

► Samfunnsøkonomisk analyse

Oppgradering av regionalnett

Otteråi-Langeland

unntatt offentlighet iht. BfK § 6-2, jf Offentleglova § 13

J03	2020-03-24	For bruk	Maytt		EIFor
B02	2019-12-18	For kommentar hos kunde	Maytt	DagAu	EIFor
B01	2019-10-30	For kommentar hos oppdragsgiver	Maytt	DagAu	EIFor
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

Innholdsliste

1	Innledning	3
2	Teknisk/økonomisk vurdering	4
2.1	Samfunnsøkonomisk analyse av systemløsning	4
2.2	Investeringskostnader	5
2.2.1	Forutsetninger for beregningene	5
2.2.2	Basisestimat for valgt systemløsning	5
2.2.3	Reinvestering 0-alternativet	6
2.2.4	Sammenligning av løsningene	6
2.3	Drift og vedlikehold	7
2.4	Nytteverdi av reduserte tap	8
2.4.1	Forutsetninger for beregningene	8
2.4.2	Totale nettap i driftsområdet	9
2.5	Avbruddskostnader	9
2.5.1	Forutsetninger for beregningene	10
2.5.2	Avbruddskostnader	13
2.6	Samfunnsøkonomisk analyse	14
2.6.1	Samfunnsøkonomisk kalkyle	14
2.6.2	Momenter som ikke gjenspeiles i de samfunnsøkonomiske kalkylene	14
2.7	Konklusjon	14

1 Innledning

Haugaland Kraft Nett (HKN) vil søke konsesjon på ny 132 kV kraftledning og sjøkabel mellom transformatorstasjonene Langeland i Tysnes kommune og Otteråi i Austevoll kommune. Ledningen skal erstatte dagens 66 kV ledning og sjøkabel mellom de to stasjonene. 66 kV ledningen er i dårlig teknisk stand og har for liten kapasitet for fremtidig behov. Ny ledning skal de første årene driftes med 66 kV spenning.

Norconsult har utarbeidet melding for tiltaket og er nå i ferd med å utarbeide konsesjonssøknaden for ny kraftledning Langeland -Otteråi. Som et ledd i dette arbeidet har Norconsult gjennomført en samfunnsøkonomisk analyse som vurderer de samfunnsøkonomiske kostnadene og gevinstene ved valgt systemløsning vurdert opp mot 0-alternativet som referanse.

2 Teknisk/økonomisk vurdering

Dette kapitlet består av en samfunnsøkonomisk analyse basert på valgt systemløsning presentert i kapittel «5 Valg av systemløsning» i teknisk forprosjektrapport, vurdert opp mot 0-alternativet.

Analysen forsøker å ta for seg de viktigste fordelene og ulempene samfunnet har knyttet til et planlagt tiltak. Det samfunnsøkonomiske perspektivet tar hensyn til interessene til alle aktører i samfunnet; både det offentlige, bedrifter og privatpersoner.

Samfunnets fordeler og ulemper kan være enten kvantifiserbare (mulige å tallfeste) eller ikke-kvantifiserbare (kvalitative, ikke enkle å tallfeste). Der det er mulig å kvantifisere nytte eller kostnader i kroner og øre, er dette gjort. Videre er det gjort vurderinger rundt forhold som ikke så lett lar seg tallfeste i kroner, kalt ikke-kvantifiserbare effekter. Generelt er det slik at ulemper gjerne lar seg kvantifisere lettere enn fordeler. Eller: Kostnader er lettere å tallfeste enn inntekter.

Ifølge NVE bør følgende nytte- og kostnadsvirkninger inngå i en samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i kraftnettet:

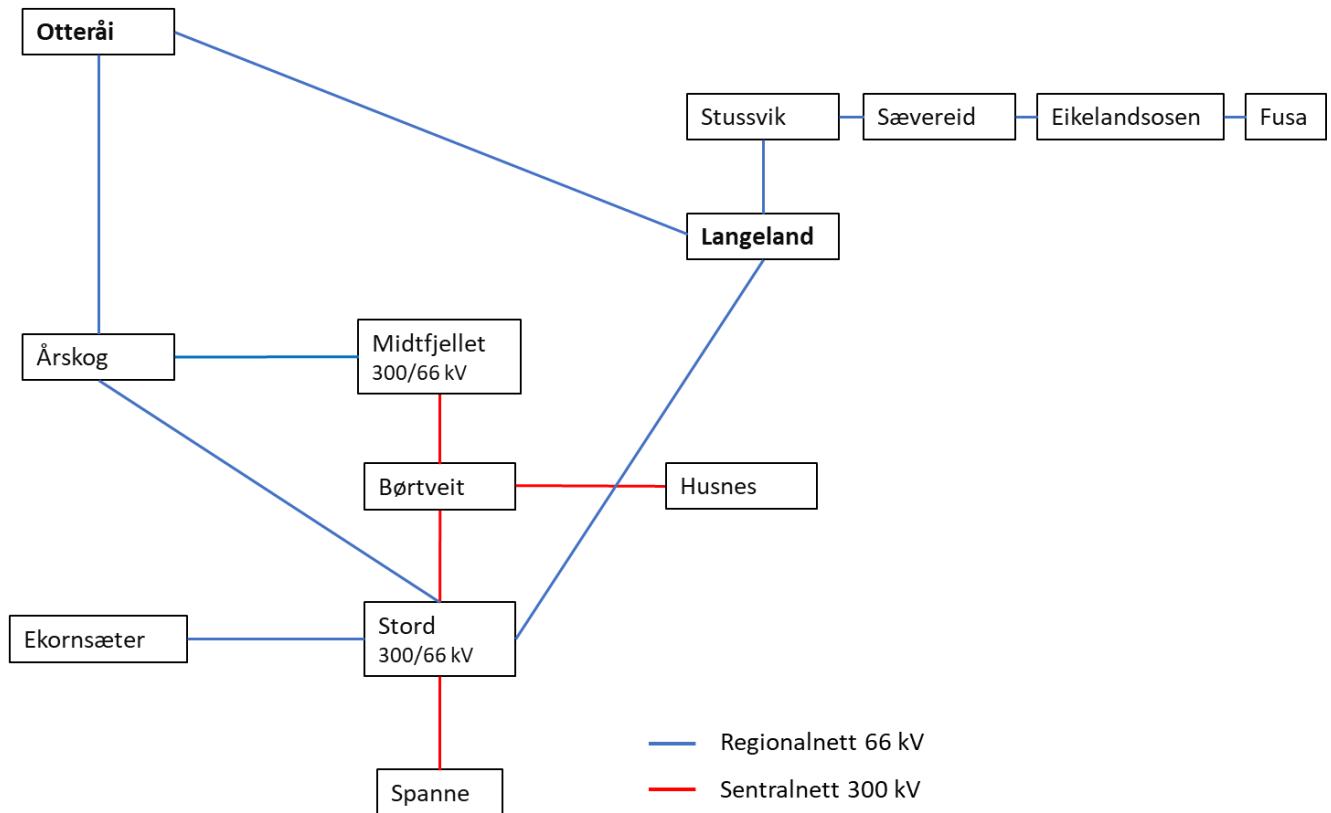
- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

For analysen av systemløsningene, er det sett på flere av disse aspektene. Kalkyler over investeringskostnader er laget, forskjeller i drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert, tapskostnader og avbruddskostnader er anslått. Endringer i flaskehalskostnader er ikke relevant for denne ledningen siden det ikke er et naturlig prisdele i dette området.

2.1 Samfunnsøkonomisk analyse av systemløsning

I dette kapitlet er det redegjort for de samfunnsøkonomiske kostnadene og gevinstene ved valgt systemløsning satt opp mot 0-alternativet som referanse. I beregningene er det benyttet en kalkulasjonsrente på 4 %, og analyseperioden er satt lik nettanleggets økonomiske levetid på 40 år.

Valg av teknisk løsning er beskrevet i forprosjektrapporten og er derfor kun omtalt i korte trekk. Figur 2-1 viser en oversikt over dagens nettkonfigurasjon.



Figur 2-1: Oversikt over dagens nettkonfigurasjon.

2.2 Investeringskostnader

2.2.1 Forutsetninger for beregningene

Prisene som er benyttet i kostnadskalkylene er hentet ut fra erfaringstall fra nylig gjennomførte prosjekter i regionalnettet. Kostnadene er oppgitt i 2019 kroner eksklusive moms. Kalkylene har en viss usikkerhet, og størst usikkerhet ligger i endelig valg av trasé, markedsforhold og kronekursen.

Nåverdi er beregnet ut fra 4 % rente. For hovedalternativet er investeringskostnadene antatt å fordele seg 80% i 2023 og 20% i 2024. I nåverdiberegningen for 0-alternativet fordeles investeringen likt over en femårsperiode med start reinvestering i år 2022.

2.2.2 Basisestimat for valgt systemløsning

Kostnadskalkylen for valgt systemløsning er vist i tabellene nedenfor og gjelder for ledningstrase 1.0 beskrevet i kapittel «8.1 Trasealternativ 1.0» i forprosjektrapporten.

I kostnadskalkylen er det lagt inn ombygginger i Langeland og Otteråi transformatorstasjoner og ny 66 (132) kV kraftledning Langeland - Ersvika. Det er benyttet FeAl 240 med kompositt i kalkylene for ledningen og TKZA 3x1x800mm² for sjøkabelen.

Tabell 2-1 Kostnadskalkyle for ny kraftledning Otteråi – Langeland. Basiskalkyle med kabel Ersvika - Huftarøy.

Beskrivelse	Lengde i km	Kostnad [MNOK]
Langeland transformatorstasjon		0,5
Otteråi transformatorstasjon		0,5
Ny 66 (132) kV kraftledning Langeland - Ersvika	20	73,7
170 kV sjøkabel Ersvika - Huftarøy	2,9	49,6
Sum investeringer		124,3
Sanering 66 kV ledning Otteråi-Langeland Tremast FeAl 50 og 70	20	8,4
Sanering 66 kV sjøkabel Ersvika-Huftarøy	3	2,5
Sum kostnader trase 1.0		135

2.2.3 Reinvestering 0-alternivet

Nullalternivet er definert som «videre drift av dagens ledning». Dette innebærer fortsatt drift med 66 kV på dagens ledning og kabel. Alternativet inkluderer tilstandskontroller og utskiftning av komponenter etter hvert som tilstanden blir så dårlig at de må skiftes ut. Det antas at utskiftning komponent for komponent blir om lag 20 % dyrere enn å bygge ny ledning, det resulterer i en total investeringskostnad på 156 MNOK for 0-alternivet.

2.2.4 Sammenligning av løsningene

Tabell 2-2: Absolutte investeringskostnader per alternativ, med nåverdi. Positive tall er økte kostnader sammenlignet med 0-alternivet.

Løsning	Investeringskostnad [MNOK]	Nåverdi av invest. kost. 40 år [MNOK]	Absolutt investeringskostnad [MNOK]	Absolutt nåverdi, 40 år [MNOK]
0-alternivet	162	153	0	0
Valgt systemløsning	135	129	-27	-24

Tabell 2-2 over viser at valgt systemløsning har lavere investeringskostnader sammenlignet med 0-alternivet.

2.3 Drift og vedlikehold

Kostnadene for ordinært drift og vedlikehold av anleggene er forutsatt å være relativt like pr km ledning og kabel for de to alternativene.

Forenklet ser vi på antall og mengder av ulike anleggsdeler for å estimere vedlikeholdskostnader. Dermed estimeres forventede årlige drift- og vedlikeholdskostnader av antall kilometer luftlinje og kabel.

Vedlikeholdskostnaden per kilometer luftlinje og kabel anslås etter tabellen under. For enkelhetsskyld antas denne å gjelde både for 66 og 132 kV spenningsnivå.

Tabell 2-3: Kostnadskalkyle for drift og vedlikehold av kraftledning og kabel.

Aktivitet	Kostnad linje pr år [Kr/km]	Kostnad kabel pr år [Kr/km]
Drift og beredskap	2 800	2 800
Forebyggende vedlikehold		
Inspeksjon (1 år)	2 800	1 400
Skogrydding (5 år)	8 400	-
Måling av jordmotstand (10 år)	840	420
Korrektivt vedlikehold		
Reparasjon av feil på kabel/linje	2 800	8 400
Reparasjon av stolper	560	-
Diverse andre reparasjoner	2 240	840
Drift og vedlikehold kr/km pr år	20 440	13 860

Tabell 2-4 viser mengden luftnett og kabel for de to ulike systemløsningene, og hvordan dette antas å påvirke løpende kostnader. Nåverdien beregnes over 40 år med en rente på 4 %.

Tabell 2-4: Antall kilometer luftledning og kabel per alternativ, med tilhørende årlig kostnad og nåverdi.

Alternativ	Mengde linje [km]	Mengde kabel [km]	Årlig kostnad Drift og ved. [MNOK]	Nåverdi Drift og ved. 40 år [MNOK]
0-alternativet	20.0	3.0	0.45	8.91
Valgt systemløsning	20.0	2.9	0.45	8.89

Gitt de parameterne lagt til grunn, ser vi at ordinære drift- og vedlikeholdskostnader utgjør en vesentlig kostnad. Tabellene over viser at de to alternativene har nesten like drift- og vedlikeholdskostnader, da mengden luftlinje og kabel er uendret.

2.4 Nytteverdi av reduserte tap

Elektriske tap i nettet påfører kraftsystemet en ekstra kostnad ved at det må bygges ut kraftproduksjon for å dekke tapene, og det må bygges overføringsanlegg for å overføre effekt og energi fra kraftproduksjon til der tapene opptrer. Kostnadene knyttet til overføring av tap i nettet er knyttet til økning i nettkapasitet og er en ren effektkostnad. Elektriske tap i kraftsystemet har altså både en energidimensjon (energien må produseres) og en effektdimensjon (beslaglegger kapasitet i kraftsystemet). En kostnadsriktig verdsetting av tapene skal ta hensyn til begge disse dimensjonene.

Linjen Otteråi-Langeland fungerer som reserve og hovedsakelig momentan reserve ved feil. I normaldrift vil det ikke være særlig belastning på linjen, i beregningen av nettap i denne analysen er det forutsatt at lastflyten på linjen ikke endrer seg nevneverdig i løpet av analyseperioden på 40 år.

2.4.1 Forutsetninger for beregningene

Samfunnsøkonomiske kostnader for nettap er beregnet av SEFAS i "Planleggingsbok for kraftnett". Korttidsgrensekostnad (KGK) brukes som prinsipp for å bestemme de samfunnsøkonomiske produksjonskostnadene for energi og effekt.

Den ekvivalente årskostnad av tap er funnet ved hjelp av følgende formel:

$$k_{pekv} = k_p + k_{wekv} * T_t$$

der

- k_{pekv} er ekvivalent årskostnad for tap
- k_p er kostnad av maksimale effekttap
- k_{wekv} er ekvivalent årskostnad for energitap
- T_t er brukstid for tap

Tabell 2-5: Prognose for utviklingen i den samfunnsøkonomiske prisen for tap (kilde: SEFAS/REN)

Årstall	Pris på energi	Pris på effekt	Ekvivalent pris på nettap	Årstall	Pris på energi	Pris på effekt	Ekvivalent pris på nettap
2019	49.4 øre/kWh	373.0 kr/kW	89.7 øre/kWh	2039	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2020	38.3 øre/kWh	381.0 kr/kW	79.4 øre/kWh	2040	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2021	33.8 øre/kWh	395.0 kr/kW	76.5 øre/kWh	2041	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2022	31.8 øre/kWh	410.0 kr/kW	76.1 øre/kWh	2042	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2023	29.9 øre/kWh	427.0 kr/kW	76.0 øre/kWh	2043	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2024	28.9 øre/kWh	445.0 kr/kW	77.0 øre/kWh	2044	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2025	28.7 øre/kWh	466.0 kr/kW	79.0 øre/kWh	2045	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2026	28.6 øre/kWh	487.0 kr/kW	81.2 øre/kWh	2046	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2027	28.3 øre/kWh	511.0 kr/kW	83.5 øre/kWh	2047	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2028	28.0 øre/kWh	537.0 kr/kW	86.0 øre/kWh	2048	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2029	27.8 øre/kWh	566.0 kr/kW	88.9 øre/kWh	2049	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2030	29.0 øre/kWh	597.0 kr/kW	93.5 øre/kWh	2050	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2031	32.0 øre/kWh	607.0 kr/kW	97.5 øre/kWh	2051	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2032	34.0 øre/kWh	623.0 kr/kW	101.3 øre/kWh	2052	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh

2033	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh	2053	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2034	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh	2054	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2035	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh	2055	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2036	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh	2056	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2037	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh	2057	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh
2038	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh	2058	36.0 øre/kWh	633.0 kr/kW	104.4 øre/kWh

Beregning av nettap er gjort ved å ta utgangspunkt i historisk lastflyt for linjen Otteråi-Langeland. Timesverdier fra mai 2018 til og med april 2019 er benyttet da dette året representerer et normalår. Nettap for hver time er regnet ut og summert over hele året. Brukstil for tap er regnet ut ved å finne maks effekttap i løpet av året. Tabell 2-5 er deretter benyttet for å finne tapskostnadene.

Økonomiske parametere

Følgende økonomiske parametere er lagt til grunn i beregningene:

- Kalkulasjonsrente 4,0 %
- Analyseperiode 40 år
- Brukstil for tap 926 timer

2.4.2 Totale nettap i driftsområdet

Tabell 2-6: Kalkyle over nettap for de to nettkonfigurasjonene samt en sammenligning av beregnede nettaps-kostnader. Negative tall er besparelser sammenlignet med 0-alternativet.

Alternativ	Spenning [kV]	Nettap [kWh/år]	Maks effekttap [kW]	Brukstil tap [timer/år]	Taps-kostnader totalt 40 år [MNOK]	Nåverdi tapkost, 40år [MNOK]	Absolutt nåverdi [MNOK]
0-alternativet	66	807 195	872	926	31.5	14.9	0.0
Valgt systemløsning	66	223 537	241	926	3.7	2.2	-12.7
	132	55 884	60	926			

Tabell 2-6 viser at de totale tapene i nettet for Otteråi-Langeland vil bli lavest for valgt systemløsning. Grunnen til dette er at spenningen går over fra 66 til 132 kV i 2030, og fordi energitapene i en ledning er kvadratisk med strømmen vil en dobling av spenningen og halvering av strømmen gir store gevinster i form av reduserte energitap. I tillegg er linjetverrsnittet høyere for valgt systemløsning sammenlignet med 0-alternativet som også medvirker til lavere overføringstap.

Over analyseperioden på 40 år, er nåverdien av nettaps-besparelsene størst ved å bygge ny ledning mellom Otteråi og Langeland. Eventuell mere innmating av kraft eller økt belastning vil øke nytteverdien av dette alternativet ytterligere.

2.5 **Avbruddskostnader**

I beregningene av avbruddskostnader er det forutsatt at linjen Årskog–Stord rives i 2033 da gjeldende konsesjon for ledningen utløper 1. januar dette året. Med spenningsoppgraderingen til 132 kV i 2030 sikrer valgt systemløsning tosidig innmating av alle stasjonene i ringen gjennom hele analyseperioden. Av den grunn er avbruddskostnader kun aktuelt for 0-alternativet. Avbruddskostnadene for 0-alternativet er satt til

null frem til Stord-Årskog blir fjernet i 2033. Før den tid har løsningen full reserve N-1. Etter 2033 vil det først bli utkobling dersom belastningen overskrider kapasiteten på ledningen, og med dagens nett kan det leveres ca. 37,5 MW over linje Langeland-Otteråi før spenningen kollapse.

Uten linjen Årskog-Stord opphører N-1, og en feil enten på kablen mellom Midtfjellet og Årskog, eller en feil i Midtfjellet trafostasjon kan føre til utkobling av både Årskog og Otteråi transformatorstasjoner. I denne situasjonen vil det bli utkobling dersom total belastningen i disse stasjonene overskrider reservekapasiteten på linjen Otteråi-Langeland.

Ved en evt. feil i Årskog trafostasjon, eller på linjen/kablen mellom Årskog Otteråi vil det, ifølge prognosene mottatt fra Haugalandkraft, være nok reservekapasitet til å forsyne Otteråi via Langeland. Av den grunn vil en feil i Årskog ikke føre til utkobling av Otteråi transformatorstasjon.

Ved feil på sjøkablen mellom Otteråi og Langeland vil det være nok kapasitet til å forsyne henholdsvis Langeland via Stord og Otteråi via Årskog.

Uten Otteråi-Langeland vil hele øysamfunn ligge på en radial og ved evt. feil på sjøkabel kan det bli lange utfall og stor KILE-kostnader. For å illustrere konsekvensen av ikke å ha en forbindelse mellom Otteråi og Langeland er dette scenarioet inkludert i beregningen av avbruddskostnader. Uten linje mellom Langeland og Otteråi vil stasjonene Langeland, Stussvik, Sævereid, Eikelandssosen og Fusa også miste reserve. Merk at dette scenarioet kun er til informasjon og inngår ikke som en del av den totale samfunnsøkonomiske analysen.

2.5.1 Forutsetninger for beregningene

For å beregne avbruddskostnader er NVEs modell for beregning av sannsynlige avbruddskostnader «Forenklet utregning av sannsynlige avbruddskostnader» benyttet. Parametere som er fylt inn i regnearket er presentert under. Nåverdien beregnes over 40 år med en rente på 4%.

Komponentfeil og utetid

Tabell 2-7 nedenfor viser hvilke utetider som er benyttet ved beregning av avbruddskostnader. Utetiden angir tiden fra en komponent blir koplet bort pga. feil og til den er klar til bruk i igjen. Verdiene er i hovedsak erfaringstall hos Haugaland Kraft.

Videre viser tabellen hvilke feil som vil medføre utkobling av de aktuelle transformatorstasjonene. Merk at for 0-alternativet vil det først bli utkobling dersom belastningen overskrider reservekapasiteten på linjen Otteråi-Langeland.

Tabell 2-7: Utetid for ulike komponenter.

Feil på komponent	Utetid [timer]	Utkobling av stasjon
Luftlinjer Midtfjellet-Børtveit, 300 kV	72	Årskog og Otteråi transformatorstasjon
Transformator Midtfjellet (300/66 kV)	252	
Bryterfelt Midtfjellet trafost. 300 kV, 3 stk.	72	
Bryterfelt Midtfjellet trafost. 66 kV, 3 stk.	72	
Jordkabel Midtfjellet -Årskog 66 kV	60	
Bryterfelt Årskog trafost. mot Midtfjellet 66 kV, 1 stk.	36	
Bryterfelt Årskog trafost. mot Otteråi 66 kV	3	Otteråi transformatorstasjon.
Jordkabel Årskog-Otteråi, 66 kV	48	
Luftlinje Årskog-Otteråi, 66 kV	36	
Sjøkabel Årskog-Otteråi, 66 kV	720	
Bryterfelt Otteråi trafost. 66 kV	3	
NB: Gjelder kun for scenario uten linje mellom Langeland og Otteråi		
Bryterfelt Stord trafost. mot Langeland 66 kV	3	Langeland, Stussvik, Sævereid, Eikelandsosen og Fusa
Luftlinje Stord-Langeland 66 kV	72	
Sjøkabel over Langenuen, 66 kV	720	
Jordkabel ut fra Stord tafost. 66 kV	48	

Forbruk

Avbruddskostnaden er blant annet bestemt av lasten i referansetimen. Forbruket i de aktuelle stasjonene er hentet fra prognoser oppgitt av Haugaland Kraft. I beregningene er det benyttet gjennomsnittlig belastning over analyseperioden.

Tabell 2-8: Gjennomsnittlig belastning i stasjonene over analyseperioden på 40 år.

Stasjon	Belastning [MW]
Årskog	28.3
Otteråi	32.0
Langeland	11.9
Stussvik	10.4
Sævareid	7.0
Eikelandsosen	7.8
Fusa	7.4

Gjennomsnittlig årsforbruk fordelt for de ulike kundegruppene er lagt inn i regnearket fra NVE for å finne lineært tilpassede korreksjonsfaktorer og KILE-satser vist i Tabell 2-9 under. Ny KILE-funksjon for husholdninger, som trer i kraft 1. januar. 2020 er tatt med i analysen, og kostandene er justert til 2019 prisnivå.

Tabell 2-9: KILE-satser fra REN-regneark for avbruddskostnader

Kundegrupper	KILE-satser (lineært tilpasset)	
	Startverdi [MOK/MW]	Stigning [MOK/MW/time]
Jordbruk	6 810	17 172
Husholdning	47 060	15 409
Industri	99 331	68 730
Handel og tjenester	39 611	139 040
Offentlig virksomhet	120 880	45 585
Industri m. el.prosesser	59 676	7 926

Antall timer uten N-1

Antall timer uten N-1 fylles inn i regnearket fra NVE og er ment for å korrigere for at feil kan inntreffe når lasten er så lav at det ikke blir avbrudd i forsyningen.

Antall timer uten N-1 er aktuelt for 0-alternativet da det for disse alternativene først blir utkobling dersom belastningen overskrider reservekapasiteten på linjen Otteråi-Langeland.

Antall timer uten N-1 er beregnet ved hjelp av verdier i Tabell 2-10 sammen med gjennomsnittlig belastning over analyseperioden for de ulike stasjonene, verdiene er oppgitt av Haugland Kraft.

Tabell 2-10: antall timer i året med prosentvis belastning på forbindelsen Otteråi-Langeland

Belastning: Årskog og Otteråi	Antall timer per år:
90-100 % belastning	26
80-90 % belastning	365
70-80 % belastning	1312
60-70 % belastning	1510
50-60 % belastning	1462
0-50 % belastning	4086

2.5.2 Avbruddskostnader

Tabell 2-11: Sannsynlige avbruddskostnader for valgt systemløsning, 0-alternativet og for en løsning uten forbindelsen Otteråi-Langeland. Negative tall er besparelser sammenlignet med 0-alternativet.

Løsning	Sannsynlig avbruddskostnad per år [MNOK]			Nåverdi, 40 år
	Varig	Forbigående	Sum	[MOK]
0-alternativet	3,8	6,6	10,4	95,7
Valgt systemløsning	0,0	0,0	0,0	0,0
Uten Otteråi-Langeland	31,8	38,9	70,7	1 005,1

Tabell 2-11 viser avbruddskostnadene for valgt systemløsning, 0-alternativet og for en løsning uten Otteråi-Langeland.

Valgt systemløsning har ingen avbruddskostnader da denne løsningen opprettholder N-1 gjennom helse analyseperioden

For 0-alternativet er det regnet på avbruddskostnader fra Stor-Årskog er fjernet og ut analyseperioden på 40 år. For dette alternativet vil det bli avbrudd og spenningskollaps dersom belastningen på linjen Otteråi-Langeland overskrider 37,5 MW.

For det siste alternativet er det regnet med avbruddskostnader for hele analyseperioden på 40 år. For dette alternativet er det ikke N-1 verken for Otteråi eller Langeland transformatorstasjon. En feil i området rundt Midtfjellet vil gå utkoblinger av både Otteråi og Årskog. Videre vil en feil på linjen mellom Stord og Langeland resultere i utkobling av Langeland, Stussvik, Sævereid, Eikelandsosenn og Fusa transformatorstasjon.

2.6 Samfunnsøkonomisk analyse

2.6.1 Samfunnsøkonomisk kalkyle

Den samfunnsøkonomiske kalkylen er begrenset til en sammenligning av de tallfestede aspektene ved de to systemløsningene. Tabell 2-12 nedenfor summerer nåverdien av samfunnets tallfestede kostnader og nytteverdier.

Tabellen baseres på kalkylene utredet i de fire foregående avsnittene.

Tabell 2-12: Summering av nåverdi av samfunnets tallfestede kostnader og nytteverdier knyttet til de to løsningene.

Utgift, nåverdi 40 år	O-alternativet [MNOK]	Valgt Systemløsning [MNOK]
Investeringskostnad	-152,7	-128,6
Drifts- og vedlikeholdskostnad	-8,9	-8,9
Tapskostnad	-14,9	-2,2
Avbruddskostnader	-95,7	0,0
Total nåverdi	-272,3	-139,7

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten – basert på de faktorene som er tallfestet – varierer stort mellom de to alternativene. For valgt systemløsning oppveies høyere investeringskostnader av en reduksjon i både løpende taps- og avbruddskostnader.

2.6.2 Momenter som ikke gjenspeiles i de samfunnsøkonomiske kalkylene

Haugaland Kraft mener at valgt systemløsning har fordeler som ikke gjenspeiles i de rene samfunnsøkonomiske kalkylene, men som har samfunnsøkonomisk nytte.

- Valgt systemløsning er den mest fremtidsrettede løsningen. Den åpner i størst mulig grad opp for fremtidig utvikling i området, uten å forsere unødige store investeringer. Nettet i regionen har stor utstrekning, i og med at energitapene i en ledning er kvadratisk med strømmen ser man fort at en dobling av spenningen og dermed halvering av strømmen gir stor gevinst i form av reduserte energitap.
- Oppgraderinger og reinvesteringer på 66 kV i Austevoll er ikke rasjonelt dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt med en overgang til 132 kV i hele området på sikt. Valgt systemløsning åpner da for å fjerne 66 kV som spenningsnivå i regionalnettet hele Sunnhordland og Nord Rogaland.
- Fremtidig verdiskapning knyttet til kraftkrevende forbrukere. Forsterkning av nettet med hovedløsningen vil tilrettelegge svært godt for store uttak av kraft med god forsyningssikkerhet i området rundt Austevoll. Dette kan vise seg avgjørende for etablering av industri i området.

2.7 Konklusjon

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten – basert på de faktorene som er tallfestet – varierer stort mellom de to alternativene. Valgt systemløsning fremstår lite gunstig basert på de høye investeringskostnadene,

men investeringskostnadene for løsningen oppveies av en reduksjon i løpende taps- og avbruddskostnader. Valgt systemløsning har en klart bedre samfunnsøkonomisk nåverdi sammenlignet med 0-alternativet.

Valgt systemløsning gir N-1 i regionalnettet for området både før og etter overgangen til 132 kV driftsspenning i 2030. Dette er gunstig både med tanke på redusert KILE, og ikke minst omdømmemessig. Løsningen åpner også for ny produksjon og nytt forbruk. Valgt systemløsning legger videre til rette for etablering av ny industri og for mer bebyggelse i område, noe som vil ha positive ringvirkninger for hele regionen.

Ved å bygge ny linje mellom Otteråi og Langeland opprettholdes en sikker og god forsyning i nettet gjennom tosidig innmating av alle stasjonene i området. Løsningen legger godt til rette for videre utbygging av ny produksjon, økt forbruk og tilrettelegger for en større grad av fleksibilitet i nettet.