Forord

Masteroppgaven er utarbeidet vårsemestrert 2009 og er avsluttende oppgave ved utdanningen Electric Power Engineering internasjonal Master, 2-årig ved NTNU. Det kreves grunnleggende elektrokunnskaper innen kraftnett og lastflytanalyser, samt grunnleggende økonomisk forståelse for å lese rapporten.

Det er i rapporten henvisninger til vedlegg bak i rapporten. Det er også vedlagt egen CD med programfiler og utskrifter som er for store til å ha med i rapporten. For enlinjeskjema i A3-format av distribusjonsnettet er det laget eget vedleggshefte som også ligger ved rapporten.

Jeg ønsker å takke følgende personer for hjelp og veiledning gjennom prosjektfasen:

- Eivind Solvang, SINTEF Energiforskning AS
- Fredd Arnesen, Troms Kraft Nett AS
- Frode Lamøy, Troms Kraft Nett AS
- Stein Werner Bergli, Troms Kraft Nett AS
- Kjartan Kvalvik, Troms Kraft Nett AS
- Svein Erik Thyrhaug, Troms Kraft Nett AS
- Kjell Sand, SINTEF Energiforskning AS
- Morten Husom, Powel ASA
- Reidar Ognedal, Powel ASA

Trondheim 18. juni 2009

Arnulv Steinholt

Sammendrag

Tromsø by er under konstant utvikling, både når det gjelder økning av innbyggertall og etablering av ny industri. Formålet med oppgaven er å utvikle en nettutviklingsplan for 11 kV distribusjonsnett forsynt fra Gimle transformatorstasjon for perioden 2010 til 2030 (analyserperioden). Gimle transformatorstasjon er lokalisert på Tromsøya Nord og er en svært viktig stasjon på Tromsøya da den blant annet forsyner Universitetssykehuset og universitetsområdet for øvrig samt Breivika Havn. Kraftnettet tilhører Troms Kraft Nett (TKN). I dag er transformatorstasjonen nesten full-lastet og det trenges mer effekt og energi i området. For å analysere hva morgendagens behov medfører, er det foretatt en teknisk /økonomisk analyse av nettet og fremtidige belastninger i området. Det er foretatt lastflytanalyser, tapsanalyser, og analyser av ikke levert energi (ILE). Drift og vedlikehold er ikke tatt med i analysen. Det er antatt full forsyningskapasitet fra det overliggende nettet i analyseperioden.

Nettanalysene er utført i NetBas og benyttes videre for beregning av investerings-, taps-, og avbruddskostnader for alternativene. Det er summen av disse kostnadene for hvert alternativ som minimeres og alternativene rangeres etter totale kostnader i analyserperioden.

Det foreligger med dagens prognoser en forventet lastøkning i størrelsesorden 15,5 MW i tillegg til en generell lastøkning i nettet som forsynes av Gimle transformatorstasjon. For å imøtekomme belastningsøkningen må det iverksettes tiltak.

Det er gjort analyser på tre hovedalternativer for å se hvilket som er best egnet for å møte belastningsøkningen:

1. Reinvestere og utvide Gimle transformatorstasjon
2. Ny transformatorstasjon i Breivika havn
3. Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

I hvert alternativ er det også tatt med kostnader som er felles for alternativene og som kommer uavhengig av hvilket alternativ som blir gjennomført. Det er reinvestering av kabler og fordelingstransformatorer, samt reinvestering av kontrollanlegg i Gimle transformatorstasjon. Disse har eller vil i løpet av analyseperioden overstige antatt teknisk levetid.

Resultatene er delt opp i to forskjellige kategorier. Teknisk/økonomisk beste alternativ og teknisk beste alternativ.

Det er hovedalternativ 2, Ny transformatorstasjon i Breivika havn, med 1 krafttransformator og 2 kabler til eksisterende nett og 1 kabel til Solneset i 2016 som er teknisk/økonomisk optimal i forhold til totale kostnader i analyseperioden. Kostnaden er beregnet til 99 650 kkr. Det må bemerkes at dersom det monterer 2 krafttransformatorer med en gang vil dette føre til en marginal økning av totale kostnader på ca 690 kkr. Det er usikkerhet om beregning av KILE kostnader er utført på optimal måte og det anbefales dermed å montere 2 transformatorer med en gang siden dette er en teknisk bedre løsning. Differansen i totale kostnader mellom det å ha én kontra to krafttransformatorer er mindre enn differansen i investeringskostnadene, Dette er på grunn av mindre taps- og forventede avbruddskostnader for alternativet med to krafttransformatorer.

Av de tekniske løsningene er det hovedalternativ 1, Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon, med 4 kabler til Breivika Havn samt 2 kabler til Solneset Boligfelt og ny ekstra krafttransformator T3 i Gimle, som er rimeligst løsning. Totale kostnader for alternativet er beregnet til 103 900 kkr.

Det er vanskelig å komme med en entydig anbefaling av hvilket hovedalternativ som bør gjennomføres. Alternativene er tilnærmet like gode og differansen i totale kostnader mellom de forskjellige alternativene er liten. Det er derfor ingen alternativ som skiller seg direkte ut.

Det anbefales i tillegg at det utføres mer inngående analyse av pålitelighet og teknisk tilstand for de forskjellige alternativene. Belastningsutviklingen må følges opp kontinuerlig og før en iverksetter investeringer må det undersøkes om forutsetningene har endret seg.

Det er også viktig i en slik sammenheng å se nærmere på lokalisering, tomtekostnader, adkomst m.v. Dette inngår bare i svært begrenset grad i oppgaven.

Innholdsfortegnelse

Forord ..... **I**

Sammendrag ..... **III**

1 Innledning **1**

2 Bakgrunn **3**

3 Metodikk **5**

3.1 Bedrifts- kontra samfunnsøkonomi 5
3.2 Teknisk/økonomisk analyse 5
3.3 Etablering av forutsetninger for analysen 9
3.4 Analyser av last 12
3.5 Fastlegging av alternativer 12
3.6 Analyse av alternativer 13
3.7 Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene 14
3.8 Økonomisk analyse 15
3.9 Samlet vurdering 16

4 Prognosert belastningsutvikling **17**

4.1 Befolkningsutvikling 17
4.2 Energi- og effektutvikling for Tromsø kommune 18
4.3 Nye punktlaster og effektutvikling 19

5 Dagens nett **23**

5.1 Regionalnettet 23
5.2 Gimle transformatorstasjon 24
5.3 Distribusjonsnettet 25

6 Utbyggingsalternativer **27**

6.1 Hovedalternativer 27
6.2 Hovedalternativ 1: Reinvestere og utvide Gimle Transformatorstasjon 29
6.3 Hovedalternativ 2: Ny transformatorstasjon i Breivika Havn 30
6.4 Hovedalternativ 3: Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya 32

7 Resultater **35**

7.1 Forklaring og antagelser for beregningene 35
7.2 Reinvestere og utvide Gimle transformatorstasjon. 36
7.2.1 Beholde dagens nett 37
7.2.2 Reinvester krafttransformator T1 eller ny ekstra T3 42
7.3 Ny transformatorstasjon i Breivika Havn 48
7.4 Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya 52
7.5 Oppsummering resultater 57
7.5.1 Beste teknisk/økonomisk alternativ 57
7.5.2 Teknisk beste alternativer 59

8 Følsomhetsanalyse **63**

8.1 Endring av avkastningskrav 63
8.2 Endringer i prognoserte punktlaster 64

9 Diskusjon og oppsummering **67**

10 Konklusjon **71**

Referanseliste **73**
Vedleggsliste **75**

1 Innledning

Formålet med oppgaven er å utvikle en nettutviklingsplan for 11 kV distribusjonsnett forsynt fra Gimle transformatorstasjon for perioden 2010 til 2030 (analyserperioden). Distribusjonsnettet tilhører Troms Kraft Nett (TKN) og er lokalisert til Tromsøya-Nord. Området er i utvikling både med hensyn til flere boliger og ny industri. For best å kunne møte morgendagens behov med tanke på effektutvikling og leveringssikkerhet, er det nødvendig med analyser av nettet.

Analyser av nettet har her innbefattet lastflytanalyser, tapsanalyser, og analyser av ikke levert energi (ILE). Drift og vedlikehold er ikke tatt med og det er heller ikke vektlagt HMS og ytre miljø for løsningsalternativene. Det er antatt at alternativene som er utarbeidet blir like i forhold til hverandre med tanke på HMS og ytre miljø og at dette dermed ikke blir noe avgjørende faktor for hvilket alternativ som velges. Det er ikke tatt hensyn til overliggende nett og det er antatt full forsyningskapasitet fra det overliggende nettet i analyseperioden. Analyse av det overliggende nettet er en egen oppgave i seg selv og er derfor utelatt på grunn av arbeidsmengde.

Nettanalysene er utført i NetBas og benyttes videre for beregning av investerings-, taps-, og avbruddskostnader for alternativene. Det er summen av disse kostnadene for hvert alternativ som minimeres og rangeres etter totale kostnader i analyseperioden. For å optimalisere alternativene i tid, er det benyttet optimaliseringsprogrammet DYNKO. Programmet DYNKO er også benyttet for å vise anvendelse opp mot TKN. Beregninger av totale kostnader for alternativene er gjort i regneark i Excel.

I oppgaven er Troms Kraft Nett AS omtalt som TKN. Gimle brukes som forkortelse for Gimle transformatorstasjon. Breivika benyttes som forkortelse for Breivika transformatorstasjon og Nord benyttes for transformatorstasjonen plassert nord på Tromsøya.

For innhenting av informasjon er det benyttet kontaktpersoner i TKN. Det er kartlagt nye forventede punktlaster og utbygginger for området som forsynes via Gimle for å lage prognose for belastningsutvikling. Informasjonen er benyttet videre for å komme med løsningsalternativer for nettet slik at morgendagens etterspørsel kan håndteres. De alternative

løsningene er utarbeidet i samarbeid med TKN og veileder. TKN har bred erfaring med nettplanlegging og utbygging. Planleggingen deres bygger på mange års erfaringer og kompetanse om hvilke løsninger som fungerer og ikke fungerer. Det er i stor grad benyttet TKN sin standard for planlegging, men det er også prøvd å se på andre metoder for å løse utbyggingsalternativene. Dette for å prøve å komme fram til mest mulig optimal løsning. Det blir en avveining mellom TKN sin standard og økonomisk optimal løsning.

2 Bakgrunn

Troms Kraft Nett (TKN) som er et selskap i Troms Kraft konsernet har kraftnett i 15 av 25 kommuner i Troms fylke. Tromsø by utgjør den største belastningskonsentrasjonen. Byen er under konstant utvikling, både når det gjelder økning av innbyggertall og etablering av ny industri. Det er derfor nødvendig med analyser av kraftnettet for å kunne avgjøre hvordan en best møter morgendagens behov.
På Tromsøya finnes 4 transformatorstasjoner hvorav Gimle ligger lengst nord på øya. Gimle er en svært viktig stasjon da den forsyner Universitetssykehuset i Nord-Norge, Universitetsområdet, Breivika havn, industri og boliger på nordre del av øya. Blant annet forsyner Gimle boligfeltet Stakkevollan hvor det bor 5-6000 mennesker i leiligheter der det kun er elektrisk oppvarming. Oppgaven er avgrenset til å omhandle en teknisk/økonomisk analyse av Gimle og tilhørende 11 kV distribusjonsnett. Det er ikke sett på overliggende nett (66- og 132 kV) da en går ut fra at en har effekt nok i området i analyserperioden.
Det foreligger med dagens prognoser en forventet lastøkning i størrelsesorden 15,5 MW i tillegg til en generell lastøkning i nettet som forsynes av Gimle. Det er pr. dags dato kun én ledig 11 kV-avgang i Gimle, så for å kunne imøtekomme belastningsøkningen må det i løpet av nærmeste tid iverksettes tiltak. Det er i hovedsak to områder som står for mesteparten av belastningsøkning: Breivika Havn og Solneset boligfelt. Breivika Havn har en forventet lastøkning på 8 MW i perioden 2010 til 2015. Havnen skal utvides med mulighet for industrivirksomhet samt at det skal være mulig å ha skip tilkoblet landstrøm. Solneset boligfelt har en forventet belastningsøkning på 3,4 MW i perioden 2010 til 2017. Boligfeltet er tiltenkt ca 1050 nye boenheter.

Rapporten tar for seg tre hovedalternativer for å se hvilket som er best egnet for å møte belastningsøkningen:

- Reinvestere og utvide Gimle transformatorstasjon
- Ny transformatorstasjon i Breivika havn
- Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Gimle ble satt i drift i 1978 med én krafttransformator (T1), og i 1988 ble det montert én ekstra (T2). Det er nødvendig med reinvestering av enkelte komponenter i Gimle. Dette på grunn av at fysisk levetid er oversteget antatt teknisk levetid for komponenten og at tilstandsvurderinger utført av TKN, tilsier utskiftning. Det er i hovedsak reinvestering av

kontrollanlegget som må gjennomføres, uavhengig av hvilket hovedalternativ som blir valgt. Gimle vil bestå i overskuelig framtid, eventuelt med utvidelse på grunn av sin vitale betydning. De to andre alternativene er helt nye transformatorstasjoner som eventuelt må oppføres.

Figur 2-1 Oversiktskart for området nettutviklingsplanen tar for seg

Figur 2-1viser oversiktskart over området nettutviklingsplanen omhandler. Innringede områder viser hvor de to størst punktlastene vil komme, Breivika Havn og Solneset boligfelt. Kartet viser også hvilke områder de forskjellige hovedalternativene tilhører, Gimle, Breivika havn og Nord på Tromsøya.

Oppgaven bygger videre på prosjektoppgaven som ble utført høsten 2008. Det er benyttet lastprognoser for analyserperioden, men prognosene er oppdatert i forhold til nye opplysninger om belastningsutvikling.

3 Metodikk

Kapittelet tar for seg beskrivelse av fremgangsmåte for løsning av oppgaven og hvilke hjelpemidler som er benyttet.

3.1 Bedrifts- kontra samfunnsøkonomi

Ved søknad og konsesjon for nettanlegg stilles det krav fra Norges vassdrags- og energidirektorat om samfunnsøkonomisk vurdering av aktuelle løsninger. Det er samfunnsmessig betraktninger som benyttes i forbindelse med offentlige prosjekter. For prosjekter i regi av bedrifter vil de normalt legge til grunn bedriftsøkonomiske analsyer. Et bedriftsøkonomisk lønnsomt prosjekt er gjerne også samfunnsøkonomisk lønnsomt, men dette er ingen regel. Dette gjelder for eksempel bedrifter som påfører omgivelsene kostnader som de ikke belastes for, for eksempel miljøødeleggelser og visuell forurensning. Den viktigste årsaken til at det oppstår avvik mellom bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet er ”gale prise”, der gale priser er priser som ikke reflekterer reelle kostnader[1].

Den største forskjellen mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhetsanalyser er at virkninger som strengt tatt ikke berører prosjektets eier, og som det er vanskelig å tilordne noen økonomisk verdi, må tas med i samfunnsøkonomiske analyser[1]. I dette prosjektet gjelder dette tapskostnader og avbruddskostnader. Etter at kvalitetsjusterte inntektsrammer for nettselskapene (KILE) ble innført 1. januar 2001 har det blitt en mer sammenfallende løsning mellom det bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske aspektet.

3.2 Teknisk/økonomisk analyse

Energiloven fra 1990 skal sikre at nettselskapene opptrer samfunnsmessig, noe som ikke er nødvendigvis det samme som å maksimere bedriftens økonomiske resultat. Energilovens formål er å fremme en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet. Det stilles krav om en samfunnsøkonomisk vurdering av aktuelle løsninger ved søknad og konsesjon for nettanlegg [2].

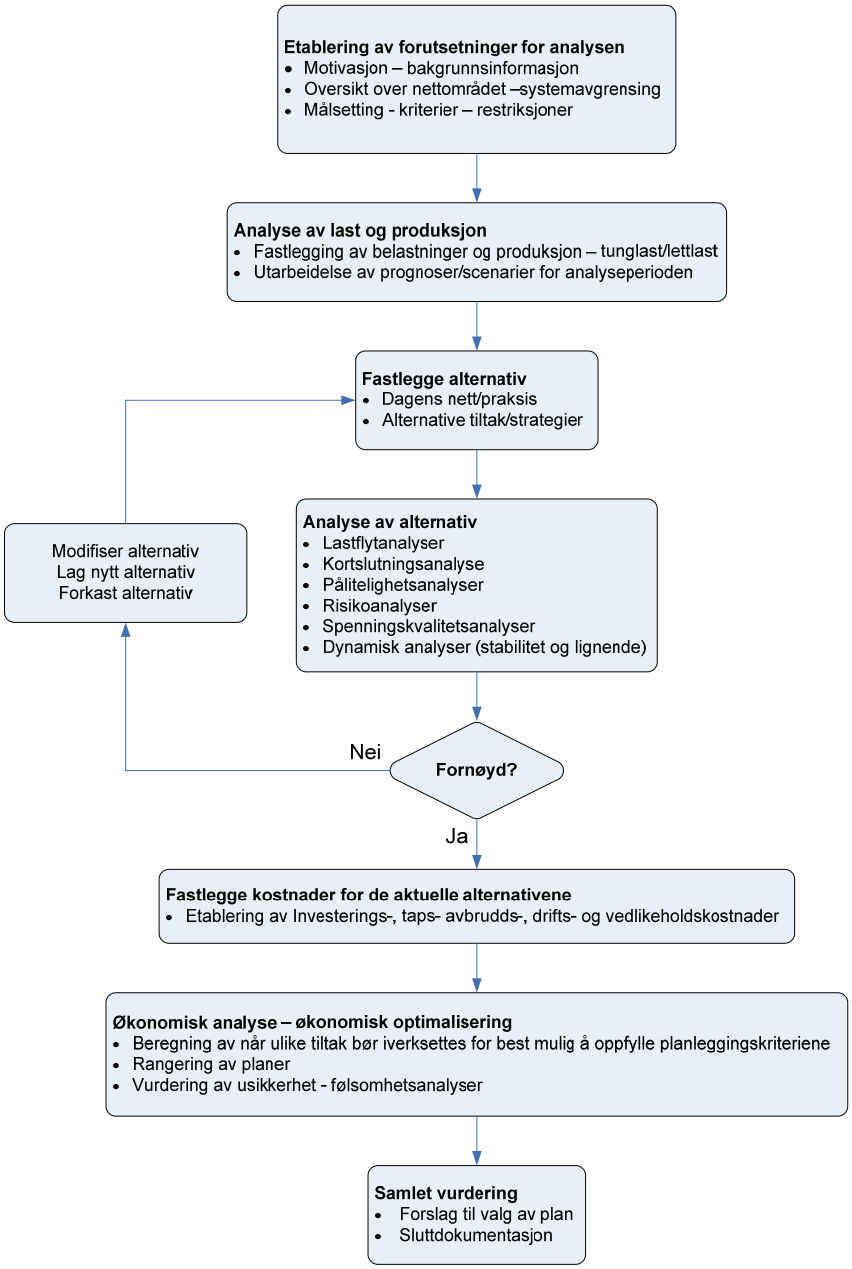
Ifølge Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), skal følgende nytte- og kostnadsberegninger inngå i en samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i kraftnettet [2]:

- **Investeringskostnader, korrigert for restverdi**
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- **Tapskostnader**
- **Avbruddskostnader**
- Flaskehalskostnader

I oppgaven er det gjort avgrensninger og det er punktene med fet skrift som er kostnadene vektlagt i oppgaven. Det er summen av investerings, taps- og avbruddskostnader som skal minimeres for de alternativene behandlet i oppgaven.

For alle større utbygginger og endringer i nettet stilles det også bestemte krav til konsekvensutredninger som skal beskrive virkninger for miljø, naturressurser og samfunn [2], men konsekvensutredninger hører ikke med som del av denne oppgaven.

Figur 3-1 illustrerer en fremgangsmetodikk for planlegging av kraftnett. Det er i oppgaven tatt utgangspunkt i denne metodikken. De forkjellige fasene i en slik analyse er gjenspeilet med egne bokser i figuren. Kapittel 3.3 til 3.9 tar for seg hvordan oppgaven er tilpasset innholdet i boksene.



Figur 3-1 Metodikk for løsningsgangen av nettutvikling [ref Eivind Solvang]

Den første boksen, *etablering av forutsetninger for analysen*, skal gi motivasjon, oversikt over nettområdet og målsetning for analysen. Det er viktig å kjenne til hva som må gjennomføres og hvorfor en ønsker og gjennomføre dette. Systemavgresninger for analysen er viktig slik at analysen er klart definert, for eksempel er det kun sett på distribusjonsnett med spenningsnivå 11 kV. Nett med høyere spenningsnivå kan dermed utelates.

Den andre boksen, *analyse av last og produksjon*, skal fastlegge om analysen skal gjøres i tunglast- eller lettlastsituasjon eller både óg. Dette gir så videre input til hvilke av de to

situasjonene prognosene skal utarbeides for. Her er det grunnlaget for analysen som bestemmes og i hvilken belastningssituasjon analysene skal utføres i, som er hovedpoenget.

Tredje boks, *fastlegge alternativ*, skal gi informasjon om hva som er dagens nett og praksis. Her skal også alternative tiltak eller strategier utarbeides. Det er i denne boksen de forskjellige løsningsalternativene for å kunne møte fremtidige behov skal utarbeides.

Fjerde boks, *analyse av alternativ*, skal gi svar på om løsningsalternativene utarbeidet holder med tanke på tekniske krav. Det gjøres også beregninger av elektriske tap og ikke levert energi (ILE) som benyttes videre i økonomiske beregninger. Eksempler på analyser er lastflytanalyser, kortslutningsanalyser og pålitelighetsanalyser.

Femte boks er en godkjenningsboks for å avgjøre om de forskjellige alternativene er akseptable med tanke på tekniske krav. Er svaret nei, må en gå tilbake til tredje boks, *fastlegge alternativer*, for å forbedre alternativene. Denne loopen blir gjentatt helt til svaret i sjekkboksen blir ja, og en kan da fortsette til nest boks.

Sjette boks, *fastlegge kostnader for det aktuelle alternativene*, benyttes til å etablere investerings-, taps-, avbrudds-, drifts-, og vedlikeholdskostnader for de forskjellige alternativene som er godkjent og gått videre med i analysen.

Syvende boks, *økonomisk analyse*, skal gi svar på til hvilken tid de ulike tiltakene bør iverksettes for å oppfylle planleggingskriteriene best mulig. Boksen benyttes også til rangering av alternativer og vurdering av usikkerhet, gjennom følsomhetsanalyser.

Åttende og siste boks, *samlet vurdering*, skal gi forslag til valg av plan og sluttdokumentasjon. Den samlede vurderingen bygger på rangeringen av alternativer fra forrige boks og bør også inneholde andre aspekter slik som HMS, ytre miljø, interessenter og omdømme. Vurderingen er altså en kombinasjon av gjennomgang av prosessene i figuren, pluss elementer som er mer eksternt gitt.

3.3 Etablering av forutsetninger for analysen

Motivasjonen for den teknisk/økonomiske analysen er belastningsøkningen som nevnt i kapittel 2. Mer utdypende beskrivelse av belastningsøkningen er vist i kapittel 4 Prognosert belastningsutvikling. En annen motivasjonsfaktor er at den fysiske alderen til noen komponenter i kraftnettet har, eller vil i løpet av analyseperioden, overstige antatt teknisk levetid. Det må nevnes at det må gjøres tilstandsvurderinger i hvert tilfelle for de forskjellige komponentene, før en reinvesterer i virkeligheten. Det er i oppgaven tatt med reinvesteringer på grunn av at tekniske levetid er utløpt. Dette for å gi en pekepinne på hva som kan forventes av investeringskostnader i analyseperioden på grunn av reinvesteringer. Dersom komponenten har alder > teknisk levetid er komponenten tenkt reinvestert. Likning (3.1) viser til hvilket år komponenten er reinvestert i oppgaven.

$$\text{År}_{Reinvstert} = Idriftsettelsesår + Teknisk\ levetid \tag{3.1}$$

Til nye punktlaster som på grunn av effektbehov ikke kan tilknyttes direkte på eksisterende fordelingstransformatorer /nettstasjoner er det i analysen tatt med investeringskostnader.

Nettanalysen tar for seg 11 kV distribusjonsnett forsynt via Gimle, som i all hovedsak er et kabelnett. Regionalnettet som forsyner distribusjonsnettet er ikke omhandlet. Det antas derfor full forsyningskapasitet til distribusjonsnettet via regionalnettet i analyseperioden. Lavspent distribusjonsnett er heller ikke tatt med i analysen.

Totale kostnader i denne rapporten består av investerings-, taps- og avbruddskostnader. Drifts- og vedlikeholdskostnader inngår ikke. Det er de total kostnadene som skal minimeres. TKN benytter vanligvis drifts- og vedlikeholdskostnader lik 1,5 % av investeringskostnadene. Det antas at prosentsatsen vil komme likt på alle alternativene. Det antas derfor at dette ikke vil føre til endringer av rangering av alternativer i forhold til de totale kostnadene.

Ved beregning av kabellengder er det mest sannsynlige og mulige traseer som er benyttet. Området hvor utbyggingene er planlagt er et byområde med utfordringene dette medfører.

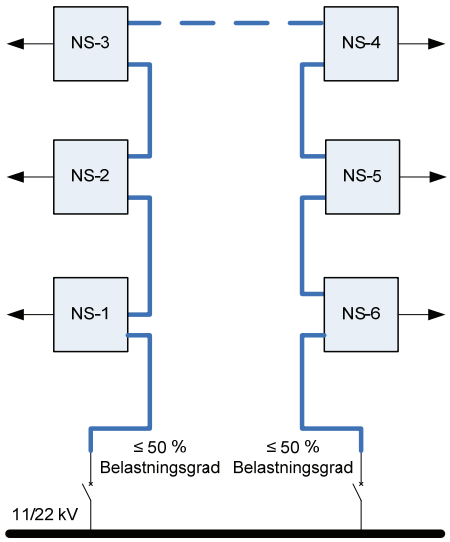
Forsyningsområdet til TKN varierer fra utsatte områder med kystklima til tørre, kalde innlandsområder. Dette er med på å påvirke levetiden til nett spesielt bestående av luftlinjer. Tabell 3-1 viser en oversikt for teknisk levetid til komponenter i kraftnettet utarbeidet av TKN.

Tabell 3-1Teknisk levetid for komponenter i kraftnettet til TKN

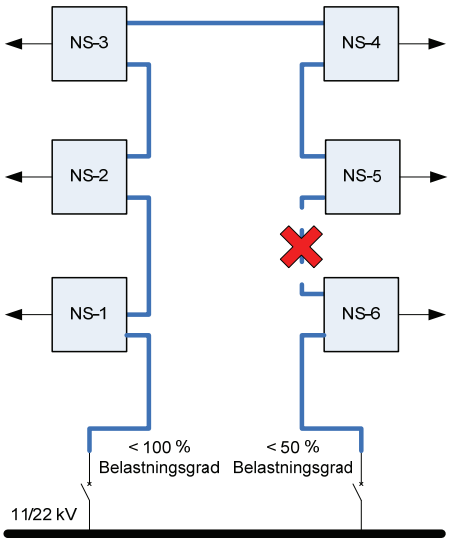
Nivå	Komponent	Kategori	Teknisk levetid	Kodifisering (kommune, nettomr etc)
Distribusjon	Luftlinje	Utsatte områder	60	Karlsøy, Tromsø, Torsken, Berg, Lenvik (Senja), Tranøy
		Mindre utsatte områder	70	Lyngen, Balsfjord, Kåfjord, Storfjord, Sørreisa, Dyrøy, Lenvik (Fastland), Lavangen, Salangen, Tromsø (844)
		Normale områder	80	Målselv, Bardu
	Lavspent	Lavspent	50	
	Nettstasjon	I BYGG	50	
		KIOSK	50	
		MAST	50	
		MASTEFOT	50	
	Kabler	høy og lavsp-jordkabel	40	
		Sjøkabel	40	
Regional og sentral	Luftlinje	66 og 132 kV	60	
	Master fjordspenn	132 KV	100	
	Jordkabler	66 og 132 kV	45	
	Sjøkabler	66 og 132 kV	50	
	Krafttransformatorer		60	
	Bryteranlegg	11,22,66 og 132 kV	40	
	Kontrollanlegg		20	
	Bygning trafostasjon		100	

Teknisk levetid i tabellen baserer seg på vurderinger og tilstandskontroller i forskjellige klimaområder av kraftnettet til TKN. For teknisk levetid for kabler er det ikke skilt mellom masse- eller de tidlige generasjoner av PEX-isolert kabel.

TKN følger egen standard ved dimensjonering og utførelse av høyspent distribusjonsnett og det er tatt utgangpunkt i denne. Ved dimensjonering av 11 kV- eller 22 kV- distribusjonsnett i byområder prøver en å ha en belastningsgrad på < 50 % for kabler og tosidig innmating slik at ved en eventuell kabelsvikt vil en ha mulighet for full reserve. Figur 3-2 og figur 3-3 viser en illustrasjon på tankegangen i en slik situasjon.



Figur 3-2 Normalkoblingsbilde av distribusjonsnett med åpning mellom NS-3 og NS-4



Figur 3-3 Koblingsbilde av distribusjonsnett ved kabelfeil mellom NS-5 og NS-6

Figur 3-2 illustrerer prinsipp for ønsket koblingsbilde for høyspent distribusjonsnett. Det er ønskelig at de to radialene som forsyner området/nettstasjonene begge har belastningsgrad mindre enn 50 %. Delingen mellom de to radialene kan da være mellom nettstasjon 3 og 4. Figur 3-3 er for samme område/nettstasjoner. Ved en kabelfeil mellom nettstasjon 5 og 6 slik at kabelen mellom dem må utkobles må nå kabelen mellom nettstasjon 3 og 4 innkobles for å forsyne nettstasjon 4 og 5. På grunn av at radialene hadde en belastningsgrad på mindre enn 50 % før feil vil det være mulig å opprettholde forsyningen til området, når en ser bort i fra tiden det vil ta å gjøre de forskjellige seksjoneringene.

Troms Kraft benytter 240 mm^2 AL som standard ledertverrsnitt på 11 kV kabler på grunn av lagerbeholdning og standardisering av tilleggsmateriell, slik som skjøter og koblingsmateriell. Det er derfor i analysen benyttet 11 kV-kabel av typen TSLF-O AL med ledertverrsnitt 240 mm^2. Kabelen har en strømføringsevne på 455 A referert 15 °C i jord. Det er dimensjonert med utgangspunkt i halv strømføringsevne for å kunne opprettholde full reserve ved feil på en radial som forsyner samme/tilhørende område og hvor en har omkoblingsmulighet.

I frittstående nettstasjoner er det fordelingstransformatorer i størrelsesorden 800 kVA som vanligvis benyttes. Fordelingstransformatorer større enn 800 kVA benyttes ikke på grunn av den fysisk størrelsen. I bygg med egne rom for fordelingstransformatorer kan det benyttes fordelingstransformatorer med større kapasitet. Ved dimensjonering av

fordelingstransformatorer er det benyttet en belastningsgrense på 80 % ved maksimal belastning.

3.4 Analyser av last

Etablering av prognose for analyseperioden består av summen av generell lastøkning og lastøkningen på grunn av de forventede nye punktlastene. Prognosen bygger på data mottatt fra TKN. Scenarioet som benyttes er i kraftnettets tunglastsituasjon, det vil si når summen av belastningene til abonnentene er størst, i nettet under Gimle. Tunglastsituasjonen er definert som en hverdag i 1. uke i januar. Belastningsutviklingen er beskrevet nærmere i kapittel 4.3 Nye punktlaster og effektutvikling.

Tankegangen i analysen er at kabler og fordelingstransformatorer har levetid inntil belastningsgraden når 100 %. Illustrert i et eksempel: En kabel mater et området hvor det forventes lastøkning. I starten av analysen har kabelen en belastningsgrad 70 %. Utover i analysen øker belastningsgraden og kabelen er tenkt forsterket/reinvestert på det tidspunktet belastningsgraden når 100 %.

Det antas at de nye punktlastene har tilnærmet tunglastsituasjon med resten av nettet. Dette vil kanskje ikke være tilfelle for landstrømmen til skip i Breivika Havn. Havnen har mest anløp i sommerhalvåret på grunn av cruiseaktivitet. Det er vurdert til at det ikke kan utelukkes behov for stort effektuttak via landstrøm til andre tider av året, som for eksempel på grunn av vinteropplagring av båter.

For tunglastsituasjon er det tatt utgangspunkt i en utskrift fra driftssentralen en kald vinterdag i februar 2009. Utskriften er benyttet som sammenligning mellom reell lastsituasjon og hva NetBas beregner. Mer utfyllende informasjon om utskriftsbildet er beskrevet i slutten av kapittel 4.2. Selve utskriftsbildet er vist i vedlegg B.

3.5 Fastlegging av alternativer

Det er tatt utgangspunkt i dagens Gimle som forsyner nordre del av Tromsøya. Dagens nettløsning holder ikke med tanke på prognosert belastningsøkning og en må derfor gjøre investeringer i kraftnettet. Det er i samråd med TKN utarbeidet 3 hovedalternativer som skal måles opp mot hverandre og disse er som følger:

1. Reinvestere og utvide Gimle transformatorstasjon
2. Ny transformatorstasjon i Breivika havn
3. Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

De forskjellige utbyggingsalternativene er omhandlet i kapittel 6 Utbyggingsalternativer.

3.6 Analyse av alternativer

De elektriske analysene av kraftnettet er i sin helhet utført i NetBas. Dette gjelder beregning av belastningsgrad, spenningsfall, elektrisk tap, og ikke levert energi (ILE). Mer utfyllende informasjon om programmene og verktøyene benyttet er vist i vedlegg A Oversikt programverktøy.

Det er utført lastflytanalyser på alle løsningsalternativene. Lastflytanalysene er utført i tunglastsituasjon for hvert år i analyseperioden. Termisk grenselast for komponentene er oppgitt av produsent og predefinert i NetBas. Det er benyttet en belastningsgrad på 100 % ved analyser av termisk grenselast på eksisterende kabler og fordelingstransformatorer. For dimensjonering av nye kabler, er det tatt utgangspunkt i en belastningsgrad på 50 % ved investeringstidspunktet. For fordelingstransformatorer er det benyttet en dimensjonerende belastningsgrad på 80 %.

Det er antatt tilstrekkelig kortslutningskapasitet for de nye løsningene i oppgaven, med bakgrunn i at distribusjonsnettet er nært tilknyttet sentralnettet. Figur 5-1 i kapittel 5.1 viser enlinjeskjema over regionalnettet.

Pålitelighetsberegninger er gjennomført for de forskjellige løsningsalternativene for hvert år i analyseperioden. Selve beregningene er gjennomført i NetBas modul Levsik. Mer inngående beskrivelse av Levsik er vist i vedlegg A: Oversikt programverktøy.

Det er utført følsomhetsanalyse av totale kostnader ved å endre på avkastningskravet. Dette for å se om rangering av utbyggingsalternativer endres ved ulike avkastningskrav. Det er ikke utført analyser med avvik i forventet belastningsendring, men dette er diskutert. Følsomhetsanalysen er vist i kapittel 8.

Risikoanalyser for eksempel i form av risiko- og sårbarhetsanalyser (ROS-analyse) er ikke utført. Risiko er definert etter likning (3.2)

$$Risiko = sannsynlighet \cdot konsekvens \tag{3.2}$$

Det er i diskusjonen sett på hva som er konsekvensen og sannsynligheten til de forskjellige forventa punktlastene, se kapittel 9.

Spenningskvalitetsanalyser skal i utgangspunktet gjennomføres etter Forskrift om Leveringskvalitet (FoL). Det er bare sett på grense for spenning (spenningsfall). Øvre og nedre spenningsgrense er satt til 12 kV og 10 kV i NetBas. Andre elementer underforlagt forskriften antas tilfredstilt, uten inngående analyser. Dette på grunn av at distribusjonsnettet er nært tilknyttet sentralnettet. Dette gjelder for eksempel spenningssprang, flimmerintensitet og overharmoniske strømmer.

Dynamiske analyser og stabilitetsanalyser slik som transientkortsluttningsanalyser og startanalyser ved oppstart av store maskiner i kraftnettet er ikke gjennomført. De eventuelle utbyggingene i kraftnettet er nært knyttet til sentralnettet og en antar derfor ingen problemer med stabiliteten til kraftsystemet. TKN har pr. dags dato ikke problemer knyttet til dynamisk forhold i det eksisterende nettet, hvor utbyggingene er tiltenkt.

3.7 Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene

For investeringskostnader er det benyttet en kombinasjon av enhetskostnader fra TKN og PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT utarbeidet av SINTEF Energiforskning AS. Enhetskostnader fra TKN bygger på deres erfaringstall og foreligger for11 kV kabel og nettstasjon med tilhørende fordelingstransformator. De resterende investeringskostnadene er hentet fra nevnte planleggingsbok. I vedlegg D.1, er enhetskostnadene vist i Tabell V D-2. Alle kostnadene er referert kostnadsnivå 2009 justert ved hjelp av KPI-JAE. KPI-JAE er konsumprisindeks justert for avgiftsendringer og ekskludert energivarer [3].

For taps- og avbruddskostnader er det også tatt utgangspunkt i kostnader fra Planleggingsbok for kraftnett. Det er elektriske tap og ILE fra analyse av alternativer som multipliseres med sin tilhørende spesifikke kostnad, som gir taps- og forventede avbruddskostnader. Se vedlegg D.2 og D.3 for mer informasjon.

Det er ikke beregnet kostnader for feilsituasjoner hvor det kan være nødvendig med rasjonering og utkobling av abonnenter på grunn av kapasitetsproblemer.

Det er ikke tatt hensyn til drifts- og vedlikeholdskostnader for de forskjellige alternativene. Drifts- og vedlikeholdskostnader kan antas som en prosentsats (1.5 %) av investeringskostnadene, og det antas her at disse ikke vil ha påvirkning på rangering av alternativene.

Pris på én kabel forlagt i grøft er 1600 kr/m. Dersom det legges flere parallelle kabler i samme grøft, koster dette 200 kr/m pr. ekstra kabel. Det er ikke tatt hensyn til at grøften kanskje må utvides dersom det legges flere kabler i parallell. Det er benyttet samme enhetspris for nettstasjoner uavhengig om den plasseres i bygg eller i frittstående kiosk. Det er nettstasjoner av typen 2K+T med en 800 kVA fordelingstransformator som ligger til grunn for enhetsprisen. Prisen er 800 kkr ferdig installert. Enhetspriser er vist i vedlegg D.1.

3.8 Økonomisk analyse

Den økonomiske analysen som gjennomføres i rapporten er minimering av totale kostnader i analyseperioden ved hjelp av nåverdimetoden. Analyseperioden som benyttes er fra 2010 til 2030. Analysetidspunkt og kostnadsnivå er 2009. Det benyttes en kalkulasjonsrente på 4,5 %. Totale kostnader i oppgaven er investerings-, taps- og avbruddskostnader. De totale kostnadene beregnes ved hjelp av nåverdimetoden. Investeringskostnadene korrigeres for restverdi og diskonteres tilbake til analysestart, 2010. Taps- og avbruddskostnader blir også diskontert tilbake til start av analyseperioden.

For mer utfyllende informasjon og formler benyttet i de økonomiske beregningene henvises til vedlegg D Økonomisk beregning.

For å finne til hvilken tid det lønner seg å investere i forskjellige utbygginger, er det benyttet programmet DYNKO. DYNKO er et kostnadsminimaliseringsprogram for utbyggingsplanlegging av kraftnett [4]. Det er i tillegg gjort kostnadsberegninger i regneark i Excel. DYNKO er benyttet til å finne investeringstidspunktet som igjen er benyttet videre i Excel. Kostnadsberegningene i DYNKO inneholder ikke totalkostnaden for utbyggingsalternativet. Det er i utgangspunktet bare tatt med kostnader som er forskjellig i

forhold til de forskjellige delutbyggingene. Kostnader som kommer uavhengig av utbyggingsalternativ er ikke tatt med i sin helhet. Beregninger for forskjellige utbyggingsalternativer sine totale kostnader for analyseperioden er gjort i Excel. Beskrivelse av programmene er vist i vedlegg A, og selve programmene er vedlagt på egen CD. Det er i kapittel 7 Resultater, vist gjennomgang av de forskjellige alternativene sine kostnader og hva den totale kostnaden i analyseperioden vil bli.

3.9 Samlet vurdering

Samlet vurdering av de forskjellige alternativene bygger på en kombinasjon av økonomisk optimal løsning, gjennomførbarhet og hvor god den tekniske løsningen vil bli. Vurderingene er omhandlet i kapittel 7 Resultater og kapittel 9 Diskusjon.

4 Prognosert belastningsutvikling

Kapittelet tar for seg historisk og forventet befolkningsutvikling, samt målt maksimal effekt og energiforbruk for årene 2003 til 2008 samt prognoser for årene 2009 til 2030. Kapittelet tar også for seg beskrivelse av de nye punktlastene.

4.1 Befolkningsutvikling

Tromsø kommune har ca 65 300 innbyggere, hvorav ca 57 400 bor i selve Tromsø by [5] med sentrum lokalisert på Tromsøya. Tabell 4-1 viser historisk befolkningsvekst for Tromsø kommune i perioden 1997 til 2006. Det har i snitt vært en årlig befolkningsvekst på 1,15 % i perioden.

Tabell 4-1 Historisk befolkningsvekst for Tromsø kommune [6]

Årstall	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Antall	57 384	57 485	58 121	59 145	60 086	60 524	61 182	61 897	62 558	63 596
Økning		0,18 %	1,11 %	1,76 %	1,59 %	0,73 %	1,09 %	1,17 %	1,07 %	1,66 %
Snitt i perioden	1,15 %									

Tabell 4-2 viser forventet befolkningsvekst for perioden 2008 til 2030 og er hentet fra Statistisk sentralbyrå.

Tabell 4-2 Fremtidig befolkningsvekst i Tromsø kommune i perioden 2008-2030 [5]

Årstall	2008	2015	2020	2030
Antall	65 286	71 690	75 693	81 843
Økning	13,57 %	9,81 %	5,58 %	8,12 %
Snitt årlig endring 2008-2030		1,03 %		

Det er forventet en årlig befolkningsvekst på 1,03 % i analyseperioden. Det forutsettes lik befolkningsvekst i analyseområdet som resten av kommunen. Dette er en konservativ antagelse siden det reelt sett vil være størst befolkningsvekst i byområdet.

4.2 Energi- og effektutvikling for Tromsø kommune

Historisk energiutvikling for Tromsø kommune er vist i tabell 4-3. Tabellen tar for seg perioden 1997 til 2006 og er hentet fra Lokal Energiutredning for Tromsø kommune (1902), sist oppdatert 2008.

Tabell 4-3 Historisk totalt energiforbruk Tromsø kommune, temperaturkorrigert, hentet fra Lokal Energiutredning for Tromsø kommune (1902)

ELEKTRISITET (GWh)1997 - 2006	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
01 INDUSTRI	58	52	92	94	84	64	96	79	74	74
02 HANDEL OG TJENESTER	261	237	247	257	262	286	259	268	272	305
03 JORDBRUK	2	2	3	3	3	3	3	3	3	5
04 HUSHOLDNING	568	568	576	577	587	580	604	592	622	614
05 OFFENTLIG	152	155	163	168	165	199	171	169	180	178
06 TREFOREDLING OG KRAFT, IND,	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUM	1 041	1 014	1 081	1 098	1 099	1 131	1 132	1 110	1 151	1 175
Prosentvis endring pr år		-2,6 %	6,6 %	1,6 %	0,1 %	2,9 %	0,1 %	-2,0 %	3,7 %	2,0 %
Gjennomsnitt i perioden	1,4 %									

Det har for perioden vært en økning i energiforbruket på 1,4 % i gjennomsnitt. For analyseperioden er det antatt en generell effektøkning på 0,5 % med bakgrunn i den historiske økningen i energiforbruket. Grunnen til at det er benyttet 0,5 % i stede for 1,4 % for effektutvikling i perioden 2010-2030, er at det er tatt hensyn til de nye punktlastene i tillegg. Effektprognosen består av summen av generell belastningsøkning og de nye punktlastene.

Det er tatt utskrift av driftsentralens oversiktbilde over Gimle ved besøk i Tromsø, se vedlegg B Skjermbilde fra driftsentralen. Utskriften er brukt som referanse for beregningene gjort i NetBas. Nettkoblingen ved utskriftstidspunktet er også benyttet som utgangspunkt for analysene, siden det er ønskelig å ha mest mulig korrekt nett å gjøre nettanalyser på. Utskriften er fra fredag 6. februar 2009 i time 14 med en døgntemperatur på -9,6 °C[7]. Dette er den kaldeste registrerte perioden for 2009 så langt og representerer derfor tunglastsituasjon. Mer inngående data om temperaturene i den perioden er vist i vedlegg C: Temperaturer tunglast 2009. Belastningen var på 22,6 MW for krafttransformator T_1, og 22,7 MW for krafttransformator T_2.

4.3 Nye punktlaster og effektutvikling

Det er som tidligere nevnt de nye punktlastene som er en av de utløsende faktorene for investeringer i distribusjonsnettet. Nedenfor er det en gjennomgang av de forskjellige nye lastene med tanke på realiseringsår, plassering/innkobling i dagens nett og størrelse. For de lastene som ikke blir tilknyttet eksisterende nettstasjoner er det gjort ett anslag av antall nettstasjoner som er nødvendig. De nye punktlastene bygger på informasjon og samtaler med TKN sin "netteier" på Tromsøya.

MH-II 18 000 m^2 med byggestart i 2010.
Det er stipulert fra konsulent en maksimalbelastning på 600-700 kVA i 2011 samt nye 700 kVA i 2015. Dimensjonerende effekt er satt til 1600 kVA. Naturlig tilknytningspunkt vil være mellom nettstasjonene 300536 Tannbygget og 300424 MH som i dag er på radial GIM-435MH. Utbyggingen deles opp i to trinn á 800 kVA i henholdsvis 2010 og 2015.

Ringveien næringspark med byggestart i 2009 og ferdig utbygd 2012.
Dimensjonerende effekt er på 1600 kVA, fordelt på to nettstasjoner.
Naturlig tilknytningspunkt vil være mellom nettstasjonene 300533 RIDESKOLEN og 300114 RINGVN. 650 som i dag er på radial GIM-327A/326. Utbyggingen deles opp i to trinn á 800 kVA i henholdsvis 2009 og 2011.

Nytt boligfelt i området Solneset Skole med byggestart 2010 og ferdig utbygd 2017.
Det er tiltenkt ca 1050 boliger i området Solneset Skole som vil være fordelt på to felt. Feltene er behandlet under ett for enkelhetsskyld. Det er antatt et forbruk på 15 000 kWh for hver boenhet. Det årlige energiforbruket er beregnet med utgangspunkt i: FOR 1997-01-22 nr 33: Forskrift om krav til byggverk og produkter til byggverk (TEK). Forskriften angir at samlet netto energiforbruk for småhus ikke skal være større enn 125 kWh/m^2 + 1600 kWh pr. oppvarmet bruksareal (BRA). Det er tatt utgangspunkt i at hver boenhet har et gjennomsnittlig BRA på 110 m^2.
Ved bruk av Velandersformel er det beregnet en maksimaleffekt på ca 3,4 MW, med Velanderkonstanter på 0,0021 og 0,024. Feltene vil kreve 6 nettstasjoner á 800 kVA. Naturlig tilknytningspunkt vil være mellom nettstasjonene 300232 BERGLI og 300479 RINGVEGEN 520 (SOLNESET SKOLE) som i dag er på radial GIM-327A/326. Utbyggingen deles opp i tre trinn á 1,133 MW i henholdsvis år 2010, 2013 og 2016.

Prosjekt Splintmuren med byggestart og ferdigstillelse i løpet av 2009.
Nytt næringsbygg med ny nettstasjon. Dimensjonerende effekt 400 kW. Naturlig tilknytningspunkt for nettstasjonen vil være mellom nettstasjonene 300335 TEKNISK BUREAU og 300361 HANGAREN.

Schenker lager med byggestart i 2009 og ferdigstillelse 2009.
Nytt lager for logistikkbedriften Schenker med dimensjonerende effekt på 100 kW. Naturlig tilknytningspunkt er på eksisterende nettstasjon 300528 KAI 25.

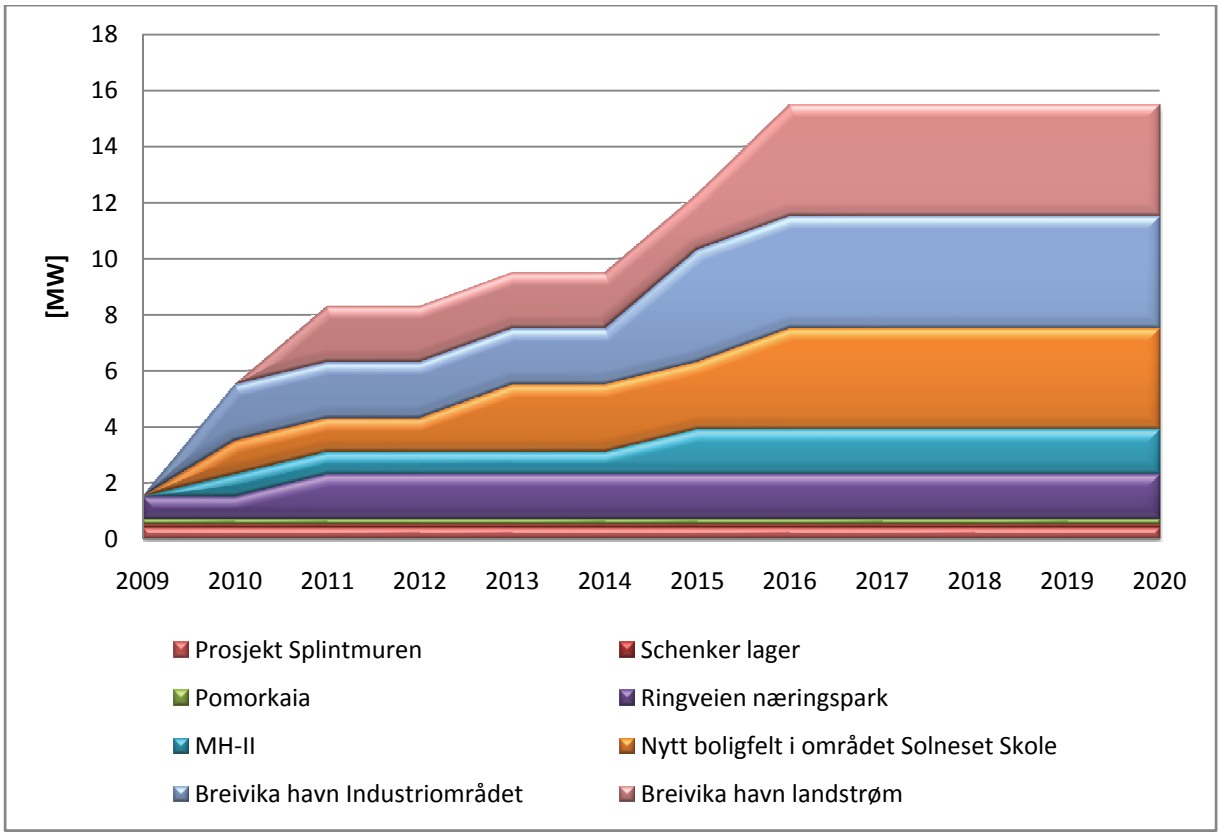
Pomorkaia med byggestart 2009 og ferdigstillelse 2009.
Nytt lager med dimensjonerende effekt 200 kW. Naturlig tilknytningspunkt mellom nettstasjonene 300534 RINGVN. 120 og 300244 PLASTFABRIKKEN.

Breivika havn med byggestart 2010 og ferdigstillelse 2015.
Breivika havn er tiltenkt utbygd med ny industrivirksomhet og mulighet for landstrøm til skip ved kai. Eksempel på industri kan være fiskeforedlingsbedrift med både kjøle og fryseanlegg, lagerbygg og områder for sveising og montering. Industrivirksomheten er antatt med en dimensjonerende effekt på 4 MW. For landstrøm til skip er det større usikkerhet angående effektbehovet. Dimensjonerende effekt antas 3-4 MW. Utbyggingen deles opp i to trinn, á 4000 MW i 2010 og 2015.

Tabell 4-4 viser effektbehov og realiseringsår til de forskjellige nye punktlastene, mens figur 4-1 illustrerer den kumulative effektutviklingen til punktlastene.

Tabell 4-4 Oversikt over nye punktlaster, effekt og realiseringsår

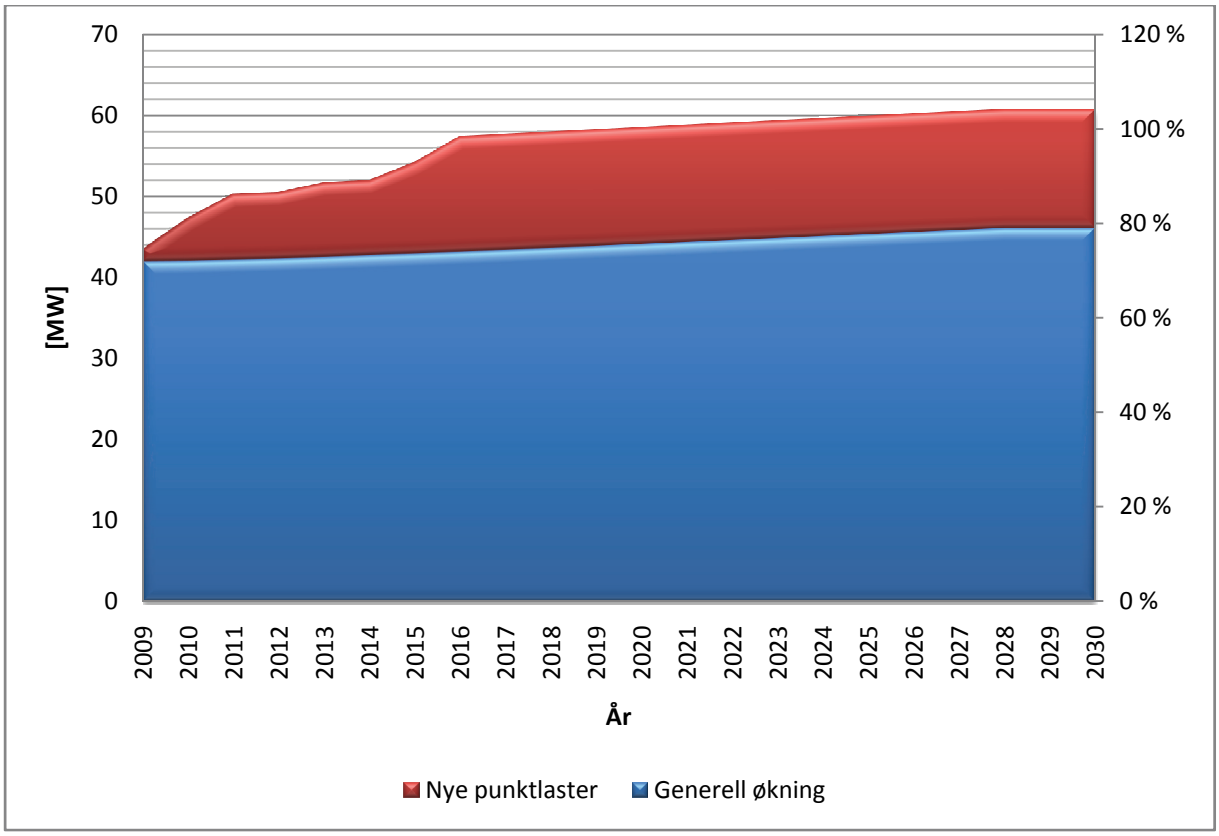
Prosjekter	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MH-II [MW]		0,8					0,8	
Ringveien næringspark [MW]	0,8		0,8					
Nytt boligfelt i området Solneset Skole[MW]		1,2			1,2			1,2
Prosjekt Splintmuren [MW]	0,4							
Schenker lager [MW]	0,1							
Pomorkaia[MW]	0,2							
Breivika havn Industriområdet[MW]		2,0					2,0	
Breivika havn landstrøm[MW]			2,0					2,0
Totalt pr. år i perioden 2009-2020[MW]	**1,5**	**4,0**	**2,8**		**1,2**		**2,8**	**3,2**
Totalt i perioden 2009-2020[MW]								**15,5**



Figur 4-1 Kumulativ utviklingskurve for de nye punktlastene i perioden 2009-2020

Figur 4-1 viser at det er perioden fram til 2011 og perioden 2014-2016 som har den største økningen i effektbehovet. I figuren er det ikke tatt hensyn til sammenlagring mellom de forskjellige lastene.

Figur 4-2 viser også den kumulative effektutviklingen i nettet under Gimle. Det er summen av den generelle lastøkningen og de nye punktlastene som er vist. Generelle lastøkningen er lineært på ca 0,5 % pr. år. Effektbehovet i tunglastsituasjon vil være i overkant 61 MW i år 2030, mot dagens nivå, 2009, på ca 42 MW.



Figur 4-2 Effekt utvikling for Gimle transformatorstasjon i perioden 2009-2030

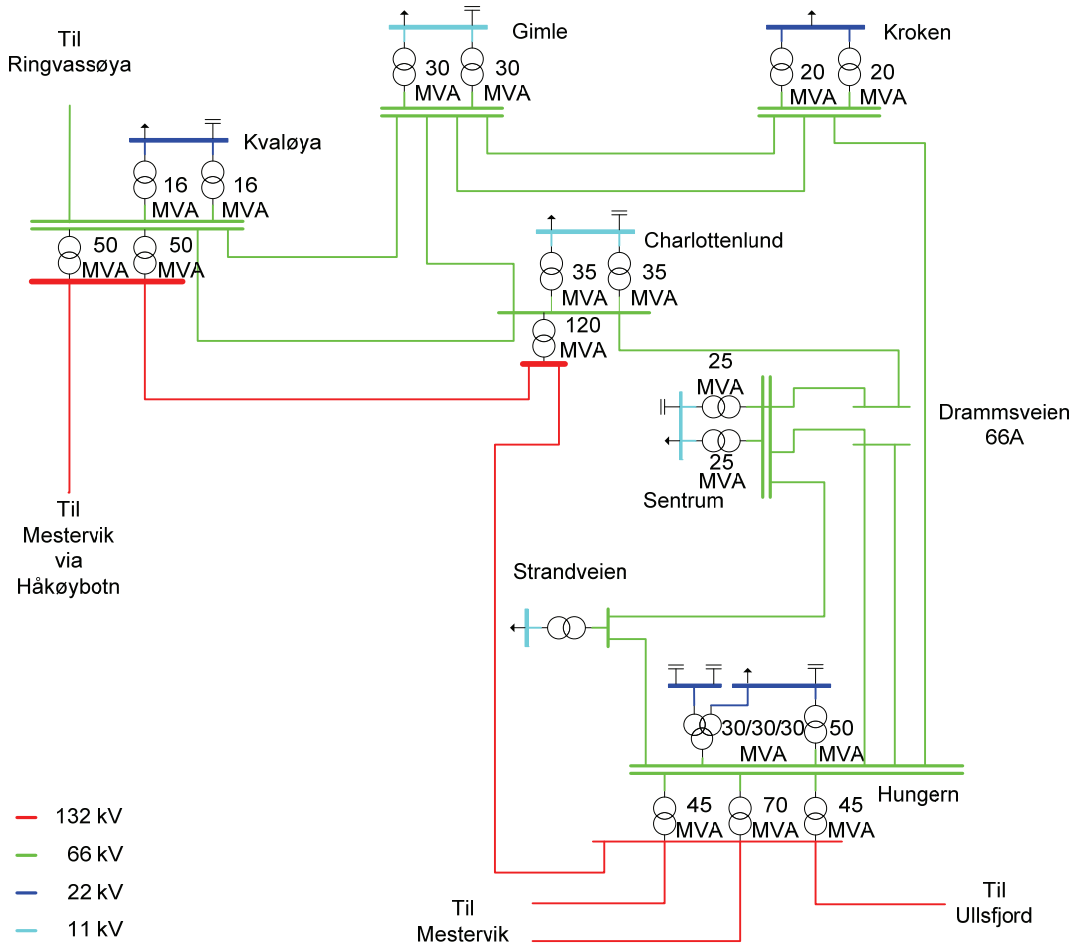
Figur 4-2 bygger på tall hentet ut fra NetBas ved simulering i tunglastsituasjon. Det er tatt hensyn til sammenlagring mellom belastningene. På høyre vertikale akse er belastningsgraden til transformatorstasjonen oppgitt i prosent. Transformatorstasjonen er bestykket med to krafttransformatorer, á 30 MVA. Figuren viser at belastningsgraden ved dagens nivå 2009 er ca 75 %. Belastningsgraden vil være ca 100 % i 2020 og ca 105 %, mot slutten av analyseperioden. Det er videre i oppgaven benyttet 2020 som tidspunkt for når en burde gjøre noe med transformatorkapasiteten til Gimle. Det er ansett som dårlig teknisk løsning å overstige belastningsgrad 100 % for krafttransformatorene. Transformatorstasjonen er mer omtalt i kapittel 5.2.

5 Dagens nett

Kapittelet inneholder beskrivelse av dagens kraftnett som omfattes av Gimle transformatorstasjon.

5.1 Regionalnettet

Figur 5-1 viser enlinjeskjema over regionalnettet i Tromsøområdet. Gimle er forbundet med transformatorstasjonene Charlottenlund, Kroken og Kvaløya via 66 kV kabler. Tabell 5-1viser oversikt over 66 kV kablene tilkoblet transformatorstasjonen.



Figur 5-1 Enlinjeskjema over regionalnettet i Tromsøområdet [8]

Regionalnettet er masket, men driftes radielt.

Tabell 5-1 66 kV kabler tilknyttet Gimle transformatorstasjon (forsyningskabler til Gimle)

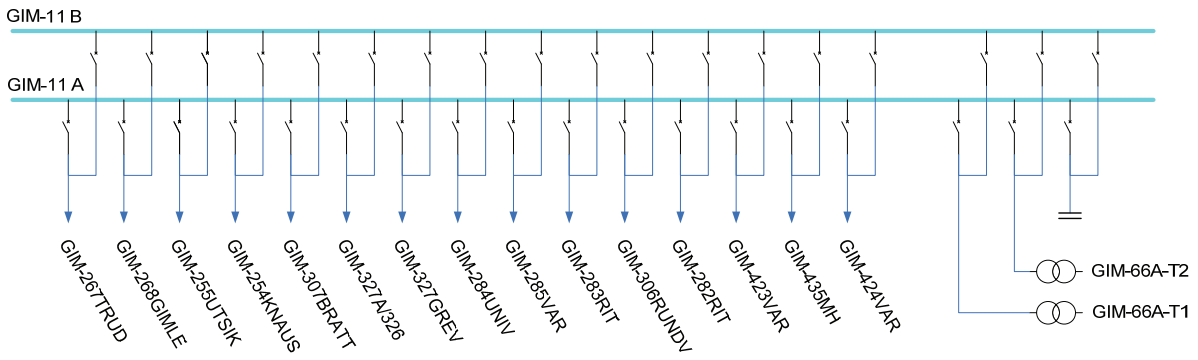
Fra	Til	I drift [År]	Type [mm^2]	Linje / Kabel / Sjøkabel [L/K/S]	Lengde [km]	Maksimal driftstrøm ref. °C [A]	Maks. effekt ref. °C [MW]	Merknad
Gimle	**Kvaløya1**	1983	PEX, TXSE 3 x 1 x 400 Al	K	4,47	520, 15 - jord	59,44	I brua
Gimle	**Kvaløya2**	1983	PEX, TKSE 3 x 1 x 400 Al	K	0,6	535, 15 - jord	61,16	I leire
Charlottenlund	**Gimle**	1978	PEX, TXSE 3 x 1 x 400 Al	K	3,5	520, 15 - jord	59,44	
Gimle	**Kroken 11**	1984	PEX, TXSE 3 x 1 x 150 Al	K	2,2	225, 15 - jord	25,72	Koblet på felles effektbryter i G & K
Gimle	**Kroken 12**	1984	PEX, TKRA 3 x 1 x 95 Al	S	2,4	225, 15 - jord	25,72	Sjøkabel
Gimle	**Kroken 21**	1989	PEX, TXSE 3 x 1 x 150 Al	K	2,2	325, 15 - jord	37,15	Koblet på felles effektbryter i G & K
Gimle	**Kroken 22**	1989	PEX, TKRA 3 x 1 x 95 Al	S	2,4	325, 15 - jord	37,15	Sjøkabel

Tabellen over viser: fra og til for kablene, hvilket år kabelen ble satt i drift, type kabel, lengde, maksimal driftsstrøm referert en gitt temperatur, beregnet maksimal overføringskapasitet og eventuell merknad. Overføringskapasiteten er beregnet med utgangspunkt i 66 kV og maksimal driftsstrøm for hver kabel.

Kablene som ligger fra de forskjellige transformatorstasjonene og til Gimle, er ikke i hele lengder. De er skjøtet på forskjellige steder som for eksempel med sjøkabler for overføringen mellom Kroken og Gimle. Det er kabelen med lavest termisk grenselast som er dimensjonerende for overføringskapasiteten.
Kabelen mellom Gimle og Kvaløya er i to lengder.
Mellom Gimle og Kroken er det to parallelle kabler som ligger. Hver av de kablene er igjen i to lengder.

5.2 Gimle transformatorstasjon

Gimle transformatorstasjon har to stk. effekttransformatorer med spenningsnivå 66/11 kV. Transformatorene er i utgangspunktet på 25 MVA, men kapasiteten er økt til 30 MVA ved å doble kjølingen. Transformator T1 ble installert i 1978, mens T2 ble installert 1987. Det er 16 avganger/bryterfelt i stasjonene hvor en avgang er tilkoblet et kondensatorbatteri på 9 MVAr, se figur 5-2. Kontrollanlegg og vern er fra 1978. Figur 5-2 viser enlinjeskjema over transformatorstasjonen.



Figur 5-2 Enlinjeskjema Gimle transformatorstasjon

Pr. dags dato er avgang GIM-306RUNDV ledig på grunn av kabelfeil. Kabelen er utkoblet og blir ikke reinvestert. Området kabelen forsynte er i dag forsynt av andre avganger.
Gimle forsyner viktige kunder og områder slik som Universitetssykehuset i Nord-Norge og selve universitetsområdet.

5.3 Distribusjonsnettet

Systemspenningen til distribusjonsnettet på Tromsøya er 11 kV og består i hovedsak av kabelnett. Det er totalt 218 km 11 kV-kabler på Tromsøya. Det er 3,1 km med luftledning og 0,2 km med hengekabel. Distribusjonsnettet under Gimle består av 53,4 km 11 kV-kabler, 3,1 km luftledning og 0,2 km hengekabel. Lengdene for Gimle er avhengige av hvordan distribusjonsnettet er driftet, men det er tatt utgangpunkt i normalkoblingsbildet til nettet pr. dags dato. Vedlegg E viser aldersammensetningen til komponentene i 11 kV nettet og i eget vedleggshefte er det vist enlinjeskjema over dagens nett på side 1.

6 Utbyggingsalternativer

Kapittelet tar for seg beskrivelse av de forskjellige løsningsalternativene.

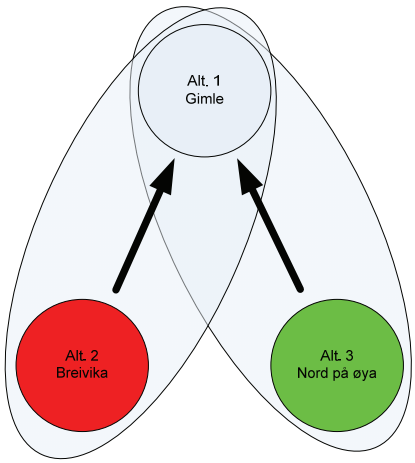
6.1 Hovedalternativer

For å kunne møte morgendagens energietterspørsel i nettet som er forsynt via Gimle, vil det være nødvendig med tiltak. For å finne best mulig tiltak for morgendagens nett, er det tatt utgangspunkt i tre forskjellige hovedalternativer. Alternativene skal kostnadsvurderes opp mot hverandre.

De tre hovedalternativene er som følger:

1. Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon
2. Ny transformatorstasjon i Breivika havn
3. Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Alternativene er, som tidligere angitt, framkommet i samtaler med netteier.



Figur 6-1Illustrasjon av sammenhengen mellom de 3 hovedalternativene

Figur 6-1 illustrer sammenhengen mellom de 3 hovedalternativene. Velges alternativ 1 vil det ikke være nødvendig med verken alternativ 2 eller 3. Velges derimot alternativ 2 eller 3 vil det være nødvendig med noe reinvestering i Gimle. Dette på grunn av at noen komponenter har alder større enn teknisk levetid og at Gimle uansett skal bestå i overskuelig framtid.

Under de forskjellige hovedalternativene er det også underalternativer som er nærmere beskrevet i hver beskrivelse av hovedalternativene.

Utløsende faktor for at det i det hele tatt må gjøres noe med dagens nettløsning, er at det kommer nye punktlaster i området som forsynes via Gimle. Det er i hovedsak punktlastene i forbindelse med utbygging av Breivika Havn (industri og landstrøm) og nytt boligområde på Solneset som vil føre til utbygginger i nettet. Disse nye punktlastene er i seg selv så store at det trengs egne avganger for forsyning. For mer utfyllende informasjon om de forskjellige punktlastene, se kapittel 4.3 Nye punktlaster.

Reinvestering av kontrollanlegget i Gimle, diverse kabler og nettstasjoner må foretas uavhengig av hvilket hovedalternativ som gjennomføres. Grunnen til dette er at levetiden til disse komponentene har eller vil overstige teknisk levetid i løpet av analyseperioden. Det er benyttet tabell 3-1 for teknisk levetid for de forskjellige komponentene. Kontrollanlegget til Gimle er av typen konvensjonelt elektromekanisk anlegg og ble satt i drift 1978. Ut fra tabell 3-1 er den tekniske levetiden til kontrollanlegget generelt satt til 20 år, noe som medfører at teknisk levetid for dette anlegget er utløpt med ca 10 år pr. skrivende stund. Grunnen til å ta med disse reinvesteringene i beregningene, selv om de ikke har noen innvirkning på hvilket løsningsalternativ som er rimeligst, eller som blir valgt, er for å få hele bilde på totale kostnader og få frem hva som kan forventes av investeringskostnader i 11 kV distribusjonsnett under Gimle.

Selve oppdelingene i 11 kV-distribusjonsnettet mellom forskjellige radialer er utført i NetBas og baserer seg på å minimere effekttapene. Faktorer som er med å avgjøre oppdelingen i nettet er:

- Transformatorkapasitet
- Antall avganger inn i eksisterende nett
- Belastningsgrad

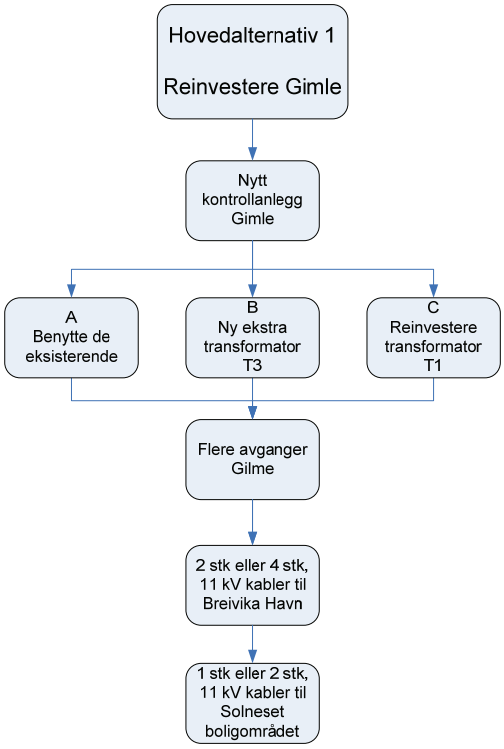
Forskjellige løsninger fører til forskjellige oppdelinger.

Av de nye punktlastene er det Breivika havn (industri og landstrøm) samt Solneset boligfelt som på grunn av belastningsstørrelse vil kreve egne avganger til forsyning. De andre punktlastene er mulig å plassere inn i det eksisterende distribusjonsnettet.

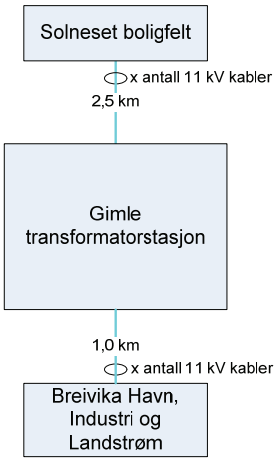
6.2 Hovedalternativ 1: Reinvestere og utvide Gimle Transformatorstasjon

Alternativet går ut på å reinvestere og utvide Gimle transformatorstasjon. Figur 6-2 viser en illustrasjon på løsninger av alternativet og hvilke underalternativer det er gjort analyser på. Underalternativene er kalt A, B og C.

Figuren leses på følgende måte.
Alternativet starter med nytt kontrollanlegg som må reinvesteres uansett. Neste del i alternativet går ut på om dagens to krafttransformatorer skal beholdes, eller reinvestering av den eldste, eller om det skal monteres én ny ekstra krafttransformator. Videre i alternativet er spørsmålet om flere avganger skal reinvesteres og til slutt hvor mange kabler som skal forsyne Breivika Havn og Solneset boligfelt.



Figur 6-2 Illustrasjon av hovedalternativ 1 sine utbyggingsalternativer



Figur 6-3 Illustrasjon av hovedalternativ 1sin nettløsning

Figur 6-3 illustrerer hvordan det er tenkt at Solneset boligfelt og Breivika Havn skal forsynes. Nedenfor er underalternativene A, B og C beskrevet.

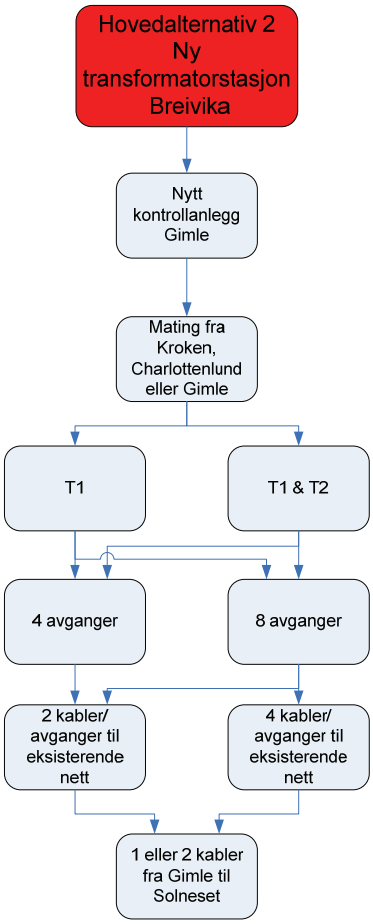
A. **Beholde dagens to transformatorer**: Avgjøre antallet kabler til Solneset boligfelt og antallet kabler til Breivika Havn. Det godtas at transformatorene har høy belastningsgrad og en kan leve med forventet KILE dersom svikt på én transformator. Dersom svikt på én transformator i tunglastsituasjon vil det være nødvendig med utkobling av deler av nettet siden transformatorene har belastningsgrad større enn 50 %. Det vil være nødvendig med minimum 17 stk. 11 kV avganger. Dersom dagens prognose inntreffer vil krafttransformatorene være belastet opp mot 100 % i 2020. T1 ble satt i drift i 1978, mens T2 ble satt i drift i 1987. Den tekniske levetiden for krafttransformatorer er antatt 60 år, se tabell 3-1. Alderen på transformatorene er derfor mindre enn den tekniske levetiden i analyseperioden.

B. **En ny transformator**, T3, i tillegg: Antall kabler til Solneset boligfelt og antall kabler til Breivika Havn. Montere inn en ny transformator som tar belastningsøkningen til de nye punklastene og lastene til en av dagens krafttransformatorer, dersom svikt på en av de eksisterende. Det vil også her være nødvendig med minimum 17 stk. 11 kV avganger. Det vil være nødvendig med en krafttransformator på 45 MVA dersom den skal klare tunglast i 2030 med svikt på en av de eksisterende krafttransformator uten å måtte ha utkobling og prioritering av last.

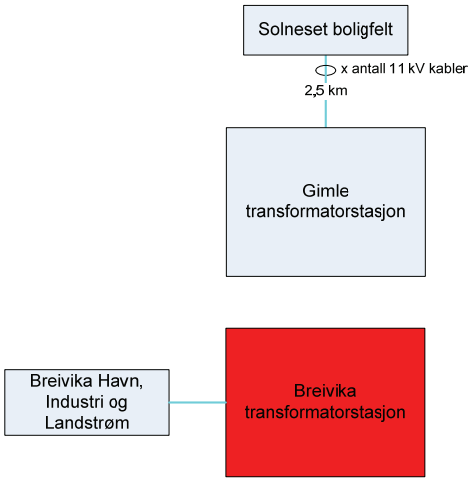
C. **Reinvesterer T1** og beholde T2: Ny kabel til Solneset boligfelt, to nye kabler til Breivika Havn. Reinvestere krafttransformator T1 som tar belastningsøkningen på grunn av de nye punktlastene og dagens belastning. Det vil også her være nødvendig med minimum 17 stk. 11 kV-avganger. Det vil være nødvendig med en krafttransformator på 60-70 MVA dersom den skal klare tunglast i 2030 med svikt på krafttransformator T2, uten å måtte ha utkobling/prioritering av last.

6.3 Hovedalternativ 2: Ny transformatorstasjon i Breivika Havn

Alternativet går ut på å bygge en ny transformatorstasjon i området Breivika Havn. Dersom Breivika havn blir fullt utbygget både med ny fiskeforedlingsindustri og at landstrøm til skip kommer, vil effektbehovet være i området 8 MW. Industrien og landstrøm til skip vil ha et effektbehov på 4 MW hver.



Figur 6-4 Illustrasjon av hovedalternativ 2 sine utbyggingsalternativer



Figur 6-5 Illustrasjon av hovedalternativ 2sin nettløsning

Figur 6-4 illustrerer analysene gjort på utbyggingsalternativene til hovedalternativ 2, og leses på følgende måte.

Reinvestering av kontrollanlegget i Gimle må gjennomføres uansett. Det er i oppgaven ikke vektlagt hvor transformatorstasjonen skal forsynes fra, men alternativene er nevnt her. Transformatorstasjonen kan forsynes fra 66 kV nettet enten fra Gimle direkte, eller kobles inn på kablene som går mellom Gimle og Kroken. Det er også mulig å forsyne direkte fra Charlottenlund, men da på 132 kV spenningsnivå. Figur 5-1 viser enlinjeskjema over dagens nettløsning for regionalnettet.

Videre er det gjort analyser på om stasjonen skal ha én eller to krafttransformatorer, 4 eller 8 avganger, 2 eller 4 stk. 11 kV-avganger inn i eksisterende nett og til slutt 1 eller 2 kabler til Solneset boligfelt.

Figur 6-5 illustrer enlinjeskjema for nettløsningen for hovedalternativ 2. Solneset forsynes fra Gimle og Breivika Havn og landstrøm forsynes fra den nye transformatorstasjonen i Breivika.

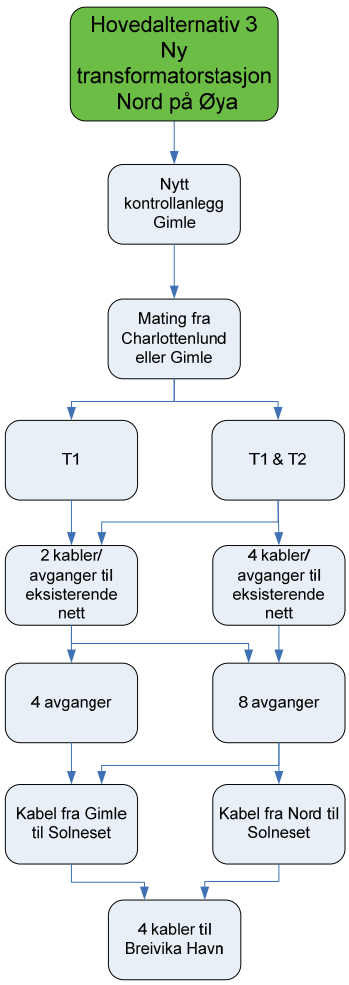
Det er antatt 20 MVA for hver krafttransformator slik at hver alene kan ta den nye belastningsøkningen i området. Transformatorkapasiteten til stasjonen avgjør hvor mye den vil avlaste Gimle, som igjen avgjør hvor mange avganger det vil være naturlig å ha i stasjonen. En aktuell problemstilling vil være om Gimle skal avlastes så mye at en slipper utkobling av laster dersom feil på en av transformatorene på Gimle i tunglastsituasjon. Antallet avganger inn i det eksisterende nettet er også avhengig av transformatorkapasiteten. Det er også analysert hvor mange kabler som er mest gunstig fra Gimle til Solneset boligfelt.

6.4 Hovedalternativ 3: Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Alternativet går ut på å bygge ny transformatorstasjon nord på Tromsøya. Figur 6-6 viser en illustrasjon på løsninger av alternativet og hvilke underalternativer det er gjort analyser på.

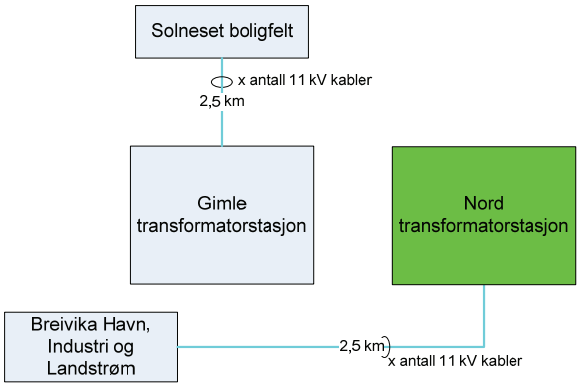
Reinvestere kontrollanlegget i Gimle må gjennomføres uansett. Det er i oppgaven ikke vektlagt hvor transformatorstasjonen skal forsynes fra, men alternativene er nevnt her. Transformatorstasjonen kan forsynes fra Gimle på spenningsnivå 66 kV, eller fra Charlottenlund, men da på 132 kV spenningsnivå. Figur 5-1 viser enlinjeskjema over dagens nettløsning for regionalnettet.

Analysen går ut på å finne ut om det lønner seg å bestykke stasjonen med én eller to krafttransformatorer á 20 MVA. 20 MVA er valgt med bakgrunn i at en krafttransformator alene kan ta den nye belastningsøkningen i området. Videre er det sett på hvor mange kabler det vil være hensiktsmessig å tilknytte inn i eksisterende nett. Neste steg det er sett på er hvor mange 11 kV avganger det er hensiktsmessig å ha. Det er analyser på hva som mest er gunstig forsyning til Solneset boligfelt, enten fra Gimle eller fra nord på Tromsøya.

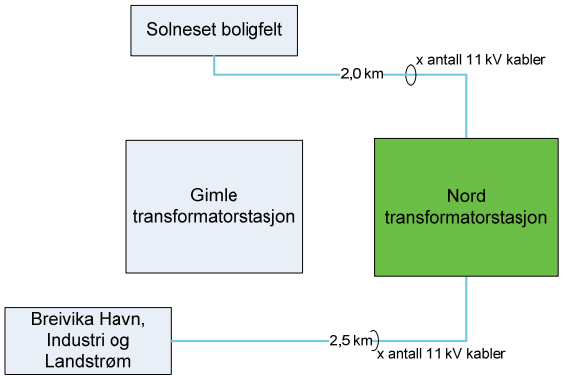


Figur 6-6 Illustrasjon av hovedalternativ 3 sine utbyggingsalternativer

Transformatorkapasiteten til stasjonen vil avgjøre hvor mye den skal avlaste Gimle, som igjen vil avgjøre hvor mange avganger det vil være naturlig å ha i stasjonen. Det er analysert om det skal være to eller fire avganger inn i det eksisterende nettet for å avlaste Gimle. En aktuell problemstilling også for dette alternativet vil være om Gimle skal avlastes så mye at en slipper utkobling av laster dersom en får feil på en av transformatorene på Gimle i tunglastsituasjon. Det er også sett på om det skal være en eller flere kabler fra Gimle til Solneset boligfelt eller fra Nord til Solneset. Figur 6-7 og figur 6-8 viser enlinjeskjema for forsyning av de nye punktlastene Breivika Havn og Solneset boligfelt.



Figur 6-7 Enlinjeskjema for hovedalternativ 3 med forsyning til Solneset boligfelt fra Gimle



Figur 6-8 Enlinjeskjema for hovedalternativ 3 med forsyning til Solneset boligfelt fra Nord

I figur 6-7 forsynes Solneset boligfelt fra Gimle. I figur 6-8 forsynes Solneset boligfelt fra transformatorstasjonen nord på Tromsøya.

7 Resultater

Kapittelet tar for seg kostnadsberegningene for de forskjellige løsningsalternativene. Det er gjennomført kostnadsberegninger i Excel og DYNKO. Excel tar for seg det totale bildet for kostnadene i analyseperioden for de forskjellige løsningene jamfør avgrensninger (ikke driftsutgifter)

7.1 Forklaring og antagelser for beregningene

DYNKO er benyttet for å beregne hvilket alternativ og til hvilken tid det lønner seg å investere. I DYNKO er det i utgangspunktet benyttet kostnader som skiller mellom de forskjellige løsningene. Eksempelvis er kostnader tilknyttet nytt kontrollanlegg ikke tatt med siden dette er en investering som kommer uavhengig av alternativ på grunn av alder/tilstand.

Det er gjort kostnadsberegninger for de forskjellige alternativene, med utgangspunkt i de tre hovedalternativene:

1. Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon
2. Ny transformatorstasjon i Breivika havn
3. Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

I eget vedleggshefte er det vist enlinjeskjema for distribusjonsnettet for de forkskjellige alternativene.

De spesifikke tapskostnadene er hentet fra PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT, BIND III Kapittel 2. Utgitt 1993. Oppdatert 2006. Gjennomsnitt spesifikk kostnad pr. ILE er beregnet ut fra et avbrudd på én time i tunglastsitasjon for alle kundene. Spesifikk kostnad er beregnet til 37,97 kr/kWh kostnadsnivå 2009. Vedlegg D.3, Avbruddskostnader, gir mer utfyllende informasjon om beregning av kostnaden.

På grunn av at det er beregnet en gjennomsnittlig spesifikk kostnad er det mulig at avbruddskostnader forbundet med industri er underestimert. Dersom det i virkeligheten oppstår avbrudd i tunglastsituasjon til industrikunder, vil det benyttes større spesifikk kostnad enn den gjennomsnittlige spesifikke kostnaden som er beregnet og benyttet i analysen. Det er mulig at dersom det hadde vært benyttet spesifikk kostnad som tilhøre industrikunder, ville dette motivert til en større investering med tanke på pålitelighet for disse kundene.

For de forskjellige hovedalternativene er det beregnet total ILE for hele nettet. Dette er grunnen til at det er beregnet en gjennomsnittlig spesifikk kostnad. Dersom bare differansen mellom alternativene hadde vært analyser, og i tillegg kun sett på den delen av nettet som blir berørt av utbyggingen, ville det vært mulig og benyttet seg av spesifikk kostnad forbundet med type kundegruppe.

Levsik tar ikke hensyn til reserve på tilfredsstillende måte ved pålitelighetsberegning av flere transformatorer i parallell dersom belastningsgraden er mindre enn 50 % på hver av dem. Metoden for å få frem forskjellen mellom det å ha full reserve eller ikke, har blitt løst med å angi feilfrekvens lik null på krafttransformatorene i situasjoner der det er full reserve i forhold til transformatorkapasitet.

Det er ikke beregnet rasjoneringskostnader ved avbrudd. Dersom det i tunglastsituasjon oppstår feil slik at én av dagens krafttransformatorer på Gimle må utkobles, må det gjennomføres utkobling og prioritering for deler av nettet. Det er ikke mulig for kun én av krafttransformatorene å forsyne hele nettet under Gimle. Dette skyldes den høye belastningsgraden på krafttransformatorene i tunglastsituasjon. Belastningsgraden i tunglast for 2009 var på 75 % og er forventet allerede i 2020 til 100 %. Det vil bli gjort omkoblinger slik at Charlottenlund vil overta noe av lasten, men med dagens lastutvikling er det ikke mulig å opprettholde full reserve og rasjonering er nødvendig. Kostnaden ved rasjonering, er som nevnt ikke tatt med, men er en faktor som må vurderes i de forskjellige utbyggingsalternativene. Dersom en hadde tatt hensyn til rasjoneringskostnader ville dette ført til en økning av kostnader for hovedalternativ 1-A, hvor dagens to krafttransformatorer beholdes og en godtar den høye belastningsgraden.

7.2 Reinvestere og utvide Gimle transformatorstasjon.

Det er gjort flere beregninger når det gjelder å reinvestere Gimle. Dette fordi en ønsker å se på om det lønner seg å investere tidligere enn nødvendig i forhold til tekniske krav. Det er nedgang i tap og forventet KILE som kan være en faktor for å iverksette investeringene tidligere enn investeringer som må gjøres på grunn av kapasitetsproblemer for å møte belastningsetterspørselen. Kapasitetsproblemer oppstår når termisk grenselast for en komponent er oppnådd.

Det er gjort beregninger på tre underalternativer:

A Beholde dagens nett

B Ny krafttransformator T3

C Reinvesterer krafttransformator T1

For enlinjeskjema av hovedalternativ 1, se vedleggshefte side 3.

7.2.1 Beholde dagens nett

Med å beholde dagens nett, er det ment at en må gjøre de nødvendige investeringer i nettet for å levere til de nye punktlastene. Det inngår også å reinvestere kabler og nettstasjoner i nettet som har alder som er oversteget teknisk levetid. Det aksepteres høy belastningsgrad på krafttransformatorene mot slutten av analyseperioden.

Tekniske investeringer som må gjennomføres på Gimle dersom en skal beholde dagens nett er vist i tabell 7-1.

Tabell 7-1 Kostnadsoversikt ved å beholde dagens nett

	Enhetspris [kkr]	Antall enheter	Totalt [kkr]
Bygg, utvidelse	2 000	0	0
Kontrollanlegg	2 500	1	2 500
Linje-/transformatoravganger 11 kV	482	20	9 646
Linje-/transformatoravganger 66 kV	1 393	4	5 573
trafo>16 MVA	7 203	0	0
Uforutsett	1 000	1	1 000
Sum			18 720

Investeringskostnaden for dette alternativet er 18 720 kkr. Det er antatt at alle avganger både 11 kV og 66 kV blir reinvestert.

Tabell 7-2 viser hvordan dette alternativet ble løst i DYNKO, selve inputfilen for alternativet er vist i vedlegg på CD og har filnavn gimle911.dat. Tabellen er delt i delutbygginger, utbyggingsalternativer, tap og ILE. Delutbygginger tar for seg hvilke forskjellige investeringer som kan tenkes gjort i nettet. Utbyggingsalternativer er en kombinasjon av delutbygginger. Verdier for tap og ILE er beregnet i NetBas for de forskjellige utbyggingsalternativene.
Tabellen leses på følgende måte med utgangspunkt i et utbyggingsalternativ:
Utbyggingsalternativ 6 består av delutbygging 2 + 3, det vil si 4 kabler til Breivika Havn inklusiv grøft + 1 kabel til Solneset boligfelt.

Tabell 7-2 DYNKO-konkretisering av alternativet Gimle, beholde dagens nett

Delutbygginger			Utbyggingsalternativer																	
Nr.	Tekst	Kostnad	Nr.	Navn	Gyldighet i tid		Delutbyggingskode				TAP [kW]					ILE [MWh]				
		[kkr]			Fra	Til og med	1	2	3	4	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
1	2 KA til BH + Grøft	1800	1	Beholde dagens nett	2009	2010					1119	1419	1640	1708	1748	17,79	18,18	18,60	18,95	19,22
2	4 KA til BH + Grøft	2200	2	2 KA til BH	2009	2016	1				1095	1320	1481	1544	1583	16,05	16,60	16,99	17,40	17,64
3	1 KA til SOL + Grøft	4000	3	4 KA til BH	2009	2016		2			1089	1301	1452	1514	1552	16,05	16,60	16,99	17,40	17,64
4	2 KA til SOL + Grøft	4500	4	2 KA til BH + 1 KA til SOL	2009	2030	1		3		1079	1288	1430	1491	1528	16,16	16,51	16,90	17,30	17,46
			5	2 KA til BH + 2 KA til SOL	2009	2030	1			4	1077	1282	1417	1476	1512	15,92	16,47	16,86	17,26	17,50
			6	4 KA til BH + 1 KA til SOL	2009	2030		2	3		1073	1269	1401	1461	1497	15,92	16,49	16,88	17,28	17,52
			7	4 KA til BH + 2 KA til SOL	2009	2030		2		4	1071	1263	1388	1447	1483	15,94	16,51	16,90	17,30	17,54

Tabellen over viser hvordan alternativet er løst i DYNKO. Det er totalt 4 forskjellige delutbygginger og 7 forskjellige utbyggingsalternativer.

Forkortelser:

KA - kabel

BH - Breivika Havn

SOL - Solneset boligfelt

Oversikt over hva de forskjellige delutbyggingene består av, og kostnadene er vist i tabell 7-3.

Tabell 7-3 Kostnadsoversikt delutbygginger for alternativet Gimle, beholde dagens nett

Nr.	Delutbygging	Type	Enhetskostnad [kkr]	Kostnad [kkr]
1	2 KA til BH + Grøft	2x1 km kabel	2 km·200 kkr/km	400
		1x1 km grøft	1 km·1400 kkr/km	1400
			Sum	1800
2	4 KA til BH + Grøft	4x1 km kabel	4 km·200 kkr/km	800
		1x1 km grøft	1 km·1400 kkr/km	1400
			Sum	2200
3	1 KA til SOL + Grøft	1x2,5 km kabel	2,5 km·200 kkr/km	500
		1x2,5 km grøft	2,5 km·1400 kkr/km	3500
			sum	4000
4	2 KA til SOL + Grøft	2x2,5 km kabel	5 km·200 kkr/km	1000
		1x2,5 km grøft	2,5 km·1400 kkr/km	3500
			sum	4500

Det er disse delutbyggingene som er basis i tabell 7-2 og inputfilen til DYNKO

De forskjellige delutbyggingene som er tatt med er bare de som har innvirkning på til hvilken tid det lønner seg og hvordan alternativene skal utføres. Det er ikke tatt med investeringer som skal gjennomføres uansett og til fastsatt tid. Inputfilen er bygget opp slik at DYNKO skal finne ut om det lønner seg å legge 2 eller 4 parallelle kabler som forsyning til Breivika Havn, og om det lønner seg å legge 1 eller 2 parallelle kabler som forsyning til Solneset boligfelt. Forsyning til Solneset må gjennomføres seinest i 2016, men programmet beregner om det lønner seg å investere før. Grensen er 2016 siden den eksisterende kabelen som forsyner området oppnår grenselast ved dagens prognose i det året.

På grunn av høy grøftepris lønner det seg å legge ned kabler til framtidig belastning selv om belastningsgraden ikke tilsier det på investeringstidspunktet. Dette skyldes at det er grøfteprisen som er dominerende.

Det kan tenkes at den optimale løsningen, dersom grøfteprisen hadde vært mindre, først ville ha vært 1 kabel til Breivika Havn i 2010, for så å legge flere når belastningsgraden tilsier det. Inputfilen er ikke laget slik på grunn av at det antas at når først grøften er åpen så legges det antallet kabler som skal til området. Det kan tenkes at det kunne ha vært lønnsomt å legge ned rør for så å trekke i disse når belastningsøkningen tilsier det, men det er ikke tatt hensyn til dette. En av faktorene er at det er lange avstander som vanskeliggjør denne typen løsning.

Figur 7-1 viser deler av utskriftsfilen fra DYNKO. Hele utskriftsfilen er vedlagt på CD og har filnavn ut911.txt

```
**** BARE GIMLE ****
FORUTSETNINGER.
KALKULASJONSRENTE            :   4.50 %
PRISSTIGN. FASTE KOSTN.      :    .00 %
PRISSTIGN. DRIFTSKOSTN.      :    .00 %
ANALYSEPERIODE               :     21 ÅR
AVVIK FRA OPPR. PROGNOSE     :    .00 %
STARTALTERNATIV              :      1
```

OPTIMAL UTBYGGINGSPLAN

NR.	ÅRSTALL																				
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	1	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2	1	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
3	1	3	3	3	3	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
4	1	2	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

ØKONOMISK OPPSUMMERING

(NB. KUN DEN ANDEL AV KOSTNADENE SOM PÅLØPER INNENFOR ANALYSEPERIODEN INNGÅR I KOSTNADSTALLENE)

NR.	INVESTERINGS-KOSTNADER (KKR)	TAPS-KOSTNADER (KKR)	AVBRUDDS-KOSTNADER (KKR)	TOTALT (KKR)	ANNUITET (KKR/ÅR)	RELATIV VURDERING (%)
1	4071.5	26262.6	8590.9	38925.0	2903.8	100.0
2	3735.7	26691.3	8593.3	39020.3	2910.9	100.2
3	4349.5	26108.2	8597.1	39054.8	2913.5	100.3
4	4013.8	26528.9	8584.6	39127.3	2918.9	100.5

KONKLUSJON.

FØLGENDE UTBYGGINGSPROGRAM GIR MINST SUM DISKONTERTE KOSTNADER I ANALYSEPERIODEN:

ÅRSTALL	UTBYGGING	INVEST.(KKR)
2011 - 1.	4 KA TIL BH + GRØFT	2200.0
2016 - 1.	1 KA TIL SOL + GRØFT	4000.0

Figur 7-1 Utskrift fra DYNKO for alternativet Gimle, dagens nett

Forklaring til figur 7-1:

- 1. ramme, blå, viser hvilke forutsetninger som er definert i inputfilen
- 2. ramme, brun, viser den optimale utbyggingsplanen. Det er her utbyggingsalternativene 1, 3 og 6 som gir den optimale løsningen.

- 3. ramme, grønn, viser kostnadene ved de forskjellige optimale løsningene. Det er liten differanse i totale kostnader mellom alternativene, selv om investeringskostnadene er forskjellige. Denne likheten skyldes at det er variasjon i taps- og avbruddskostnader til de forskjellige optimale løsningene.
- 4. ramme, oransje, viser til hvilken tid de forskjellige delutbyggingene skal gjennomføres for optimale løsning. I dette tilfellet vil det være å legge 4 parallelle kabler til Breivika Havn i 2011, for så å legge 1 kabel til Solneset Boligfelt i 2016.

Resultatene viser at det ikke lønner seg å investere tidligere enn før en når termisk grenselast. Dette gjenspeiles i tabell 7-4 som er bergningene gjort i Excel. Det som skiller denne tabellen med resultatene fra DYNKO er at alle investeringskostnadene for analyseperioden er medberegnet. Det vil si alt fra nye nettstasjoner for de nye punktlasten til reinvesteringer av kabler og nettstasjoner på grunn av alder > teknisk levetid. Selve beregningene for tabell 7-4 er vedlagt på CD: 4,5% Kostnader Bare Gimle.xlsx.
Første kolonne i tabellen under viser utbyggingsalternativ. Andre kolonne viser investeringskostnadene diskontert til 2010. Tredje og fjerde kolonne viser taps- og avbruddskostnader diskontert til 2010. Kolonne fem viser summen av de diskonterte kostnadene. Kolonne seks viser hvor lenge de forskjellige utbyggingsalternativene er gyldige. Kolonne 7 og 8 viser den relative vurderingen i forhold til hverandre og rangeringen i forhold til lavest totale kostnader.

Tabell 7-4 Kostnadsberegning for alternative Gimle, beholde dagens nett

Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
2 KA til BH + 1 KA til SOL 2010	63 064	26 788	8 534	98 386	2020	101,24 %	6
2 KA til BH + 2 KA til SOL 2010	63 516	26 581	8 512	98 609	2020	101,47 %	8
2 KA til BH + 1 KA til SOL 2016	61 761	26 955	8 546	97 262	2020	100,08 %	2
2 KA til BH + 2 KA til SOL 2016	62 065	26 776	8 538	97 379	2020	100,20 %	3
4 KA til BH + 1 KA til SOL 2010	63 425	26 340	8 521	98 286	2020	101,13 %	5
4 KA til BH + 2 KA til SOL 2010	63 877	26 146	8 532	98 555	2020	101,41 %	7
4 KA til BH + 1 KA til SOL 2016	**62 123**	**26 508**	**8 553**	**97 184**	**2020**	**100,00 %**	**1**
4 KA til BH + 2 KA til SOL 2016	62 427	26 508	8 560	97 495	2020	100,32 %	4

Beregningene gjort i Excel har ikke samme frihetsgrad slik som i DYNKO, men det er gjort beregninger for å se om det lønner seg å investere før det tekniske kravet tilsier det.

Resultatet gir samme konklusjon som DYNKO om at det lønner seg å vente med investeringen. Det skal nevnes at det er liten forskjell mellom det å legge kabel til Solneset i 2010 kontra det å vente til 2016. Det er nest siste rad, uthevet med fet skrift, som er det utbyggingsalternativet som gir lavest totale kostnader.

Det er i dette tilfellet meget liten differanse mellom det å legge 1 eller 2 kabler til Solneset, og det anbefales derfor å legge 2 i stede for 1. Grunnen til dette er at med to kabler har en mindre tap og mer kapasitet til å møte uforutsette situasjoner.

7.2.2 Reinvester krafttransformator T1 eller ny ekstra T3

Det er i denne beregningen sett på hva som lønner seg i forhold til å reinvestere krafttransformator T1 eller montere inn en ny ekstra krafttransformator T3 i Gimle.

Beregningene inneholder også de nødvendige investeringer i nettet for å levere til de nye punktlastene i tillegg til reinvestering av kabler og nettstasjoner i nettet som har alder > teknisk levetid.

Tabell 7-5 viser hvordan alternativene er løst i DYNKO. Selve inputfilen for alternativet er vedlagt på CD og har filnavn gimle912.dat.

Tabell 7-5 DYNKO-konkretisering av alternativet Gimle, reinvestere T1 eller ny T3

Delutbygginger			Utbyggingsalternativer																					
Nr.	Tekst	Kostnad	Nr	Navn	Gyldighet i tid		Delutbyggingskode						TAP [kW]					ILE [MWh]				
		[kkr]			Fra	Til og med	1	2	3	4	5	6	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
1	2 KA til BH + Grøft	1 800	1	Beholde dagens nett	2009	2010							1119	1419	1640	1708	1748	17,79	18,18	18,60	18,95	19,22
2	4 KA til BH + Grøft	2 200	2	2 KA til BH	2009	2016	1						1095	1320	1481	1544	1583	16,05	16,60	16,99	17,40	17,64
3	1 KA til SOL + Grøft	4 000	3	4 KA til BH	2009	2016		2					1089	1301	1452	1514	1552	16,05	16,60	16,99	17,40	17,64
4	2 KA til SOL + Grøft	4 500	4	2 KA til BH + 1 KA til SOL	2009	2030	1		3				1079	1288	1430	1491	1528	16,16	16,51	16,90	17,30	17,46
5	Reinvestere T1	9 203	5	2 KA til BH + 2 KA til SOL	2009	2030	1			4			1077	1282	1417	1476	1512	15,92	16,47	16,86	17,26	17,50
6	Ny T3	9 288	6	4 KA til BH + 1 KA til SOL	2009	2030		2	3				1073	1269	1401	1461	1497	15,92	16,49	16,88	17,28	17,52
			7	4 KA til BH + 2 KA til SOL	2009	2030		2		4			1071	1263	1388	1447	1483	15,94	16,51	16,90	17,30	17,54
			8	2 KA til BH + Reinvestere T1	2009	2016	1				5		1053	1264	1413	1472	1508	14,05	14,60	14,99	15,40	15,64
			9	4 KA til BH + Reinvestere T1	2009	2016		2			5		1047	1245	1385	1443	1479	14,09	14,66	15,05	15,45	15,70
			10	2 KA til BH + 1 KA til SOL + Reinvestere T1	2009	2030	1		3		5		1037	1232	1363	1419	1454	14,16	14,51	14,90	15,30	15,46
			11	2 KA til BH + 2 KA til SOL + Reinvestere T1	2009	2030	1			4	5		1035	1227	1350	1405	1439	13,92	14,47	14,86	15,26	15,50
			12	4 KA til BH + 1 KA til SOL + Reinvestere T1	2009	2030		2	3		5		1031	1213	1335	1390	1424	13,92	14,49	14,88	15,28	15,52
			13	4 KA til BH + 2 KA til SOL + Reinvestere T1	2009	2030		2		4	5		1030	1208	1322	1376	1410	13,92	14,49	14,88	15,28	15,52
			14	2 KA til BH + Ny T3	2009	2016	1					6	1029	1230	1370	1426	1461	14,05	14,60	14,99	15,40	15,64
			15	4 KA til BH + Ny T3	2009	2016		2				6	1028	1225	1363	1419	1453	14,09	14,66	15,05	15,45	15,70
			16	2 KA til BH + 1 KA til SOL + Ny T3	2009	2030	1		3			6	1012	1196	1318	1371	1404	14,16	14,51	14,90	15,30	15,46
			17	2 KA til BH + 2 KA til SOL + Ny T3	2009	2030	1			4		6	1011	1190	1304	1357	1389	13,92	14,47	14,86	15,26	15,50
			18	4 KA til BH + 1 KA til SOL + Ny T3	2009	2030		2	3			6	1007	1177	1288	1341	1373	13,92	14,49	14,88	15,28	15,52
			19	4 KA til BH + 2 KA til SOL + Ny T3	2009	2030		2		4		6	1005	1171	1275	1327	1358	13,92	14,49	14,88	15,28	15,52

Dette oppsettet bygger videre på hvordan det ble løst i det forrige alternativet, beholde dagens nett. Forskjellen er at det er tatt inn to ekstra delutbygginger, reinvestere krafttransformator T1 eller montere inn ekstra krafttransformator T3. I utgangspunktet kunne inputfilen vært enklere oppbygd, siden en kunne bygd videre på hva som ble funnet ut i det tidligere alternativet. Det var at det ikke lønte seg å legge kabel til Solneset Boligfelt før en når grenselast på den eksisterende kabelen, og at det var 4 parallelle kabler som skulle forsyne Breivika Havn. Det at programmet er mer omfattende gjør at det er enklere å se det totale bildet av investeringskostnadene for de forskjellige alternativene. På denne måten kan det gjøres vurderinger på alternativer som i utgangspunktet er dyrere, men kanskje er sett på som bedre tekniske løsninger.

Oversikt over hva de forskjellige delutbyggingene består av, og kostnadene er vist i tabell 7-6.

Tabell 7-6 Kostnadsoversikt delutbygginger for alternativet Gimle, reinvestere T1 eller ny T3

Nr.	Delutbygging	Type	Enhetskostnad	Kostnad [kkr]
1	2 KA til BH + Grøft	2 km kabel	2 km·200 kkr/km	400
		1 km grøft	1 km·1400 kkr/km	1 400
			sum	1 800
2	4 KA til BH + Grøft	4 km kabel	4 km·200 kkr/km	800
		1 km grøft	1 km·1400 kkr/km	1 400
			sum	2 200
3	1 KA til SOL + Grøft	2,5 km kabel	2,5 km·200 kkr/km	500
		2,5 km grøft	2,5 km·1400 kkr/km	3 500
			sum	4 000
4	2 KA til SOL + Grøft	2,5 km kabel	5 km·200 kkr/km	1 000
		2,5 km grøft	2,5 km·1400 kkr/km	3 500
			sum	4 500
5	Reinvestere T1	1x70 MVA transformator	7203 kkr	7 203
		Utvidelse bygg	2000 kkr	2 000
			sum	9 203
6	Ny T3	1x40MVA transformator	4502 kkr	4 502
		Utvidelse bygg	2000 kkr	2 000
		2 ekstra 66 kV avganger	2 · 1300 kkr	2 787
			sum	9 288

Det er disse delutbyggingene som er basis i tabell 7-5 og inputfilen til DYNKO.

OPTIMAL UTBYGGINGSPLAN

NR.	ÅRSTALL 10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	1	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2	1	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
3	1	3	3	3	3	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
4	1	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18
5	1	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	12
6	1	2	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
7	1	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16
8	1	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	10
9	1	3	3	3	3	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19
10	1	3	3	3	3	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	13
11	1	2	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17
12	1	2	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	11

ØKONOMISK OPPSUMMERING

(NB. KUN DEN ANDEL AV KOSTNADENE SOM PÅLØPER INNENFOR ANALYSEPERIODEN INNGÅR I KOSTNADSTALLENE)

NR.	INVESTERINGS-KOSTNADER (KKR)	TAPS-KOSTNADER (KKR)	AVBRUDDS-KOSTNADER (KKR)	TOTALT (KKR)	ANNUITET (KKR/ÅR)	RELATIV VURDERING (%)
1	4071.5	26262.6	8590.9	38925.0	2903.8	100.0
2	3735.7	26691.3	8593.3	39020.3	2910.9	100.2
3	4349.5	26108.2	8597.1	39054.8	2913.5	100.3
4	4320.0	26181.5	8560.7	39062.3	2914.1	100.4
5	4317.7	26214.9	8560.7	39093.3	2916.4	100.4
6	4013.8	26528.9	8584.6	39127.3	2918.9	100.5
7	3984.2	26610.2	8563.2	39157.6	2921.2	100.6
8	3981.9	26642.9	8563.2	39188.0	2923.4	100.7
9	4598.1	26026.4	8566.7	39191.2	2923.7	100.7
10	4595.8	26060.4	8566.7	39222.9	2926.1	100.8
11	4262.3	26448.5	8554.5	39265.2	2929.2	100.9
12	4260.0	26481.2	8554.5	39295.7	2931.5	101.0

KONKLUSJON.

FØLGENDE UTBYGGINGSPROGRAM GIR MINST SUM DISKONTERTE KOSTNADER I ANALYSEPERIODEN:

ÅRSTALL	UTBYGGING	INVEST.(KKR)
2011 - 1.	4 KA TIL BH + GRØFT	2200.0
2016 - 1.	1 KA TIL SOL + GRØFT	4000.0

Figur 7-2 Utskrift fra DYNKO for alternativet Gimle, reinvesterer T1 eller ny T3

Figur 7-2 viser utskriftsfilen for hva DYNKO har funnet som den mest optimale løsningen. Hele utskriftsfilen er vedlagt på CD og har filnavn ut912.txt

Den optimale utbyggingen består av:
4 kabler til Breivika Havn i 2011 og 1 kabel til Solneset boligfelt i 2016.

Det lønner seg ikke å reinvestere T1 eller monterer inn ny T3, dersom en kan leve med at belastningsgraden på de to eksisterende krafttransformatorene, er høy i tunglastsituasjon.

Nedenfor i figur 7-3 er det vist optimal utbyggingsplan dersom en forutsetter at det på grunn av belastningsgraden må gjøres noe med transformatorkapasiteten på Gimle. Inputfilen er vedlagt på CD og har filnavn gimle913.dat. Det er antatt at dagens løsnings med krafttransformatorer holder til 2019.

OPTIMAL UTBYGGINGSPLAN

NR.	ÅRSTALL 10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	1	3	3	3	3	3	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
2	1	2	2	2	2	2	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
3	1	3	3	3	3	3	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
4	1	2	2	2	2	2	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
5	1	3	3	3	3	3	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
6	1	2	2	2	2	2	4	4	4	4	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
7	1	3	3	3	3	3	7	7	7	7	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
8	1	2	2	2	2	2	5	5	5	5	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

ØKONOMISK OPPSUMMERING
(NB. KUN DEN ANDEL AV KOSTNADENE SOM PÅLØPER
INNENFOR ANALYSEPERIODEN INNGÅR I KOSTNADSTALLENE)

NR.	INVESTERINGS-KOSTNADER (KKR)	TAPS-KOSTNADER (KKR)	AVBRUDDS-KOSTNADER (KKR)	TOTALT (KKR)	ANNUITET (KKR/ÅR)	RELATIV VURDERING (%)
1	7511.5	25246.1	8173.8	40931.4	3053.5	100.0
2	7175.7	25677.4	8176.2	41029.4	3060.8	100.2
3	7789.6	25089.6	8175.9	41055.1	3062.7	100.3
4	7453.8	25518.3	8167.6	41139.6	3069.0	100.5
5	7480.0	25664.2	8173.8	41318.0	3082.3	100.9
6	7144.2	26084.3	8176.2	41404.8	3088.8	101.2
7	7758.1	25509.7	8175.9	41443.7	3091.7	101.3
8	7422.3	25927.8	8167.6	41517.7	3097.2	101.4

KONKLUSJON.
FØLGENDE UTBYGGINGSPROGRAM GIR MINST SUM
DISKONTERTE KOSTNADER I ANALYSEPERIODEN:

ÅRSTALL			UTBYGGING	INVEST.(KKR)
2011	-	1.	4 KA TIL BH + GRØFT	2200.0
2016	-	1.	1 KA TIL SOL + GRØFT	4000.0
2020	-	1.	Ny T3	9288.0

Figur 7-3 Utskrift fra DYNKO for alternativet Gimle, reinvesterer T1 eller ny T3gjort i 2020

Den optimale løsningen DYNKO har beregnet er å montere én ekstra krafttransformator T3 inn i stede for å reinvestere den eksisterende T1. Det skal nevnes at det er liten forskjell mellom de totale kostnadene på de to alternativene. Hele utskriftfilen er vedlagt på CD og har filnavnet utgimle913.txt.

Ved sammenligning av de totale kostnadene i figur 7-4 og figur 7-5 fra DYNKO er det liten forskjell.

```
NR.   INVESTERINGS-  TAPS-       AVBRUDDS-   TOTALT     ANNUITET   RELATIV
       KOSTNADER      KOSTNADER   KOSTNADER                         VURDERING
         (KKR)          (KKR)       (KKR)       (KKR)     (KKR/ÅR)     (%)
  1       4071.5      26262.6      8590.9    38925.0      2903.8     100.0
      ÅRSTALL       UTBYGGING                                      INVEST.(KKR)
       2011  -  1.  4 KA TIL BH + GRØFT                                 2200.0
       2016  -  1.  1 KA TIL SOL + GRØFT                                4000.0
```

Figur 7-4 Optimal løsning ved beholde dagens nett

```
NR.   INVESTERINGS-  TAPS-       AVBRUDDS-   TOTALT     ANNUITET   RELATIV
       KOSTNADER      KOSTNADER   KOSTNADER                         VURDERING
         (KKR)          (KKR)       (KKR)       (KKR)     (KKR/ÅR)     (%)
  1       7511.5      25246.1      8173.8    40931.4      3053.5     100.0

       ÅRSTALL       UTBYGGING                                      INVEST.(KKR)
       2011  -  1.  4 KA TIL BH + GRØFT                                 2200.0
       2016  -  1.  1 KA TIL SOL + GRØFT                                4000.0
       2020  -  1.  Ny T3                                               9288.0
```

Figur 7-5 Optimal løsning ved enten å reinvestere T1 eller ny T3 gitt gjennomført i 2020

Totale kostnader ved å beholde dagens nett er beregnet til 38 925 kkr, se figur 7-4. Totale kostnader ved å montere inn en ekstra krafttransformator T3 er beregnet til 40 931 kkr, se figur 7-5. Det er altså en ekstrakostnad på 2 006 kkr for å montere 1 ny krafttransformatorer i tillegg. Ved å montere 1 krafttransformatorer oppnår en mindre taps- og avbruddskostnader. Det er dette som gjør at differansen i totale kostnader for alternativene er mindre enn differansen for investeringskostnadene. Tabell 7-7 og tabell 7-8 nedenfor viser resultatene fra beregningen gjort i Excel. Resultatene er sammenfallende med resultatene fra DYNKO med tanke på hvilket utbyggingsalternativ som gir lavest totale kostnader. Excel-filene er vedlagt på CD og har filnavn 4,5% Kostnader Bare Gimle re T1.xlsx og 4,5% Kostnader Bare Gimle Ny T3.xlsx.

Tabell 7-7 Kostnadsberegning for alternative Gimle, reinvestere krafttransformator T1

Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
2 KA-BH+1 KA-SOL 2010 + re T1	71 383	25 575	7 517	104 475	2030	101,15 %	6
2 KA-BH+2 KA-SOL 2010 + re T1	71 835	25 380	7 494	104 710	2030	101,38 %	8
2 KA-BH+1 KA-SOL 2016 + re T1	70 080	25 741	7 528	103 349	2030	100,06 %	2
2 KA-BH + 2 KA-SOL 2016 re T1	70 384	25 572	7 520	103 476	2030	100,18 %	4
4 KA-BH+1 KA-SOL 2010 + re T1	71 744	25 143	7 503	104 390	2030	101,07 %	5
4 KA-BH+2 KA-SOL 2010 + re T1	72 196	24 948	7 503	104 647	2030	101,32 %	7
4 KA-BH+1 KA-SOL 2016 + re T1	**70 442**	**25 309**	**7 535**	**103 286**	**2030**	**100,00 %**	**1**
4 KA-BH+2 KA-SOL 2016 + re T1	70 746	25 138	7 535	103 419	2030	100,13 %	3

Tabell 7-8 Kostnadsberegning for alternativ Gimle, ny ekstra krafttransformator T3

Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
2 KA-BH+1 KA-SOL 2010 + ny T3	71 460	24 778	7 517	103 754	2030	101,11 %	6
2 KA-BH+2 KA-SOL 2010 + ny T3	71 912	24 576	7 494	103 983	2030	101,34 %	8
2 KA-BH+1 KA-SOL 2016 + ny T3	70 158	24 953	7 528	102 639	2030	100,02 %	2
2 KA-BH + 2 KA-SOL 2016 ny T3	70 462	24 778	7 520	102 760	2030	100,14 %	4
4 KA-BH+1 KA-SOL 2010 + ny T3	71 822	24 326	7 503	103 651	2030	101,01 %	5
4 KA-BH+2 KA-SOL 2010 + ny T3	72 274	24 123	7 503	103 900	2030	101,25 %	7
4 KA-BH+1 KA-SOL 2016 + ny T3	**70 519**	**24 559**	**7 535**	**102 613**	**2030**	**100,00 %**	**1**
4 KA-BH+2 KA-SOL 2016 + ny T3	70 823	24 383	7 535	102 741	2030	100,12 %	3

Tabellene over viser at det er liten forskjell i totale kostnader mellom de forskjellige utbyggingsalternativene. I både i tabell 7-7 og tabell 7-8 er differansen mellom de rimeligste og dyreste utbyggingsalternativet på ca 1 400 kkr.

Det er å montere ny krafttransformator T3 som er det rimeligste alternativet kontra det å reinvestere krafttransformator T1. Differansen mellom de to alternativene er beregnet til ca 670 kkr.

7.3 Ny transformatorstasjon i Breivika Havn

Beregningen tar for seg kostnadene ved å sette opp en ny transformatorstasjon i Breivika Havn. Det er sett på om det skal monteres én eller to krafttransformatorer og om det eksisterende nettet skal tilknyttes med 2 eller 4 kabler/avganger. Det er også sett på om det lønner seg med 1 eller 2 kabler til Solneset boligfelt fra Gimle. Tabell 7-9 nedenfor viser hvordan de forskjellige alternativene er løst i DYNKO. For enlinjeskjema av hovedalternativ 2, se vedleggshefte side 5.

Tabell 7-9 DYNKO-konkretisering av alternativet ny transformatorstasjon i Breivika

Delutbygginger		Utbyggingsalternativer																			
Nr.	Tekst	Kostnad	Nr.	Navn	Gyldighet i tid		Delutbyggingskode					TAP					ILE [MWh]				
		[kkr]			Fra	Til og med	1	2	3	4	5	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
1	T1 + 2 Eksisterende + 4 avganger	24 067	1	Beholde dagens nett	2009	2010						1119	1419	1640	1708	1748	17,79	18,18	18,60	18,95	19,22
2	T1 + 4 Eksisterende + 8 avganger	29 568	2	T1 + 2 Eksisterende	2009	2016	1					1007	1191	1323	1378	1412	15,29	15,79	16,16	16,55	16,79
3	1 KA-SOL fra Gimle	4 000	3	T1 + 4 Eksisterende	2009	2016		2				996	1183	1315	1370	1404	15,43	15,95	16,34	16,73	16,97
4	2 KA-SOL fra Gimle	4 500	4	T1 + 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle	2009	2030	1		3			991	1160	1274	1326	1358	15,10	15,59	15,97	16,35	16,58
5	Ekstra T2	2 251	5	T1 + 4 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle	2009	2030		2	3			980	1151	1266	1318	1350	15,21	15,73	16,11	16,49	16,73
			6	T1 + 2 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle	2009	2030	1			4		989	1154	1261	1313	1345	15,13	15,63	16,00	16,39	16,62
			7	T1 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle	2009	2030		2		4		978	1146	1253	1305	1336	15,48	16,01	16,39	16,79	17,03
			8	T1 + T2 + 2 Eksisterende	2009	2016	1				5	998	1172	1296	1350	1384	13,49	13,99	14,36	14,75	14,99
			9	T1 + T2 + 4 Eksisterende	2009	2016		2			5	984	1159	1282	1336	1369	13,63	14,15	14,54	14,93	15,17
			10	T1 + T2 + 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle	2009	2030	1		3		5	982	1141	1247	1298	1330	13,30	13,79	14,17	14,55	14,78
			11	T1 + T2 + 4 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle	2009	2030		2	3		5	968	1128	1233	1284	1315	13,41	13,93	14,31	14,69	14,93
			12	T1 + T2 + 2 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle	2009	2030	1			4	5	981	1135	1234	1285	1316	13,33	13,83	14,20	14,59	14,82
			13	T1 + T2 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle	2009	2030		2		4	5	967	1122	1220	1270	1301	13,68	14,21	14,59	14,99	15,23

Tabell 7-10 viser hva de forskjellige delutbyggingene inneholder og kostnadene ved dem.

Tabell 7-10 Kostnadsoversikt delutbygginger for alternativet ny transformatorstasjon i Breivika

Nr.	Delutbygging	Type	Enhetskostnad	Kostnad [kkr]
1	T1 + 2 Eksisterende + 4 avganger	Bygg, nytt	8000 kkr	8 000
		2 x kontrollanlegg	2 ·2500 kkr	5 000
		4 x avganger 11 kV	4 ·375 kkr	1 501
		4 x avganger 66 kV	4 ·1179 kkr	4 716
		1 x 25 MVA transformator	2251 kkr	2 251
		Uforutsette kostnader	1000 kkr	1 000
		1 km grøft	1 km·1400 kkr/km	1 400
		1 km kabel	1 km·200 kkr/km	200
			sum	24 067
2	T1 + 4 Eksisterende + 8 avganger	Bygg, nytt	8000 kkr	8 000
		2 x kontrollanlegg	2 ·2500 kkr	5 000
		8 x avganger 11 kV	8 ·375 kkr	3 001
		4 x avganger 66 kV	4 ·1179 kkr	4 716
		1 x 25 MVA transformator	2251 kkr	2 251
		Uforutsette kostnader	1000 kkr	1 000
		3,5 km grøft	3,5 km·1400 kkr/km	4 900
		3,5 km kabel	3,5 km·200 kkr/km	700
			sum	29 568
3	1 KA-SOL fra Gimle	2,5 km kabel	2,5 km·200 kkr/km	500
		2,5 km grøft	2,5 km·1400 kkr/km	3 500
			sum	4 000
4	2 KA-SOL fra Gimle	2,5 km kabel	5 km·200 kkr/km	1 000
		2,5 km grøft	2,5 km·1400 kkr/km	3 500
			sum	4 500
5	Ekstra T2	1x25 MVA transformator	2251 kkr	2 251
			sum	2 251

Nedenfor i figur 7-6 er det vist deler av utskriftsfilen fra DYNKO. Både inputfilen og utskriftsfilen er vedlagt på CD og har filnavn, breivika.dat og utbrei.txt.

```
                    OPTIMAL UTBYGGINGSPLAN
 NR.                ÅRSTALL
       10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
  1     1  2  2  2  2  2  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4
  2     1  2  2  2  2  2  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4  4 10
  3     1  2  2  2  2  2  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6
  4     1  2  2  2  2  2  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6  6 12
  5     1  3  3  3  3  3  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5
  6     1  3  3  3  3  3  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5  5 11
  7     1  3  3  3  3  3  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7
  8     1  3  3  3  3  3  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7  7 13


                    ØKONOMISK OPPSUMMERING
        (NB. KUN DEN ANDEL AV KOSTNADENE SOM PÅLØPER
INNENFOR ANALYSEPERIODEN INNGÅR I KOSTNADSTALLENE)
 NR.   INVESTERINGS-  TAPS-       AVBRUDDS-   TOTALT     ANNUITET   RELATIV
       KOSTNADER      KOSTNADER   KOSTNADER                          VURDERING
         (KKR)          (KKR)       (KKR)       (KKR)     (KKR/ÅR)     (%)
  1      22428.1      24078.3      8177.3     54683.7      4079.4     100.0
  2      22488.3      24060.0      8150.1     54698.5      4080.5     100.0
  3      22706.2      23929.7      8188.6     54824.5      4089.9     100.3
  4      22766.4      23910.8      8161.5     54838.7      4091.0     100.3
  5      27046.0      23921.2      8245.8     59213.0      4417.3     108.3
  6      27106.2      23898.3      8218.7     59223.2      4418.1     108.3
  7      27324.1      23772.7      8336.3     59433.0      4433.7     108.7
  8      27384.3      23749.8      8309.2     59443.3      4434.5     108.7

                    KONKLUSJON.
     FØLGENDE UTBYGGINGSPROGRAM GIR MINST SUM
     DISKONTERTE KOSTNADER I ANALYSEPERIODEN:
     ÅRSTALL       UTBYGGING                                    INVEST.(KKR)
      2011  -  1.  T1 + 2 Eksisterende + 4 avganger                24067.0
      2016  -  1.   1 KA-SOL fra Gimle                               4000.0
```

Figur 7-6 Optimal løsning ved ny transformatorstasjon i Breivika Havn

Den optimale utbyggingsplanen fra DYNKO er 1 krafttransformator, 2 kabler til eksisterende nett og 4 avganger utført i 2011. Kabel til Solneset boligfelt skal investeres i år 2016. Resultatet er i samsvar med tidligere resultater med tanke på at det ikke er lønnsomt å investere tidligere enn en faktisk må med tanke på tekniske krav. Det er også samsvar mellom resultatene fra DYNKO og resultatene fra Excel. Resultatene fra Excel er vist i tabell 7-11 og tabell 7-12. Excel-filene er vedlagt på CD og har filnavn 4,5% Kostnader Bare Breivika T1.xlsx og 4,5% Kostnader Bare Breivika T1+T2.xlsx.

Tabell 7-11 Kostnadsberegning for alternativ ny transformatorstasjon i Breivika, én krafttransformator T1

Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
T1 + 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2010	68 666	24 021	8 061	100 748	2030	101,10 %	3
T1 + 2 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2010	69 118	23 834	8 081	101 033	2030	101,39 %	4
T1 + 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2016	**67 364**	**24 185**	**8 099**	**99 647**	**2030**	**100,00 %**	**1**
T1 + 2 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2016	67 668	24 023	8 111	99 801	2030	100,15 %	2
T1 + 4 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2010	73 639	23 854	8 131	105 624	2030	106,00 %	7
T1 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2010	74 091	23 661	8 275	106 027	2030	106,40 %	8
T1 + 4 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2016	72 336	24 019	8 175	104 530	2030	104,90 %	5
T1 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2016	72 640	23 853	8 265	104 757	2030	105,13 %	6

Tabell 7-12 Kostnadsberegning for alternativ ny transformatorstasjon i Breivika, to krafttransformatorer T1&T2

Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
T1+T2+ 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2010	70 701	23 587	7 145	101 433	2030	101,10 %	3
T1+T2+ 2 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2010	71 153	23 397	7 165	101 715	2030	101,38 %	4
T1+T2 + 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2016	**69 398**	**23 753**	**7 182**	**100 333**	**2030**	**100,00 %**	**1**
T1+T2+ 2 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2016	69 702	23 587	7 195	100 484	2030	100,15 %	2
T1+T2+ 4 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2010	75 673	23 310	7 215	106 198	2030	105,85 %	7
T1+T2 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2010	76 125	23 121	7 359	106 605	2030	106,25 %	8
T1+T2 + 4 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2016	74 371	23 474	7 259	105 104	2030	104,75 %	5
T1+T2 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2016	74 675	23 311	7 349	105 334	2030	104,98 %	6

De to tabellene over viser at det er en differanse på totale kostnader på ca 680 kkr mellom de best rangerte alternativet i hver tabell. Det er altså en differanse på 680 kkr ekstra å montere to krafttransformatorer med en gang i transformatorstasjonen kontra én. Ved å montere to krafttransformatorer oppnår en mindre taps- og avbruddskostnader. Det er dette som gjør at differansen i totale kostnader for alternativene er mindre enn differansen for investeringskostnadene.

7.4 Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Denne beregningen tar for seg kostnadene ved å sette opp en ny transformatorstasjon nord på Tromsøya.

Det er sett på om det skal monteres 1 eller 2 krafttransformatorer og om det eksisterende nettet skal tilknyttes med 2 eller 4 kabler/avganger. Det er også sett på hva som lønner seg i forhold til å forsyne Solneset boligfelt, enten fra Gimle transformatorstasjon eller fra Nord transformatorstasjon. Tabell 7-13 nedenfor viser hvordan de forskjellige alternativene er løst i DYNKO. For enlinjeskjema av hovedalternativ 3, se vedleggshefte side 8.

Tabell 7-13 DYNKO-konkretisering av alternativet ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Delutbygginger		Utbyggingsalternativer																					
Nr.	Tekst	Kostnad [kkr]	Nr.	Navn	Gyldighet i tid Fra	Til og med	Delutbyggingskode 1	2	3	4	5	6	TAP 2010	2015	2020	2025	2030	ILE [MWh] 2010	2015	2020	2025	2030
1	T1 + 2 Eksisterende + 4 avganger + 4 KA BH	30 727	1	Beholde dagens nett	2009	2010							1119	1419	1640	1708	1748	17,79	18,18	18,60	18,95	19,22
2	T1 + 2 Eksisterende + 8 avganger + 4 KA BH	32 228	2	T1 + 2 Eksis+ 4 avganger + 4 KA BH	2009	2015	1						1016	1232	1387	1444	1480	14,85	15,42	15,80	16,18	16,41
3	T1 + 4 Eksisterende + 8 avganger + 4 KA BH	34 548	3	T1 + 2 Eksis+ 4 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE	2009	2030	1			4			1005	1211	1353	1409	1443	14,68	15,25	15,62	15,99	16,22
4	1 KA-SOL fra Gimle	4 000	4	T1 + 2 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-NORD	2009	2030		2			5		1003	1209	1356	1411	1445	14,71	15,27	15,64	16,02	16,25
5	1 KA-SOL fra NORD	3 200	5	T1 + 4 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH	2009	2015			3				1002	1232	1400	1458	1493	14,97	15,55	15,92	16,30	16,54
6	T2 ekstra	2 251	6	T1 + 4 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE	2009	2030			3	4			992	1206	1353	1409	1442	14,76	15,33	15,70	16,08	16,31
			7	T1 + 4 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH+ 1 SOL-NORD	2009	2013			3		5		993	1212	1366	1422	1455	14,78	15,35	15,72	16,10	16,33
			8	T1 + 2 Eksis+ 4 avganger + 4 KA BH + T2	2009	2015	1					6	1005	1208	1353	1409	1443	13,25	13,82	14,20	14,58	14,81
			9	T1 + 2 Eksis+ 4 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE + T2	2009	2030	1			4		6	994	1186	1319	1373	1407	13,08	13,65	14,02	14,39	14,62
			10	T1 + 2 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-NORD + T2	2009	2030		2			5	6	989	1177	1306	1359	1392	13,11	13,67	14,04	14,42	14,65
			11	T1 + 4 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH + T2	2009	2015			3			6	975	1177	1318	1372	1405	13,37	13,95	14,32	14,70	14,94
			12	T1 + 4 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE + T2	2009	2030			3	4		6	969	1163	1296	1348	1381	13,16	13,73	14,10	14,48	14,71
			13	T1 + 4 Eksis+ 8 avganger + 4 KA BH+ 1 SOL-NORD + T2	2009	2030			3		5	6	966	1159	1289	1341	1373	13,18	13,75	14,12	14,50	14,73

Tabell 7-14 viser hva de forskjellige delutbyggingene inneholder og kostnadene ved dem.

Tabell 7-14 Kostnadsoversikt delutbygginger for alternativet ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Nr.	Delutbygging	Type	Enhetskostnad	Kostnad [kkr]
1	T1 + 2 Eksisterende + 4 avganger + 4 KA BH	Bygg, nytt	8000 kkr	8 000
		2 x kontrollanlegg	2 ·2500 kkr	5 000
		4 x avganger 11 kV	4 ·375 kkr	1 501
		4 x avganger 66 kV	4 ·1179 kkr	4 716
		1 x 25 MVA transformator	2251 kkr	2 251
		Uforutsette kostnader	1000 kkr	1 000
		4,225 km grøft	4,225 km·1400 kkr/km	5 915
		11,725 km kabel	11,725 km·200 kkr/km	2 345
			sum	30 727
2	T1 + 2 Eksisterende + 8 avganger + 4 KA BH	Bygg, nytt	8000 kkr	8 000
		2 x kontrollanlegg	2 ·2500 kkr	5 000
		8 x avganger 11 kV	8 ·375 kkr	3 001
		4 x avganger 66 kV	4 ·1179 kkr	4 716
		1 x 25 MVA transformator	2251 kkr	2 251
		Uforutsette kostnader	1000 kkr	1 000
		4,225 km grøft	4,225 km·1400 kkr/km	5 915
		11,725 km kabel	11,725 km·200 kkr/km	2 345
			sum	32 228
3	T1 + 4 Eksisterende + 8 avganger + 4 KA BH	Bygg, nytt	8000 kkr	8 000
		2 x kontrollanlegg	2 ·2500 kkr	5 000
		8 x avganger 11 kV	8 ·375 kkr	3 001
		4 x avganger 66 kV	4 ·1179 kkr	4 716
		1 x 25 MVA transformator	2251 kkr	2 251
		Uforutsette kostnader	1000 kkr	1 000
		5,675 km grøft	5,675 km·1400 kkr/km	7 945
		13,175 km kabel	13,175 km·200 kkr/km	2 635
			sum	34 548
4	1 KA-SOL fra Gimle	2,5 km kabel	2,5 km·200 kkr/km	500
		2,5 km grøft	2,5 km·1400 kkr/km	3 500
			sum	4 000
5	1 KA-SOL fra NORD	2,0 km kabel	2 km·200 kkr/km	400
		2,0 km grøft	2 km·1400 kkr/km	2 800
			sum	3 200
6	Ekstra T2	1x25 MVA transformator	2251 kkr	2 251
			sum	2 251

Nedenfor i figur 7-7 er det vist deler av utskriftsfilen fra DYNKO. Både inputfilen og utskriftsfilen er vedlagt på CD og har filnavn, nord.dat og utnord.txt.

OPTIMAL UTBYGGINGSPLAN

NR.	ÅRSTALL																			
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
2	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	9
3	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	10
5	1	5	5	5	5	5	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
6	1	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	12
7	1	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

ØKONOMISK OPPSUMMERING

(NB. KUN DEN ANDEL AV KOSTNADENE SOM PÅLØPER INNENFOR ANALYSEPERIODEN INNGÅR I KOSTNADSTALLENE)

NR.	INVESTERINGS-KOSTNADER (KKR)	TAPS-KOSTNADER (KKR)	AVBRUDDS-KOSTNADER (KKR)	TOTALT (KKR)	ANNUITET (KKR/ÅR)	RELATIV VURDERING (%)
1	28018.9	25196.6	8003.1	61218.6	4566.9	100.0
2	28079.2	25173.0	7979.0	61231.2	4567.9	100.0
3	29740.6	25109.2	7987.5	62837.3	4687.7	102.6
4	29800.9	25074.5	7963.4	62838.8	4687.8	102.6
5	32033.5	24353.5	7554.9	63941.9	4770.1	104.4
6	31709.6	24838.6	7856.3	64404.5	4804.6	105.2
7	31226.5	25147.4	8049.6	64423.6	4806.0	105.2

KONKLUSJON.

FØLGENDE UTBYGGINGSPROGRAM GIR MINST SUM DISKONTERTE KOSTNADER I ANALYSEPERIODEN:

ÅRSTALL			UTBYGGING	INVEST.(KKR)
2011	-	1.	T1 + 2 Eksisterende + 4 avganger + 4 KA BH	30727.0
2016	-	1.	1 KA-SOL fra Gimle	4000.0

Figur 7-7 Optimal løsning ved ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Den optimale utbyggingsplanen fra DYNKO er 1 krafttransformator, 2 kabler til eksisterende nett og 4 avganger utført i 2011 og 4 kabler til Breivika Havn. Kabel til Solneset boligfelt skal investeres i år 2016 og legges fra Gimle. Resultatet er i samsvar med tidligere resultater med tanke på at det er ikke lønnsomt å investere tidligere enn en faktisk må med tanke på tekniske krav. Det er også samsvar mellom resultatene fra DYNKO og resultatene fra Excel. Resultatene fra Excel er vist i tabell 7-15 og tabell 7-16. Excel-filene er vedlagt på CD og har filnavn 4,5% Kostnader Bare Nord T1.xlsx og 4,5% Kostnader Bare Nord T1 og T2.xlsx.

Tabell 7-15 Kostnadsberegning for alternativet ny transformatorstasjon nord på Tromsøya, én krafttransformator T1

Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
T1+2 Eksis +4 avg+ 4 KA BH+ 1 SOL-GIMLE 2010	75 998	25 243	7 882	109 123	2030	103,01 %	5
T1+2 Eksis +8 avg+ 4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2010	74 597	25 257	7 894	107 748	2030	101,72 %	3
T1+2 Eksis +4 avg+ 4 KA BH+ 1 SOL-GIMLE 2016	**72 661**	**25 355**	**7 916**	**105 931**	**2030**	**100,00 %**	**1**
T1+2 Eksis +8 avg+ 4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2016	73 531	25 387	7 923	106 841	2030	100,86 %	2
T1+4 Eksis +8 avg+ 4 KA BH+ 1 SOL-GIMLE	77 417	25 178	7 924	110 519	2030	104,33 %	8
T1+4 Eksis +8 avganger+ 4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2010	76 694	25 353	7 936	109 983	2030	103,82 %	7
T1+4 Eksis +8 avganger+ 4 KA BH+ 1 SOL-GIMLE 2016	76 115	25 297	7 965	109 376	2030	103,25 %	6
T1+4 Eksis +8 avganger+ 4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2016	75 628	25 454	7 973	109 055	2030	102,95 %	4

Tabell 7-16 Kostnadsberegning for alternativet ny transformatorstasjon for nord på Tromsøya, to krafttransformatorer T1 & T2

Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
T1+T2+ 2 Eksis + 4 avg+ 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE 2010	75 998	24 688	7 068	107 755	2030	101,08 %	3
T1+T2+ 2 Eksis + 8 avg+ 4 KA BH + 1 SOL-NORD 2010	76 632	24 465	7 080	108 176	2030	101,48 %	4
T1+T2+ 2 Eksis + 4 avg+ 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE 2016	**74 696**	**24 802**	**7 101**	**106 599**	**2030**	**100,00 %**	**1**
T1+T2+ 2 Eksis + 8 avg+ 4 KA BH + 1 SOL-NORD 2016	75 566	24 627	7 109	107 302	2030	100,66 %	2
T1+T2+ 4 Eksis + 8 avg+ 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE	79 452	24 211	7 109	110 773	2030	103,92 %	8
T1+T2+ 4 Eksis + 8 avg+ 4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2010	78 729	24 099	7 121	109 949	2030	103,14 %	7
T1+T2+ 4 Eksis + 8 avg+ 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE 2016	78 150	24 276	7 151	109 577	2030	102,79 %	6
T1+T2+ 4 Eksis + 8 avg+ 4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2016	77 663	24 192	7 158	109 014	2030	102,27 %	5

De to tabellene over viser at det er en differanse på totale kostnader på ca 670 kkr mellom de best rangerte alternativet i hver tabell. Det er altså en ekstrakostnad på 670 kkr for å montere to krafttransformatorer med en gang i transformatorstasjonen kontra én. Ved å montere to krafttransformatorer oppnår en mindre taps- og avbruddskostnader. Det er dette som gjør at differansen i totale kostnader for alternativene er mindre enn differansen for investeringskostnadene.

Dersom det bare monters én krafttransformator i stasjonen og at det i tillegg til forsyning til Breivika Havn mates med to avganger til eksisterende nett, vil det ikke være mulig å forsyne Solneset fra transformatorstasjon Nord.

7.5 Oppsummering resultater

Oppsummeringen er delt i to deler. Første del tar for seg presentasjon av de alternativene som er teknisk/økonomisk optimal i analyseperioden. Andre del tar for seg presentasjon av de alternativene som gir best teknisk løsning.

De tre hovedalternativene som det er gjort kostnadsberegninger på, er som tidligere nevnt:

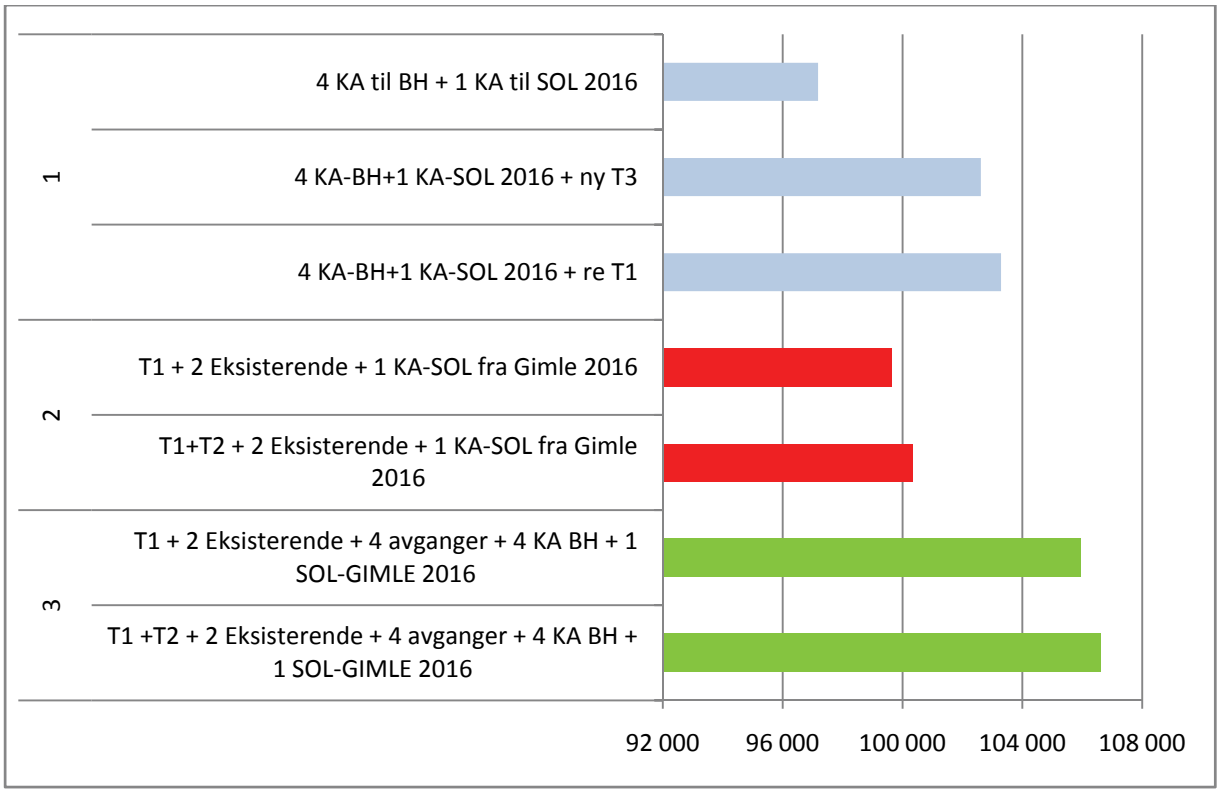
1. Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon
2. Ny transformatorstasjon i Breivika havn
3. Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

7.5.1 Beste teknisk/økonomisk alternativ

Nedenfor i tabell 7-17 er det vist oppsummering av de teknisk/økonomiske optimale alternativer. Kolonne 1, viser hvilket hovedalternativ det gjelder for og det er benyttet samme fargemerking som over.

Tabell 7-17 Oppsummering resultater for rimeligste kostnadsberegninger av alternativene

Hoved-alternativ	Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
1	4 KA til BH + 1 KA til SOL 2016	62 123	26 508	8 553	97 184	2020	100,00 %	1
	4 KA-BH+1 KA-SOL 2016 + re T1	70 442	25 309	7 535	103 286	2030	106,28 %	5
	4 KA-BH+1 KA-SOL 2016 + ny T3	70 519	24 559	7 535	102 613	2030	105,59 %	4
2	T1 + 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2016	67 364	24 185	8 099	99 647	2030	102,53 %	2
	T1+T2 + 2 Eksisterende + 1 KA-SOL fra Gimle 2016	69 398	23 753	7 182	100 333	2030	103,24 %	3
3	T1 + 2 Eksisterende + 4 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE 2016	72 661	25 355	7 916	105 931	2030	109,00 %	6
	T1 +T2 + 2 Eksisterende + 4 avganger + 4 KA BH + 1 SOL-GIMLE 2016	74 696	24 802	7 101	106 599	2030	109,69 %	7



Figur 7-8 Utbyggingsalternativene med rimeligste totale kostnader

Figur 7-8 viser totalkostnaden grafisk for de alternativene som gir rimeligst totalkostnader i analyseperioden. Alternativet som kommer som er teknisk/økonomisk optimal ut er hovedalternativ 1, Reinvestere Gimle transformatorstasjon, med delutbyggingene 4 kabler til Breivika Havn og 1 kabel til Solneset boligfelt i 2016. Denne løsningen er teknisk dårlig siden den fører til uakseptabel høye belastningsgrad for krafttransformatorene i Gimle mot slutten av analyseperioden. Dette er omhandelt i slutten av kapittel 4.3 Nye punktlaster og effektutvikling.

Dersom en går for hovedalternativ 1, og ikke godtar den høye belastningsgraden som vil oppstå på dagens krafttransformatorer, er det alternativet 4 kabler til Breivika Havn + 1 kabel til Solneset boligfelt + ny krafttransformator T3 i Gimle, som er teknisk/økonomisk optimal i analyseperioden. Kostnaden er beregnet til 102 613 kkr.

Dersom en velger hovedalternativ 2: Ny transformatorstasjon i Breivika Havn, er det alternativet 1 krafttransformator + 2 kabler til eksisterende nett + 1 kabel til Solneset boligfelt fra Gimle, som er teknisk/økonomisk optimal i analyseperioden. Kostnaden er beregnet til 99 647 kkr.

Dersom en velger hovedalternativ 3: Ny transformatorstasjon Nord på Tromsøya, er det alternativet 1 krafttransformator + 2 kabler til eksisterende nett + 4 avganger + 4 kabler til Breivika Havn + 1 kabel til Solneset boligfelt fra Gimle, som er teknisk/økonomisk optimal i analyseperioden. Kostnadene er beregnet til 105 931 kkr.

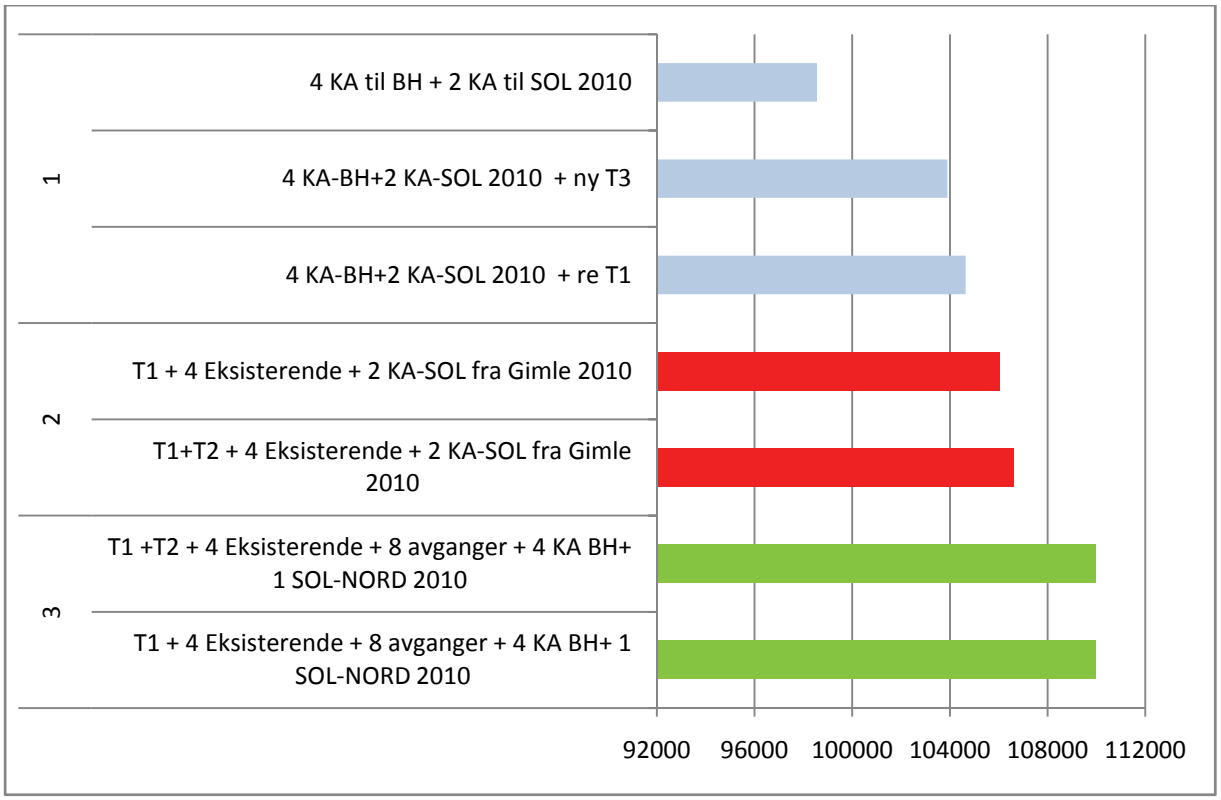
Av de tre hovedalternativene er det hovedalternativ 2: Ny transformatorstasjon i Breivika Havn, med løsning 1 krafttransformator + 2 kabler til eksisterende nett + 1 kabel til Solneset boligfelt fra Gimle, som er rimeligst av de teknisk/økonomisk optimale alternativene i analyseperioden. Det er da tatt i betraktning at en ser bort i fra alternativet hvor en aksepterer høy belastningsgrad på krafttransformatorene på Gimle mot slutten av analyseperioden.

7.5.2 Teknisk beste alternativer

Tabell 7-18 viser derimot de alternativene der en gjør noen investeringer før det tekniske kravet trer inn, for eksempel at det legges kabel til Solneset boligfelt i 2010, i stedet for 2016. Alternativene som er tatt med er også de med høyest investeringskostnader og teknisk beste løsning. Sammenlignes verdiene fra tabell 7-17 og tabell 7-18 i forhold til utbyggingsalternativene er det liten forskjell i de totale kostnadene i løpet av analyseperioden.

Tabell 7-18 Oppsummering resultater for de mest kostbare alternativene

Hoved-alternativ	Type	Inv. [kkr]	Taps-kost [kkr]	Avbrudds-kost [kkr]	Total [kkr]	Gyldig til	Relativ vurdering	Rangering
1	4 KA til BH + 2 KA til SOL 2010	63 877	26 146	8 532	**98 555**	2020	100,00 %	1
	4 KA-BH+2 KA-SOL 2010 + re T1	72 196	24 948	7 503	**104 647**	2030	106,18 %	3
	4 KA-BH+2 KA-SOL 2010 + ny T3	**72 274**	**24 123**	**7 503**	**103 900**	**2030**	**105,42 %**	**2**
2	T1 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2010	74 091	23 661	8 275	**106 027**	2030	107,58 %	4
	T1+T2 + 4 Eksisterende + 2 KA-SOL fra Gimle 2010	**76 125**	**23 121**	**7 359**	**106 605**	**2030**	**108,17 %**	**5**
3	T1 + 4 Eksisterende + 8 avganger + 4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2010	76 694	25 353	7 936	**109 983**	2030	111,59 %	7
	T1 +T2 + 4 Eksisterende + 8 avganger +4 KA BH+ 1 SOL-NORD 2010	**78 729**	**24 099**	**7 121**	**109 949**	**2030**	**111,56 %**	**6**



Figur 7-9 Utbyggingsalternativene med best teknisk løsning

Figur 7-9 viser totalkostnaden grafisk for de alternativene som gir rimeligst totalkostnader i analyseperioden av de teknisk beste løsningene. Alternativet som kommer rimeligst ut er hovedalternativ 1, Reinvestere Gimle, med delutbyggingene 4 kabler til Breivika Havn og 2 kabel til Solneset boligfelt i 2010. Denne løsningen er teknisk dårlig siden den fører til uakseptabel høy belastningsgrad for krafttransformatorene i Gimle mot slutten av analyseperioden. Dette er omhandelt i slutten av kapittel 4.3 Nye punktlaster og effektutvikling.

Dersom en går for hovedalternativ 1, og ikke godtar den høye belastningsgraden som vil oppstå på dagens krafttransformatorer, er det alternativet 4 kabler til Breivika Havn + 2 kabler til Solneset boligfelt + ny krafttransformator T3 i Gimle, som gir best teknisk løsningen samtidig minst totale kostnader. Kostnaden er beregnet til 103 900 kkr. Dette gir en differanse på ca 1 290 kkr i forhold til det utbyggingsalternativet på hovedalternativ 1, som gir minste totale kostnad i analyseperioden.

Dersom en velger hovedalternativ 2, Ny transformatorstasjon i Breivika Havn, er det alternativet 2 krafttransformatorer + 4 kabler til eksisterende nett + 2 kabler til Solneset boligfelt fra Gimle, som gir best teknisk løsning.

Kostnaden er beregnet til 106 605 kkr. Dette gir en differanse på ca 7 000 kkr i forhold til det utbyggingsalternativet på hovedalternativ 2 som gir minst total kostnad.

Dersom en velger hovedalternativ 3, Ny transformatorstasjon Nord på Tromsøya, er det alternativet 2 krafttransformatorer + 4 kabler til eksisterende nett + 8 avganger + 4 kabler til Breivika Havn +1 kabel til Solneset boligfelt fra Nord transformatorstasjon, som gir best teknisk løsning.
Kostnadene er beregnet til 109 949 kkr. Dette gir en differanse på ca 4 000 kkr i forhold til det utbyggingsalternativet på hovedalternativ 3, som gir minste totale kostnad.

Av de tre hovedalternativene er det hovedalternativ 1, 4 kabler til Breivika Havn + 2 kabel til Solneset boligfelt + ny krafttransformator T3 i Gimle, som gir best teknisk løsning og rimeligst kostnad i analyseperioden. Det ses da bort i fra alternativet hvor en aksepterer høy belastningsgrad på krafttransformatorene på Gimle mot slutten av analyseperioden.

Sammenlignes totale kostnader og rangeringer i kapittel 7.4.1 og 7.4.2 (rimeligst og best teknisk løsning) er det ikke lik rangering av utbyggingsalternativer. Ut i fra teknisk/økonomisk betraktning er det hovedalternativ 2, Ny transformatorstasjon i Breivika Havn, som kommer best ut. Ut i fra betraktning teknisk best løsning er det hovedalternativ 1, Reinvestering og utvidelse av Gimle som kommer rimeligst ut.
Dette skyldes vektleggingen av hva som er sett på som en bedre teknisk løsning. I rimeligste tilnærming er det kun sett på totale kostnader. I beste tekniske tilnærming er alle investeringene utført i starten av analyseperioden.

8 Følsomhetsanalyse

Kapittelet tar for seg følsomhetsanalyser av de forskjellige utbyggingsalternativene. En høyere kalkulasjonsrente samsvarer med en mer bedriftsøkonomisk synsvinkel. Det er undersøkt hvilken virkning det vil være å ha en annen kalkulasjonsrente for den økonomiske analysen. Dette for å se om rangeringen av alternativene vil endres ved å ha en mer bedriftsøkonomisk synsvinkel kontra den samfunnsmessige betraktningen som er lagt til grunn i kapittel 7 Resultater.

8.1 Endring av avkastningskrav

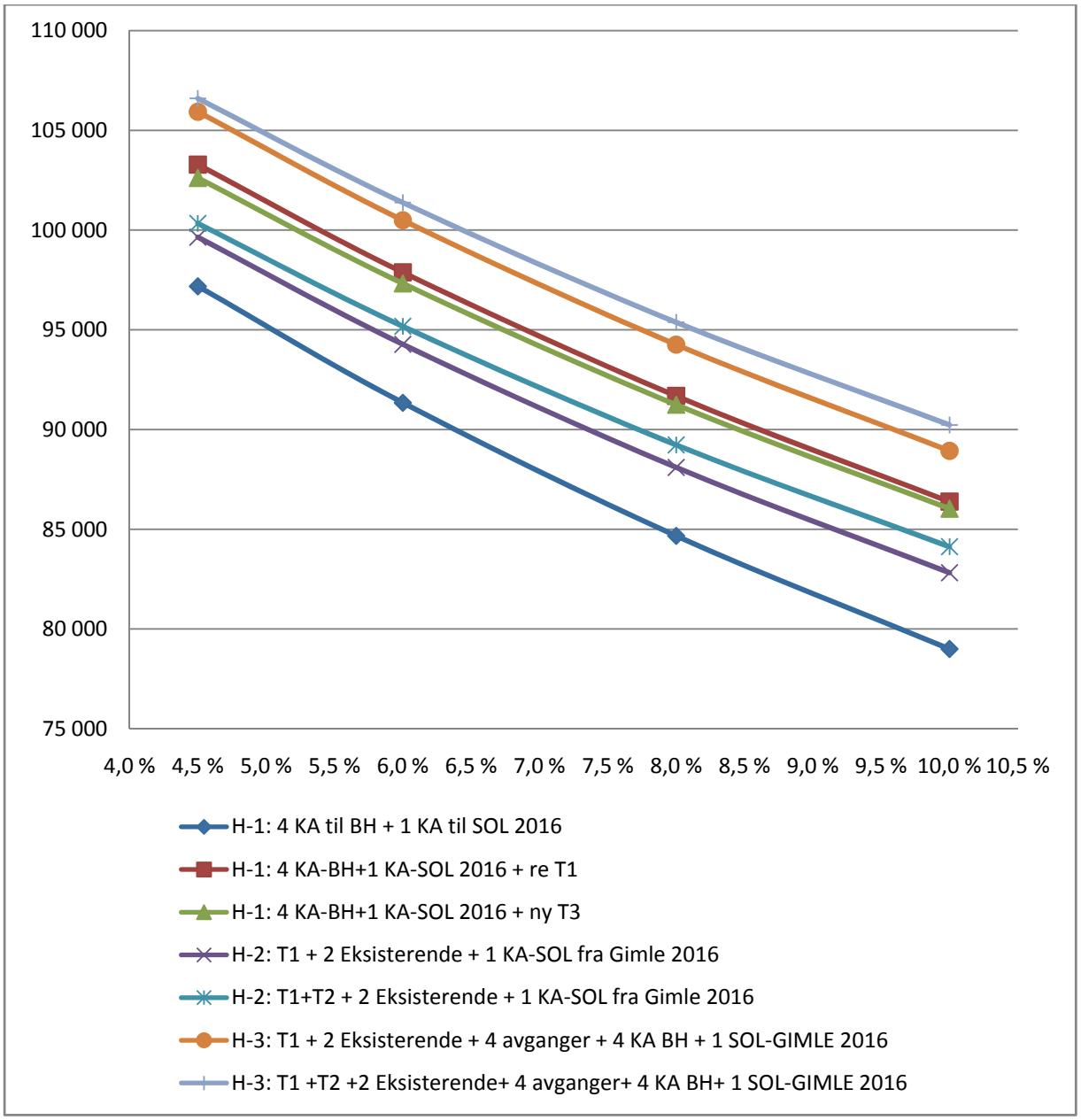
Bedriftsøkonomisk avkastning vil avhenge av krav til inntjening. Bransjen skattlegges mer enn tidligere og det er større krav til lønnsomhet. Ved å øke avkastningskravet (kalkulasjonsrenten) er det mulig å se om det er de samme rangeringene som ved den samfunnsøkonomiske tilnærmingen med en kalkulasjonsrente på 4,5 %. Det er gjort beregninger med kalkulasjonsrent på 6, 8 og 10 %. Et annet aspekt som også har innvirkning på valg av alternativer, er endringer i kostnader, men det er antatt ingen endring i kostnader.

Figur 8-1 viser de nye totale kostnadene for alternativene ved endring av kalkulasjonsrenten. Vertikal akse viser total kostnad i analyseperioden i kkr. Det er 7 løsningsalternativer som er analysert. Alle løsningsalternativene har fått merkingen H-, 1, 2 eller 3 som understreker hvilket av hovedalternativene de tilhører.

H-1 Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon

H-2 Ny transformatorstasjon i Breivika havn

H-3 Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya



Figur 8-1 Totale kostnader og rangering ved endring av kalkulasjonsrenten

Figuren viser at med en økning i kalkulasjonsrenten, er det lik rangeringsrekkefølge av hvilket løsningsalternativ som gir minst totale kostnader. Der skjer ingen endring i rangering av alternativene noe som viser at det er samsvar mellom samfunns- og bedriftsøkonomisk løsning.

8.2 Endringer i prognoserte punktlaster

Det er ikke gjort simuleringer og beregninger på hva som blir utfallet dersom det blir endringer i de antatt nye punktlastene i analyseperioden. Endringer i belastningsstørrelser for

punktlastene vil kunne endre rekkefølgen for rangering av løsningsalternativ etter totale kostnader. Dette med bakgrunn i endringer av elektriske tap og ILE. Endringer i belastning vil også kunne gi endringer i nødvendige investeringer. Dette vil også kunne ha innvirkning på hvilket løsningsalternativ som kommer gunstigst ut.

Belastningsendringer trenger ikke å ha innvirkning for gunstigste løsningsalternativ, dersom endringene påvirker alle alternativene likt.

Belastningsendringer vil kunne de gi forskjellige delutbyggingene forskyvning i tid. Ved en tidligere og større belastningsøkning, vil det kanskje lønne seg å iverksette utbyggingene tidligere og motsatt dersom en seinere og mindre belastningsøkning.

Utbyggingsplaner må derfor oppfølges og endres kontinuerlig når mer sikker informasjon kommer til rette.

Punktlasten med mest usikkerhet er nok landstrøm til skip i Breivika Havn. Effektuttaket er estimert til 4 MW. Dersom landstrøm til skip blir redusert eller bortfaller helt, vil dette føre til halvert samlet effektbehov for Breivika Havn. Dette vil være en faktor som både motvirker motivasjonen for ny transformatorstasjon i Breivika og nord på Tromsøya. Dette på grunn av at Breivika Havn landstrøm er en av de største nye punktlastene som vil bli forsynt fra de to stasjonene.

De resterende punktlastene har større sannsynlighet for gjennomførelse og vil derfor ikke ha innvirkning på valg av løsningsalternativ i den grad.

9 Diskusjon og oppsummering

Prognosert belastningsutvikling

Det er i oppgaven gått ut fra en belastningsøkning i analyserperioden på ca 20 MW fra dagens nivå på ca 42 MW i tunglastsituasjon. Prognosen består av en generell belastningsøkning på 0,5 %, ca 4,5 MW, og nye punktlaster på 15,5 MW. Det er usikkerhet i forhold til hvor stor del av de antatte punktlastene som vil komme, men det er kjente data på analysetidspunktet som ligger til grunn. Punktlasten med størst usikkerhet er landstrøm til skip. Belastningen er medregnet i tunglastsituasjon, men havnen har størst anløpshyppighet i sommerhalvåret. Det er tatt utgangspunkt i verste tenkelige situasjon, som ikke kan utelates.
Belastningsutviklingen er en av faktorene for å utføre tiltak i nettet under Gimle, og må følges opp kontinuerlig. Ved store endringer av prognosen vil dette kunne føre til endringer av rangeringen til alternativene.

Dagens nett

Det er i oppgaven forutsett tilstrekkelig leveringskapasitet fra overliggende nett og til de forskjellige løsningsalternativene. Et overslag med utgangspunkt i termisk grenselast for 66 kV-kablene som forsyner Gimle, viser at overføringskapasiteten er ca 60 MW ved radiell drift i regionalnettet. Overføringskapasiteten er dermed for liten dersom prognosert belastningsutvikling inntreffer mot slutten av analyseperioden. Dette vil kunne ha innvirkning på hvilket løsningsalternativ som kommer gunstigst ut. Løsningsalternativet som ligger nærmest Charlottenlund transformatorstasjon, som vil være naturlig tilknytningspunkt, vil i den sammenhengen ha en fordel med tanke på kortest og enklest kabeltrasé og minst kostnader forbundet med tilknytning. Det er hovedalternativ 1, reinvestere og utvide Gimle, som ligger nærmest, men det må gjøres en mer inngående analyse på dette.

Utbyggingsalternativer

Det er sett på tre forskjellige hovedalternativer:

1. Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon
2. Ny transformatorstasjon i Breivika havn
3. Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya

Hovedalternativene er utarbeidet i samarbeid med TKN. Ved å ikke gjøre noe med dagens kapasitet på Gimle, vil belastningsgraden være ca 100 % i 2020 med dagens prognose. Det er

derfor en lite tilfredsstillende løsning å ikke gjøre noen med kapasiteten, selv om det er mulig å overbelaste krafttransformatorene. Gimle forsyner viktige kunder og områder slik som Universitetssykehuset Nord-Norge og universitetsområdet. Ved feil som fører til at én av krafttransformatorene må utkobles, vil dette føre til prioritering, utkobling og rasjonering av abonnenter.
For hovedalternativ 1, Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon, vil det derfor være nødvendig med tiltak som øker kapasiteten. Enten ved å reinvestere stasjonens eldste krafttransformator til en med mer kapasitet, eller sette inne en ekstra krafttransformator.

For hovedalternativ 2, Ny transformatorstasjon i Breivika havn, og 3, Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya, er det analysert om det lønner seg å montere én eller to krafttransformatorer i de respektive stasjonen og til hvilken tid eventuelt den andre burde monteres. Det er tatt utgangspunkt i krafttransformatorer med kapasitet á 20 MVA. Den totale kapasiteten til stasjonen vil avgjøre hvor mye den skal avlaste Gimle ved å tilknytte eksisterende nett. Kapasiteten til stasjonene vil også avgjøre om en slipper utkobling av last ved feil på én transformator i Gimle i tunglastsituasjon.

Resultater
Det er liten forskjell i totale kostnader mellom de forksjellige alternativene. For enhetskostnader er det benyttet både TNK sine erfaringstall og kostnader fra planleggingsbok for kraftnett. Det er benyttet lik tomtepris for hovedalternativ 2 og 3. En mulig endring av tomtepris vil være at en benytter en høyere pris for tomt til Breivika transformatorstasjon. Dette på grunn av at området hvor Breivika transformatorstasjon er planlagt i, er et industriområdet hvor stasjonen vil oppta plass på bekostning av industri. Dette vil være en negativ faktor for hovedalternativ 2.

Det er hovedalternativ 2, Ny transformatorstasjon i Breivika havn, med 1 krafttransformator og 1 kabler til eksisterende nett og 1 kabel til Solneset i 2016 som kommer teknisk/økonomisk best ut i analyseperioden. Kostnaden er beregnet til 99 650 kkr. Det må bemerkes at dersom en monterer 2 krafttransformatorer med en gang vil dette føre til en økning av totale kostnader på ca 690 kkr. Det anbefales derfor å montere 2 transformatorer med en gang siden dette er en bedre teknisk løsning. Det at differansen i totale kostnader

mellom de alternativene er mindre enn differansen i investeringskostnadene, er på grunn av mindre taps- og forventede avbruddskostnader for alternativet med to krafttransformatorer.

Betraktes beste tekniske løsning er det hovedalternativ 1, Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon, med 4 kabler til Breivika Havn samt 2 kabler til Solneset Boligfelt og ny ekstra krafttransformator T3 i Gimle, som gir rimeligst løsning. Totale kostnader for alternativet er beregnet til 103 900 kkr.

Det må nevnes at kostnadsforskjellen mellom rimeligste og dyreste løsning av alle alternativene med underalternativer er på ca 10 000 kkr, når en ser bort i fra alternativet hvor det godtas høy belastningsgrad på dagens to krafttransformatorer på Gimle, mot slutten av analyseperioden.

I kostnadsberegningene er det utelatt drifts- og vedlikeholdskostnader og det er heller ikke tatt med inntektsrammer til de forskjellige alternativene. TKN benytter en standard sats på 1,5 % av investeringskostnadene ved beregning av drift og vedlikeholdskostnader. Ved å benytte samme metode ville dette ikke ført til endringer i rangering mellom alternativene, kun endringer i totale kostnader. En ny transformatorstasjon enten den kommer i Breivika eller nord på Tromsøya, vil føre til noe økte drifts- og vedlikeholdsutgifter i virkeligheten. Nytt bygg vil føre til mer eiendomsskatt. Bygget vil også trenge maling, brøyting i vinterhalvåret og liknende, men disse kostnadene er antatt små i forhold. Dersom disses kostnadene hadde vært medberegnet vil de vært en positiv faktor for gjennomføring av hovedalternativ 1 hvor en utvider dagens løsning.

Det at beste tekniske løsning ikke er teknisk/optimal løsning, kan skyldes underestimering av ILE- og rasjoneringskostnader. Høyere belastningsgrad vil føre til større KILE-risiko og større tapskostnader. For å redusere KILE-risiko og tapskostnader vil dette kreve en økning i investeringskostnadene, samt drifts- og vedlikeholdskostnadene.
Poenget er å finne balansepunktet for det å ha en teknisk god løsning og akseptable avbrudds- og tapskostnader. Optimalt punkt er hvor summen av investeringskostnader og kostnader ved tap, ILE, drift og vedlikehold er minst.

For å unngå rasjonering/utkobling av abonnenter vil en måtte gå for de teknisk beste løsningene i alle hovedalternativene.

Ved valg av hovedalternativ 1, Reinvesterer og utvide Gimle transformatorstasjon, må det enten T1 reinvesteres, eller ny T3 må monteres.

Ved valg av hovedalternativ 2, Ny transformatorstasjon i Breivika havn, må det monteres to krafttransformatorer med en gang, samt det må tilknyttes 4 kabler til eksisterende nett.

Ved valg av hovedalternativ 3, Ny transformatorstasjon nord på Tromsøya, gjelder de samme kravene som hovedalternativ 2.

Beregningene gjennomført i DYNKO og regneark, viser at det ikke lønner seg å investere tidligere enn når teknisk krav på grunn av termisk grenselast gjør seg gjeldende. Med tekniske krav er det ment når belastningsgrad blir 100 %. Det er i hovedsak tidspunkt for kabel til Solneset boligfelt som er undersøkt om det lønner seg å legge allerede i 2010. Kostnadsøkningen for totale kostnader ved å legge kabelen i 2010 kontra 2016, er på ca. 1 000 kkr.

Ved å øke avkastningskravet i bergningene av totale kostnader, er det sett på om rangeringen mellom de ulike alternativene endrer seg. Det skjer ingen endring i rekkefølgen av rangeringene, noe som viser at det er samsvar mellom samfunns- og bedriftsøkonomisk løsning. Samfunnsøkonomisk optimal løsning er også bedriftsøkonomisk optimal løsning.

10 Konklusjon

Det er vanskelig å komme med en entydig anbefaling av hvilket hovedalternativ som bør gjennomføres. Differansen i totale kostnader mellom de forskjellige alternativene er liten. Det er derfor ingen alternativ som skiller seg klart ut. Det anbefales derimot at det utføres mer inngående analyser av de forskjellige alternativene og at belastningsutvikling og prognose oppdateres kontinuerlig. Allerede med dagens belastningsnivå på krafttransformatorene i Gimle transformatorstasjon i tunglastsituasjon vil det være nødvendig med utkobling og rasjonering av last ved feil på en av krafttransformatorene. En mer inngående analyse av sannsynlighet for svikt på grunn av teknisk tilstand for krafttransformatorene vil være å anbefale. Gimle transformatorstasjon forsyner viktige kunder slik som Universitetssykehuset i Nord-Norge og Universitetet. Det vil skape en svært uheldig situasjon for Troms Kraft Nett dersom utkobling og rasjonering av kunder er nødvendig.
Programmet DYNKO er vel egnet for å beregne hvilke investeringer som lønner seg gjennomført til rett tid, selv om det i oppgaven ikke er funnet lønnsomt å utføre investeringer tidligere enn når teknisk krav på grunn av termisk grenselast gjør seg gjeldende.

Referanseliste

1. **Løken, Espen.** *Energiplanlegging i Sandnes.* Trondheim : IME, 2003.

2. **SINTEF Energiforskning AS.** *PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT, BIND I. Kapittel 1.* Trondheim : SINTEF Energiforskning AS, Utgitt 1993. Oppdatert 2008.

3. **Wikipedia.** Wikipedia. *www.wikipwdia.org.* [Internett] [Sitert: 10 juni 2009.] http://no.wikipedia.org/wiki/Kjerneinflasjon.

4. **Sand, Kjell.** *Brukerbeskrivelse DYNKO, versjon 5.* Trondheim : SINTEF energiforskning AS, 1988. TR A3531.

5. **Statistisk sentralbyrå.** [Internett] [Sitert: 26 Februar 2009.] http://www.ssb.no/hjulet/2008-10-17-01.html.

6. —. http://www.ssb.no/. *Statistisk sentralbyrå.* [Internett] [Sitert: 10 juni 2009.] http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=0&tilside=selecttable/MenuSelS.asp&SubjectCode=02.

7. **Meterologisk institutt.** www.met.no. *www.met.no.* [Internett] Meterologisk institutt. [Sitert: 24 april 2009.] http://retro.met.no/observasjoner/troms/Tromso/2009/februar/index.html.

8. **Troms Kraft Nett AS.** *Kraftsystemutredning for Troms 2008-2017.* Tromsø : Troms Kraft Nett AS, 2008.

9. **9.1.0.1006, NetBas versjon.** *NetBas Levsik hjelpefil.* Trondheim : POWEL ASA, 2009.

10. **FASIT.** [Internett] [Sitert: 28 mai 2009.] http://fasit.no/KILE_ordningen.php.

11. **Wikipeida.** Wikipedia. *Wikipedia.* [Internett] [Sitert: 24 april 2009.] http://no.wikipedia.org/wiki/D%C3%B8gntemperatur.

12. **Statistisk sentralbyrå.** [Internett] [Sitert: 3 juni 2009.] http://www.ssb.no/kt/.

13. **SINTEF Energiforskning AS.** *PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT, BIND I. Kapittel 10.* Trondheim : SINTEF Energiforskning AS, Utgitt 1993. Oppdatert 2000.

14. —. *PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT, BIND I. Kapittel 2.* Trondheim : SINTEF Energiforskning AS, Utgitt 1993. Oppdatert 2008.

15. —. *PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT, BIND II, Kapittel 2.* Trondheim : SINTEF Energiforskning AS, Utgitt 1993. Oppdatert 2005.

Vedleggsliste

Vedlegg A: **Oversikt programverktøy** **77**
Vedlegg B: **Skjermbilde fra driftssentralen** **85**
Vedlegg C: **Temperaturer tunglast 2009** **87**
Vedlegg D: **Økonomiske beregninger** **89**
Vedlegg E: **Aldersfordeling av komponenter** **99**

Vedlegg A: Oversikt programverktøy

A.1 NetBas

NetBas, levert av Powel ASA, er et verktøy for planlegging, drift og vedlikehold av kraftnettet. Troms Kraft har hele kraftnettet fra produksjon til sluttbrukere definert i NetBas. NetBas består av flere forskjelliger moduler. I denne oppgaven er modulene Maske og Levsik benyttet.
De nye punktlastene er i NetBas tilegnet sluttbrukergruppene de tilhører, slik som husholdning og industri.

A.2 Maske

Maske er analysemodulen i NetBas hvor en kan gjøre lastflytberegninger og midlertidige endringer uten å påvirke selve databasen Arkiv, hvor selve kraftnettet er definert.

For å realisere løsningsalternativene er det laget egne Maske-filer. Det er gjort lastflytberegninger for å avdekke eventuelle flaskehalser og for å finne de elektriske tapene. De elektriske tapene er benyttet videre i Excel og programmet DYNKO og er med på å avgjøre hvilke utbyggingsalternativ som er optimalt.

A.3 Levsik

Levsik er en modul i NetBas familien til hjelp for å ta riktige beslutninger angående investeringer/vedlikehold av kraftnettet. NetBas Levsik gir svar på hvordan tiltak i nettet (f eks. topografien) eller organisering av drift/beredskap påviker ikke levert energi (ILE) [9] Levsik beregner pålitelighet/avbruddsforhold som antall avbrudd per år, avbruddsvarighet per avbrudd, årlig avbrudd, ikke levert energi, avbrutt effekt og avbruddskostnader. En får videre beregnet forventet kompensasjon for ikke levert energi i eksisterende nett, og en kan enkelt analysere hvordan ulike tiltak påvirker resultatene [9].

Forutsetninger for hvordan Levsik beregner og hva som presenteres
Levsik simulerer feil på alle objektene i nettet. Feilene som simuleres fører til effektbryterfall eller sikringsutløsning. Ved å studere hvilke lastpunkter som får avbrudd og hvilke av disse

som kan kobles inn gjennom reserveforbindelser og hvilke som må ligge ute til feilen er reparert, regner Levsik ut avbruddsforholdene i hvert enkelt lastpunkt.

En kan beregne flere spenningsnivå samtidig.

Levsik forutsetter følgende for å gi korrekte resultater [9]:

- Alle feil i nettet er statistisk uavhengige.
- Alle feil blir reparert før neste feil inntreffer.
- Nettet må være drevet radielt. Det kan finnes parallelle forbindelser i nettet.
- Feil isoleres av nærmeste innenforliggende effektbryter/sikring. Hvis det ikke eksisterer noe vern i nettet, antas det at et vern ligger rett innenfor svingmaskinen.
- For å kunne kjøre beregninger må en ha registrert et nett og fått lest inn data slik at lastflyten konvergerer (NetBas Maske). I tillegg må en ha tilgjengelig minst én feilstatistikk. (Brukere med operatørstatus kan importere feilstatistikk).

Avbruddsforholdene presenteres som et gjennomsnitt eller sum for hele nettet, for radialer, for hvert enkelt lastpunkt og for hver enkelt komponent. Følgende verdier presenteres [9]:

- Forventet antall avbrudd per år
- Forventet avbruddsvarighet per avbrudd
- Forventet årlig avbruddstid
- Forventet ikke levert energi
- Forventet avbrutt effekt
- Forventede avbruddskostnader
- Detaljert feilsøking basert på prosedyrer for feilsøking
- Mobile reserveaggregaters innflytelse på ikke levert energi

Levsik forutsetter også at det ved åpne brytere vil være 100 % reserve. Dette vil i noen tilfeller være for optimistisk avhengig av belastningsgraden til nettet. Eksempel: Oppstår det en kabelfeil til ett område med tosidig innmatning og hver radial hadde før feiltidspunktet en belastningsgrad > 50 % vil dette føre til at deler av lasten må utkobles til feilen er utbedret. Levsik vil behandle dette som et tilfelle med full reserve, noe som i vikeligheten ikke vil stemme, men siden belastningsgraden i nettet varierer over året og feil inntreffer uavhengig av belastningsgrad, vil dette i stor grad jevne seg ut over året.

Dersom det driftes to transformatorer i parallell og belastningsgraden er mindre enn 50 % på hver av dem, tar ikke Levsik hensyn til dette og ser bort i fra full reserve i situasjonen. Metoden for å få frem forskjellen mellom det å ha full reserve eller ikke, har blitt løst med å angi feilfrekvens lik null på krafttransformatorene i situasjoner der det er full reserve i forhold til transformatorkapasitet.

A.4 Beregning av ILE i Levsik og feilstatistikk benyttet

Det er den ikke leverte energien (ILE) som er beregnet for de forskjellige utbyggingsalternativene ved hjelp av Levsik. ILE er benyttet videre i Excel og programmet DYNKO og er med på å avgjøre hvilke utbyggingsalternativ som er optimalt. ILE inngår som en av faktorene i likningen for totale kostnader. Det er totale kostnader som skal minimeres. Det er beregnet er gjennomsnittlig spesifikk kostnad for alle kundene under Gimle.

Ikke levert energi i perioden 2001 til 2009 vises i Tabell V A-1. Grunnen til at det ikke forligger data før år 2001 er på grunn av at ordningen for kvalitetsjusterte inntektsrammer for nettselskapene, ved ikke levert energi (KILE-ordningen) trådte i kraft 1. januar 2001 [10].

Tabell V A-1 Gjennomsnitt ILE for nettet under Gimle transformatorstasjon

År	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ILE [kWh]	11 513	1 877	29 576	9 488	18 302	13 098	3 223	9 787
Snitt 2001 til 2008 [kWh]		12 180						

Verdiene er tatt med som basis for sammenligning med beregningene utført i Levsik. Ikke levert energi beregnet i Levsik er på ca 15 400 kWh, ved feilstatistikk 2002 i TKN sin database. Det er god overensstemmelse med beregnet verdi fra Levsik og gjennomsnittet faktisk $ILE_{2001\text{-}2008}$. Feilstatistikken som er benyttet er vist i Tabell V A-2.

Det er kun beregnet med varige feil på grunn av at det aktuelle nettet er et kabelnett.
Det forekommer ikke GIK (prøveinnslag) på kabelnett. Dette medfører at det ses bort i fra kortvarige avbrudd i kabelanlegget. Som følge av dette vil feil i kraftnettet som er underlagt Gimle bare føre til varige avbrudd i følge definisjonen i NetBas Levsik.

Tabell V A-2 Feilstatistikk benyttet i beregningene gjort i NetBas

Type	Forklaring	Spenningsnivå		Feil/år pr. 100 enheter eller 100 km kabel/ledning		Reparasjonstid	Egenutviklet eller innhentet tallmateriale
		Fra [kV]	Til og med [kV]	Varige	Forbigående	[h:min]	
BE	Effektbryter	1	33	0,23	0,34	2:28	TKN
BL	Lastskillebryter	1	33	0,11	0,02	2:28	TKN
BS	Skillebryter	1	33	0,31	0,04	1:17	TKN
HK	Hengekabel	1	33	1,3	0,3	2:10	TKN
KA	Kabel	1	33	2,2	0,06	6:18	EBL
LL	Luftledning	1	33	3,17	3,34	2:10	EBL
T2	Toviklingstransformatorer	1	33	0,45	0,22	5:11	TKN
T3	Treviklingstransformatorer	1	33	0,45	0,22	5:11	TKN
TF	Fordelingstransformatorer	1	33	0,45	0,22	3:7	TKN

Tabell V A-2 viser feilfrekvensen til forskjellige typer komponenter i spenningsområdet 1 kV til 33 kV og reparasjonstiden for feil på komponenter. Siste kolonne viser om talldataene bygger på TKN sine egne erfaringstall eller innhentede fra Energibedriftenes Landsforening (EBL).

Nedenfor er det beregnet feilfrekvenser på noen komponenter med utgangspunkt i feil som har forkommet på 11kV kraftnettet til TKN. Det er i all hovedsak på Tromsøya, TKN har spenningsnivå 11 kV. Verdiene nedenfor er historiske gjennomsnittverdier. Kraftnettet er under kontinuerlig vedlikehold og modifikasjon, så det er ikke sikkert at feilfrekvensen for de neste 20 årene vil være uforandret. Dette trenger ikke å ha noen betydning dersom de innbyrdes forskjellene vil være like for de forskjellige utbyggingsalternativene.

Feilfrekvens kabler:

Det er registrert 70 kabelfeil i perioden 1995 til 2009, dvs. 14 års drift. Det er total 218 km 11 kV kabel på Tromsøya.

$$\lambda_{Kabel} = \frac{70\,feil_{\,14\,år,\,218\,km\,kabel} \cdot 100\,km}{14\,år \cdot 218\,km} = \underline{\underline{2,29\,{}^{feil}\!/_{år\,pr.100\,km\,kabler}}}$$

Feilfrekvens effektbrytere:

Det er registrert 5 feil på effektbrytere inklusive releer i perioden 1995 til 2008, dvs. 14 år. Det er totalt 267 effektbrytere 11 kV

$$\lambda_{Kabel} = \frac{5\,feil_{\,14\,år,\,267\,brytere} \cdot 100}{14\,år \cdot 267\,brytere} = \underline{\underline{0{,}13\,{}^{feil}\!/_{år\ pr.100\,brytere}}}$$

Sammenlignes verdiene fra Tabell V A-2 og de to verdiene som er beregnet på registrerte feil i 11 kV nettet, er det bra samsvar for kabler, men noe mindre for effektbrytere. For lastskillebrytere, skillebrytere og andre komponenter er det ikke tilstrekkelige datagrunnlag for beregning av feilfrekvenser.

A.5 DYNKO

DYNKO er et kostnadsminimaliseringsprogram som primært er beregnet for utbyggingsplanlegging av kraftnett og utviklet av SINTEF Energiforskning AS. I programmet minimaliseres objektfunksjonene som består av samlede investerings-, taps-, og avbruddskostnader over en valgt analyseperiode [4].

I programmet kartlegges: Hvilke investeringer bør iverksettes?
Når skal investeringene finne sted?

Kriteriefunksjonene som minimaliseres består av tre ledd:

- Investeringskostnader — Faste kostnader
- Tapskostnader — Driftsavhengige kostnader
- Avbruddskostnader — Driftsavhengige kostnader

I beregningene er det tatt hensyn til at restriksjoner av teknisk eller annen art begrenser alternativenes gyldighet i tid.

Driftavhengige kostnader og fremtidige investeringskostnader refereres nåtid ved hjelp av nåverdiberegning. Formel for nåverdiberegning er vist nedenfor i likning (1.1).

$$A_0 = \sum_{i=1}^{n} \frac{a_i}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^{i-1}} \tag{1.1}$$

Hvor:

a_i – kostnad, år i (i analyseperioden)

n – analyseperiodens lengde (15 til 25 år)

A_0 – sum kostnader i analyseperioden referert nåtid

r – kalkulasjonsrente [% p. a.]

Investeringskostnadene er direkte gitt av de tiltak som er foreslått i nettet.

En investering som foretas i løpet av analyseperioden kan ha en økonomisk levetid utover denne perioden. Investeringsverdi utover analyseperioden blir bestemt og godskrevet som restverdi. Ved økonomisk optimalisering er det kun den del av investeringen som gjør nytte i analyseperioden som belastes alternativet.

De driftsavhengige kostnader kartlegges gjennom tekniske simuleringer i andre programmer (lastflytprogram, pålitelighetsprogram og lignende). Disse beregningene gir dessuten oversikt over hvilken del av analyseperioden de ulike løsningene overholder tekniske minstekrav. De driftsavhengige kostnadene kan bestå av tapskostnader og avbruddskostnader.

Tapskostnadene er gitt i spesifikke tapskostnader i kr/kW og kr/kWh, sammen med beregnede tapstall. Tapstallene er normalt resultat av lastflytberegninger gjort i tunglast, kombinert med gjennomsnittlige brukstider for tap på de ulike nettnivå.

Avbruddskostnadene er gitt i de forutsatte spesifikke avbruddskostnader (pris på ikke levert energi), i (kr/kWh, ikke levert), sammen med beregnede avbruddstall. Avbruddstall kan for eksempel beregnes ved hjelp av REALRAD metoden.

A.6 Kort om DYNKO-programmet sin virkemåte

Det er to sentrale begreper i programmet:

- Delutbygging – en beskrivelse av et enkeltiltak i nettet, for eksempel bygging av ny linje mellom A og B osv.
- Utbyggingsalternativer – en beskrivelse av alternativ utforming av nettet. Et utbyggingsalternativ framkommer ved å kombinere et antall delutbygginger.

Utbyggingsalternativene beskrives som nevnt med referanse til de delutbygginger som kan forekomme. Programmet beregner om det er mulig å gå over fra et utbyggingsalternativ til et annet, og i tilfelle den kostnad og økonomiske levetid som kan assosieres med overgangen.

Kriteriet for at en overgang kan tillates, er at systemet kun kan utvides og aldri nedbygges. Dersom det forekommer delutbygginger av type 2 eller 4, se Tabell V A-3 for forklaring, kan nedbygging tillates ved at vedkommende kostnadselement fjernes fra systemet, men ikke uten at en annen delutbygging samtidig finner sted. Det er benyttet delutbygginger av type 1 i oppgaven.

Tabell V A-3 Typer delutbygginger i DYNKO

Type 1	-	Tiltaket gjør nytte i systemet hele sin økonomiske levetid. (Dette er den vanlige kostnadstypen)
Type 2	-	Tiltaket belaster systemet økonomisk så lenge det er i bruk i systemet Kostnader forbundet med delutbygginger type 2 belaster systemløsningen i form av annuitet (beregnet grunnlag av innlest kostnad, økonomisk levetid og aktuell kalkylrente). Denne kostnadstypen er aktuell for transformatorer som eventuelt kan skiftes ut i løpet av analysepeioden.
Type 3	-	Investeringsbeløpet forbundet med tiltaket er en funksjon av investeringstidspunktet. Denne kostnadstypen kan for eksempel være aktuell ved overgang til et høyere spenningsnivå i nettet.
Type 4	-	Tiltaket behandles kostnadsmessig som type 1, men tillates fjernet fra systemet i løpet av analyseperioden.

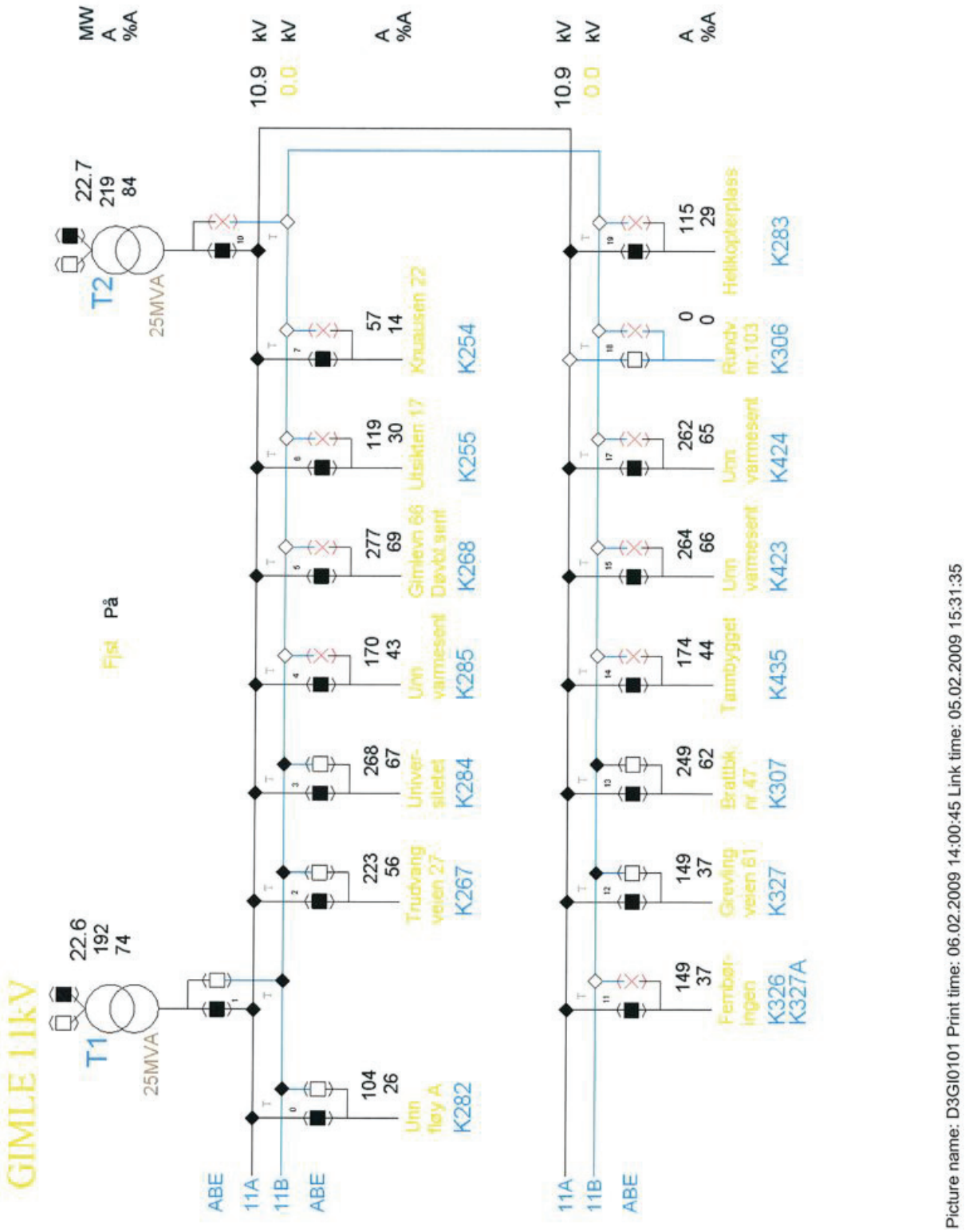
Selve optimaliseringsproblemet løses ved hjelp av dynamisk programmering (DP) som er en standardmetode innen operasjonsanalyse. I DYNKO anvendes metoden ved at algoritmen søker seg fram til den utbyggingsplan fra startløsningen til alle kvalifiserte sluttløsninger, som minimaliserer samlede kostnader. Det vil si at programmet finner fram til flere utbyggingsplaner og rangerer disse. Alle planer skrives ut.

Utskriften er delt i to hoveddeler, 1 og 2, og hver av disse er igjen inndelt i flere avsnitt. Del 1, KONTROLLDATA, er en systematisk presentasjon av inngangsdata, delvis i bearbeidet form. I del 2, RESULTATUTSKRIFT, presenteres resultater og konklusjoner fra beregningene [4].

A.7 Excel nåverdiberegning

Det er laget regneark for beregning av de totale kostnadene for utbyggingsalternativene. Totale kostnader består av investerings-, taps- og avbruddskostnader. Det er regneark for hvert utbyggingsalternativ. Regnearket bygger på formlene i vedlegg D: Økonomisk beregning, og beregner nåverdi korrigert for restverdi av investeringskostnadene og beregner nåverdi av framtidige taps- og avbruddskostnader. De totale kostnadene for de forskjellige utbyggingsalternativene er sammenlignet og rangert i forhold til rimeligste utbyggingsalternativ. Det er i alt 7 antall regneark. Regnearkene er vedlagt på CD.

Vedlegg B: Skjermbilde fra driftssentralen



Figur V B-1 Utskrift av skjermbilde fra driftssentral 6.2.2009 time 14

Vedlegg C: Temperaturer tunglast 2009

Døgntemperatur er den gjennomsnittlige lufttemperaturen målt hver timeskifte i løpet av et døgn [11]. Fredag 6. februar 2009 var dag nr. 3 i en kald periode. Tabell V C-1 viser døgntemperaturene til dagene rundt utskriftsbildet. Temperaturene i nevnte periode er de kaldeste for Tromsø i år 2009 pr. skrivende stund.

Tabell V C-1 Døgntemperaturer for Tromsø i tunglastperioden 2009

Dato	Døgntemperatur [°C]	Min. temperatur [°C]	Max. Temperatur [°C]
04.02.2009	-7,5	-8,8	-3,6
05.02.2009	-10,3	-12,3	-5,7
06.02.2009	-9,6	-11,9	-8,2
07.02.2009	-11,8	-13,4	-9
08.02.2009	-12,2	-13,7	-10,8

Det er også i tabellen over vist minimums- og maksimumstemperatur for de gjeldene dagene.

Tabell V C-2viser dimensjonerende utetemperatur for Tromsø

Tabell V C-2 Dimensjonerende utetemperatur referert Tromsø [5]

Type	[C°]
DUT_2	-11,2
DUT_{10}	-14,2

Dimensjonerende utetemperatur (DUT) med 2 og 10 års returtid er innhentet fra Det Norske Meteorlogoske Institutt (DNMI). Temperaturdataene er fra målestasjon, 90450 Tromsø. De faktiske målte verdiene i februar 2009 er i samme område som DUT_2 og en kan derfor si at det var tilnærmet tunglastsituasjon i kraftnettet i Tromsø ved utskriftstidspunktet. Utskriften er derfor ett godt utgangspunkt for analysene videre.

Vedlegg D: Økonomiske beregninger

Vedlegget tar for seg forklaring av forskjellige økonomiske begreper og metoder benyttet i lønnsomhetsberegningene i rapporten. Det er også vist et eksempel på nåverdiberegning for en investering i framtiden korrigert for restverdi. Tabell V D-1 viser KPI justert for avgiftsendringer og uten energivarer (KPI-JAE).

Tabell V D-1 KPI-JAE [12]

År	2005	2006	2007	2008	2009
KPI-JAE	110,0	110,9	112,5	115,4	117,9

Verdien for 2009 er estimert av SSB og er benyttet ved justering av kostnader til kostnadsnivå 2009.

D.1 Investeringskostnader

Investeringskostnadene inkluderer materiell, arbeidskraft, transport og grunnerstatninger. Ved fastsettelse av disse kostnadene er det naturlig å ta utgangspunkt i egne erfaringstall og gjeldene priser i markedet[2]. Det er i oppgaven både benyttet kostnader fra PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT og innhentede priser fra Troms Kraft. Tabell V D-2 viser de benyttede kostnadene og siste kolonne viser hvor kostnadene er innhentet fra.

Tabell V D-2 Enhetskostnader for investeringer

Type	Kostnad	Enhet	Kilde
11 kV Kabel 240 mm^2	1 400	kkr/km	TKN
Grøft	200	kkr/km	TKN
Nettstasjon med 800 kVA fordelingstransformator	800	kkr	TKN
Utvidelse av bygning for eksisterende transformatorstasjon	2 000	kkr	TKN
Ny bygging for transformatorstasjon	8 000	kkr	TKN
Kontrollanlegg	2 500	kkr	TKN
Linje/trafoavg 11 kV	375	kkr	PLANBOK
Linje/trafoavg 11 kV (utvidelse)	482	kkr	PLANBOK
Linje/trafoavg 66 kV	1 393	kkr	PLANBOK
Linje/trafoavg 66 kV (utvidelse)	1 179	kkr	PLANBOK
Uforutsett	1 000	kkr	TKN
Transformator 25 MVA	2 251	kkr	PLANBOK
Transformator 40 MVA	4 502	kkr	PLANBOK
Transformator 70 MVA	7 203	kkr	PLANBOK

D.2 Tapskostnader

Kostnader av elektriske tap er en sentral parameter ved dimensjonering av kraftnett og er en av faktorene som inngår i totale kostnader som ønskes minimert ved samfunnsøkonomisk optimalisering av kraftsystem.

Tapsenergi og tapseffekt må produseres i kraftstasjonene og er dermed ansvarlig for betydelige investeringer i produksjonsapparatet. I tillegg må tap overføres til de respektive nettnivå og beslaglegger dermed overføringskapasitet i nettet. Tapene er følgelig ansvarlig for investeringer også i kraftnettet [13].

Ved planlegging av tiltak i det lokale kraftnettet skal det tas hensyn til at de ulike tiltak påvirker tapsforholdene i det lokale nettet og dermed også behovene for produksjon og overføring i det overliggende kraftnettet. Ved hjelp av lastflytanalyser beregnes nett-tapene for det lokale systemet og disse tapene skal verdsettes på en slik metode at det bidrar til en samfunnsøkonomisk riktig dimensjonering av lokalnettet [13].

Tapskostnader er knyttet til differansen mellom inmatet effekt/energi og uttatt energi/effekt [2].

Elektriske tap har både en energidimensjon (energien må produseres) og en effektdimensjon (beslaglegger kapasitet i kraftsystemet). Tapskostnader beregnes etter likning (1.2)[13]

$$K_{Tap} = k_{pekv} \cdot \Delta P_{max} \quad [\text{kr/år}] \tag{1.2}$$

Hvor:

K_{Tap}	- kostnader av tap	[kr/år]
k_{pekv}	- ekvivalent tapskostnad	[kr/kW år]

Dette er en forenklet likning som beregner kostnadene av effekt- og energitap med utgangspunkt i en ekvivalent spesifikk tapskostnad, k_{pekv}, og de samlede tapene for nettet i tunglasttimen ΔP_{max}. Fordelen med denne metoden er at det er tilstrekkelig å gjøre én lastflytberegning for tunglastsituasjonen for å verdsette tapene for et gitt år. De spesifikke tapskostnadene skal gjenspeile forventede fremtidige kostnadsforhold i kraftsystemet knyttet til produksjon og overføring av tap [13].

Verdiene ekvivalent tapskostnad, k_{pekv} for analyseperioden, er hentet fra PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT, BIND III Kapittel 2. Utgitt 1993. Oppdatert 2006, Tabell 2.3. Ekvivalent årskostnad av tap k_{pekv} (kr/kW år). 4,5 % kalkulasjonsrente. Kostnadsnivå 2006. Verdien i Tabell V D-3 er justert til kostnadsnivå 2009.

Tabell V D-3 Spesifikke kostnader for tap og ikke levert energi i analyseperioden

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tapskostnad [kr/kW]	1352	1354	1372	1389	1407	1425	1438	1448	1462	1473	1487
Kost ved ILE [kr/kWh]	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tapskostnad [kr/kW]	1502	1517	1532	1546	1564	1581	1596	1613	1631	1649
Kost ved ILE [kr/kWh]	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97	37,97

D.3 Avbruddskostnader

Avbruddskostnader er et uttrykk for samfunnets økonomiske tap ved avbrudd i leveranse av elektrisk kraft. Avbruddskostnadene inkluderer [2]:

- Kunders kostnader ved kortvarige avbrudd (≤ 3 min), varslede og ikke varslede
- Kunders kostnader ved langvarige avbrudd (> 3 min), varslede og ikke varslede
- Netteiers kostnader ved feil
- Netteiers kostnader ved planlagte utkoblinger

Det er i denne oppgaven ikke beregnet kostnader for kortvarige avbrudd. Modulen Levsik i Netbas er benyttet til å beregne ILE for hvert år i analyseperioden for de forskjellige utbyggingsalternativene. Den årlige ILE er multiplisert med en faktor på 37,97 kr/kWh. Faktoren er framskaffet ved et tenkt avbrudd på 1 time for alle kundene under Gimle på en hverdag i januar i time 10. Kostnadene er fordelt i forhold til hvor stor andel de forskjellige kundegruppene er deltagende. Tabell V D-4 viser kostnadsfunksjonene til de forskjellige kundegruppene og hvor stor andel hver gruppe er i prosent i forhold til alle kundene under Gimle. Kostnadsfunksjonen gir ut svar med enheten kr/kW. For å kunne multipliserer dette med ILE til de forskjellige alternativene, er faktoren dividert med 1 time.

Tabell V D-4 Kostnadsfunksjon ved referansetidspunktet for avbrudd ≤ 4 timer

Kundegrupper	Kostnadsfunksjon [kr/kW]	r [h]	Prosentvis fordeling kundegrupper Gimle [%]	[kr/kW]
Jordbruk	10,6·r + 4	1	0	0,0
Husholdning	8,8·r + 1	1	33,7	3,3
Industri	55,6·r + 17	1	14,1	10,2
Handel og tjeneste	97,5·r + 20	1	13,8	16,2
Offentlig virksomhet	14,6·r + 1	1	38,4	6,0
Treforedling	7,7·r + 0,6	1	0	0,0
			Sum kostnadsnivå 2006	35,7
			Sum kostnadsnivå 2009	37,97

Dersom det oppstår et avbrudd på referansetidspunktet, tunglastsituasjon, vil det koste 37,97 kr/kWh for ILE. Dette er bare gjeldene dersom avbruddet er kortere eller lik 4 timer. I virkeligheten vil ikke alle avbrudd skje i tunglastsituasjon, men det er tatt utgangspunkt i verst tenkelige tilfelle ved estimering av avbruddskostnader.

D.4 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrente skal gjenspeile hva det koster å binde opp kapital i ulike prosjekter, og kan deles opp i to deler:

- Risikofri realrente
- Risikotillegg (risikopremie)

Den risikofrie realrenten gjenspeiler kostnaden ved å binde opp kapital i risikofri virksomhet, og fastsettes generelt ut i fra det langsiktige rentenivået på norske og internasjonale statspapirer.

Risikotillegg beregnes ofte ved å se på hvordan systematisk risiko kan sees på som en kalkulert pris for prosjektets risiko. [2]

Finansdepartementets gjeldene anbefaling (2005) for kalkulasjonsrente for et ”normalt offentlig tiltak” er 4 % [2].

- Risikofri realrente 2 %
- Risikotillegg 2 %

I NVE’s håndbok fra 2003 anbefales et risikotillegg på 2,5 % for investeringer i distribusjonsnettet [2]. Kalkulasjonsrenten i oppgaven er derfor satt til 2+2,5= 4,5 %.

D.5 Analyseperiode

Det tidsrommet som et prosjekt skal analyserer innenfor, kalles analyseperiode. Investeringer i kraftnettet har normalt lang levetid, og virkninger langt frem i tid bør hensyntas. Det kan imidlertid være vanskelig å fastlegge data for stadier som ligger langt inn i fremtiden, for eksempel når det gjelder utviklingen i elektrisitetsforbruket. Dette blir tatt hensyn ved at prinsippet med diskontering, beregning av nåverdi, har den innbygde virkning at betydningen av kontantstrømmer avtar jo lengre frem i tid de opptrer[14]. Analyseperioden i oppgaven er fra 2010 til 2030.

D.6 Fysisk levetid

Med fysisk levetid menes det antallet år komponenten eller anlegget fungerer teknisk tilfredsstillende før det må kondemneres på grunn av fysisk tilstand. Fysisk levetid påvirkes av materialenes fysiske egenskaper, driftspåkjenninger samt ytre påkjenninger[14].

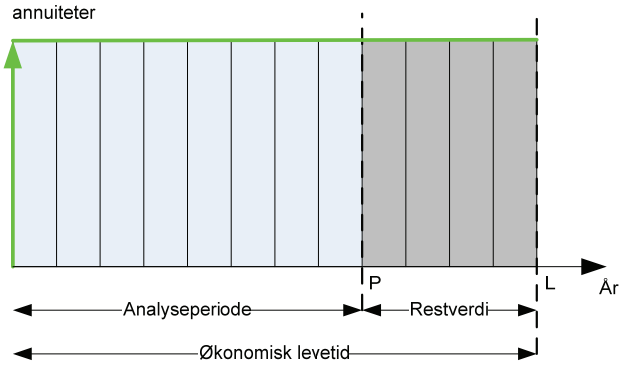
D.7 Økonomisk levetid

Økonomisk levetid er det antall år anlegget forventes å gjøre positiv nytte for seg i forhold til å erstatte det opprinnelige anlegget med et nytt med samme funksjon. Økonomisk levetid er oppnådd når drifts- og vedlikeholdskostnadene ved å opprettholde funksjonaliteten til det gamle anlegget overstiger årskostnadene ved å investere i et nytt anlegg [14]. Økonomisk levetid i beregningene i oppgaven er satt til 25 år.

D.8 Restverdi

Dersom et investeringsobjekt har en økonomisk levetid som går ut over analyseperioden må dette tas hensyn til i lønnsomhetsberegningene[14].

Håndtering av restverdi er gjort på følgende måte og illustrert i Figur V D-1.



Figur V D-1 Illustrasjon av restverdi [14]

I figuren er følgende betegnelse benyttet:

P = Analyseperiodens lengde [år]

L = Forventet økonomisk levetid for aktuell investering [år]

Et objekt introduseres i systemet ved tidspunkt 0, og utbyggingskostnaden, I_0, påløper i samme øyeblikk. Ved analyseperiodens slutt har objektet fremdeles flere år igjen av sin økonomiske levetid og har derfor en verdi for den videre funksjonen av anlegget. Denne verdien kalles restverdi, I_R, og bør prinsipielt godskrives systemet ved lønnsomhetsberegninger[14].

De 4 siste søylene i Figur V D-1 representerer investeringsobjektets restverdi, mens de 8 første søylene utgjør investeringskostnaden korrigert for restverdi, I_0'. Alle søylene/annuitetene utgjør den totale investeringskostnaden.
Dersom det i en lønnsomhetsanalyse inngår objekter med kortere økonomisk levetid enn analyseperiodens lengde forutsettes det at objektet blir reinvestert når den økonomiske levetiden er utløpt[14].

D.9 Nåverdimetoden

Utgangspunktet for nåverdimetoden er at alle kostnader og inntekter tilbakeføres til et gitt tidspunkt. Tidspunktet velges vanligvis ut fra enten investeringstidspunktet eller beregningstidspunktet[14]. I oppgaven er beregningstidspunktet 2009. I utgangspunktet er det vanlig å se på netto kostnadsbesparelse når en regner lønnsomheten til forskjellige alternativer, men her i oppgaven er det benyttet bruttokostnader ved beregning av taps- og avbruddskostnader. Dette vil ikke ha noen innvirkning på hvilket løsningsalternativ som kommer gunstigst ut, men er gjort for å få de totale bildet på investerings-, taps- og avbruddskostnader for kraftnettet i analyseperioden. Kostnader ved drift vedlikehold er ikke medberegnet. Forskjellige løsningsalternativer kan ha forskjellige påvirkning på inntektsrammen, men dette er ikke tatt hensyn til i oppgaven. I oppgaven optimaliserer fremtidig nettløsning ved å minimalisere summen av de totale kostnadene. Likning (1.3) viser hva totale kostnader består av.

$$\sum Kostnad = \sum investeringer + \sum avbuddskostnader + \sum tapskostnader \qquad (1.3)$$

For kostnadsberegninger av forskjellige alternativer der beløp opptrer til forskjellige tider, benyttes nåverdimetoden. Ved beregning av nåverdien av den delen av investeringen som påløper innen for analyseperioden er det benyttet likning (1.4).

$$I_0' = I_{investeringsår} \cdot \lambda_{r,\text{år igjen av analyseperioden}} \cdot \varepsilon_{r,\text{økonomisk levetid}} \cdot \alpha_{\text{år ut i analyseperioden}} \qquad (1.4)$$

De forskjellige faktorene i likningen er beskrevet nedenfor. Konstanten r er årlig rente i desimaler (for eksempel 6 %, r = 0,06). Likningen benyttes for å kunne vurdere forskjellige alternativer der kostnader opptre til forskjellig tid. Det er i oppgaven tatt utgangspunkt i at investeringer knyttes til starten av året, mens årlige tapskostnader og forventet KILE refereres til slutten av året. Investeringene er beregnet med fast kroneverdi som fører til at det er brukt kalkulasjonsrente uttrykket i reell verdi. Det vil si en må benytte en realrente for å diskontere kontantstrømmene. Siden kontantstrømmene er uttrykket i konstant pengeverdi, pengeverdiens nåtidspunkt, kalles dette en reell kontantstrøm og skal diskonteres med et reelt avkastningskrav (kalkulasjonsrente).[14]

D.10 Annuitetsfaktor

Annuitetsfaktoren fordeler investeringen jevnt over den økonomiske levetiden og beregnes etter likning (1.5)

$$\varepsilon = \frac{r}{1-(1+r)^{-\text{økonomisk levetid}}} \tag{1.5}$$

D.11 Kapitaliseringsfaktor

Kapitalisering av de annuiteter som påløper i analyseperioden beregnes etter likning (1.6)

$$\lambda = \frac{1-(1+r)^{-\text{År igjen av analyseperiden}}}{r} \tag{1.6}$$

D.12 Diskonteringsfaktor

Diskontert verdi (nåverdi) av et beløp som knytter seg til et tidspunkt N år fram i tid.

$$\alpha = \frac{1}{(1+r)^{\text{antall år fram i tid}}} = (1+r)^{-\text{År ut i analyseperioden}} \tag{1.7}$$

D.13 Sammensatt likning for nåverdiberegning korrigert for restverdi

$$I_0' = I_N \cdot \frac{1-(1+r)^{-\text{År igjen av analyseperiden}}}{1-(1+r)^{-\text{Økonomisk levetid}}} \cdot (1+r)^{-\text{År ut i analyseperioden}} \tag{1.8}$$

Likning (1.8) er sammensatt og forenklet likning av de over. Det er denne likningen som er benyttet i Excel ved beregninger av investeringskostnader diskontert og korrigert for restverdi. I neste vedlegg D.14 er det vist et eksempel på beregning av nåverdi for et investeringsbeløp korrigert for restverdi.

D.14 Økonomisk eksempel, Nåverdiberegning korrigert for restverdi

Hentet fra PLANLEGGINGSBOK FOR KRAFTNETT, BIND II, Kapittel 2. Utgitt 1993. Oppdatert 2005. [15]

Det skal foretas en nettforsterkning i distribusjonsnettet i år nr. 5 i analyseperioden som er på 20 år. Forsterkning har en kostnad på 100 000 kr med økonomisk levetid på 25 år.

Eksemplet viser hva nåverdien er av den delen av investeringen som påløper innenfor analyseperioden og er delt opp i tre deler.

1. Annuitet av investeringen:
   Investeringen I_5=100 000 kr fordeles jevnt over den økonomiske levetiden ved hjelp av likning (1.5)

$$i = I_5 \cdot \varepsilon_{6,25} = 100\,000 \cdot \frac{0,06}{1-(1+0,06)^{-25}} = \underline{7822,67\, {}^{kr}\!/_{år}}$$

2. Kapitalisering av de annuiteter som påløper i analyseperioden:
   Beregner så de annuiteter som faller innenfor analyseperioden ved hjelp av likning (1.6). Kapitaliseringsfaktoren trekker i fra restverdien implisitt.

$$I_5' = m \cdot \lambda_{6,15} = 7822,67 \cdot \frac{1-(1+0,06)^{-(20-5)}}{0,06} = \underline{75\,975,72\, kr}$$

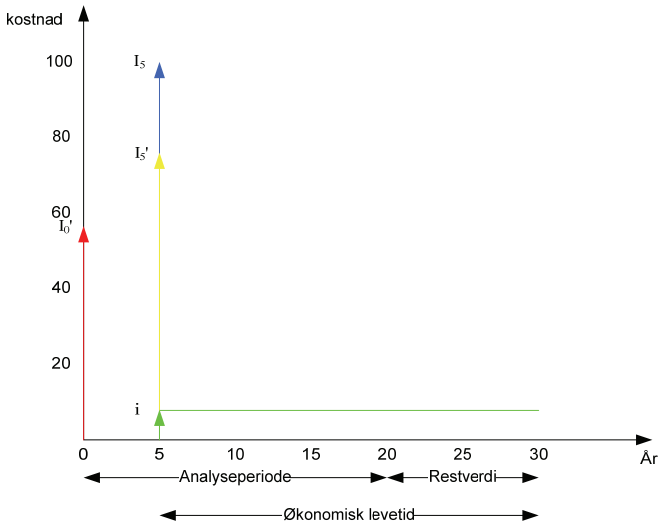
3. Diskontering til nåverdi:
   Beløpet I_5' diskonteres ved hjelp av likning (1.7)

$$I_0' = I_5' \cdot \alpha_5 = 75\,975,72 \cdot (1+0,06)^{-5} = \underline{\underline{56\,773,48\, kr}}$$

Beregnet direkte:

$$I_0' = 100000 \cdot \frac{1-(1+0,06)^{-(20-5)}}{1-(1+0,06)^{-25}} \cdot (1+0,06)^{-5} = \underline{\underline{56773,49\, kr}}$$

Figur V D-2 nedenfor illustrerer eksempelet.



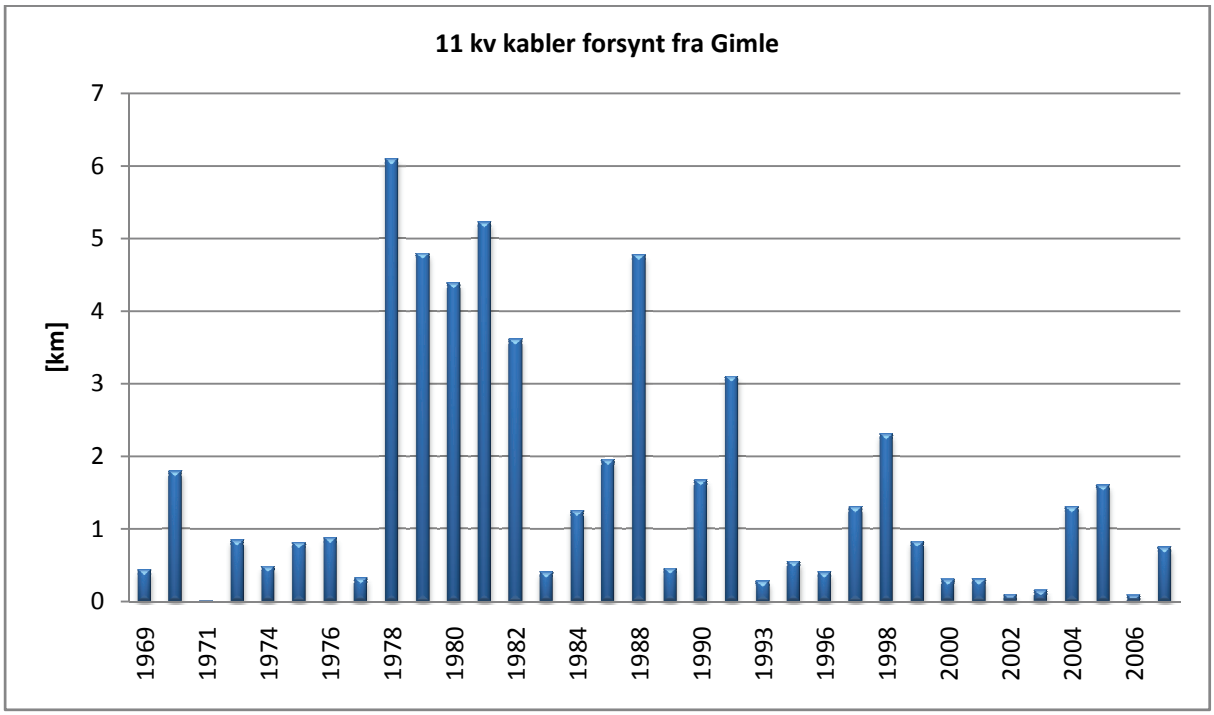
Figur V D-2 Illustrering av investeringseksempel [12]

Figuren illustrer investeringskostnaden korrigert for restverdi og diskontert tilbake til beregningstidspunktet. Det er brukt samme indekser som i regnestykket for å kunne gi en bedre visuell forståelse.

Vedlegg E: Aldersfordeling av komponenter

E.1 11 kV kabler i distribusjonsnettet

11 kV-kablene underlagt Gimle har midlere idriftsettelsesår 1985 som gir en midlere aldersammensetning på 24 år. Dette vil imidlertid variere i forhold til hvordan koblingsbildet er, men vil i stor grad være gjeldene. Figur V E-1 viser kilometer kabel sett i forhold til idriftsettelsesår.



Figur V E-1 Alderssammensetning av kabler forsynt av Gimle transformatorstasjon

Det antas teknisk levetid for kablene på 40 år, hentet fra tabell 3-1. Midlere idriftsettelsesår beskriver gjennomsnittsalderen på kablene sett i forhold hvor mange km kabel som er i drift fra de forskjellige årene.

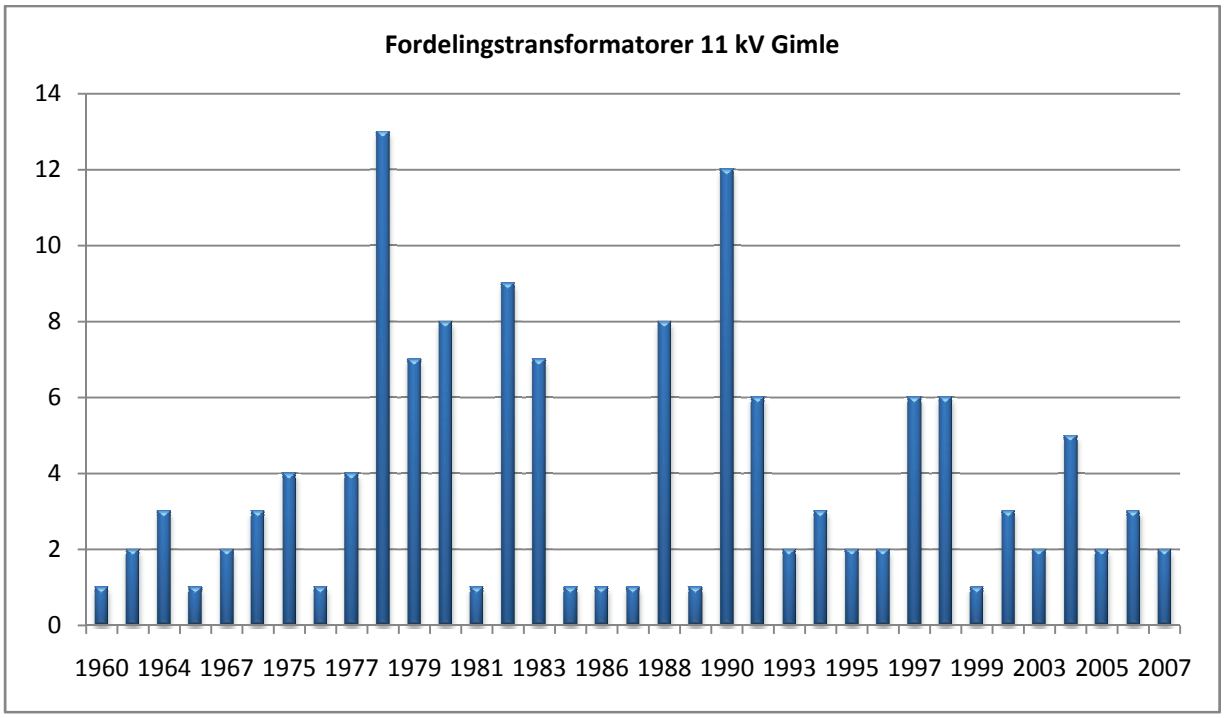
Tabell V E-1 Oversikt på reinvestering av 11 kV kabler på grunn alder > teknisk levetid

Analyseperioden	Idriftsettelsesår	Alder > teknisk levetid [km]
2010	1969	0,432
2011	1970	1,794
2012	1971	0,006
2013	1972	0,000
2014	1973	0,844
2015	1974	0,478
2016	1975	0,805
2017	1976	0,875
2018	1977	0,316
2019	1978	6,094
2020	1979	4,791
2021	1980	4,381
2022	1981	5,224
2023	1982	3,606
2024	1983	0,402
2025	1984	1,249
2026	1985	0,000
2027	1986	1,950
2028	1987	0,000
2029	1988	4,772
2030	1989	0,455
Sum	2010-2030 (analyse 21 år)	**38,47**

Tabell V E-1 viser hvor mange kilometer med kabel det er fra forskjellige idriftsettelsesår i distribusjonsnettet under Gimle. Det er denne tabellen som ligger til grunn for investeringskostnaden ved reinvestering av 11 kV-kablene. I løpet av analyserperioden er det antatt at 38,5 km med 11 kV kabel skal reinvesteres.

E.2 Fordelingstransformatorer 11 kV

Figur V E-2 viser antall fordelingstransformatorer i forhold til idriftsettelsesår for 11 kV distribusjonsnett forsynt fra Gimle.



Figur V E-2 Aldersammensetning fordelingstransformatorer Gimle

Det er tre treviklingstransformatorer tilknyttet Gimle, men de er ikke tatt med i beregningene over. Midlere aldersammensetning på fordelingstransformatorene er ca 25 år. Midlere idriftsettelsesår beskriver gjennomsnittsalderen på fordelingstransformatorene sett i forhold til idriftsettelsesår.

Tabell V E-2 Oversikt på reinvestering av fordelingstransformatorer på grunn alder > teknisk levetid

Analyseperioden	Satt i drift	Antall fordelingstransformatorer hvor alder > teknisk levetid
2010	1959	0
2011	1960	1
2012	1961	0
2013	1962	0
2014	1963	2
2015	1964	3
2016	1965	1
2017	1966	0
2018	1967	2
2019	1968	0
2020	1969	0
2021	1970	0
2022	1971	0
2023	1972	0
2024	1973	0
2025	1974	3
2026	1975	4
2027	1976	1
2028	1977	4
2029	1978	13
2030	1979	7
sum	1969-1989 (analyse 21 år)	**41**

Det antas teknisk levetid på 50 år for fordelingstransformatorene, hentet fra tabell 3-1. Tabell V E-2 viser hvor mange fordelingstransformatorer det er fra forskjellige idriftsettelsesår i distribusjonsnettet under Gimle. Det er denne tabellen som ligger til grunn for investeringskostnaden ved reinvestering av fordelingstransformatorer på grunn av alder > teknisk levetid. I løpet av analyseperioden er det antatt at 41 fordelingstransformatorer skal reinvesteres.