 3: Beregning av samfunnsøkonomisk timekostnad per innstillingstime av godstog.

Kilometer per lastebil	318		
Bilkilometer per innstilt tog	6769,27		
Bilkilometer per innstilt togtime (input til SAGA)	1 692		
Kilometer per tog	365,29		
Togkilometer per time (input til SAGA)	91,3225		
Vekt pr. tog	30,32	tonn	
Vekt pr. container	7,58	tonn	
Containere pr lastebil	2	containere	
Antall lastebiler pr. innstilt tog	21,3	lastebiler	
Tonn per bil (nettovekt)	15,2	tonn	
Kostnadsdifferanse per tonn mellom lastebil og tog	94	kr	Kostnadsmodell NGM V31_05
Kostnadsdifferanse per lastebil	1 431	kr	
Tidsbesparelse lastebil for tog (1 time mindre kjøretid)	-8 046	kr	
Totalt økt transportkostnad per innstilt tog	30 469	kr	
Total økt transportkostnad pr togtime (input til SAGA)	5 606	Kr	
Kostnad per time innstillinger (output fra SAGA)	9 553	Kr	SAGA v.2.8.4