

Troms Kraft Nett AS

Underlagt taushetsplikt etter
energiloven § 9-3 jf. bfe. § 6-2.
Unntatt fra innsyn etter
offentleglova § 13.

R-nett: Ny trafostasjon Kvaløya

Nettanalyse

Teknisk- økonomisk analyse

2018-10-26 LTP



0.1	2018-10-24	Til fagkontroll	ØVB		...
1	2018-10-26	Endelig rapport	ØVB	...	...
Rev.	Dato:	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontroll	Godkjent

Innhold

1	Innledning	7
1.1	Kraftforbruk	7
1.2	Kraftproduksjon	8
1.3	Nettmodell	8
1.4	Fremtidsdrivere	8
1.5	Forsyningssikkerhet	9
2	Analyse	10
2.1	Aktuelle utbyggingsalternativer	10
2.1.1	Alternativ 0: Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon	10
2.1.2	Alternativ 1: Etablering av Eidkjosen trafostasjon	11
2.1.3	Alternativ 0.1: Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon, N-1 på transformering	12
2.1.4	Alternativ 1.1: Etablering av Eidkjosen trafostasjon, N-1 på transformering	13
2.2	Sammenstilling	13
2.2.1	Sensitivitetsvurdering	14
2.3	Påvirkning på risikobildet	15
2.3.1	Alternativ 0 og 0.1	16
2.3.2	Alternativ 0 og 0.1	17
2.3.3	Alternativ 1 og 1.1	18
2.4	Anbefalt utbyggingsstrategi	18
2.5	Analysens robusthet	19
3	Vedlegg	20
3.1	Økonomiske forutsetninger	20
3.1.1	Investeringskostnader	20
3.1.2	Økonomisk levetid	20
3.1.3	Analyseperiode	20
3.1.4	Kalkulasjonsrente	20
3.1.5	Feilstatistikk	21
3.1.6	Kostnad for nettap	21
3.1.7	Beregning av tapsbrukstid	21
3.1.8	Drifts- og vedlikeholdskostnader	21
3.1.9	Nytte og kostnadsberegninger (beregningsmetodikk)	21
3.2	Tekniske forutsetninger	21
3.2.1	Lastmodellering og prognose	22
3.2.1.1	Kalibrering av last i nettmodellen	22
3.2.1.2	Punktlaster	22
3.2.1.3	Generell lastutvikling	22
3.2.1.4	Samlet lastprognose	22
3.2.2	Produksjonsutvikling	23
3.2.3	Beregning av avbruddskostnader	23
3.2.4	Forutsetninger for beregning av elektriske parametre	23
3.2.5	Tillatt overbelastning av transformatorer og ledninger	24
3.2.6	Tillatte spenningsvariasjoner	24

Figurliste

Figur 1: Radialinndeling, dagens nett.....	7
Figur 2: Nettmodell	8
Figur 3: Fremskrevet effektbehov	23

Tabelliste

Tabell 1: Risikomatrise for Kvaløya tr.st og 22 kV nett på Kvaløya	9
Tabell 2: Investeringer i alternativ 0	11
Tabell 3: Investeringer i alternativ 1	12
Tabell 4: Investeringer i alternativ 0.1	12
Tabell 5: Investeringer i alternativ 1.1	13
Tabell 6: Sammenstilling av faste kostnader.....	14
Tabell 7: Sammenstilling av variable kostnader.....	14
Tabell 8: Sammenstilling av kostnader	14
Tabell 9: Sammenstilling av kostnader, lavt scenario	14
Tabell 10: Sammenstilling av kostnader, høyt scenario.....	15
Tabell 11: Risikomatrise for alternativ 0 og 0.1.....	16
Tabell 12: Risikomatrise for alternativ 1 og 1.1.....	18
Tabell 13 Oversikt over punktlaster.....	22



Sammendrag

Bakgrunn

På bakgrunn av lastutvikling på Kvaløya opplever TKN stadig større utfordringer med Kvaløya trafostasjon. Primært er utfordringene tilknyttet forsyningssikkerhet (opplever allerede nå over 2500 timer uten N-1 ilt året), samt revisjonsmuligheter på stasjonsanlegget. Stasjonen har i tillegg begrensede muligheter for utvidelse av eksisterende anlegg

En har derfor vurdert lønnsomheten i etablering av ny trafostasjon på Kvaløya som et alternativ til reinvestering av eksisterende anlegg.

Analyse

I foreliggende rapport er det dokumentert gjennom flere analyser, at nettutviklingen skjer i henhold til Energiloven og dens forskrift. Forskriften stiller krav om at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skjer på en samfunnsmessig rasjonell måte. I rapporten har man blant annet dokumentert:

- samfunnsøkonomi
- tekniske forhold
- robusthet

Det er benyttet en analyseperiode på 40 år for samfunnsøkonomianalysen med en kalkulasjonsrente på 4,0 %.

I tillegg kontrolleres det at alle komponentene tåler maksimal påkjenning både i lett- og tunglast.

Utløsende årsak for dette tiltaket er 05 - Leveringspålitelighet

Konklusjon

Det er i analysen sett på to ulike utbyggingsalternativer.

- Alternativ 0 – Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon
- Alternativ 1 – Etablere Eidkjosen trafostasjon

Det er i tillegg sett på de samme utbyggingsalternativene hvor en også har stilt krav til N-1 på transformeringen i trafostasjonene.

- Alternativ 0.1 – Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon, N-1 på transformering



- Alternativ 1.1 – Etablere Eidkjosen trafostasjon, N-1 på transformering

Det anbefales å starte opp forprosjekt for etablering av Eidkjosen transformatorstasjon

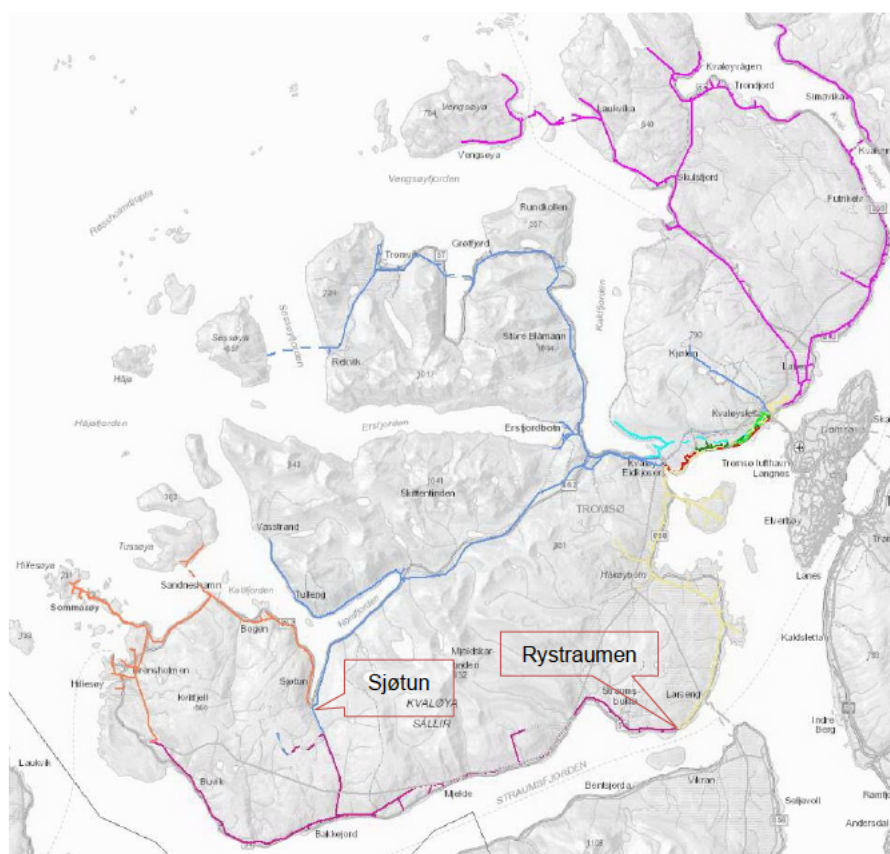


1 Innledning

På bakgrunn av lastutviklingen på Kvaløya opplever TKN stadig større utfordringer med Kvaløya trafostasjon. Primært er utfordringene tilknyttet forsyningssikkerhet (opplever allerede nå over 100 timer uten N-1 ild året), samt revisjonsmuligheter på stasjonsanlegget. Stasjonen har i tillegg begrensede muligheter for utvidelse av eksisterende anlegg

En har derfor vurdert lønnsomheten i etablering av ny trafostasjon, Eidkjosen trafostasjon, på Kvaløya som et alternativ til reinvestering av eksisterende anlegg.

Store deler av Kvaløya forsynes i dag fra Kvaløya trafostasjon. Brensholmen trafostasjon forsyner deler av sør-Kvaløya, til hhv Rystraumen og Sjøtun. Figur 1 viser radialinndeling i dagens nett.



Figur 1: Radialinndeling, dagens nett

Kvaløya trafostasjon har i dag ■ transformatorer på ■ MVA, mens Brensholmen trafostasjon har ■ MVA transformator.

1.1 KRAFTFORBRUK

I 2017 var forbruket i tunglast ■ MW i Kvaløya trafostasjon, og ■ MW i Brensholmen trafostasjon.



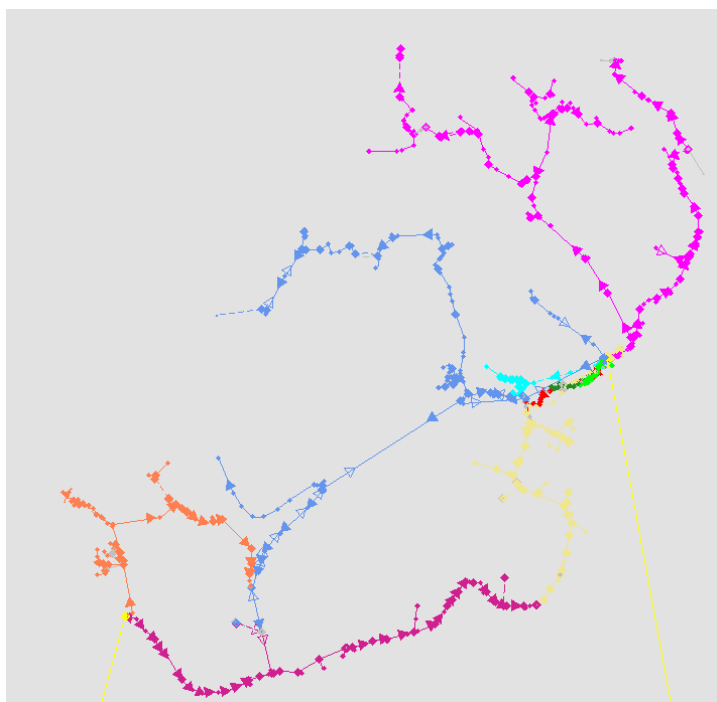
1.2 KRAFTPRODUKSJON

I analysert nett er det i dag tilknyttet Mjeldeelva kraftverk (1,7 MW) og Nordelva kraftverk (0,1 MW).

I tillegg er Sandhaugen vindkraftverk under realisering med fire vindmøller à 3,7 MW. Sandhaugen vindkraftverk er basert på dialog med utbygger forutsatt tilknyttet i 2019.

1.3 NETTMODELL

Nettmodellen er avgrenset til underliggende 22 kV nett til Kvaløya og Brensholmen trafostasjon.



Figur 2: Nettmodell

Svinmaskinen er satt til 66 kV samleskinne i Kvaløya. Trafostasjonene er lasket sammen på 132 kV siden. Dette for å få med tapene i transformatorene.

Nettdata er hentet fra Netbas-databasen til Troms Kraft Nett. Beregningene i denne rapporten er utført med beregningsprogrammet Netbas Analyse.

1.4 FREMTIDSDRIVERE

Det er lastutviklingen på Kvaløya som er hoveddriveren for nettutviklingen i området. I analysen er det lagt til grunn punktlaster som er vist i vedlegg 3.2.1 samt en årlig vekst i energi- og effektuttaket på 0,5 % de første 10 årene av analyseperioden. I resten av analyseperioden er årlig lastøkning satt til 2,0 %.

Se nærmere beskrivelse av lastmodellering i vedlegg 3.2.1.



1.5 FORSYNINGSSIKKERHET

Forsyningssikkerheten er vektlagt ved utarbeidelse av alternativer i analysen og forskrift om leveringskvalitet skal opprettholdes.

Alle klassifiserte nettanlegg i konsesjonsområdet til TKN blir vurdert iht. risikokriteriet forsyningssikkerhet. Risikomatrixene viser da fordelingen av antall risikoer basert på rammeverket for risikostyring, før og etter planlagte tiltak.

Tabell 1: Risikomatrix for Kvaløya tr.st og 22 kV nett på Kvaløya

Svært stor	Sannsynlighet					
Stor						
Moderat		1356				
Liten			1352 1355		1207	
Meget Liten		1349 1350 1351 1353 1299 1300	1354			
		Konsekvenser				
		Ubetydelig	Lav	Moderat	Alvorlig	Svært alvorlig

A-1207	TS-Kvaløya (132)	FRS
A-1349	RA-KVAL-22-K133 (22)	FRS
A-1350	RA-KVAL-22-K134 (22)	FRS
A-1351	RA-KVAL-22-K36 (22)	FRS
A-1352	RA-KVAL-22-K37 (22)	FRS
A-1353	RA-KVAL-22-K52 (22)	FRS
A-1354	RA-KVAL-22-K7 (22)	FRS
A-1355	RA-KVAL-22-K77 (22)	FRS
A-1356	RA-KVAL-22-K9 (22)	FRS
A-1299	RA-BREN-22-K1 (22)	FRS
A-1300	RA-BREN-22-S1 (22)	FRS

Tabell 1 viser dagens risikomatrix for Kvaløya trafostasjon inkludert underliggende 22 kV distribusjonsnett på Kvaløya. Som en kan se ut fra matrisen vil det ha størst konsekvens dersom det skjer noe med Kvaløya trafostasjon (A-1207).

Videre ser en at det er meget liten sannsynlighet og konsekvens ved utfall/feil på de fleste avganger/linjer. Dette begrunnes med lite last på enkelte avganger samt noe omkoblingsmuligheter. For avgangene KVAL 22-K37 og KVAL 22-K77 er sannsynligheten og konsekvensen noe større ved feil/avbrudd.



2 Analyse

Energiloven og dens forskrift stiller krav om at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skjer på en samfunnsmessig rasjonell måte. I analysene som gjennomføres i denne rapporten tar man stilling til:

- samfunnsøkonomi
- teknisk robusthet
- Det er benyttet en periode på 40 år for samfunnsøkonomianalysen med en kalkulasjonsrente på 4,0 %.

I tillegg kontrolleres det at alle komponentene tåler maksimal påkjenning både i lett- og tunglast.

2.1 AKTUELLE UTBYGGINGSSALTERNATIVER

Det er i analysen sett på to ulike utbyggingsalternativer.

- Alternativ 0 – Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon
- Alternativ 1 – Etablere Eidkjosen trafostasjon

Det er i tillegg sett på de samme utbyggingsalternativene hvor en også har stilt krav til N-1 på transformeringen i trafostasjonene.

- Alternativ 0.1 – Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon, N-1 på transformering
- Alternativ 1.1 – Etablere Eidkjosen trafostasjon, N-1 på transformering

2.1.1 **Alternativ 0: Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon**

Alternativ 0 er referansealternativet og forutsetter ingen endret nettløsning, men reinvesteringer ved utløpt teknisk levetid.

Spenning

Det er utført spenningsanalyser de 10 første årene av analyseperioden. kapittel 3.2.6 for nærmere beskrivelse av tillatt spenningsvariasjon.

Nettap



Nettapene i dette alternativet er beregnet til ca. 122 millioner kroner over 40 år.

Investeringer

Tabell 2: Investeringer i alternativ 0

Spenning	Anleggstype	Ny/ mod	Tekniske data	Ant/ lengde	Område / region	I drift år	Nyverdi	Nåverdi
22 kV	Regulertrafo	ny		1,0 km	KVAL 22K134	2026	kr 5 000 000	kr 3 333 000
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
132 kV	Transformator	mod				2025	kr 8 000 000	kr 5 624 000
132 kV	Transformator	mod				2025	kr 8 000 000	kr 5 624 000
	Byggtilpasninger	mod		1,0 stk		2025	kr 15 000 000	kr 10 545 000
							kr 36 000 000	kr 25 126 000

Tabell 2 viser nødvendige tiltak for at dagens nett skal håndtere den forventede lastutviklingen på Kvaløya.

Avbruddskostnader

Avbruddskostnadene for dette alternativet er beregnet til ca. 50 millioner over 40 år.

2.1.2 Alternativ 1: Etablering av Eidkjosen trafostasjon

Alternativ 1 innebærer at det etableres en ny transformatorstasjon i Eidkjosen.

Spenning

Det er utført spenningsanalyser de 10 første årene av analyseperioden. Se kapittel 3.2.6 for nærmere beskrivelse av tillatt spenningsvariasjon.

Nettap

Nettapene i dette alternativet er beregnet til ca. 119 millioner kroner over 40 år.



Investeringer

Tabell 3: Investeringer i alternativ 1

Spennings	Anleggstype	Ny/ mod	Tekniske data	Ant/ lengde	Område / region	I drift år	Nyverdi	Nåverdi
132 kV	Kabel	Ny	TSLF 1600mm ²	0,5 km	Fra linje til Trafostasjon	2025	kr 4 000 000	kr 2 812 000
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
132 kV	Trafostasjon	Ny			Eidkjosen tr.st	2025	kr 50 000 000	kr 35 149 000
							kr	-
							kr	-
							kr 54 000 000	kr 37 961 000

Tabell 3 viser nødvendige investeringer for etablering av Eidkjosen trafostasjon.

Avbruddskostnader

Avbruddskostnadene for dette alternativet er beregnet til ca. 38 millioner over 40 år.

2.1.3 Alternativ 0.1: Dagens nett, reinvesteringer i Kvaløya trafostasjon, N-1 på transformering

Alternativ 0.1 forutsetter nødvendige investeringer i Kvaløya trafostasjon for å kunne ivareta N-1 på transformeringen.

Spennings

Det er utført spenningsanalyser de 10 første årene av analyseperioden. kapittel 3.2.6 for nærmere beskrivelse av tillatt spenningsvariasjon.

Nettap

Nettapene i dette alternativet er beregnet til ca. 122 millioner kroner over 40 år.

Investeringer

Tabell 4: Investeringer i alternativ 0.1

Spennings	Anleggstype	Ny/ mod	Tekniske data	Ant/ lengde	Område / region	I drift år	Nyverdi	Nåverdi
22 kV	Regulertrafo	ny		1,0 km	KVAL 22K134	2026	kr 5 000 000	kr 3 333 000
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
132 kV	Transformator	mod				2025	kr 8 000 000	kr 5 624 000
132 kV	Transformator	mod				2025	kr 8 000 000	kr 5 624 000
	Utvidelse trafostasjon	mod		1,0 stk	Kvaløya trafostasjon	2025	kr 40 000 000	kr 28 119 000
							kr 61 000 000	kr 42 700 000



Tabell 4 viser nødvendige tiltak for at dagens nett skal håndtere den forventede lastutviklingen på Kvaløya samt tilfredsstille kravet til N-1 på transformering.

Avbruddskostnader

Avbruddskostnadene for dette alternativet er beregnet til ca. 50 millioner over 40 år.

2.1.4 **Alternativ 1.1: Etablering av Eidkjosen trafostasjon, N-1 på transformering**

Alternativ 1 innebærer at det etableres en ny transformatorstasjon i Eidkjosen med tilstrekkelig kapasitet slik at N-1 er ivaretatt.

Spenning

Det er utført spenningsanalyser de 10 første årene av analyseperioden. Se kapittel 3.2.6 for nærmere beskrivelse av tillatt spenningsvariasjon.

Nettap

Nettapene i dette alternativet er beregnet til ca. 119 millioner kroner over 40 år.

Investeringer

Tabell 5: Investeringer i alternativ 1.1

Spenning	Anleggstype	Ny/ mod	Tekniske data	Ant/ lengde	Område / region	I drift år	Nyverdi	Nåverdi
132 kV	Kabel	Ny	TSLF 1600mm ²	0,5 km	Fra linje til Trafostasjon	2025	kr 4 000 000	kr 2 812 000
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
							kr	-
132 kV	Trafostasjon	Ny			Eidkjosen tr.st	2025	kr 60 000 000	kr 42 179 000
132 kV	Transformator	mod				2025	kr 8 000 000	kr 5 624 000
132 kV	Transformator	mod				2025	kr 8 000 000	kr 5 624 000
							kr 80 000 000	kr 56 239 000

Tabell 5 viser nødvendige investeringer i Kvaløya samt etablering av Eidkjosen trafostasjon slik at kravet til N-1 på transformering er tilfredsstilt.

Avbruddskostnader

Avbruddskostnadene for dette alternativet er beregnet til ca. 38 millioner over 40 år.

2.2 SAMMENSTILLING

Samfunnsøkonomi



Tabell 6: Sammenstilling av faste kostnader

Faste kostnader (investeringskostnader)				
Alternativ	Nyverdi	Nåverdi	Renter & div. 1)	Sum kostnad
Alternativ 0	36 000 000	25 126 000	-	25 126 000
Alternativ 1	54 000 000	37 961 000	-	37 961 000
Alternativ 0.1	61 000 000	42 700 000	-	42 700 000
Alternativ 1.1	80 000 000	56 239 000	-	56 239 000

Tabell 6 viser at alternativ 0 vil ha de laveste investeringskostnadene i analyseperioden. Dersom det stilles krav til N-1 på transformering kommer alternativ 0.1 best ut med de laveste investeringskostnadene.

Tabell 7: Sammenstilling av variable kostnader

Variable kostnader				
Alternativ	Nettap	Avbrudd	Drift og vedl.	Sum kostnad
Alternativ 0	122 481 459	49 979 493	4 909 857	177 370 810
Alternativ 1	118 785 051	37 738 365	11 170 483	167 693 899
Alternativ 0.1	122 481 459	49 979 493	9 546 427	182 007 380
Alternativ 1.1	118 785 051	37 738 365	13 321 230	169 844 646

Tabell 7 viser at alternativ 1 vil ha de laveste variable kostnadene i analyseperioden. Dersom det stilles krav til N-1 på transformering kommer alternativ 1.1 best ut med de laveste variable kostnadene.

Tabell 8: Sammenstilling av kostnader

Sum kostnader		
Alternativ	Sum kostnad	Nytte (+) / kostnad (-)
Alternativ 0	202 496 810	-
Alternativ 1	205 654 899	-3 158 089
Alternativ 0.1	224 707 380	-
Alternativ 1.1	226 083 646	-1 376 266

Tabell 8 viser at alternativ 0 kommer best ut med de laveste kostnadene. Dersom det stilles krav til N-1 på transformering kommer alternativ 1.1 best ut med de laveste kostnadene.

2.2.1 Sensitivitetsvurdering

Det er gjennomført en sensitivitsvurdering dersom lastforutsetningene endres.

Tabell 9: Sammenstilling av kostnader, lavt scenario

Sum kostnader, Lavt scenario



Alternativ	Sum kostnad	Nytte (+) / kostnad (-)
Alternativ 0	163 552 561	-
Alternativ 1	173 359 376	-9 806 815
Alternativ 0.1	185 763 131	-
Alternativ 1.1	193 788 123	-8 024 992

Tabell 9 viser at alternativ 0 kommer best ut med de laveste kostnadene. Dersom det stilles krav til N-1 på transformering kommer alternativ 0.1 best ut med de laveste kostnadene

Tabell 10: Sammenstilling av kostnader, høyt scenario

Sum kostnader, Høy scenario		
Alternativ	Sum kostnad	Nytte (+) / kostnad (-)
Alternativ 0	325 483 603	-39 976 387
Alternativ 1	285 507 216	-
Alternativ 0.1	347 694 173	-41 758 210
Alternativ 1.1	305 935 963	-

Tabell 10 viser at alternativ 1 kommer best ut med de laveste kostnadene. Dersom det stilles krav til N-1 på transformering kommer alternativ 1.1 best ut med de laveste kostnadene

2.3 PÅVIRKNING PÅ RISIKOBILDET

Investeringene beskrevet i kapittel 2.1 vil påvirke det fremtidige risikobildet for Kvaløya trafostasjon og tilhørende 22 kV distribusjonsnett.

**2.3.1 Alternativ 0 og 0.1**

Tabell 11: Risikomatrise for alternativ 0 og 0.1.

Svært stor	Sannsynlighet					
Stor						
Moderat		1356				
Liten		1352 1355	1207			
Meget Liten		1349 1350 1351 1353 1299 1300	1354			
Liten						
Konsekvenser						
		Ubetydelig	Lav	Moderat	Alvorlig	Svært alvorlig

A-1207	TS-Kvaløya (132)	FRS
A-1349	RA-KVAL-22-K133 (22)	FRS
A-1350	RA-KVAL-22-K134 (22)	FRS
A-1351	RA-KVAL-22-K36 (22)	FRS
A-1352	RA-KVAL-22-K37 (22)	FRS
A-1353	RA-KVAL-22-K52 (22)	FRS
A-1354	RA-KVAL-22-K7 (22)	FRS
A-1355	RA-KVAL-22-K77 (22)	FRS
A-1356	RA-KVAL-22-K9 (22)	FRS
A-1299	RA-BREN-22-K1 (22)	FRS
A-1300	RA-BREN-22-S1 (22)	FRS



2.3.2 Alternativ 0 og 0.1

Tabell 11 viser hvordan en forventer at risikobildet vil utvikle seg for alternativ 0 og 0.1 (reinvestering i Kvaløya trafostasjon). Som en kan se av matrisen vil det for noen av avgangene forvente økt konsekvens ved feil. Dette begrunnes med økt belastning, samt at en har begrenset med omkoblingsmuligheter. Tilsvarende vil gjelde for feil på/i Kvaløya trafostasjon. Øvrige avganger er vurdert å ha lik utvikling for alle alternativene og er derfor ikke videre vurdert.



2.3.3 Alternativ 1 og 1.1

Tabell 12: Risikomatrise for alternativ 1 og 1.1.

Svært stor	Sannsynlighet					
Stor						
Moderat		1356				
Liten			1352			
			1355		1207	
Meget Liten		1349 1350 1351 1353 1299 1300	1354			
Konsekvenser						
		Ubetydelig	Lav	Moderat	Alvorlig	Svært alvorlig

A-1207	TS-Kvaløya (132)	FRS
A-1349	RA-KVAL-22-K133 (22)	FRS
A-1350	RA-KVAL-22-K134 (22)	FRS
A-1351	RA-KVAL-22-K36 (22)	FRS
A-1352	RA-KVAL-22-K37 (22)	FRS
A-1353	RA-KVAL-22-K52 (22)	FRS
A-1354	RA-KVAL-22-K7 (22)	FRS
A-1355	RA-KVAL-22-K77 (22)	FRS
A-1356	RA-KVAL-22-K9 (22)	FRS
A-1299	RA-BREN-22-K1 (22)	FRS
A-1300	RA-BREN-22-S1 (22)	FRS

Tabell 12 viser hvordan en forventer at risikobildet vil utvikle seg for alternativ 1 og 1.1 (etablering av Eidkjosen trafostasjon). Som en kan se av matrisen vil det for en av avgangene forventes økt konsekvens ved feil. Dette begrunnes med økt belastning, samt at en har begrenset med omkoblingsmuligheter. Øvrige avganger er vurdert å ha lik utvikling for alle alternativene og er derfor ikke videre vurdert.

For Kvaløya trafostasjon forventer en at konsekvensen ved feil reduseres betraktelig. Dette skyldes at en har redundans via Eidkjosen trafostasjon. Ved feil i Kvaløya tr.st vil en kunne flytte alt forbruk til Eidkjosen trafostasjon.

2.4 ANBEFALT UTBYGGINGSSTRATEGI

De ulike, sammenlignbare, alternativene kommer relativt likt ut dersom en ser på samfunnsøkonomien beskrevet i kapittel 2.2.



Tromsø er en by i stadig utvikling og har også en fremskrevet befolkningsvekst¹. Dagens nett har utfordringer i Kvaløya trafostasjon med et økende antall med N-1 timer på transformeringen 66 kV [REDACTED]. Selv om kanskje effekttoppene i fremtiden vil flate noe ut (effekttariffer oppnår sin virkning), vil fremdeles befolkningsveksten bidra til et økt effektbehov og medføre et behov for enten økt kapasitet i Kvaløya trafostasjon eller etablering av Eidkjosen trafostasjon.

Dersom en ønsker å styrke forsyningssikkerheten og tilrettelegge for nytt forbruk på Kvaløya bør en gå for løsningen som innebærer å etablere Eidkjosen trafostasjon.

På bakgrunn av dette anbefales det å starte opp forprosjekt for etablering av Eidkjosen trafostasjon.

2.5 ANALYSENS ROBUSTHET

Valget av løsning er svært avhengig av hvordan lastutviklingen er forutsatt. En endring i lastutviklingen vil enten utsette eller fremskynde nødvendige investeringer.

¹ [SSB befolkningsframskrivninger](https://tromskraft.sharepoint.com/teams/arva-prosjekt-trafostasjoner-2022/delte dokumenter/general/konsesjonssøknad_eidkjosen/nettanalyse og plassering/rapport - ny trafostasjon kvaløya (2).docx)



3 Vedlegg

3.1 ØKONOMISKE FORUTSETNINGER

Planlegging av det fremtidige kraftsystemet bygger på tekniske og økonomiske analyser (kost-nytte analyser) av de ulike utbyggingsalternativene.

I det etterfølgende presenteres de økonomiske og tekniske forutsetninger som ligger til grunn for denne rapporten.

Beregninger i denne rapporten er i hovedsak utført med nettberegningsprogrammet Netbas Maske.

3.1.1 *Investeringskostnader*

Investeringskostnadene er delvis hentet fra kjente prosjekt i området, supplert med kostnadskatalog fra REN og data fra leverandører.

Alle kostnader er referert år 2018.

3.1.2 *Økonomisk levetid*

Den økonomiske levetiden angir antatt økonomisk levealder for en komponent. Levetiden er definert som det antall år en komponents kostnader til drift og vedlikehold er lavere enn kostnader ved å bytte den ut med en ny.

Det er brukt 30 år som økonomisk levetid på alt utstyr, med mindre noe annet er spesielt oppgitt i de enkelte analysene.

3.1.3 *Analyseperiode*

Analyseperioden angir det tidsintervallet som utregningene er gjort innenfor. En komponent som har kortere økonomisk levetid enn analyseperioden blir antatt reinvestert med samme type komponent. Komponenter med levetid utover analyseperioden vil få godskrevet dette med en restverdi.

Det er i beregningene valgt en analyseperiode på 40 år, hvis ikke annet er oppgitt i de enkelte analysene.

3.1.4 *Kalkulasjonsrente*

Kalkulasjonsrenten er satt til 4,0 % p.a.



3.1.5 Feilstatistikk

Avbrutt effekt og varighet er simulert i NetBas, og kombineres med historiske data for å danne et bilde av fremtidige KILE kostnader. Feilstatistikken i NetBas er basert på bransjetall, med referanse 2015.

3.1.6 Kostnad for nettap

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

3.1.7 Beregning av tapsbrukstid

I 1965 publiserte J. P. Barth et arbeid publisert i ETT nr. 24. Dette arbeidet publiserte en formel for sammenhengen mellom brukstid for forbruk og brukstid for tap:

$$f = b^2 + c * b^2 * (1-b)^2$$

der f er tapsefaktor ($T_{btap}/8760$), b er lastfaktor ($T_b/8760$), c er korrelasjonsfaktor, T_b er brukstid for forbruk og T_{btap} er brukstid for tap.

Dersom man bruker Barths formel, med korrelasjonsfaktor lik 0,75, blir brukstid for tap 4344 timer.

3.1.8 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er erfaringsmessig satt til 1.5 % av anleggets nyverdi for alle investeringer.

3.1.9 Nytte og kostnadsberegninger (beregningsmetodikk)

Nytten ved et alternativ framkommer som kapitalisert verdi av reduserte tap, reduserte drifts og vedlikeholdskostnader og redusert ikke levert energi. De kapitaliserte verdiene for hvert år i analyseperioden blir summert og omregnet til dagens kroneverdi (nåverdi).

3.2 TEKNISKE FORUTSETNINGER

Nedenfor er det angitt hvilke tekniske forutsetninger utredningen bygger på.



3.2.1 Lastmodellering og prognose

3.2.1.1 Kalibrering av last i nettmodellen

For å kalibrere nettmodellen har en benyttet historisk synkron makslast for Brensholmen – og Kvaløya trafostasjon i 2017.

Ved å skalere lasten i nettmodellen til 80 % gir modellen en makslast på 33,08 MW, noe som stemmer godt overens med målt synkron makslast i 2017 som var 33,13 MW.

3.2.1.2 Punktlaster

Tabell 13 viser hvilke punktlaster som er lagt til grunn i analysen. Punktlastene er forutsatt realisert i løpet av de 10 første årene av analyseperioden.

Tabell 13 Oversikt over punktlaster

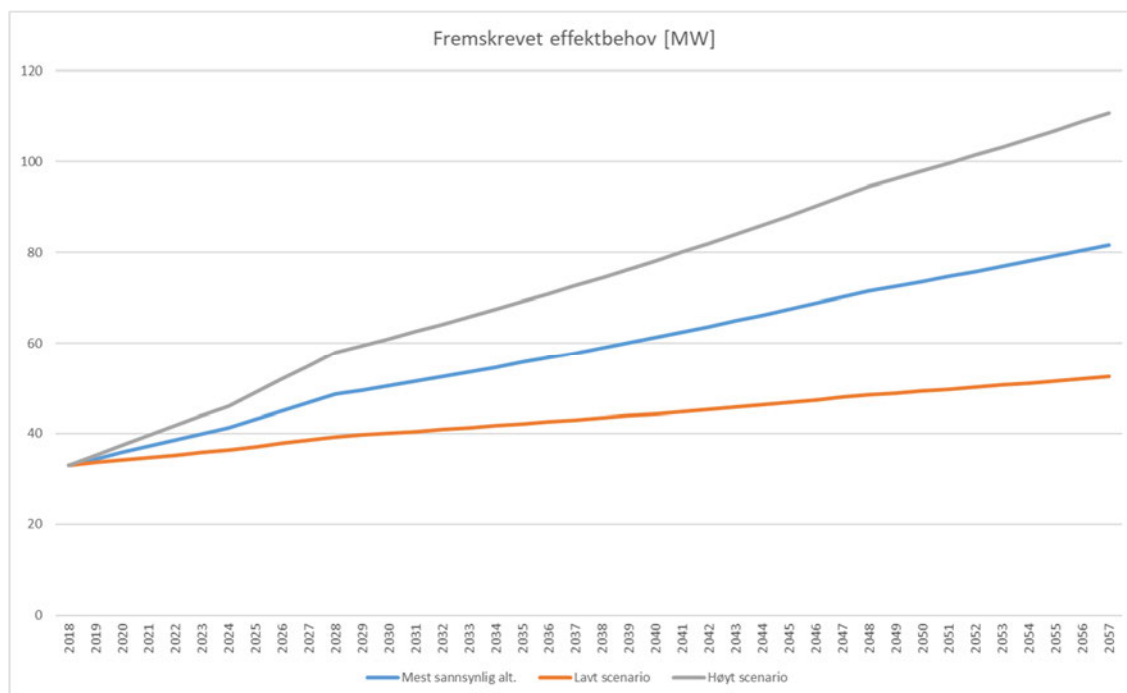
Beskrivelse	Tilknytningspunkt	Radial	Effekt [kW]
Storelva boligområde	365188 MØLNERINGEN 12	KVAL 22K133	1715
Eidhaugen boligfelt	366009 KALDFJORDEID	KVAL 22K77	210
Arctic senter/ Finnheia alpinby	365215 HÅKØYBOTN KOBL.STASJON	KVAL 22K134	5000
Kvaløysletta Nord	368032 BLÅKLOKKEVN.23/368013 FINNES I	KVAL 22K134 KVAL 22K37	2000
Slettatorget boligområde	365205 MANETVEIEN 2/365127 KVALØYSLETTA SYKEHJEM	KVAL 22K7	4719
Eidekollen boligfelt	365005 EIDJORDNES I	KVAL 22K134	1210
Sum			14854

3.2.1.3 Generell lastutvikling

For å ta hensyn til den generelle lastutviklingen (økt grad av elbiler, fortetning etc) er det de 10 første årene lagt til grunn en generell årlig lastøkning på 0,5 %. I resten av analyseperioden er årlig lastøkning satt til 2,0 %

3.2.1.4 Samlet lastprognose

Når en setter sammen punktlaster og den generelle lastutviklingen blir totalt fremskrevet effektbehov som vist i mest sannsynlig alternativ (blå linje) i figur 3.



Figur 3: Fremskrevet effektbehov

Som figur 3 viser vil lasten øke fra 33 MW i 2018 til om lag 80 MW i 2057. Dette gir en årlig vekst på ca. 2,3 %. Oransje og grå linje viser alternative lastscenario med en årlig vekst på hhv. 1,2 og 3,2 %.

Historisk lastutvikling i perioden 2008-2017 tilsvarer en årlig vekst på ca. 3,3 %. Lastutviklingen som er lagt til grunn i mest sannsynlige alternativ er noe konservativ sammenlignet med historisk utvikling siste 10 år.

3.2.2 Produksjonsutvikling

Det er forutsatt at Sandhaugen vindkraftverk tilknyttes nettet i 2019. Vindkraftverket har en samlet installert ytelse på 15 MW, hvor 7,5 MW mates inn mot Kvaløya og 7,5 MW mot Brensholmen.

3.2.3 Beregning av avbruddskostnader

Avbrutt effekt og varighet er simulert i NetBas, og kombineres med historiske data for å danne et bilde av fremtidige KILE kostnader. Feilstatistikken i NetBas er basert på bransjetall, med referanse 2015.

3.2.4 Forutsetninger for beregning av elektriske parametre

I forbindelse med nettberegninger er følgende forutsetninger lagt til grunn:

Lufttemperatur:	20 °C.
Driftstemperatur på ledere:	80 °C.
Vindhastighet (flau vind):	0.61 m/s
Lufttrykk:	760 mm Hg
Emisjonskoeffisient for linen:	0.5
Høyde over havet:	0 m
Sterk solbestråling	



Permeabilitet for Al og Cu: :	$\mu = 1$
Permeabilitet for Fe-wire:	$\mu = 20$
Permeabilitet for Fe-kompakt:	$\mu = 360$
Termisk grensestrøm:	Maksimal driftsstrøm referert 20 °C.

3.2.5 Tillatt overbelastning av transformatorer og ledninger

Ved planlegging av nye anlegg tillates ikke overbelastning av verken linjer, kabler eller transformatorer innenfor komponentens økonomiske levetid.

Ved alternativer som går på utvidelse av overføringskapasitet, tillates overbelastning av transformatorer i det eksisterende anlegget med inntil 20 %. For linjer tillates noe overbelastning ved lave temperaturer. For kabler tillates ikke overbelastning.

3.2.6 Tillatte spenningsvariasjoner

I analysene er det satt en grense på at ny last ikke skal skape spenningsvariasjoner større enn - 4 % av middelspenning i tunglast. Spenningsreduksjon utover dette er ansett som overlast, med påfølgende behov for tiltak.

Det er utført spenningsanalyser de 10 første årene av analyseperioden. Dette på grunn av at en forutsetter forsterkningsbehovet i 22 kV nettet som likt for alle alternativer utover i analyseperioden.

For avganger/nett som er likt i begge alternativer er det ikke utført spenningsanalyser. Dette på grunn av at i en differansebetraktning vil ikke dette påvirke sluttresultatet.