



BACHELOROPPGAVE:

## Nettilknytning

**NETTILKNYTNING AV TO SMÅKRAFTVERK I  
VINSTRAVASSDRAGET**

FORFATTERE:

ESPEN BJAALAND, PER OLE BJERKE, FRANK LINNERUD OG

ESPEN ØVERBY

Dato: 19.05.14

Elkraft, avdeling TØL



## Sammendrag

Tittel:	Nettilknytning av to småkraftverk i Vinstravassdraget	Dato: 19.05.2014
Gruppe nr:	7	
Deltakere:	Espen Bjaaland Per Ole Bjerke Frank Linnerud Espen Øverby	
Veileder:	Tor Arne Folkestad (HiG)	
Oppdragsgiver:	Eidsiva Vannkraft AS, v/ Joakim Gundersen	
Nøkkelord:	NetBas, tekniske analyser, DG-enhet, nettilknytning	
Antall sider/ord: 96/11717	Antall vedlegg: 7	Publiseringsavtale inngått: ja
Kort beskrivelse av bacheloroppgaven: Norge står ovenfor et krav om økt fornybar kraftproduksjon, for å redusere utslippet av drivhusgasser. Eidsiva er en stor aktør innenfor vannkraftproduksjon og vurderer nå muligheten for utbygging av to småkraftverk i Vinstravassdraget. I denne sammenheng har gruppen fått i oppdrag å finne den optimale løsningen både teknisk og økonomisk, for nettilknytningen av disse kraftverkene. Hovedsakelig har man sett på løsninger som innebærer å kunne koble seg til en allerede eksisterende 22 kV linje, legge en ny kabel opp til Øvre Vinstra kraftverk for tilkobling på transformatoren der, eller en kombinasjon av disse. Det ble utarbeidet en nettmmodell i NetBas som ble brukt i simuleringer av nettet. Simuleringene konsentrerte seg hovedsakelig om lastflytanalyser, kortslutningberegninger og linjetap. Videre ble det utarbeidet økonomiske overslag for de forskjellige tilkoblingsalternativene. Til slutt ble resultatene analysert for å finne den optimale løsningen. Resultatene som kom frem under arbeidet tilsier at en utbygging av et av kraftverkene kan utføres uten oppgraderinger i nettet ved en tilkobling til 22 kV nivå. Ved en utbygging av begge kraftverkene vil dette medføre at man enten må oppgradere 22 kV linjenettet eller skifte ut treviklingstransformatoren (11/22/300 kV) i Øvre Vinstra kraftverk. Eidsiva vurderer å bytte denne transformatoren, dermed vil valg av løsning være avhengig av denne beslutningen.		

## Abstract

Title:	Net connection of two power plants in Vinstravassdraget	Date:	19.05.2014		
Group number:	7				
Participants:	Espen Bjaaland Per Ole Bjerke Frank Linnerud Espen Øverby				
Supervisor:	Tor Arne Folkestad (HiG)				
Employer:	Eidsiva Vannkraft AS, v/ Joakim Gundersen				
Keywords:	NetBas, technical analysis , DG-unit, net association				
Pages numbers/words:	96/11717	Number of appendix:	7	Availability:	open
Short description of the bachelor thesis:					
<p>Norway is facing a demand to increase the production of renewable energy in order to reduce pollution. Eidsiva is a major business when it comes to hydropower generation and they are considering the construction of two new power plants in Vinstravassdraget. As a result the group has been given the task to find the optimal solution both technically and economically, for grid connection of the power plants. The group has mainly focused the work on two solutions. The possibility of connecting to an existing 22 kV line, build a new line/cable to Øvre Vinstra power plant, or a combination of these. The group developed a net model in NetBas to be used in simulations. The focus was mainly on load flow analysis, short circuit analysis and loss in the net. Then financial estimates for the different connecting options were prepared, and the results were analyzed to find the optimal solution. The results showed that building one of the power plants and connecting it to the 22 kV line can be done without upgrades. If both of the power plants were to be built, then the 22 kV line would have to be upgraded or the winding transformer (11/22/300 kV) in Øvre Vinstra have to be replaced. Eidsiva have already considered replacing this transformer, hence the choice of solution depends on this decision.</p>					

## Forord

Bacheloroppgaven er det avsluttende prosjektet for bachelor ingeniørfag elektro, studieretning elkraft ved Høgskolen i Gjøvik. Denne oppgaven omfatter 20 studiepoeng pr. student, og gjennomføres sjette semester. Oppdragsgiver er Eidsiva Vannkraft AS, ved Joakim Gundersen.

Norge står ovenfor et krav om økt fornybar kraftproduksjon for å redusere utslippet av drivhusgasser. Eidsiva er en stor aktør innenfor vannkraftproduksjon og har i den anledning laget en oppgave i forbindelse med nettilknytningen av to småkraftverk i Vinstravassdraget. Kraftverkene Vinsteren og Hinøgla vil bidra til å møte dette kravet med relativt små konsekvenser.

Oppgaven ble påbegynt i januar 2014 og ferdigstilles i slutten av mai 2014. Prosjektgruppens medlemmer er Frank Linnerud, Espen Bjaaland, Per Ole Bjerke og Espen Øverby.

Det rettes stor takk til Eidsiva Vannkraft AS som ga oss muligheten til å jobbe med dette prosjektet, og spesielt til Joakim Gundersen som har bistått med både god veiledning og data for oppgaven. Vi takker også følgende:

- Gudbrandsdalen Energi AS og Opplandskraft DA med nettdata og kart.
- Ingeniørene og andre på Energihuset for god støtte og hjelp underveis.
- Tor Arne Folkestad som veileder med gode innspill under perioden.
- Arne Terje Berglund som bistod med lærerik innføring i NetBas.

*Gjøvik 19.05.2014*

Sted, dato

*Frank Linnerud*

Frank Linnerud

*Espen Øverby*

Espen Øverby

*Per Ole Bjerke*

Per Ole Bjerke

*Espen Bjaaland*

Espen Bjaaland

## Innhold

Sammendrag .....	II
Abstract .....	III
Forord .....	IV
Figurliste .....	VIII
Tabeller .....	IX
Formler .....	X
Terminologi .....	XI
1.0 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn for oppgaven .....	1
1.2 Mål .....	1
1.3 Delmål .....	2
1.4 Mottakergruppe .....	2
1.5 Avgrensninger .....	2
1.6 Metode .....	3
1.7 Oppbygning av oppgaven .....	3
2.0 Metodikk og Teori .....	4
2.1 Etablering av forutsetninger .....	6
2.1.1 Målsetning og kriterier .....	6
2.1.2 Analyseperiode.....	6
2.1.3 Systemgrenser .....	7
2.1.4 Eksisterende planer for reinvesteringer og vedlikehold .....	7
2.1.5 Potensialet for utbygging av DG.....	7
2.1.6 Leveringskvalitet.....	8
2.1.7 Introduksjon av lokal produksjon i nettet .....	9
2.2 Analyse av last og produksjon .....	10
2.2.1 Forbruk av reaktiv effekt .....	10
2.3 Fastlegge alternativer .....	11
2.4 Teknisk analyse av alternativ .....	12
2.4.1 Penetrasjonsgrad.....	13
2.4.2 Transient stabilitet .....	13

2.4.3	Lastflytanalyser.....	14
2.4.4	Beregning av spenningsprang.....	14
2.4.5	Kortslutningsanalyser .....	14
2.4.6	Beregninger for å kartlegge transient stabilitet.....	14
2.4.7	NetBas .....	15
2.5	Fastlegge kostnadene for de aktuelle alternativene.....	16
2.5.1	Tapskostnader .....	17
2.5.2	Kontantstrøm .....	19
2.5.3	Levetid .....	20
2.5.4	Kalkulasjonsrente .....	20
2.5.5	Kapitaliseringsfaktor.....	21
2.6	Samlet vurdering .....	21
3.0	Resultater .....	22
3.1	Etablering av forutsetninger.....	22
3.1.1	Generelt.....	22
3.1.2	Målsetninger og kriterier .....	24
3.1.3	Analyseperiode.....	24
3.1.4	Systemgrenser .....	24
3.1.5	Eksisterende planer for investering, reinvestering og vedlikehold .....	26
3.1.6	Potensial for utbygging .....	26
3.2	Analyse av last og produksjon .....	28
3.3	Fastlegge alternativer .....	28
3.3.1	Alternative tilkoblingsmuligheter i Vinsteren .....	28
3.3.2	Alternative tilkoblingsmuligheter i Hinøgla .....	29
3.3.3	Alternative løsninger i Øvre Vinstra kraftverk .....	30
3.4	Teknisk analyse av alternativer .....	34
3.4.1	Penetrasjonsgrad.....	34
3.4.2	Lastflytberegninger .....	35
3.4.3	Spenningsprang .....	40
3.4.4	Kortslutningsberegninger .....	40
3.4.5	Transient stabilitet .....	41

3.4.6	Oppsummering av tekniske analyser .....	41
3.5	Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene.....	44
3.5.1	Investeringskostnader .....	44
3.5.2	Tapskostnader .....	46
3.6	Konsekvenser.....	49
3.6.1	Miljømessige konsekvenser .....	49
3.6.2	Helsemessige konsekvenser.....	49
4.0	Diskusjon .....	51
4.1	Feilkilder .....	53
5.0	Konklusjon/samlet vurdering .....	54
6.0	Referanser .....	55
	Vedlegg A: Tabeller for effekttap/kostnad.....	i
	Vedlegg B: Simuleringsresultater av kortslutning .....	iii
	Vedlegg C: Simuleringsresultater av tap .....	v
	Vedlegg D: Simuleringer som viser forandring i effektflyt.....	xi
	Vedlegg E: Utstyspriser .....	xiii
	Vedlegg F: Prisoverslag for utbygging .....	xiv
	Vedlegg G: Lastdata for 22 kV linjenett.....	xxviii

Antall ord: 11717.



## Figurliste

FIGUR 1: PLANLEGGINGSSYSTEMATIKK FOR INTEGRASJON AV DG I DISTRIBUTJONSNETT (2).....	5
FIGUR 2: SPENNINGEN UTOVER EN RADIAL MED FORSKJELLIGE ALTERNATIVER FOR LAST OG PRODUKSJON. ....	10
FIGUR 3: EKSEMPEL PÅ VARIASJON AV EFFEKTTAP (PO). ....	18
FIGUR 4: UTSNITT AV KART OVER VINSTRAVASSDRAGET (GOOGLE MAPS).....	22
FIGUR 5: KART OVER HINØGLA I FORHOLD TIL ØVRE VINSTRA (GOOGLE MAPS).....	23
FIGUR 6: KART OVER VINSTEREN (GOOGLE MAPS). ....	23
FIGUR 7: OVERSIKT OVER NETTMODELL BRUKT FOR SIMULERINGER I NETBAS. ....	25
FIGUR 8: KOBLINGSANLEGG PÅ ØVRE VINSTRA MED INNTEGNET LØSNING 3.2 (EIDSIVA VANNKRAFT AS). ....	31
FIGUR 9: KOBLINGSANLEGG PÅ ØVRE VINSTRA MED INNTEGNET LØSNING 3.3 (EIDSIVA VANNKRAFT AS). ....	32
FIGUR 10: GRAFISK FREMSTILLING AV SPENNINGEN UTOVER RADIALEN FRA KÅJA MOT HINØGLA. ....	36
FIGUR 11: SPENNINGEN UTOVER RADIALEN FRA TRAFOSTASJONEN I KÅJA TIL VINSTEREN KRAFTVERK. ....	37
FIGUR 12: GRAFISK FREMSTILLING AV SPENNINGEN UTOVER RADIALEN FRA KÅJA MOT VINSTEREN.....	37
FIGUR 13: GRAFISK FREMSTILLING AV SPENNINGEN UTOVER RADIALEN FRA KÅJA MOT HINØGLA. ....	38
FIGUR 14: GRAFISK FREMSTILLING AV SPENNINGEN UTOVER RADIALEN FRA KÅJA MOT VINSTEREN.....	38
FIGUR 15: GRAFISK FREMSTILLING AV SPENNINGEN UTOVER RADIALEN FRA KÅJA MOT VINSTEREN.....	39
FIGUR 16: GRAFISK FREMSTILLING AV SPENNINGEN UTOVER RADIALEN FRA KÅJA MOT VINSTEREN.....	39

## Tabeller

TABELL 1: KRAV TIL LEVERINGSPÅLITELIGHET OG SPENNINGSKVALITET (8). .....	8
TABELL 2: EKSEMPEL PÅ OVERSIKT OVER ALTERNATIVER, MED MULIGE SCENARIER (2). .....	12
TABELL 3: STATUS OG SANNSYNLIGHETEN FOR AT DE ULIKE SCENARIENE BLIR GJENNOMFØRT. SANNSYNLIGHETEN ER BASERT PÅ GRUPPENS SUBJEKTIVE MENING. ....	27
TABELL 4: INSTALLERT EFFEKT, BRUKSTID OG ÅRSPRODUKSJON FOR HVERT AV KRAFTVERKENE. ....	28
TABELL 5: FASTLEGGING AV ALTERNATIVER I DE FORSKJELLIGE SCENARIENE.....	33
TABELL 6: OVERSIKT OVER SPENNINGSDIFFERANSE PÅ RADIALEN MED DE ULIKE SCENARIENE SOM OPPGITT I TABELL 5.....	40
TABELL 7: EFFEKTTAP FOR TUNG LAST I NÅTID FOR HVER ENKEL LINJETYPE I BÅDE I HØY- OG LAV PRODUKSJON. .	42
TABELL 8: VISER EN OPPSUMMERING AV ALTERNATIVENE OG OM DE TILFREDSSTILLER GITTE KRAV.....	43
TABELL 9: INVESTERINGSKOSTNAD FOR AKTUELLE ALTERNATIVER. KOSTNADSBESKRIVELSE FINNES I VEDLEGG E OG F.....	45
TABELL 10: INSTALLERTE EFFEKTE, BRUKSTIDEN OG PRODUKSJONEN FOR BÅDE HINØGLA OG VINSTEREN.....	46
TABELL 11: $P_0$ SOM TAPET I KW FOR 22 kV LINJE NETTET, OG HVA BRUKSTIDEN ER FOR HØY- OG LAV PRODUKSJON, SAMT KOSTNADEN PER ÅR. ....	47
TABELL 12: TOTALE TAPSKOSTNADENE FOR HVER LINJETYPE I KR. OG NÅVERDIEN FOR DE SAMME ALTERNATIVENE MED 7 % RENTE, OVER EN TID PÅ 30 ÅR.....	48
TABELL 13: VEIDE GJENNOMSNIITT AV LINJE TAP, DIFFERANSEN I TAP SAMMENLIGNET MED A4.7, OG KAPITALISERT DIFFERENSIERT TAPSKOSTNAD FOR DE FIRE LINJETYPENE. ....	48
TABELL 14: TOTALE INVESTERINGSKOSTNADENE FOR DE FORSKJELLIGE ALTERNATIVENE INKLUSIV KAPITALISERT DIFFERENSIERT TAPSKOSTNADER FOR ALTERNATIV A4, SOM ER SAMMENLIGNET MED A4.7. ....	49

## Formler

FORMEL 1: EFFEKTFAKTOR ( $\cos\phi$ ) .....	11
FORMEL 2: $\tan\phi$ .....	11
FORMEL 3: PENETRASJONSGRAD (2).....	13
FORMEL 4: STIVHETSGRAD $F_s$ (12).....	13
FORMEL 5: TAPSKOSTNADER PER ÅR (16).....	17
FORMEL 6: BRUKSTID.....	18
FORMEL 7: KAPITALISERINGSFAKTOR $K$ (1).....	21
FORMEL 8: UTREGNING AV PENETRASJONSGRAD FOR HINØGLA ALT.A.....	35
FORMEL 9: UTREGNING AV PENETRASJONSGRAD FOR HINØGLA ALT.B.....	35
FORMEL 10: UTREGNING AV PENETRASJONSGRAD FOR VINSTEREN.....	35
FORMEL 11: UTREGNING AV STIVHETSGRAD FOR HINØGLA.....	41
FORMEL 12: UTREGNING AV STIVHETSGRAD FOR VINSTEREN.....	41
FORMEL 13: UTREGNING AV BRUKSTIMER FOR HINØGLA.....	46
FORMEL 14: UTREGNING AV BRUKSTIMER FOR VINSTEREN.....	46
FORMEL 15: TAP I KRONER MED FEAL 25 I TUNG LAST MED HØY PRODUKSJON OVER ET ÅR.....	47
FORMEL 16: EKVIVALENT ÅRSGJENNOMSNIITT I LINJE TAP FOR FEAL 25.....	48

## Terminologi

### Brukstid

Den estimerte tiden et kraftverk skal ligge inne med produksjon i løpet av et år.

### Distributed generation (DG-enhet)

DG-enheten er alt utstyr som ligger på innmatingskundens side av tilknytningspunktet.

### Effektfaktor

Effektfaktoren for en last angir forholdet mellom aktiv effekt og tilsynelatende effekt (P/S).

Enheten for effektfaktor er  $\cos(\varphi)$ .

### Knutepunkt

Et knutepunkt i NetBas er et referansepunkt som kobler sammen seksjoner. Et knutepunkt identifiseres med et unikt navn.

### Penetrasjonsgrad

Penetrasjonsgrad defineres som forholdet mellom maksimal innmating fra lokal produksjon og maksimum overføringskapasitet på den avgangen som produksjonen berører.

### Radialnett

Et radialnett er et nett der ingen knutepunkter har mer enn en elektrisk forbindelse til ett og samme naboknutepunkt.

### Subtransient periode

Med subtransient periode menes et kort øyeblikk umiddelbart etter en kortslutning.

Varigheten av subtransient periode er vanligvis i størrelsesorden 30 - 80 ms.

### Tilknytningspunkt

Det punktet i distribusjonsnettet der DG-enheten kobles til nettselskapets nett.

### Tapskostnader

Kostnader ved energitap i linjenett.

## 1.0 Innledning

### 1.1 Bakgrunn for oppgaven

Dagens samfunn stiller krav til en økt fornybar kraftproduksjon for å kunne redusere utslipp av drivhusgasser. Dette medfører et økt fokus på å finne egnede områder for utbygging av vannkraft. Norge har et vannkraftpotensial på om lag 214 TWh per år, men bare 60 % av dette er utbygd i dag (18). Vinstravassdraget er et ideelt område for å utnytte dette potensialet. Vassdraget er 120 km langt og strekker seg gjennom 6 kommuner, det ligger to eksisterende kraftverk i området, samt 6 regulerte magasin (13).

Eidsiva Vannkraft AS har ansvar for drift og vedlikehold av 44 kraftverk i Hedmark og Oppland med en samlet produksjon på 7 TWh vannkraft. De har den største porteføljen regionalt når det kommer til nye vannkraftprosjekter, ved utgangen av 2012 hadde de søknader for 700 GWh inne til behandling. Eidsiva har planlagt en investering i vannkraft på omlag 1,5 milliarder kroner over den neste 10 års perioden (14).

Eidsiva Vannkraft AS er i vurderingsfasen når det gjelder utbygging av to nye vannkraftverk i Vinstravassdraget. Kraftverkene det gjelder er Hinøgla med en planlagt kapasitet på 2,7 eller 3,2 MW, og Vinsteren med en estimert kapasitet på 2,5 MW.

Formålet med oppgaven er å utarbeide løsninger for nettilknytningen av disse to kraftverkene. Dette innebærer en teknisk analyse av det eksisterende nettet i området, dette gjøres for å kunne få en oversikt over forholdene med tanke på en mulig utvidelse. Videre skal man utarbeide kostnadsoverslag over forskjellige tilkoblingsalternativer, for til slutt å kunne sammenligne og konkludere med en god løsning.

### 1.2 Mål

Gruppen har kommet fram til mål og delmål som oppdragsgiver har vurdert. Målet med denne oppgaven er å utrede den optimale løsningen for nettilkobling av småkraftverkene Vinsteren og Hinøgla. Alternative løsninger skal beskrives både teknisk og økonomisk, til slutt skal løsningene vurderes.

### 1.3 Delmål

1. Nåværende situasjon av høyspentnettet skal kartlegges og man skal finne ut om det er ledig kapasitet på linjen. Videre skal man utrede aktuelle scenarier for nettilknytning.
2. Simuleringer av spenningsfall, lastflyt og effekttap i eksisterende nett, samt av de ulike tilkoblingsalternativene skal utføres. Hovedsakelig skal dette gjøres ved hjelp av simuleringsverktøyet NetBas. Videre skal man vurdere stabiliteten i nettet, samt konsekvensene ved utfall av Kåja.
3. Gruppen skal prosjektere de ulike alternativene teknisk ved å vurdere bruk av kabel/linje og tilkoblingssted. Videre utarbeides grove utstyrslister til de enkelte alternativene, inkludert bryterkonfigurasjon og vern.
4. Kostnadsoverslag over de forskjellige alternativene skal utarbeides, dette baseres på erfaringstall fra Rasjonell Elektrisk Virksomhet (REN).
5. Tapskostnadene av de ulike alternativene beregnes ved å bruke effekttapet fra NetBas simuleringene. Dette skal brukes til å finne fram til alternativene som minimaliserer samlede kostnader.
6. Vurdere den tekniske kvaliteten og leveringssikkerheten på alternativene opp mot de økonomiske konsekvensene for å konkludere med det beste alternativet.

### 1.4 Mottakergruppe

Rapporten er i hovedsak rettet mot oppdragsgiver Eidsiva Vannkraft AS, samt veileder og personer med bakgrunn innen elkraft. Den kan være av spesiell interesse for personer innenfor nettdrift, utbygging av nettet og vannkraftutbygging.

### 1.5 Avgrensninger

I den tekniske delen av denne oppgaven er hovedfokuset på lastflytberegninger, kortslutningsberegninger og effekttap i nettet. Denne vurderingen er gjort på bakgrunn av at det er disse beregningene/analysene som er viktigst å se på i denne type oppgave. En annen faktor for vurderingen er at analyser som omhandler overharmoniske strømmen og transiente og dynamiske stabilitet er for omfattende i denne sammenhengen, dette ble vurdert etter en teoretisk gjennomgang av det aktuelle stoffet.

Kostnadsoverslag for investering og drift har vi beregnet ut i fra erfaringstall fra REN og estimerte tall fra leverandører, med eventuelle justeringer. Dette er fordi detaljprosjektering av linjer og anlegg vil være for omfattende. Gruppen vil i første omgang forenkle løsningsvalg med det målet å få et så nøyaktig som mulig kostnadsoverslag. Kostnadsanalyser omhandler hovedsakelig investeringskostnader og tapskostnader. Eventuelle andre kostnader settes like for alle alternativene og er derfor ikke tatt med videre, da de ikke behøves for å differensiere alternativene.

### **1.6 Metode**

Gruppen skal evaluere overføringskapasiteten i området med ulike scenarioer av en utbygging av de to småkraftverkene. For å få til dette «bygges» det en modell av det aktuelle nettet i NetBas der de ulike scenarier simuleres. Videre benyttes en framgangsmåte fra Sintef (2), som grunnlag i analysen og for å finne beste alternativ for tilknytning av småkraftverkene.

### **1.7 Oppbygning av oppgaven**

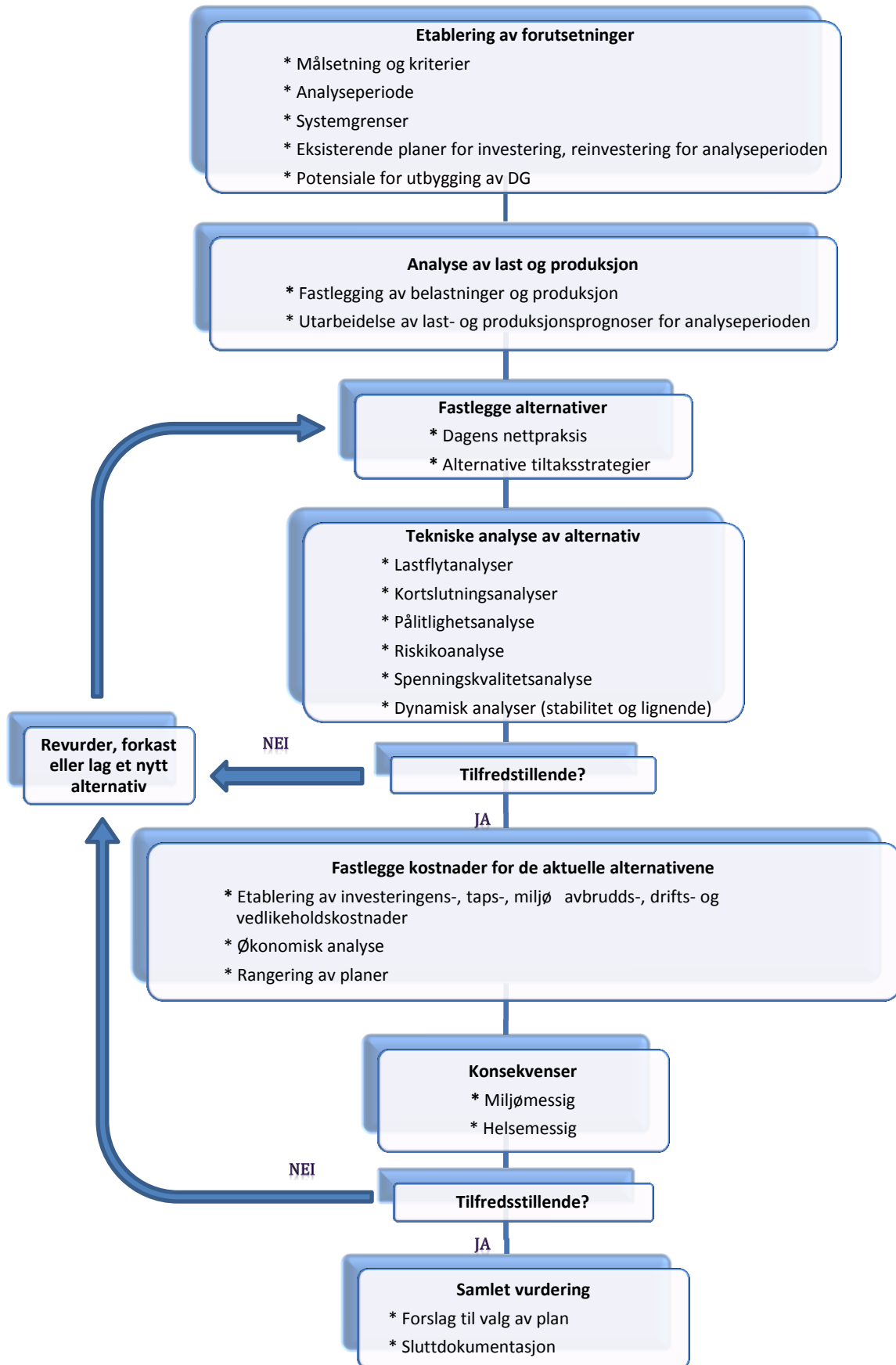
Rapporten er utformet slik at det vil være en innledning etterfulgt av en metode- og teoridel. Den vil ta for seg hva man må se på for å løse oppgaven på best mulig måte, samt belyse sentrale begreper/teorier som skal brukes. Deretter vil det komme en resultatdel der alle alternativene blir belyst både teknisk og økonomisk. Til slutt vil disse alternativene bli vurdert i en diskusjonsdel før det gjøres en samlet vurdering.

## 2.0 Metodikk og Teori

Planleggingsfasen av et kraftnett krever nøye forberedelse, for å komme frem til en løsning som er både økonomisk og teknisk god for det prosjektet som skal gjennomføres. En slik planlegging kan oppdeles i sju hovedpunkter; *etablering av forutsetninger, analyse av last og produksjon, fastlegging av mulige alternativer, teknisk analyse av alternativ, fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene, konsekvenser* og til slutt en *samlet vurdering*, dette er illustrert i figur 1. Dette er en oppskrift som belyser de aktuelle alternativene for et prosjekt, og om de er tilfredsstillende for de krav som blir stilt for et anlegg. Alternativene kan modifieres eller forkastet underveis hvis de ikke tilfredstiller gjeldende krav til løsning.

Metodikk- og teoridelen er laget for på best mulig måte å forklare fremgangsmåten som er benyttet i oppgaven. Hvert av de sju hovedpunktene blir beskrevet, før nødvendige begreper og teorier blir gjennomgått etter hvert av hovedpunktene.





Figur 1: Planleggingssystematikk for integrasjon av DG i distribusjonsnett (2).

## 2.1 Etablering av forutsetninger

For å kunne begynne en planleggingsprosess for et nytt prosjekt, må man analysere og få klargjort dagens situasjon i det aktuelle nettet. Etablering av forutsetninger er viktig for å planlegge hvor mye av nettet som skal investeres eller reinvesteres (2). De viktigste elementene for å få dette på plass er:

- Målsetning og kriterier
- Analyseperiode
- Systemgrenser
- Eksisterende planer for investeringen, reinvestering og vedlikehold
- Potensial for utbygging av DG

Spenningsanalyse er ofte det som gir utslag for å være dimensjonerende for et nett. Et annet dilemma er å si hvor mye produksjon som kan integreres, siden det er vanskelig å definere når nettet blir overbelastet (2).

### 2.1.1 Målsetning og kriterier

Alle planleggingsprosesser bør ha en målsetning for hvor mye som skal gjennomføres i et prosjekt, det skal også være satt opp et budsjett som skal minimalisere de forventede samfunnsøkonomiske nettkostnadene. Noen slike kostnader er tapkostnader, avbruddskostnader, flaskehalskostnader, samt drift- og vedlikeholdskostnader (2).

For store utbyggelser er det satt bestemte krav til konsekvensutredning, retningslinjene er satt av Energiloven som har følgende målsetning, «Loven skal sikre at produksjon, omforming, omsetning, fordeling av bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt»(17).

### 2.1.2 Analyseperiode

DG-integrasjon bør ha et langt perspektiv, fordi disse investeringene strekker seg over lang tid, men ofte er det satt 30 år som standard. Andre faktorer som kan spille inn er hvilke rekkefølge DG-enhetene skal tilknyttes, men usikkerheten øker etter hvor langt man ser frem i tiden (2).

### 2.1.3 Systemgrenser

Det må skaffes beskrivelse av hvordan nettet er bygd opp og systemgrensene må avklares. Det må være en koordinering mellom regionalnettet og distribusjonsnettet, for at disse nivåene skal fungere på en sikker og effektiv måte (2).

### 2.1.4 Eksisterende planer for reinvesteringer og vedlikehold

Tilknytning av ny last eller effektinnmating vil ofte føre med seg et oppgraderingsbehov i det eksisterende nettet. Forsterkninger av linje og bryterarrangement må ses i sammenheng med andre fornyelsesplaner som er aktuelle for det området det berører (2).

### 2.1.5 Potensialet for utbygging av DG

I nettplanlegging er det viktig å ta hensyn til utbygging av DG-enheter. Potensialet for byggingen av DG-enheter er viktig å få kartlagt i analyseperioden, for å se hvilke muligheter som kan benyttes og hvilken rekkefølge de skal tilknyttes (2).

Informasjonen om potensialet for DG-enheter kan finnes fra kilder som:

- NVEs kartlegging av ressursene over hele landet i form av vind, vann, biomasse, avfall osv.
- Kraftsystemutredninger
- Lokale energiutredninger
- Nettselskapenes egne kartdata igjennom grunneiere og utbyggere

Det er viktig å få en oversikt over DG-enhetens status for eksempel; *søkt og fått konsesjon, søkt men ikke fått konsesjon ennå og ikke søkt konsesjon* (2).

Det er en del antagelser som må gjøres med tanke på ytelse, plassering, rekkefølge og tidspunktet for tilknytning av DG-enhetene. Dette kan settes opp som en matrise med scenarier. Her beskrives hvert enkelt utfall som kan bli utført. Allerede her kan man se noen alternativer skiller seg ut på gode og dårlige måter. Effekt, plassering og tidspunktet for tilknytning kan gi noen antagelser om hvor stor sannsynlighet det er for at et av scenariene vil bli gjennomført (2).

### 2.1.6 Leveringskvalitet

«Forskrift om leveringskvalitet i leveringssystemet» (FoL) som er utarbeidet av Norges vassdrags- og energidirektorat beskriver kravene som er satt til norske nettselskaper angående leveringskvalitet. Formålet til forskriften er å bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet i Norge (6). Forskriften setter krav til en rekke hendelser og fenomener som kan oppstå i kraftsystemet, samt plikter og rettigheter for involverte parter. Hendelser og fenomener som forskriften beskriver er opplistet i tabell 1. Forskriften gjelder for den som helt eller delvis eier, driver eller bruker elektriske anlegg eller elektrisk utstyr som er tilkoblet i det norske kraftsystemet, samt den som i henhold til energiloven er utpekt som systemansvarlig (6).

Tabell 1: Krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet (8).

§ 3-1 Leveringspålitelighet
§ 3-2 Spennings frekvens
§ 3-3 Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi
§ 3-4 Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang
§ 3-5 Flimmerintensitet
§ 3-6 Spenningsusymmetri
§ 3-7 Overharmoniske spenninger
§ 3-8 Interharmoniske spenninger
§ 3-9 Signalspenninger overlagret forsyningsspenningen
§ 3-10 Transiente overspenninger

Ved standard nettplanlegging blir normalt spenningsrestriksjoner kun spesifisert ved krav til stasjonær spenning. To hovedforhold vil da være retningsgivende for fastlegging av kravene:

- 1) Spenningen i det aktuelle nett må ikke være høyere enn isolasjonsnivået i nettet.
- 2) Spenningen i det aktuelle nett må ikke føre til at spenningen kommer utenfor leveringsbetingelsene til abonnent (6).

For langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi er det § 3-3 fra FoL som er aktuell: «Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi, er innenfor et intervall på  $\pm 10\%$  av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet» (7).

Elektrisk utstyr som utsettes for spenninger de ikke er tiltenkt kan helt eller delvis miste sin tiltenkte funksjon. I tillegg er det potensiell fare for overoppheting og brann dersom grenseverdiene for spenning på elektrisk utstyr ikke overholdes (7).

### 2.1.7 Introduksjon av lokal produksjon i nettet

DG-enhetens nettilknytning og bruk av nettet forutsettes å ikke føre til uakseptabel leveringskvalitet eller problemer for den tekniske driften av distribusjonsnettet i henhold til «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet» (7).

Ved introduksjon av lokal produksjon i nettet kan den lokale produksjonen overstige det lokale lastbehovet på radialen. Når dette skjer endres retningen til lastflyten sammenlignet med retningen for tradisjonell lastflyt i distribusjonsnettet. Når lastflyten har endret retning vil spenningen ikke lenger synke utover langs radialen, men avhengig av egenskapene til nettet kan spenningen stige utover radialen.

For å unngå uakseptable stasjonære spenningsvariasjoner hos sluttbrukere, skal DG-enheten ved drift ikke forårsake avvik fra tillatt spenningsbånd i tilknytningspunktet. Dette spenningsbåndet blir beregnet av nettselskapet og blir oppgitt i innmatingsavtalen mellom netteier og produksjonsselskap. Laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet beregnes normalt ut ifra lasttilfellet tung last og ved lav produksjon. Høyeste tillatte spenning beregnes normalt ut ifra lasttilfellet lett last og høy produksjon (6).

En måte å unngå høye spenninger i nettet ved lokal produksjon er å begrense den aktive effekten produsert ved generatorer i nettet. En slik begrensning kan medføre økonomiske konsekvenser, og spenningsproblemer bør generelt forsøkes løst på andre måter. De vanligste tiltak som settes inn for å redusere slike problemer er:

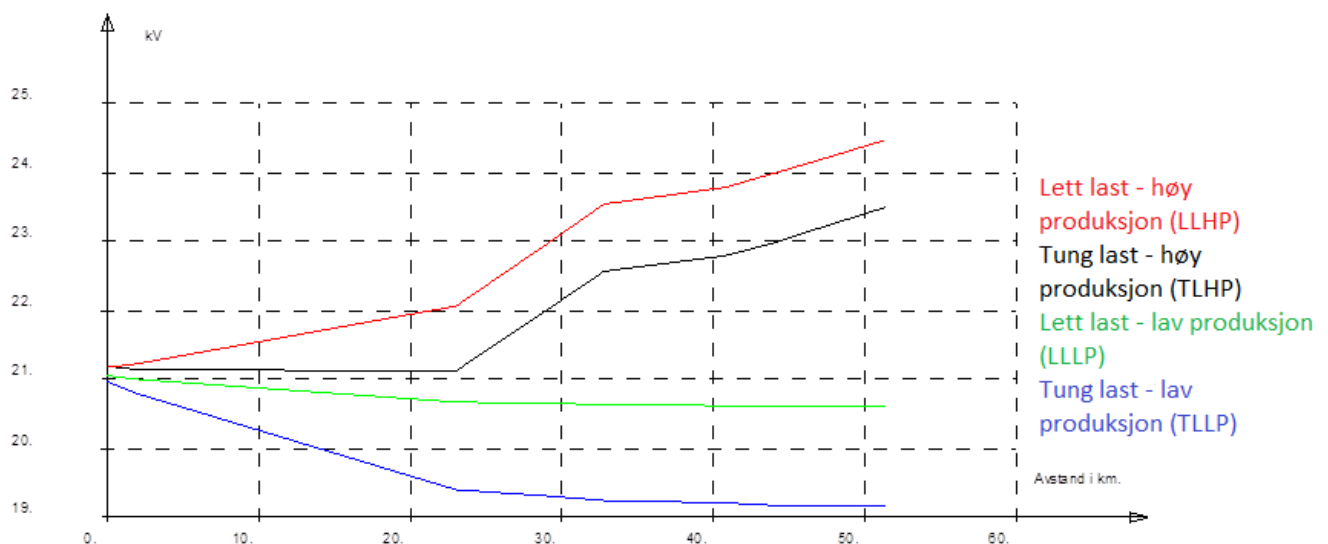
- Forsterkning av nettet
- Trinning av transformator

- Utskifting av transformator
- Kompensering
- Installasjon av spenningsbooster

## 2.2 Analyse av last og produksjon

Analysen av et kraftnett sier noe om forbindelsen om elektrisk produksjon og med uttak av elektrisk last. Sentrale parametere i lastflytanalysen er størrelsen på uttak og innmating i nettet i form av effekt og energi, prognoser som viser nedbørsmengde over hele året medregnet vårflo og tørke. Hva som er forventet av utvikling av produksjon og last, og spesielle driftsituasjoner som (2):

- Lett last - høy produksjon
- Lett last - lav produksjon
- Tung last - høy produksjon
- Tung last - lav produksjon



Figur 2: Spenningen utover en radial med forskjellige alternativer for last og produksjon.

### 2.2.1 Forbruk av reaktiv effekt

Når man har et småkraftverk med en synkrogenerator vil man kunne justere hvordan generatoren skal håndtere reaktiv effekt. Dette gjøres ved å overmagnetisere rotoren, som vil medføre en produksjon av reaktiv effekt ut på nettet. Dette vil resultere i en økning av

spenningen ut på linjen. En annen mulighet er å undermagnetisere rotoren, det vil medføre et forbruk av reaktiv effekt fra nettet, som igjen vil resultere i en senkning av spenningen.

Effektfaktoren ( $\cos \varphi$ ) finner man ved bruk av formel 1:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Formel 1: Effektfaktor ( $\cos \varphi$ )

Formelen representerer vinkelen mellom spenning og strøm. Når man skal finne forholdet mellom aktiv og reaktiv effekt matet inn i et tilknytningspunkt fra DG enheten må man se på vinkelen  $\tan \varphi$ . Den vil representere forholdet mellom de to.

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P}$$

Formel 2:  $\tan \varphi$

$\tan \varphi$  vil være positiv i de tilfellene DG enheten leverer reaktiv effekt til nettet, og negativ når den forbruker reaktiv effekt. Det er et krav at generatoren skal være dimensjonert for en effektfaktor fra 0,95 til 1,0 når generatoren forbruker reaktiv effekt, og fra 0,9 til 1,0 når den produserer reaktiv effekt. Det tilsvarer  $\tan \varphi$  mellom (-0,33 – 0,48). Da ser man at ved å justere forbruket/produksjonen av reaktiv effekt i DG enheten, kan man justere spenningen i nettet (6). Dette er en metode som brukes ved tilfeller der man får spenningsforskjeller i nettet som ikke kommer innenfor kravet som kraftselskapet setter til sitt nett.

### 2.3 Fastlegge alternativer

Alternativer er her definert som en teknisk løsning, der en løsning kan ha opptil flere scenarier. Det kan være en linje som enten skal ha det tverrsnittet det allerede har i dag, eller der linja blir oppgradert med en eller kanskje flere tverrsnitt. Det kan være alternativer med ulike tekniske løsninger som for eksempel ytelsen i en generator er forskjellig i forhold til en geografisk plassering/løsning. Dette kan også gå videre til hvordan et eventuelt bryterarrangement skal utføres. For dagens nett så er det mulig med smartere styring, dette kan også komme inn som et alternativ (2).

## 2.4 Teknisk analyse av alternativ

For å vurdere alternativene må det gjennomføres en teknisk analyse som viser hvilke kvalifikasjoner de enkelte alternativene har. Analyser som benyttes kan være:

- Lastflytanalyse
- Kortslutningsanalyse
- Pålitelighetsanalyse
- Risikoanalyse
- Spenningskvalitetsanalyse
- Dynamisk analyse

Disse analysene gir grunnlag for å si om restriksjonene for leveringskvalitet overholdes, slik at man kan rangere alternativene. Her finner man ut om en eller flere av alternativene ikke er gjennomførbare, og om det kommer flere alternativer som ikke var tenkt på til å begynne med (2).

Tabell 2 viser et eksempel på hvordan oversikt over scenariene kan se ut, og om de tilfredsstillt kravene i analysen. (OK) betyr at de er innenfor restriksjonene, (X) betyr at de er utenfor restriksjonene, mens (-) betyr at alternativet ikke er analysert.

Tabell 2: Eksempel på oversikt over alternativer, med mulige scenarier (2).

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Scenario 1	OK	OK	OK
Scenario 2	X	OK	OK
Scenario 3	-	-	OK
Scenario 4	-	X	OK

For småkraftverk som har en effektproduksjon på mindre enn 10MW anbefales det å gjøre analysene som penetrasjonsgrad, lastflytberegninger, beregning av spenningsprang, kortslutningsberegninger og beregninger for å kartlegge transient stabilitet (2).



### 2.4.1 Penetrasjonsgrad

Forholdet mellom maksimal overføringskapasitet ( $S_{maks}$ ) på den avgangen som produksjonen berører og maksimal innmating fra den lokale produksjonen ( $S_g$ ) er det som beregnes som kraftverkens penetrasjonsgrad (2):

$$Penetrasjonsgrad = \frac{S_g}{S_{maks}}$$

Formel 3: Penetrasjonsgrad (2).

### 2.4.2 Transient stabilitet

Ved en penetrasjonsgrad på 0,3 eller høyere, så regnes det som at DG-enheten har betydelig innvirkning på det eksisterende nettet med tanke på spenningsnivået og leveringskvaliteten, og vil kreve nøye vurdering. Utover dette så må man gjøre vurderinger for konsekvensene på nettet som blir berørt av den nye DG-enheten (2).

Stivhetsgraden ( $F_s$ ) er forholdstallet mellom minste kortslutningsstrøm i nettet ved tilknytningspunktet ( $Sk_{tp, min}$ ) og største kortslutningsstrøm fra DG-enheten ( $Sk_{DG, max}$ ). Den brukes for at nettselskapet skal kunne sette krav til minste tregghetskonstant for svingmassen og generatorens maksimale synkronreaktans.

$$F_s = \frac{Sk_{tp, min} + Sk_{DG, max}}{Sk_{DG, max}}$$

Formel 4: Stivhetsgrad  $F_s$  (12).

#### Vurdering av stivhetsgrad:

- Hvis man har en stivhetsgrad som er  $< 5$  skal det utføres dynamiske og transiente stabilitetsanalyser.
- Ved en stivhetsgrad  $> 20$  og en penetrasjonsgrad  $< 0,3$  er det ikke behov for dynamisk og transient stabilitetsanalyse.
- Hvis man har en stivhetsgrad  $< 20$  og en penetrasjonsgrad  $> 0,3$  medfører dette at man må utføre både en dynamisk og transient stabilitetsanalyse (12).

### 2.4.3 Lastflytanalyser

Med en penetrasjonsgrad på over 0,01 så skal det gjøres stasjonære lastflytberegninger for tilfellene tung last med lav produksjon, tung last med høy produksjon, lett last med lav produksjon og lett last med høy produksjon. Med langsomme spenningsvariasjoner og termiske komponentpåkjenninger benyttes lastflytanalysen til å sikre at DG-enheten ikke skal gjøre nettet svakt (2).

### 2.4.4 Beregning av spenningsstrang

Spenningsstrang i det verst tenkelige tilfelle vil være når flere DG-enheter kobles ut samtidig. Utover dette vil det være greit å sjekke spenningsstranget for alle DG-enheter når de kobles inn igjen, men dette kan man se bort fra. For kraftverk som ikke har en betydelig innvirkning på nettet, kan dette gjøres på en enkel måte. Ved utkobling av DG-enheten benyttes høy produksjon og for innkobling benyttes maksimal innkoblingsstrøm. Dette kan beregnes ved hjelp av lastflytanalyser (2).

### 2.4.5 Kortslutningsanalyser

Ved å utføre kortslutningsberegninger finner man ut om vern, samleskinner, brytere, linjer osv. må skiftes ut. Kortslutningsberegninger er viktig fordi det kan endre kostnadene for prosjektet betydelig, og kan være en vurdering som avgjør om anlegget skal endres eller ikke realiseres. Med kortslutningsstrømmer som har endret seg betydelig fra den opprinnelige situasjonen, kan det medføre at overspenningsvern kan vise feil på andre avganger, og dette kan igjen føre til at linjer legges ut (2).

### 2.4.6 Beregninger for å kartlegge transient stabilitet

For småkraftverk er transient stabilitet et omdiskutert emne, med hensyn på om kraftverkene skal ligge inne, eller legges ut ved feil. I praksis har det vært normalt å benytte trefase kortslutning som den dimensjonerende feilen for hva DG-enheten skal tåle. I følge Sintef ønsker den europeiske organisasjonen for systemoperatører ENTSO-E at feil som oppstår i det overliggende nettet skal være dimensjonerende for DG-enheter (2). Dette skal da gjelde for kraftverk helt ned til 400W, men dette er fortsatt ute på høring. Statnett har i

sin FIKS (Funksjonskrav i kraftsystemet) ingen krav på dette punktet per i dag, men de ser på småkraftverk som kobles ut på første feil i dag som et problem. Dette kan i verste fall felle det overliggende nettet hvis flere småkraftverk slår seg ut samtidig (18).

#### 2.4.7 NetBas

Simuleringsprogrammet NetBas er produsert av Powel AS. Programmet blir mye brukt i forbindelse med innhenting av data og simuleringer, det er viktig at dette programmet og den informasjonen det fremstiller blir forstått og brukt korrekt. NetBas blir mye brukt av nettselskaper og er bygget opp av mange moduler med løsninger for fagområdene drift, vedlikehold, nettdokumentasjon, prosjektering, analyser, rapportering og ledelsesinformasjon. Nettarkivet lagrer relevant informasjon om komponenter og anlegg, og gir enkel og effektiv informasjon om nettet til de ulike delene av organisasjonen.

#### Analyse

I denne oppgaven vil det være analysemodulen som blir mest brukt. Denne modulen er laget for beregninger på spenningsnivåer fra 110 V til 500 kV. Fordelingsnettet kan representeres som enlinjeskjema eller i geografisk kart. Resultater kan presenteres som grafer, kart, linjediagrammer og tabeller. Analysemodulen kan utføre mange beregninger, men i denne oppgaven skal vi bruke:

- Lastflytsberegninger
- Spenningsanalyse
- Kortslutningsberegninger

#### Lastflytberegninger

Lastflytberegninger vil si at spenninger beregnes i samtlige knutepunkter og strømmer beregnes i samtlige seksjoner. Ut fra de beregnede spenninger og strømmer beregnes aktiv og reaktiv effektlyt, tap og spenningsfall i knutepunktene. Lastflytberegninger i analyse benytter en itererende løsningsmetode, for hvert knutepunkt en tilstand i nettet som beskrives av spenninger representert som tallverdi og vinkel.

Lastflytberegninger brukes til beregninger av langsomme spenningsvariasjoner og termiske komponentpåkjenninger. Dette utføres når penetrasjonsgraden er større enn 0,01. I NetBas

har vi foretatt lastflytberegninger for lasttilfellene lett last lav produksjon, lett last høy produksjon, tung last lav produksjon og tung last høy produksjon. Vi har simulert linjen fra Kåja til Hinøglå og Kåja til Vinsteren for å se spenningsvariasjoner langs linjen og for å avdekke hvor spenningen er for lav eller for høy i forhold til Gubrandsdal Energi AS sine grenseverdier for spenningsvariasjoner.

### **Kortslutningsberegninger**

Analysemodulen i NetBas kan beregne 1-polt og 2-polt usymmetrisk kortslutning samt 3-polt symmetrisk kortslutning, i transient og subtransient periode. Kortslutningsberegninger er dimensjonerende for anleggsdeler som samleskinner og bryter arrangement.

### **Spenningsanalyse**

NetBas kan foreta spenningsanalyser av nett der en ved hjelp av kurver ser hvordan spenningene i knutepunkter er fordelt. Vi har valgt å bruke «hel tabell», «oppsummering» som viser summert produksjon i nettet, «summert belastning», «summert tap» og «belastningstabell».

## **2.5 Fastlegge kostnadene for de aktuelle alternativene**

For alle aktuelle alternativer og scenarier må kostnadene estimeres. Kostnader som må inkluderes i beregningene er:

- Investeringskostnader
- Drift- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

Alle kostnadselementene vil ikke være like interessante i alle analyser, men det er viktig å gjøre en helhetlig vurdering, samt kunne forklare hvorfor man eventuelt utelater et element. Ved en integrasjon av DG i nettet kan man oppnå at DG reduserer tapene i nettet. I disse tilfellene må i så fall dette «godskrives» det aktuelle alternativet (2).

Når alle alternativene har kommet på plass, vil hovedoppgaven være å utarbeide kostnadsoverslag for hver enkelt løsning. Målet med den økonomiske analysen er å finne det alternativet som har de minste totale kostnader.

Når alle de økonomiske optimaliseringene er lagt til grunn, gir det et grunnlag for å bestemme følgende tiltak (2):

- Hvilket prosjekt skal gjennomføres?
- Når bør de gjennomføres?

Flaskehalskostnader benyttes i størst grad for spenningsnivåer på 132kV og høyere, noe som tilsier at det ikke behøves å ta hensyn til i dette prosjektet (2).

Når man skal utarbeide en lønnsomhetsberegning av en investering er det en rekke sentrale elementer som må være kjent, for at en slik beregning skal være mulig og realistisk. Dette er først og fremst prosjektets kontantstrøm, levetid og kalkulasjonsrente. I den forbindelse vil det bli introdusert noen økonomiske begreper i dette kapittelet.

### 2.5.1 Tapkostnader

Tapkostnader kan være vanskelig å estimere, siden DG vil påvirke brukstiden for tap og dette er en viktig parameter i beregningen av tapkostnader. Ved beregning av tapkostnader brukes formel 5:

$$K_{tap} = k_w * \Delta W + k_p * P_0$$

Formel 5: Tapkostnader per år (16).

$k_w$  = Kroner per kWh (tabbelverdi fra Sintef)

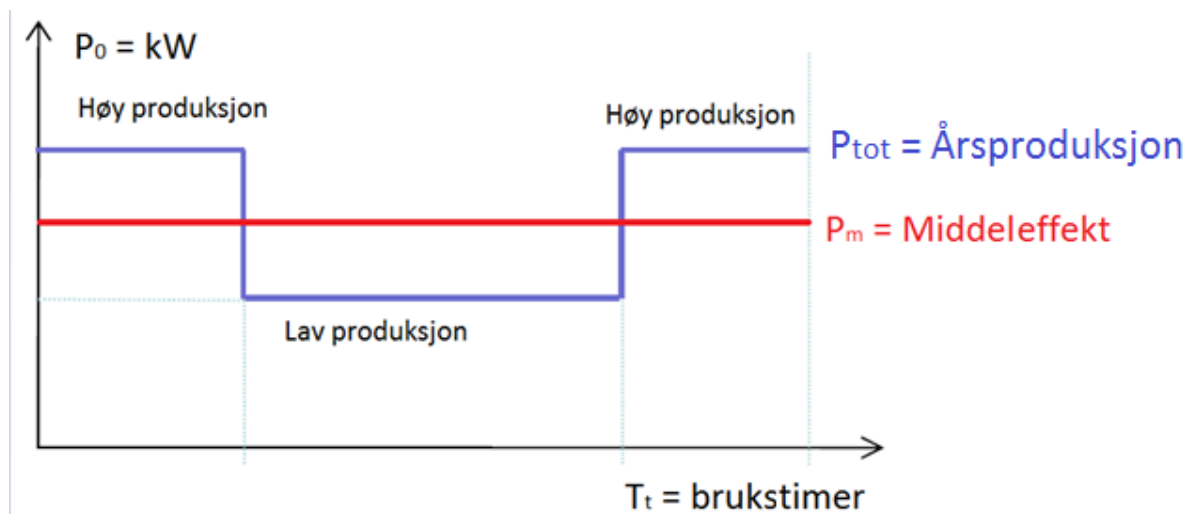
$K_{tap}$  = Års tap i kroner

$\Delta W$  =  $P_0 * T_t$  = linjetap i kW

$k_p$  = kroner per kW (tabbelverdi fra Sintef)

$P_0$  = Effekttap i tung last

Figur 3 viser hvordan variasjonen av effekttap i et linjenett kan se ut.  $P$  er årsproduksjon fra kraftverkene mens  $P_m$  er årsproduksjonen delt på antall timer per år.



Figur 3: Eksempel på variasjon av effekttap ( $P_o$ ).

Tapskostnadene ved tung last beregnes ut ifra formelen som er basert på målinger i distribusjonsnett uten DG. I hver seksjon bør tapene beregnes ved maks last. Ved beregninger av tapskostnader ved tilknytning av produksjon er det meget viktig å benytte riktig brukstid for anlegget.

Brukstiden for tap er gitt av formel 6:

$$T_t = \frac{P_{tot}}{P_{max}} [timer]$$

Formel 6: Brukstid

hvor

$$T_t = \text{Brukstid for tap [timer/år]}$$

$$P_{tot} = \text{Årsproduksjon [GWh/år]}$$

$$P_{max} = \text{Installert effekt [MW]}$$

Brukstiden for tap vil variere mye avhengig av forutsetningene, det er derfor viktig å ta hensyn til:

- Hva er den riktige brukstiden for tap i et nett med mye lokal produksjon?
- Hvilket tidspunkt skal brukstiden refereres til? Dette siden lastsituasjonen forandres kontinuerlig gjennom året.

Aktiv laststyring vil kunne påvirke brukstiden for tap. Hvis laststyring fører til reduksjon av maksimallast og mer bruk av energi i lavlastperioder vil brukstiden for last generelt kunne øke. Av dette vil produktet av kostnaden av tap fra  $k_p$  og  $P_0$  i formel 5 kunne minske, og normalt redusere de samlede tapskostnader (2,16).

### 2.5.2 Kontantstrøm

Med kontantstrøm menes prosjektets:

- Investeringsutgift
- Innbetalingsoverskudd
- Utrangeringsverdi

Investeringsutgiften er hva selve investeringsprosjektet koster i dag, altså det beløpet som må betales i dag for at de framtidige inntektsøkninger eller kostnadsbesparelser skal være mulig. Formålet med en investering er normalt å øke bedriftens lønnsomhet, og det vil påvirke bedriftens inn- og utbetalinger i framtiden. Endringene i inn- og utbetalinger bedriften får som følge av investeringen, kalles for prosjektets innbetalingsoverskudd, dette vil påløpe hele prosjektets levetid. Innbetalingsoverskuddet vil normalt være de årlige merinntektene som investeringen gir, fratrukket kostnadene knyttet til investeringen. Alternativt kan inntektene bestå av kostnadsreduksjoner, noe som spesielt gjelder vedlikeholdsinvesteringer. Investeringsprosjektets utrangeringsverdi er det beløpet gjenstanden eventuelt kan selges for ved levetidens slutt. Utrangeringsverdien representerer en innbetaling det siste året av prosjektet, og er ofte den mest usikre størrelsen i investeringskalkylen (4).

### 2.5.3 Levetid

Levetiden til et prosjekt og dets komponenter er vanskelig å anslå og usikkerheten øker med lengre analyseperioder. Levetiden består generelt av to sammenfallende komponenter, teknisk- og økonomisk. Forventet økonomisk levetid kan defineres som antall år anlegget forventes å gjøre positiv nytte i forhold til å erstatte det opprinnelige anlegget med et nytt med samme funksjon. Økonomisk levetid er altså kortere eller lik den tekniske levetiden. Generelt regner man den økonomiske levetiden som nådd når drifts- og vedlikeholdskostnadene ved å opprettholde funksjonaliteten til det gamle anlegget overstiger årskostnadene ved å investere i et nytt anlegg. Økonomisk levetid bestemmes også av teknologisk utviklingstakt (3).

Analyseperioden for analysen må fastsettes. Planlegging av DG-integrasjon bør ha langt perspektiv fordi investeringer i nett og produksjon har lange levetider. Ofte brukes en analyseperiode på 30 år på slike prosjekter (2).

### 2.5.4 Kalkulasjonsrente

Kontantstrømmen til en investering strekker seg ut over flere perioder, dermed er man nødt til å ta høyde for et verditap av pengene også kalt inflasjonskostnaden, samt en tidskostnad siden penger mottatt på et tidlig tidspunkt er mer verdt enn penger mottatt på et senere tidspunkt. I tillegg er det en risikodimensjon ved et investeringsprosjekt som innebærer at den fremtidige kontantstrømmen ikke kan forutsies med sikkerhet ved beslutningstidspunktet. Disse faktorene utgjør kalkulasjonsrenten som er den avkastningen bedriften krever av en investering for at den skal regnes som lønnsom. I praksis benyttes man ofte pengemarkedsrenten eller risikofri realrente i tillegg til et risikotillegg som uttrykk for bedriften avkastningskrav (1,3).

Siden nettutbygging er en monopoloppgave, vil avkastningskravet ofte komme til uttrykk gjennom kalkulasjonsrenten som brukes i offentlig planlegging, og mange nettselskaper tar derfor utgangspunkt i Finansdepartementets og NVEs anbefalte kalkulasjonsrente for samfunnsøkonomiske analyser når de bestemmer sitt avkastningskrav (3).

Risikotillegget skal gjenspeile den systematiske risikoen knyttet til et prosjekt, og det kan vurderes et høyt risikotillegg dersom det aktuelle prosjektet er beheftet med betydelig



systematisk risiko. I sin håndbok fra 2003 anbefaler NVE et risikotillegg på 4,5 % for investeringer i innmatingslinjer for produksjon. Risikofri realrente er av anbefaling fra Finansdepartementet satt til 2,5 % (5). Dette utgjør til sammen en kalkulasjonsrente på 7 % for innmatingslinjer til produksjon.

### 2.5.5 Kapitaliseringsfaktor

Like stor kostnader over flere perioder kan beregnes som annuiteter, da det er tungvint å neddiskontere disse kostnadene i hver periode i hele levetiden til investeringen. I disse tilfellene kan det benyttes en kapitaliseringsfaktor som sammenfatter fremgangsmåten i et uttrykk:

$$\text{Kapitaliseringsfaktor } k = \frac{1 - (1 + \text{rente})^{-\text{år}}}{\text{rente}}$$

Formel 7: Kapitaliseringsfaktor k (1).

Kapitaliseringsfaktoren multipliseres med den årlige besparelsen i tapskostnader, «Rente» i formel 7 vil si kalkulasjonsrenten (%) og begrepet «år» betegner den økonomiske levetiden til investeringen (antall år) (1,3).

## 2.6 Samlet vurdering

Konsekvensanalyse for distribuert produksjon av DG-nett bør belyse de tekniske og økonomiske løsningene. Det skal settes opp en matrise, som rangerer de forskjellige alternativene etter hvilke alternativ som er det beste og videre ned til det minst aktuelle (2).

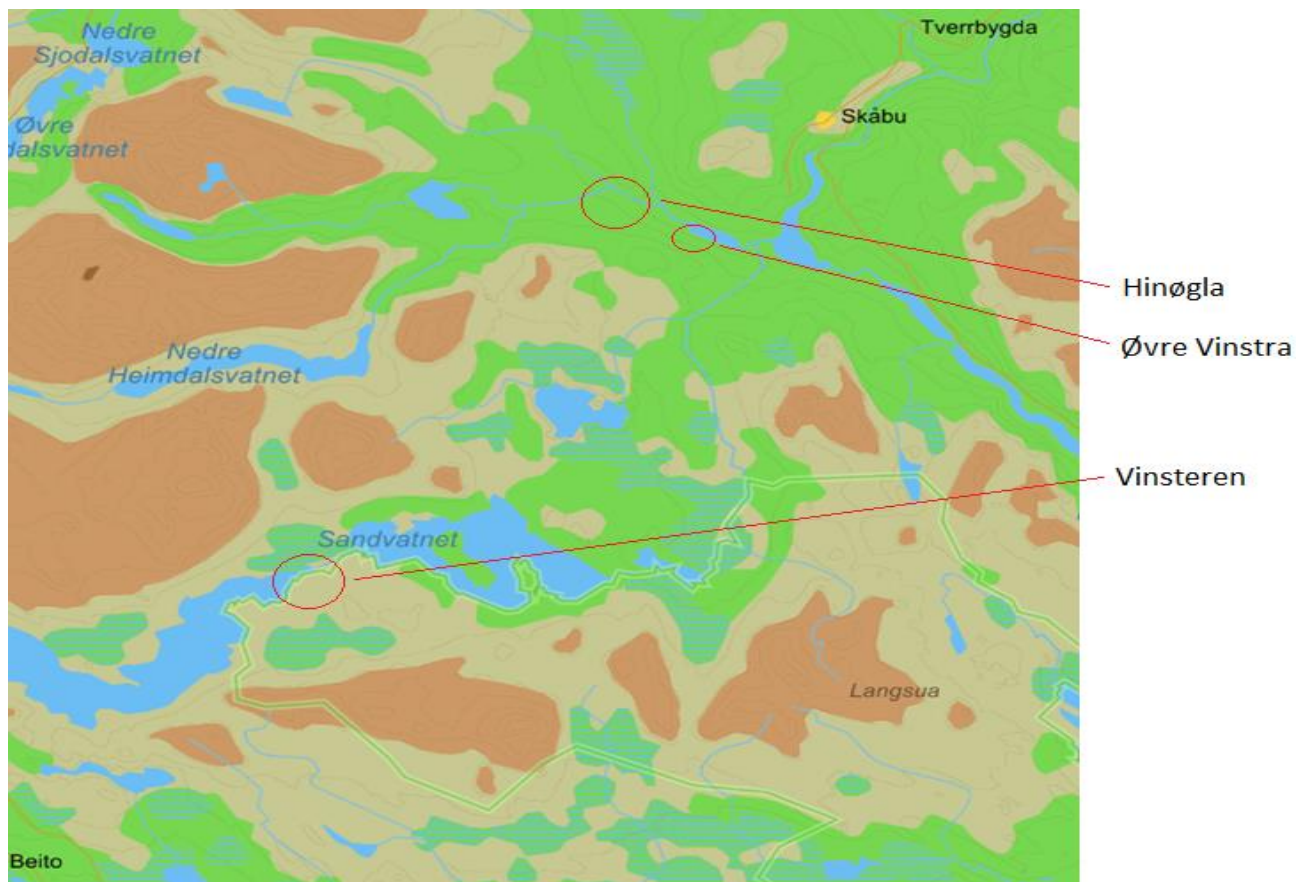
Det skal også tas hensyn til miljømessige og samfunnmessige innvirkninger for systemrestriksjoner knyttet til leveringskvaliteten til nettet, dette er ofte vanskelig å måle i penger (2).

## 3.0 Resultater

### 3.1 Etablering av forutsetninger

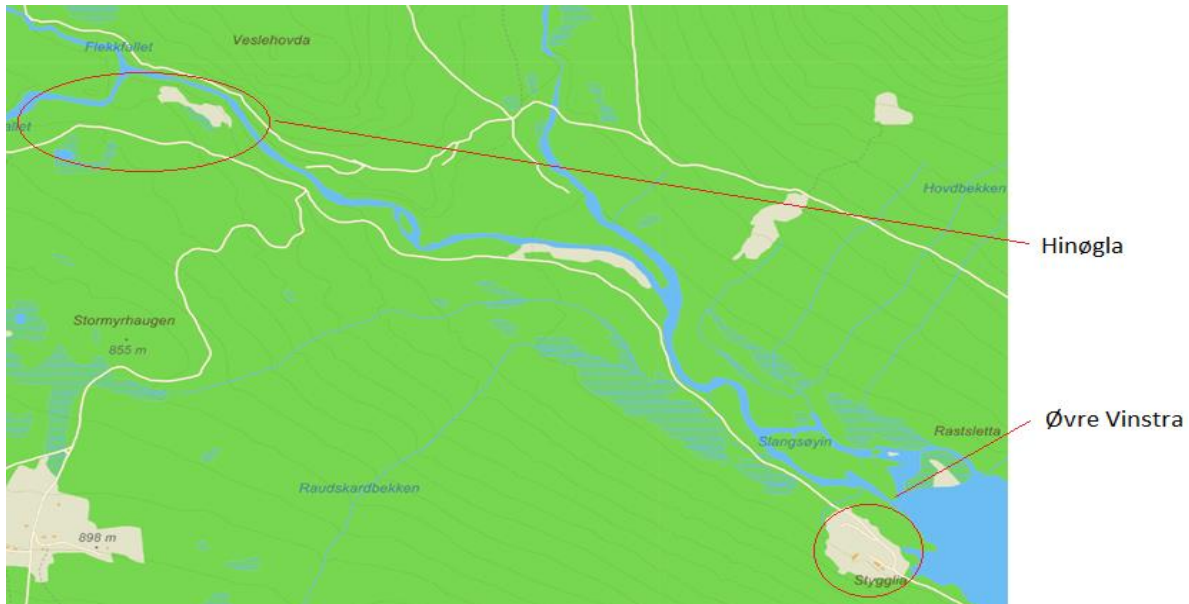
#### 3.1.1 Generelt

Det 120 km lange Vinstravassdraget ligger i kommunene Vang, Øystre Slidre, Vågå, Nord-Fron, Sør-Fron og Gausdal. I vassdraget er det to kraftverk; Øvre Vinstra kraftverk og Nedre Vinstra kraftverk, og 6 regulerte magasiner; Bygdin, Vinsteren, Olstappen, Kaldfjordreguleringen, Øyangen og Nedre Heimdalsvatn. På figur 4 ser man noen av disse vannføringene. Bygdin er det øverste regulerte vannet i vassdraget. Derfra renner vannet ned i Vinsteren, som igjen drenerer ned i Vinstervatna (Nordre og Søre Sandvatn, Kaldfjorden og Øyvatnet) som utgjør ett sammenhengende basseng. Vannet fra Vinstervatna overføres via tunnel til Øyangen. Fra Øyangen går vannet i tunnel til Øvre Vinstra kraftverk og derfra ut i Slangen og videre ned i Olstappen. Hinøgla-feltet er en liten del av nedbørsfeltet til Olstappen, som er inntaksmagasin for Nedre Vinstra kraftverk. Hinøgla samler vannet fra nedslagsfeltet og tar det ut til Slangen og videre til Olstappen (10,13).



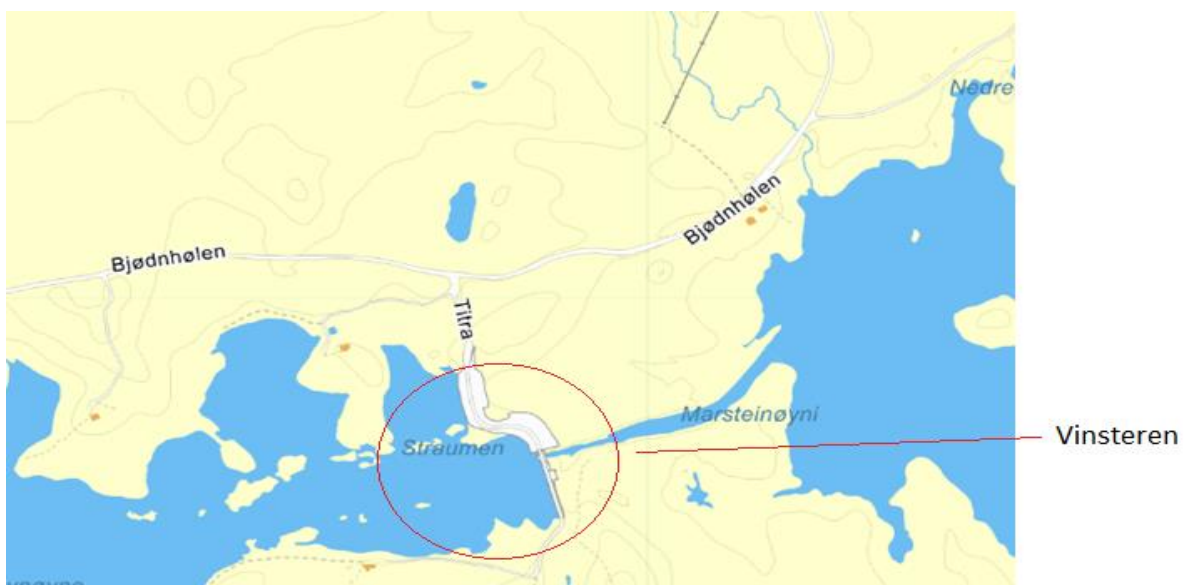
Figur 4: Utsnitt av kart over Vinstravassdraget (Google Maps).

Hinøgla kraftverk befinner seg omtrent 3 km oppstrøms utløpet fra Øvre Vinstra kraftverk som er et aktuelt tilknytningspunkt for nettilkoblingen (10). Øvre Vinstra innehar spenningsnivåene 300-, 22- og 11 kV og det er eksisterende vegforbindelse mellom kraftstasjonene.



Figur 5: Kart over Hinøgla i forhold til Øvre Vinstra (Google Maps).

Ved Vinsteren kraftverk er det en eksisterende demning som man ser på figur 6 som er tenkt benyttet, det er også eksisterende 22 kV linje, nord for demningen som er et naturlig tilknytningspunkt.



Figur 6: Kart over Vinsteren (Google Maps).

### 3.1.2 Målsetninger og kriterier

Målsetningen for oppgaven er beskrevet i kapittel **1.0 Innledning**.

Lastdata er blitt innhentet fra Gudbrandsdalen Energi AS og Opplandskraft DA. Disse har blitt benyttet til å lage en nettmodell i NetBas, datagrunnlaget er vist i vedlegg G.

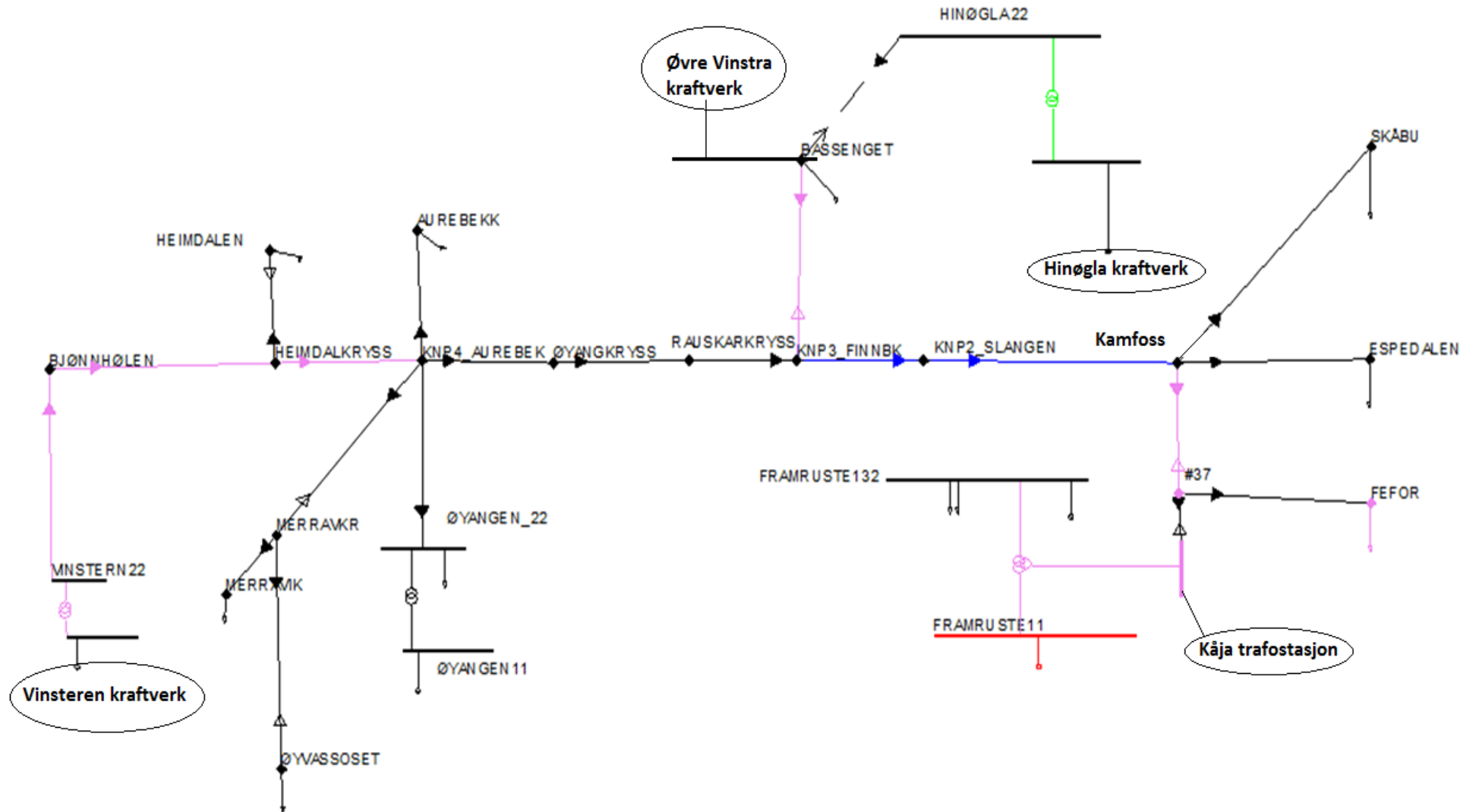
### 3.1.3 Analyseperiode

Det kan bli et problem med kapasiteten på 22 KV linjen ved utbygging av de to kraftverkene, dette medfører litt usikkerhet med henhold til om begge blir bygd ut eller bare et av dem. Derfor vil beslutningen vedrørende dette bli tatt på et senere tidspunkt.

### 3.1.4 Systemgrenser

Det eksisterende 22 KV nettet er forholdsvis gammelt. Linjen fra Kamfoss til Slangen er bygd i 1988 og eid av Gudbrandsdal Energi AS. Resten av linjen til Vinsteren er bygd på 50-60 tallet, og eid av Opplandskraft DA. Et økende lastbehov på radialen er lite sannsynlig da det er lite fremtidige planer om utbygging i området (Eidsiva Vannkraft AS, Gudbrandsdalen Energi AS).

Kåja transformatorstasjon i Vinstra blir betraktet som et stivt punkt siden den er tilknyttet 132 kV regionalnettet. Kåja forsyner i dagens situasjon nettet som går mot Vinsteren og Hinøglå som vist på figur 7. Avgangene Fefor, Espedalen og Skåbu er avganger med betydelige bosettinger og har dermed den tyngste lasten, se vedlegg G. I knutepunktet Slangen er skillet mellom nettet til Gudbrandsdal Energi AS og Opplandskraft DA. Avganger til Aurebekk, Heimdalen og Merravik brukes til styring av dammer og har begrenset med last. Avgang til Øyangen var tiltenkt et kraftverk som ikke er blitt utbygd og er dermed ikke i bruk. Vinsteren kraftverk ligger til venstre i figur 7, mens Hinøglå kraftverk er plassert øverst til høyre i figur 7. Fra Kåja transformatorstasjon til knutepunktet Kamfoss er det FeAl 70 linje og videre til Bjønnehølen er det FeAl 25 linje.



Figur 7: Oversikt over nettmodell brukt for simuleringer i NetBas.

### 3.1.5 Eksisterende planer for investering, reinvestering og vedlikehold

Linjer er vanligvis estimert med en levetid på 50 år fra netteierne, dette vil tilsa at linjen er moden for opprustning, men det er ikke fastsatt noen planer om oppgradering av nettet i det aktuelle området. Dette begrunnes med at det er lite forbruk på linjen per i dag.

Ved å tilknytte produksjonen i Hinøglå kraftverk til generatorsamleskinnen i Øvre Vinstra kraftverk vil reservekapasiteten i produksjonstransformatoren bli brukt opp. Eidsiva Vannkraft AS opplyser at det ikke er plass for utvidelse av både 11- og 22 kV apparatanlegget i Øvre Vinstra kraftverk, dette medfører at en slik tilkobling vil kreve en utvidelse av eksisterende bygningsmasse.

Øvre Vinstra er søkt oppgradert, dette vil føre til at effekten øker til 172 MW. Ved en eventuell oppgradering i Øvre Vinstra kraftverk vil da medføre at eksisterende 300 kV transformatoren må skiftes ut. Hvis man skifter ut den eksisterende 300 kV trafoen i Øvre Vinstra med en ny treviklingstrafo 11/22/300 kV, kan man koble det eksisterende 22 kV linjenettet til trafoen. Dette vil medføre at det blir et «stivere» nett, noe som kan bedre spenningsforholdene.

### 3.1.6 Potensial for utbygging

Det er planlagt tilknytning av to småkraftverk Vinstravassdraget. Følgende ytelse er oppgitt for kraftverkene:

- Hinøglå: Alt. A. 3,2 MW
- Hinøglå: Alt. B. 2,7 MW
- Vinsteren: 2,5 MW

Hinøglå kraftverk har fått konsesjon, mens Vinsteren kraftverk har fått konsesjonsfritak fordi det skal bygges i en eksisterende dam.

Det ble utarbeidet fem ulike scenarier for nettilkobling. Dette ble gjort på grunn av usikkerhet rundt tidspunktene for ferdigstilling av kraftverkene:

- Scenario 1: Tilknytning av kun Hinøglå kraftverk Alt. A.
- Scenario 2: Tilknytning av kun Hinøglå kraftverk Alt. B.

- Scenario 3: Tilknytning kun av Vinsteren kraftverk.
- Scenario 4: Tilknytning av Hinøglå Alt. A og Vinsteren.
- Scenario 5: Tilknytning av Hinøglå Alt. B og Vinsteren.

Simuleringene utføres med høyeste alternative effekt ved Hinøglå, fordi Eidsiva Vannkraft AS anser dette som det mest sannsynlige alternativet. Videre medfører dette at det kun blir utført simuleringer for scenario 1, 3 og 4. Sannsynligheten for at hver av de ulike scenariene blir gjennomført er antydnet i tabell 3.

Tabell 3: Status og sannsynligheten for at de ulike scenariene blir gjennomført. Sannsynligheten er basert på gruppens subjektive mening.

	Status	Sannsynlighet (%)
<b>Scenario 1</b>	Hinøglå kraftverk har fått konsesjon. Alt. A.	80 %
<b>Scenario 2</b>	Hinøglå kraftverk har fått konsesjon. Alt. B.	20 %
<b>Scenario 3</b>	Vinsteren kraftverk har fått konsesjonsfritak fordi den skal bygges i eksisterende dam.	20 %
<b>Scenario 4</b>	Hinøglå kraftverk alt. A har fått konsesjon, mens Vinsteren kraftverk er fritatt.	60 %
<b>Scenario 5</b>	Hinøglå kraftverk alt. B har fått konsesjon, mens Vinsteren kraftverk er fritatt.	30 %



### 3.2 Analyse av last og produksjon

Tabell 4 viser produksjon, virkningsgrad og brukstid for småkraftverkene.

Tabell 4: Installert effekt, brukstid og årsproduksjon for hvert av kraftverkene.

Kraftverk	Maks produksjon			Cos $\varphi$	Beregnet brukstid (Timer)
	(MW)	(%)	(GWh/år)		
Hinøgla Alt. A (Hovedalternativ)	3,2	56	12,5	1	3906
Hinøgla Alt. B	2,7	52	10,4	1	3852
Vinsteren	2,5	44   48	10	1	4000
Totalt Alt. A	5,7	100	22,5	-	-
Totalt Alt. B	5,2	100	20,4	-	-

En lastflytanalyse med ny produksjon innkoblet, vil vise om eksisterende nett vil få spenningsproblemer ved tilknytting til 22 kV linjen.

### 3.3 Fastlegge alternativer

Tilkoblingsmulighetene for kraftverkene fastlegges i dette kapitlet, før de oppsummeres i tabell 8. Når man skal se på mulige tilkoblingsløsninger bør man aller først vurdere det eksisterende nettet. I vurderingen bør man avklare om det kan oppstå eventuelle spenningsproblemer i forbindelse med tilknyttingen av de nye småkraftverkene. Dette finner man hovedsakelig ut ved simulering i for eksempel NetBas.

#### 3.3.1 Alternative tilkoblingsmuligheter i Vinsteren

Vinsteren kraftverk har i hovedsak to tilkoblingsløsninger som skal vurderes:

**Løsning 1.1** er å knytte småkraftverket til det eksisterende 22 kV nettet som allerede er der, uten noen form for oppgradering vist i figur 7. Man graver ned en kabel ut fra kraftverket til nærmeste stolpe for tilkobling. Her kan man eventuelt bruke en skillekniv for å ha muligheten til å gjøre kabelen strømløs ved vedlikehold av kabelen. Denne løsningen innebærer følgende;

- Ny 22 kV kabel ut fra kraftverket til luftlinjen.
  - 0,3 km kabel (22 kV TSLF/TSLE 150 Al)



- Graving
- Skillekniv
- Ny 22 kV transformator som tilhører kraftverket.

**Løsning 1.2** innebærer tilknytning til det samme 22 kV nettet, men med oppgraderinger av nettet. Her vil man se på muligheten for å skifte ut den eksisterende linjen med ny linje, stolper, osv. Dette er en strekning på 23 km. Hovedalternativene som skal vurderes vil da være FeAl 70, BLL 1x62 eller BLL 1x99 luftlinje. Denne løsningen forutsetter følgende:

- Ny 22 kV kabel ut fra kraftverket til luftlinjen
  - Linjebryter med avleder
  - Graving
  - 0,3 km kabel (22 kV TSLF/TSLE 150 Al)
- Ny 22 kV transformator som tilhører kraftverket.
- Oppgradere eksisterende linje fra FeAl 25 til FeAl 70, BLL 1x62 eller BLL 1x99, fra Bjønnehølen til Kamfoss;
  - 23 km luftlinje
  - Stolper, koblingsmateriell, osv.

### 3.3.2 Alternative tilkoblingsmuligheter i Hinøgla

Når det kommer til nettilknytningen av Hinøgla kraftverk er det hovedsakelig to løsninger:

**Løsning 2.1** er å legge 11 kV eller 22 kV kabel direkte til Øvre Vinstra kraftverk for tilknytning, se figur 7. Denne kablet skal legges i veiskulder, i forbindelse med bygging av vei til kraftverket. Transformatoren i Hinøgla bestemmes etter spenningsnivå. Løsningen innebærer følgende:

- Ny kabel fra Hinøgla til Øvre Vinstra.
  - 3 km kabel (22 kV TSLF/TSLE 95 Al eller 11 kV TSLF/TSLE 150 Al)
  - Graving av grøft/vei
  - Ny transformator i Hinøgla

Her må man se på differansen i kostnader ved valg av transformator for å få en helhetlig økonomisk løsning.

**Løsning 2.2** innebærer å legge en kabel fra Hinøglå til den eksisterende 22 kV luftlinjen som kommer fra Vinsteren. Her er det tenkt å koble seg til eksisterende nett for å kunne unngå et nytt bryterarrangement i Øvre Vinstra, man kan i stede benytte en skillekniv i masten ved tilkoblingen. Denne løsningen forutsetter følgende:

- Ny 22 kV kabel fra Hinøglå til 22 kV nettet.
  - 3 km kabel (22 kV TSLF/TSLE 95 Al)
  - Graving
  - Linjebryter med avleder
- Ny 22 kV transformator som tilhører kraftverket.

### 3.3.3 Alternative løsninger i Øvre Vinstra kraftverk

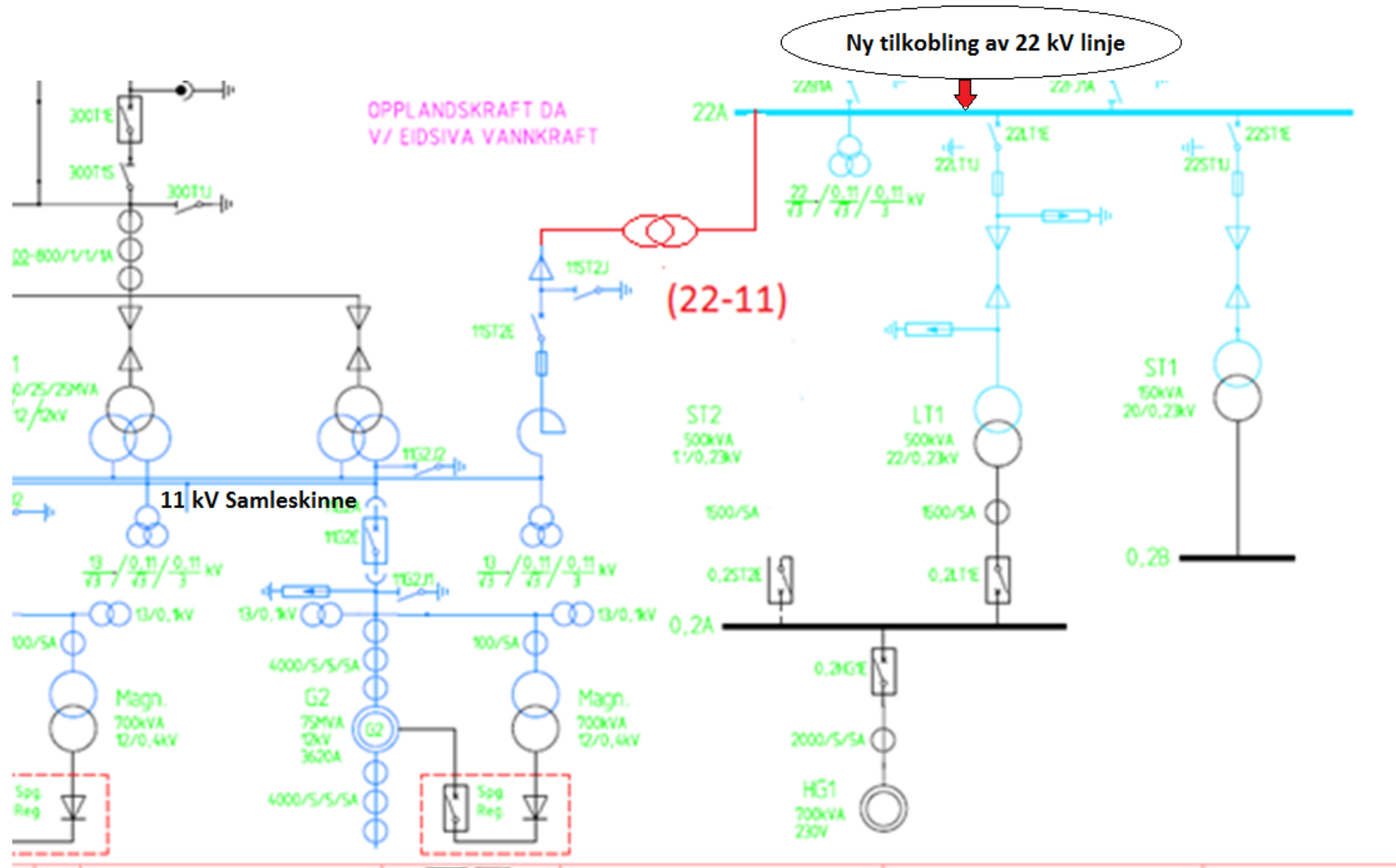
Her skal man vurdere mulige løsninger når det kommer til eksisterende, eventuelt nye transformatorer i Øvre Vinstra. Dette gjøres for å sikre at anlegget forblir driftssikkert etter ny innmating.

Her har man hovedsakelig tre løsninger:

**Løsning 3.1** innebærer ingen forandringer i anlegget. Dette forutsetter at simuleringene viser at anlegget er godt nok dimensjonert til å håndtere økt effekt.

**Løsning 3.2** innebærer å sette inn en ekstra transformator i kraftverket, inkludert nytt bryterarrangement. Løsningen er oppsummert under (se figur 8):

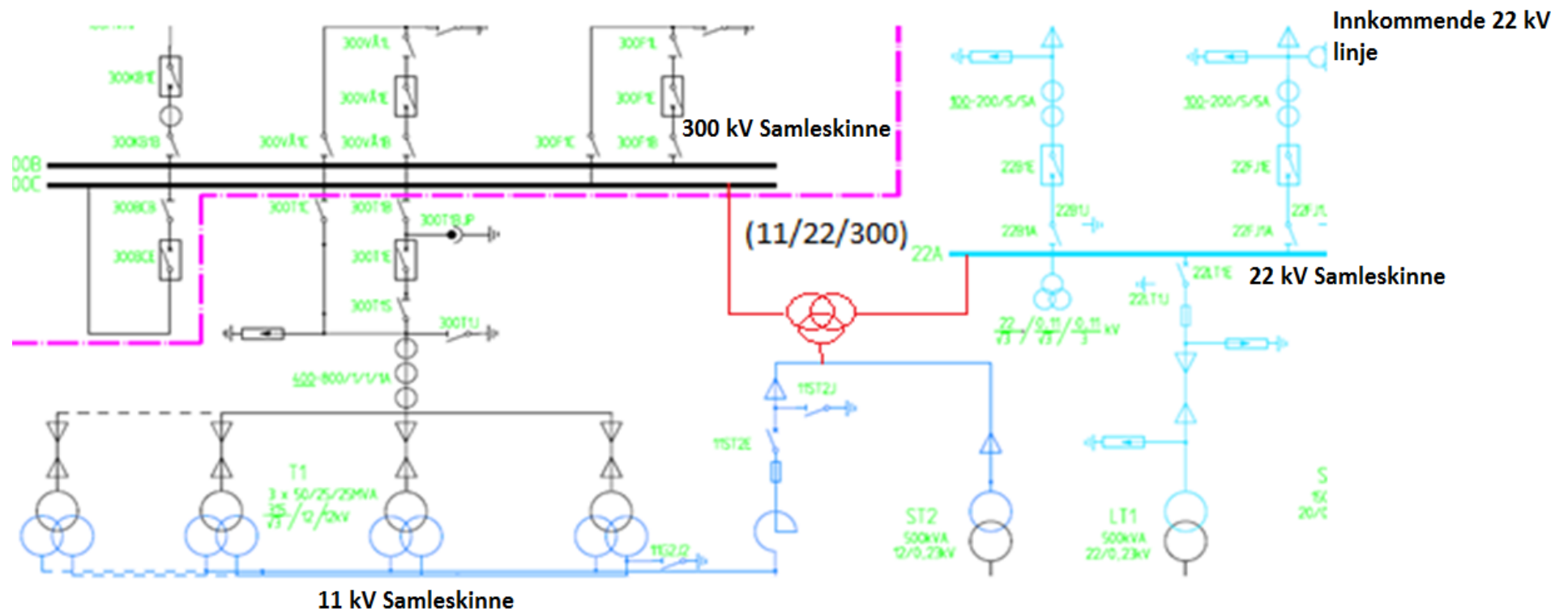
- Ny 22/11 KV transformator
- Medfølgende bryterarrangement



Figur 8: Koblingsanlegg på Øvre Vinstra med inntegnet løsning 3.2 (Eidsiva Vannkraft AS).

Løsning 3.3 innebærer å sette inn en ny treviklingstransformator, inkludert medfølgende bryterarrangement. Dette medfører følgende (se figur 9):

- Ny 11/22/300 kV transformator
- Nytt bryterarrangement



Figur 9: Koblingsanlegg på øvre Vinstra med inntegnet løsning 3.3 (Eidsiva Vannkraft AS).

Tilknytningsløsningene og løsningene for tilkobling i Øvre Vinstra settes sammen i alternativer. Hvert scenario har flere alternativer som vist i tabell 5.

Tabell 5: Fastlegging av alternativer i de forskjellige scenariene.

Scenario	Alternativer		
	Beskrivelse	Tilknytning (Løsning)	Løsning i Øvre Vinstra
<b>Scenario 1:</b> Tilknytning av kun Hinøglå Alt. A.	<b>A1.1:</b> Legge en 11 kV kabel (TSLF/TSLE 150 Al) direkte til Øvre Vinstra. Trafo 6/11 kV i Hinøglå.	2.1	3.1
	<b>A1.2:</b> Legge en 22kV kabel (TSLF/TSLE 95 Al) direkte til Øvre Vinstra. Trafo 6/22 kV i Hinøglå.	2.1	3.1
	<b>A1.3:</b> Legge en 22 kV kabel (TSLF/TSLE 95 Al) til eksisterende 22 kV nett.	2.2	3.1
<b>Scenario 2:</b> Tilknytning av kun Hinøglå Alt. B.	De samme alternativene som i scenario 1.	2.1 / 2.2	3.1
<b>Scenario 3:</b> Tilknytning kun av Vinsteren.	<b>A3.1:</b> Tilknyttes det eksisterende 22 kV nettet uten oppgradering.	1.1	3.1
	<b>A3.2:</b> Tilknyttes det eksisterende 22 kV nettet med oppgradert linje til BLL 1x62 fra Merravika til Kamfoss.	1.2	3.1
	<b>A3.3:</b> Tilknyttes det eksisterende 22 kV nettet med oppgradert linje til BLL 1x99 fra Merravika til Kamfoss.	1.2	3.1
	<b>A3.4:</b> Tilknyttes det eksisterende 22 kV nettet med oppgradert linje til FeAl 70 fra Merravika til Kamfoss.	1.2	3.1
<b>Scenario 4:</b> Tilknytning av Hinøglå Alt. A og Vinsteren.	<b>A4.1:</b> Tilknytte Hinøglå og Vinsteren til det eksisterende 22 kV nettet uten oppgradering.	1.1 og 2.1/2.2	3.1
	<b>A4.2:</b> Tilknytte Hinøglå og Vinsteren til det eksisterende 22 kV nettet uten oppgraderinger. Ny trafo i Øvre Vinstra 11/22/300 kV.	1.1 og 2.1/2.2	3.3
	<b>A4.3:</b> Legge en 11 kV kabel fra Hinøglå til Øvre Vinstra. Trafo 6/11 kV i Hinøglå. Vinsteren tilknyttes det eksisterende nettet uten oppgradering.	1.1 og 2.1	3.1
	<b>A4.4:</b> Legge en 22 kV kabel fra Hinøglå til Øvre Vinstra. Trafo 6/22 kV i Hinøglå. Vinsteren tilknyttes det eksisterende nettet uten oppgradering. Ny trafo i Øvre Vinstra 22/11 kV.	1.1 og 2.1	3.2

	<b>A4.5:</b> Både Hinøgla og Vinsteren tilknyttes 22 kV nettet med oppgradert linje med BLL 1x62 fra Merrevika til Kamfoss.		
	<b>A4.6:</b> Både Hinøgla og Vinsteren tilknyttes 22 kV nettet med oppgradert linje med BLL 1x99 fra Merrevika til Kamfoss.	1.2 og 2.1/2.2	3.1
	<b>A4.7:</b> Både Hinøgla og Vinsteren tilknyttes 22 kV nettet med oppgradert linje med FeAl 70 fra Merrevika til Kamfoss.	1.2 og 2.1/2.2	3.1
<b>Scenario 5:</b> Tilknytning av Hinøgla Alt. B og Vinsteren.	De samme alternativene som i scenario 4.	1.1/2.2 og 2.1/2.2	3.1/3.2

### 3.4 Teknisk analyse av alternativer

Hovedgrunnlaget i prosjekteringen er de tekniske analysene som skal utføres. Scenariene analyseres med hensyn på spenninger og belastning i nettet. I tillegg brukes dette som grunnlag for de økonomiske analysene som skal utføres videre i oppgaven. Analysene skal belyse og muliggjøre sammenligninger av ulike alternativer i hvert scenario. De ulike scenariene kan ikke sammenliknes, da disse har ulike forutsetninger mht. hvilke småkraftverk som blir tilknyttet.

#### 3.4.1 Penetrasjonsgrad

Penetrasjonsgrad beregnes for Hinøgla med tilknytning til 22 kV linje. Med tilknytning til 11 kV i Øvre Vinstra kraftverk vil penetrasjonsgraden bli ubetydelig på grunn av størrelsen på treviklingstransformatoren i Øvre Vinstra. Hinøgla beregnes da med luftlinjen FeAl 25 som går fra knutepunkt Kamfoss til Bassenget som maksimal overføringskapasitet  $S_{max}$ .

**Hinøgla alternativ A:**

$$\text{Penetrasjonsgrad} = \frac{S_g}{S_{max}} = \frac{2,7MVA}{\sqrt{3} * 235 * 22k} = 0,3015$$

Formel 8: Utregning av penetrasjonsgrad for Hinøgla Alt.A.

**Hinøgla alternativ B:**

$$\text{Penetrasjonsgrad} = \frac{S_g}{S_{max}} = \frac{3,2MVA}{\sqrt{3} * 235 * 22k} = 0,357$$

Formel 9: Utregning av penetrasjonsgrad for Hinøgla Alt.B.

Beregningen viser at kraftverket i Hinøgla vil ha betydelig påvirkning på nettet da penetrasjonsgraden overstiger 0,3 og vil da kreve nøye vurdering.

For Vinsteren beregnes penetrasjonsgrad med utgangspunkt i luftlinjen en FeAl 25 mellom Kamfoss og Vinsteren22 som maksimal overføringskapasitet  $S_{max}$ .

**Vinsteren:**

$$\text{Penetrasjonsgrad} = \frac{S_g}{S_{max}} = \frac{2,5MVA}{\sqrt{3} * 235 * 22k} = 0,279$$

Formel 10: Utregning av penetrasjonsgrad for Vinsteren.

Kraftverket i Vinsteren har en høy penetrasjonsgrad, men ikke over grensen på 0,3 dermed krever ikke denne like nøye vurdering som løsningene med kraftverket i Hinøgla.

**3.4.2 Lastflytberegninger**

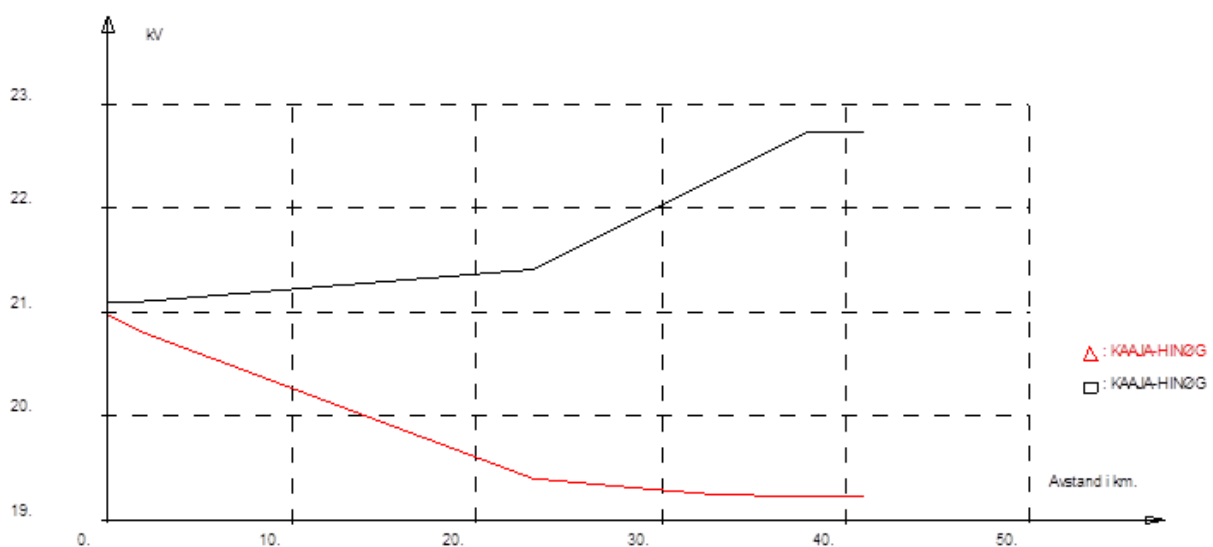
Beregning av langsomme spenningsvariasjoner gjøres ved hjelp av lastflytberegninger, som her blir utført i NetBas. Her vises ekstremalvariasjonene tung last lav produksjon og lett last høy produksjon, siden det er disse last- og produksjonstilfellene som blir dimensjonerende for nettet i denne sammenhengen. Hver av driftssituasjonene er ytterligere forklart i kapittel **2.0 Metodikk og Teori**. Simuleringene viser at lastflyten endrer retning når de to småkraftverkene kobles til radialen, dette kommer tydelig frem i vedlegg D.

Transformatorstasjonen Kåja som er tilknyttet regionalnettet forsyner radialen. I Kåja er det en krafttransformator med spenningsnivåene 22/66 kV. Radialen som går mot Hinøgla og

Vinsteren forsynt fra denne transformatorstasjonen. I lastflytberegningene settes Kåja som et «stivt punkt», med dette menes det at spenningen i punktet låses mellom forhåndsbestemte nivåer.

### Scenario 1, kun Hinøglå tilkoblet:

Figur 10 viser spenningen utover radialen fra transformatorstasjonen Kåja til venstre i grafen, mot Hinøglå til høyre i grafen (etter 42 km). Svart linje som er lasttilfelle lett last og tung produksjon viser at det er en spenningsstigning mot Hinøglå. Rød linje som er lasttilfelle tung last lav produksjon viser at spenningen synker utover radialen.

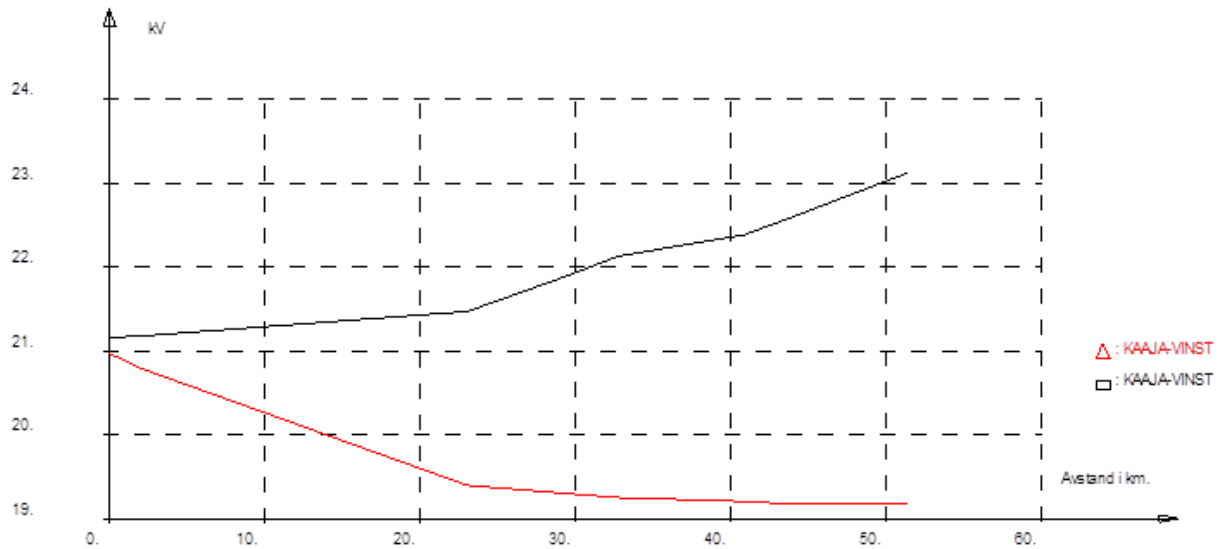


Figur 10: Grafisk fremstilling av spenningen utover radialen fra Kåja mot Hinøglå.

### Scenario 3, kun Vinsteren tilkoblet:

Figur 11 viser spenningen utover radialen fra transformatorstasjonen i Kåja til Vinsteren kraftverk. Svart linje viser en spenningsstigning mot Hinøglå med lasttilfelle lett last og høy produksjon, mens rød linje viser at spenningen synker utover radialen ved lasttilfelle tung last lav produksjon.

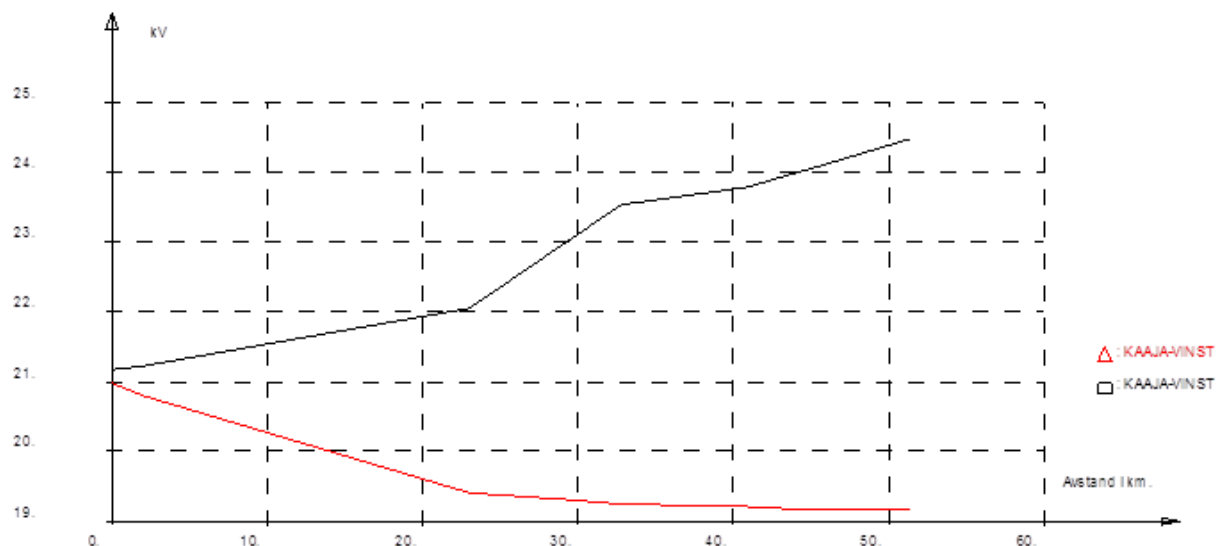




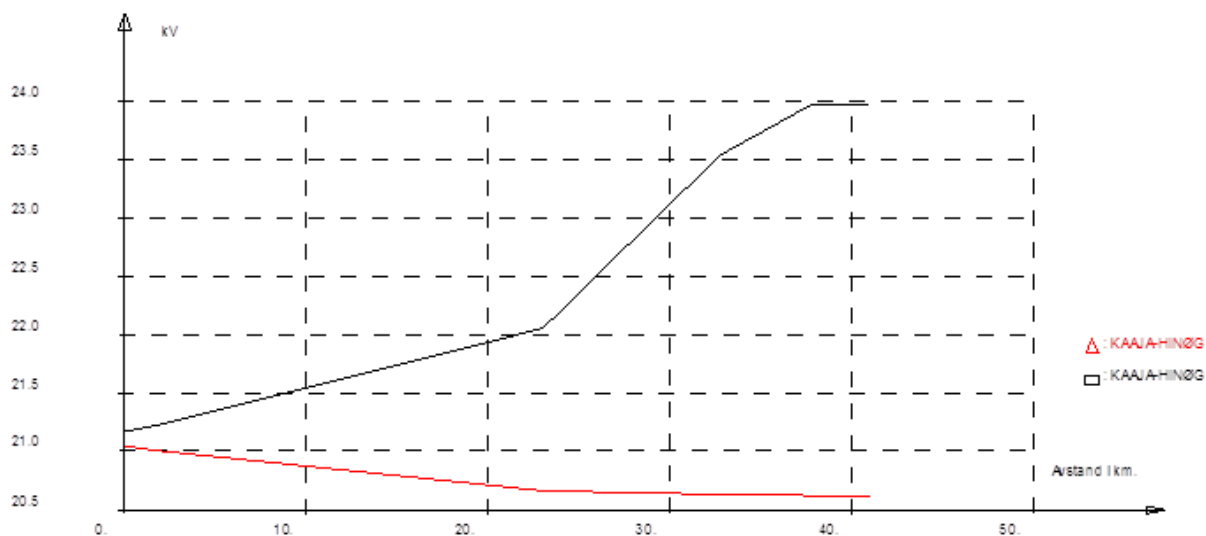
Figur 11: Spenningen utover radialen fra trafostasjonen i Kåja til Vinsteren kraftverk.

#### Scenario 4, Vinsteren og Hinøgla tilkoblet:

Figur 12 og 13 viser spenningen utover radialen fra transformatorstasjonen i Kåja til Vinsteren og Hinøgla kraftverk. Svart linje viser en spenningsstigning mot Hinøgla med lasttilfelle lett last og høy produksjon, mens rød linje viser at spenningen synker utover radialen ved lasttilfelle tung last lav produksjon.



Figur 12: Grafisk fremstilling av spenningen utover radialen fra Kåja mot Vinsteren.

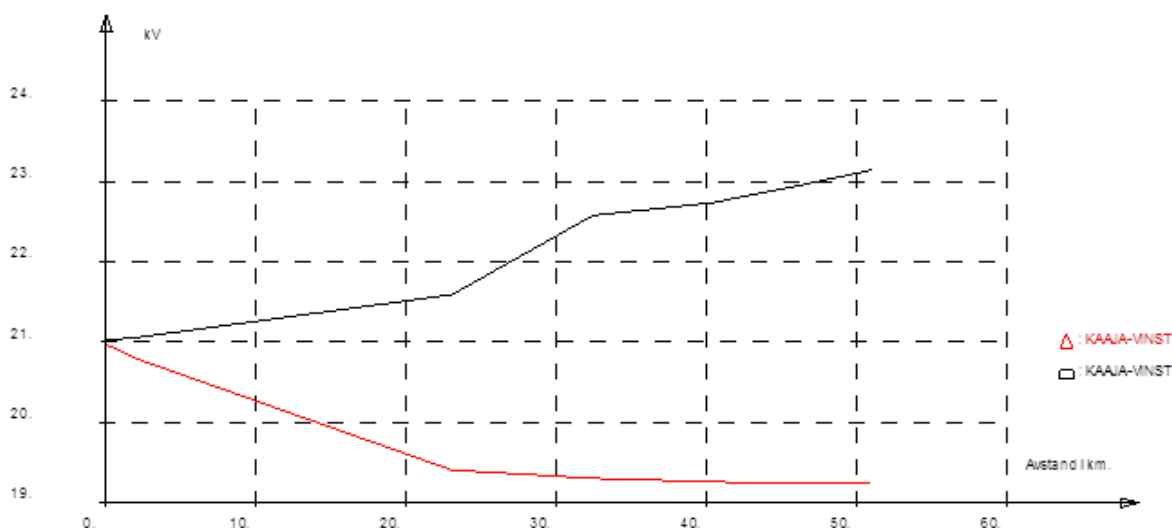


Figur 13: Grafisk fremstilling av spenningen utover radialen fra Kåja mot Hinøgla.

#### Scenario 4, oppgradert linje til BLL 1x62:

Ved oppgradering til BLL 1x62 er produksjonsenheten nødt til å forbruke reaktiv effekt for at man skal komme innenfor det gjeldende spenningskravet. Da blir det brukt en effektfaktor på -0,33 som er grensen for negativ effektfaktor (se kapittel 2.2.1 Forbruk av reaktiv effekt).

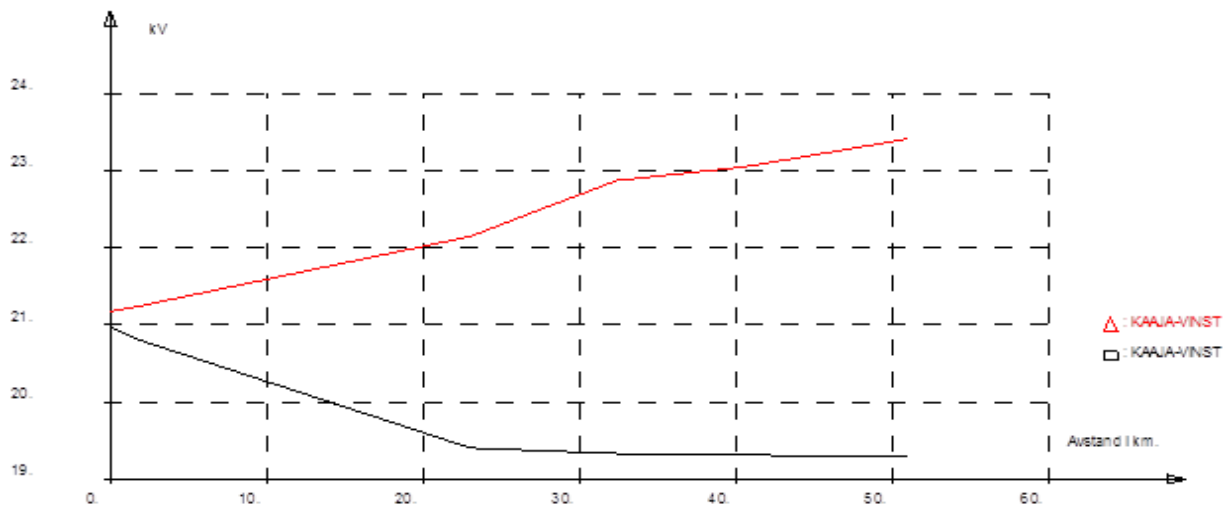
Figur 14 viser spenningsgrafene fra Kaja til Vinsteren, som er strekningen der de høyeste spenningsvariasjonene opptrer.



Figur 14: Grafisk fremstilling av spenningen utover radialen fra Kåja mot Vinsteren.

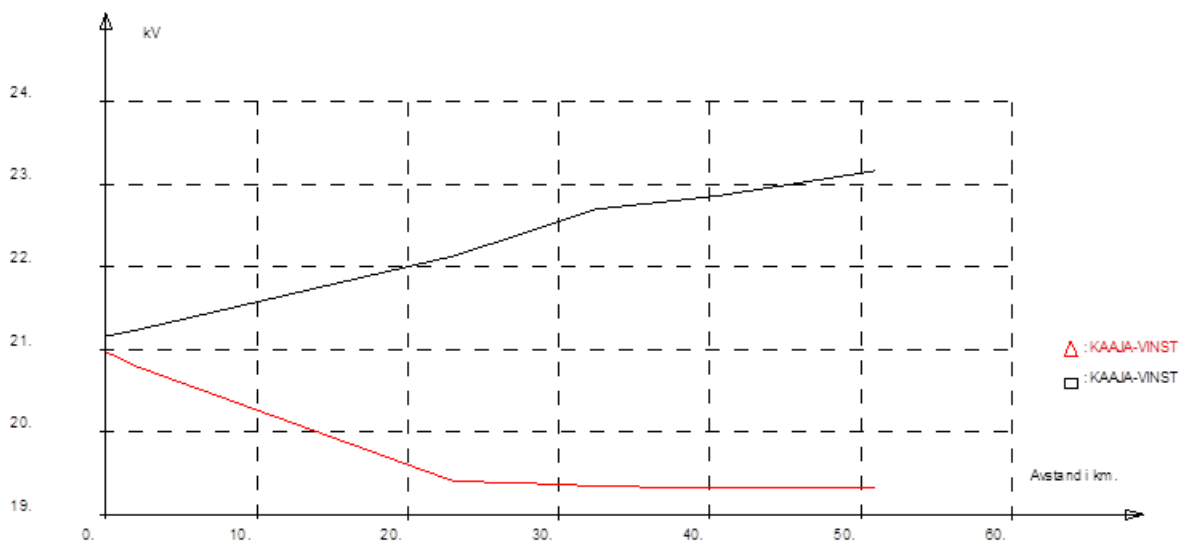
**Scenario 4, oppgradert linje til BLL 1x99:**

Figur 15 viser spenningen mot Vinsteren med oppgradert linje til BLL 1x99



Figur 15: Grafisk fremstilling av spenningen utover radialen fra Kåja mot Vinsteren.

Figur 16 viser spenningen mot Vinsteren med oppgradert linje til FeAl 70.



Figur 16: Grafisk fremstilling av spenningen utover radialen fra Kåja mot Vinsteren.

Tabell 6 viser den høyeste og den laveste spenningen for de ulike scenariene, som kan opptre på radialen med og uten oppgradert linje. Videre er det regnet ut differansen mellom disse og den prosentvise spenningsendringen.

Tabell 6: Oversikt over spenningsdifferanse på radialen med de ulike scenariene som oppgitt i tabell 5.

Alternativ	Høy (kV)	Min (kV)	Differanse (kV)	± (%)
<b>Scenario 1</b>	22,8	19,2	3,6	8,6
<b>Scenario 3</b>	23,2	19,2	4,0	9,4
<b>Scenario 4 alternativ A4.1 uten oppgradering</b>	24,5	19,2	5,3	12,1
<b>Scenario 4 alternativ A4.5 oppgradert linje til BLL 1x62</b>	23,1	19,2	3,9	9,2
<b>Scenario 4 alternativ A4.6 oppgradert linje til BLL 1x99</b>	23,4	19,3	4,1	9,6
<b>Scenario 4 alternativ A4.7 oppgradert linje til FeAl 70</b>	23,2	19,3	3,9	9,2

Gudbrandsdal Energi tillater en maksimal variasjon på  $\pm 10\%$  på høyspentdelen av distribusjonsnettet, dette gjør at scenario 4 med både Hinøgla og Vinsteren uten oppgradering havner utenfor spenningskravet, dermed er dette alternativet ikke aktuelt.

### 3.4.3 Spenningsprang

Siden penetrasjonsgraden er over 0,3 er dette noe man egentlig burde vurdere konsekvensene av. Denne oppgaven tar dog ikke hensyn til spenningsprang, se **1.5 Avgrensninger**.

### 3.4.4 Kortslutningsberegninger

Størrelsen på kraftverkene tilsier at det ikke vil bli store endringer i kortslutningsstrømmene. Likevel er det utført beregning av største og minste kortslutningsstrøm på radialen og alle verdiene er innenfor det som regnes som akseptabelt og vil ikke ha avgjørende innvirkning på valg av utstyr i anlegget. Grafer over største og minste kortslutningsstrøm vises i vedlegg B.

### 3.4.5 Transient stabilitet

Utrekning av stivhetsgrad for småkraftverkene:

**Hinøgla:**

$$F_s = \frac{Sk_{tp, min} + Sk_{DG, max}}{Sk_{DG, max}} = \frac{500 + 1200}{1200} = 1,4167$$

Formel 11: Utrekning av stivhetsgrad for Hinøgla.

**Vinsteren:**

$$F_s = \frac{Sk_{tp, min} + Sk_{DG, max}}{Sk_{DG, max}} = \frac{500 + 1500}{1500} = 1,3334$$

Formel 12: Utrekning av stivhetsgrad for Vinsteren.

Disse resultatene medfører at man burde utføre både dynamiske og transiente stabilitetsanalyser, men som nevnt i **1.5 Avgrensninger** så blir ikke dette vurdert videre i denne oppgaven.

### 3.4.6 Oppsummering av tekniske analyser

Lastflytanalysen viser at scenario 1 og 3 er innenfor kravet til maksimal spenningsvariasjon satt av Gudbrandsdal Energi AS. I scenario 4 er det fire alternativer som skal sammenlignes. I alternativ 4.1 uten oppgradering kommer man over maksimal spenningsvariasjon og dette alternativet kan derfor utelukkes. Alternativene med oppgradert linje til BLL 1X62, BLL 1X99 og FeAl 70 oppfyller spenningsrestriksjonen satt av Gudbrandsdal Energi AS. For å kunne sammenligne linjetyperne økonomisk er det beregnet belastningstap ved tunglast.

Tabell 7 viser beregnet tap i ledningsnettet fra Kåja og inn til Vinsteren med scenario 4, både Hinøgla og Vinsteren utbygd. Beregnet tap er summert med tung last og med høy- og lav produksjon, dette er en forenkling av virkeligheten da tapene vil gjenspeile produksjonsvariasjonene på småkraftverkene. Dette har gitt en grov vurdering hvor målet har vært å komme fram til et overslag på kostnadene og sammenlikne disse. Skal man få belastningstapene mer nøyaktig må man beregne tapene ut ifra produksjon og lastdata for hver måned.

Tabell 7: Effekttap for tung last i nåtid for hver enkel linjetype i både i høy- og lav produksjon.

Alternativ	Effekttap [kW]
<b>A4.1 (FeAl 25) høy produksjon</b>	384
<b>A4.1 (FeAl 25) lav produksjon</b>	250
<b>A4.5 (BLL 1x62) høy produksjon</b>	311
<b>A4.5 (BLL 1x62) lav produksjon</b>	249
<b>A4.6 (BLL 1x99) høy produksjon</b>	219
<b>A4.6 (BLL 1x99) lav produksjon</b>	249
<b>A4.7 (FeAl 70) høy produksjon</b>	185
<b>A4.7 (FeAl 70) lav produksjon</b>	250

Resultatene fra den tekniske analysen er oppsummert i tabell 8. (-) betyr at dette alternativet ikke er analysert for dette scenarioet, mens (X) betyr at alternativet ikke tilfredsstiller gjeldende krav eller ikke er aktuelle av praktiske eller tekniske årsaker.

Tabell 8: Viser en oppsummering av alternativene og om de tilfredsstiller gitte krav.

	A1.1	A1.2	A1.3	A3.1	A3.2	A3.3	A3.4	A4.1	A4.2	A4.3	A4.4	A4.5	A4.6	A4.7
<b>Scenario 1</b>	X	OK	OK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Scenario 3</b>	-	-	-	OK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Scenario 4</b>	-	-	-	-	-	-	-	X	OK	X	X	OK	OK	OK

A1.1: Legge en 11 kV kabel (TSLF/TSLE 150 Al) direkte til Øvre Vinstra. Trafo 6/11 kV i Hinøgla.

A1.2: Legge en 22 kV kabel (TSLF/TSLE 95 Al) direkte til Øvre Vinstra. Trafo 6/22 kV i Hinøgla.

A1.3: Legge en 22 kV kabel (TSLF/TSLE 95 Al) til eksisterende 22 kV nett. Trafo 6/22 kV i Hinøgla.

A3.1: Knytte småkraftverket til det eksisterende 22 kV nettet uten oppgradering.

A3.2: Knytte småkraftverket til det eksisterende 22 kV nettet med oppgradert linje til BLL 1x62 fra Merravika til Kamfoss.

A3.3: Knytte småkraftverket til det eksisterende 22 kV nettet med oppgradert linje til BLL 1x99 fra Merravika til Kamfoss.

A3.4: Knytte småkraftverket til det eksisterende 22 kV nettet med oppgradert linje til FeAl 70 fra Merravika til Kamfoss.

A4.1: Tilknytte Hinøgla og Vinsteren til det eksisterende 22 kV nettet uten oppgradering.

A4.2: Tilknytte Hinøgla og Vinsteren til det eksisterende 22 kV nettet uten oppgraderinger, men med utskiftning av trafo i Øvre Vinstra til 300 kV.

A4.3: Legge en 11 kV kabel fra Hinøgla til Øvre Vinstra. Trafo 6/11 kV i Hinøgla. Vinsteren tilknyttes det eksisterende nettet uten oppgradering.

A4.4: Legge en 22 kV kabel fra Hinøgla til Øvre Vinstra. Trafo 6/22 kV i Hinøgla. Vinsteren tilknyttes det eksisterende nettet uten oppgradering. Ny trafo i Øvre Vinstra 22/11 kV.

A4.5: Både Hinøgla og Vinsteren tilknyttes 22 kV nettet med oppgradert linje med BLL 1x62 fra Merrevika til Kamfoss.

A4.6: Både Hinøgla og Vinsteren tilknyttes 22 kV nettet med oppgradert linje med BLL 1x99 fra Merrevika til Kamfoss.

A4.7: Både Hinøgla og Vinsteren tilknyttes 22 kV nettet med oppgradert linje med FeAl 70 fra Merrevika til Kamfoss.

I scenario 1 er alternativ A1.1 ikke mulig på grunn av at det ikke er ledig kapasitet på 11/300 kV trafoen i Øvre Vinstra. De andre alternativene er mulige og det vil være de økonomiske konsekvensene og eventuelt andre vurderinger som avgjør hvilket alternativ som velges.

I scenario 3 viser den tekniske analysen at alternativ A3.1 tilknytning av Vinsteren uten oppgradering er mulig å gjennomføre. Det er derfor ikke analysert flere alternativer på dette scenarioet da de andre alternativene ikke vurderes som økonomisk hensiktsmessig i forhold til dette alternativet.

I scenario 4 er alternativ A4.1 ikke mulig på grunn av spenningsvariasjon, mens A4.3 og A4.4 ikke er mulig grunnet kapasiteten på 11/300 kV trafoen. Resterende alternativer er mulige og må rangeres ut i fra økonomiske konsekvenser og eventuelt andre hensyn.

### 3.5 Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene

I dette kapitlet skal kostnadene fastlegges og økonomisk analyse utføres på de alternativene som tilfredsstiller de tekniske kravene som ble stilt i kapittel **3.4 Teknisk analyse av alternativer**. Tabell 8 viser alternativene som blir sett på videre i oppgaven.

#### 3.5.1 Investeringskostnader

Investeringskostnadene er i stor grad avhengig av markens evne til å produsere skog (bonitet), hvordan terrenget utformer seg og hvordan eksisterende bygningsmasse er utformet. For luftlinjene vil det være bonitet og grunnforhold som har størst betydning for kostnadene. Er det mye fjell eller stein i grunnen vil det gå mer resurser til arbeid og redskaper for å kunne sette opp master. En eventuell ny linje for dette prosjektet vil gå i samme trasè som den som eksisterende for å spare kostnader på å rydde skog. Kablene som skal benyttes for hvert av de to småkraftverkene skal graves ned i bakken. Kabelen fra Vinsteren skal tilknyttes luftlinjen i nærheten av kraftverket, og kabelen fra Hinøgla skal enten trekkes helt frem til Øvre Vinstra kraftverk, eller kobles ute på luftlinjen. Begge alternativene er tatt med i kostnadsberegningene.



Øvre Vinstra har flere tilkoblingsmuligheter, men to av alternativene krever at det må gjøres inngrep i bygningen. Fasaden må endres fordi det ikke er mer plass til et nytt bryterarrangement, dette gjelder både 22 kV og 11 kV siden.

Tabellen 9 viser en oversikt over kostnadene som medfølger de forskjellige alternativene. Det ligger ved en forklaring på hva som ligger i prisene under tabellen. Kostnadene som tilhører bryterarrangement og trafo er antagelser fra Siemens AS, linjebryter er antagelser fra Melbye Skandinavia Norge AS, mens kostnader som omhandler kabel og luftlinje er basert på tall fra REN. Kostnadene i Øvre Vinstra er ca. priser gitt av Eidsiva Vannkraft AS. Det ligger ved fullstendige kostnadsoverslag i vedlegg E og F.

Tabell 9: Investeringskostnad for aktuelle alternativer. Kostnadsbeskrivelse finnes i vedlegg E og F.

Alt	Bryterarrangement			Kabel	Luftlinje	Trafo	Sum
	Ø. Vinstra	Hinøglå	Vinsteren				
<b>A1.2</b>	1 000 000 <sup>1</sup>	250 000 <sup>2</sup>	-	1 478 877 <sup>4</sup>	-	1 000 000 <sup>5</sup>	3 728 877
<b>A1.3</b>	-	299 264 <sup>2,6</sup>	-	1 444 122 <sup>3</sup>	-	1 000 000 <sup>5</sup>	2 743 386
<b>A3.1</b>	-	-	299 264 <sup>6,7</sup>	157 561 <sup>8</sup>	-	250 000 <sup>9</sup>	706 915
<b>A4.2</b>	-	299 264 <sup>2,6</sup>	299 264 <sup>6,7</sup>	1 601 683 <sup>3,8</sup>	-	21 250 000 <sup>5,9,10</sup>	23 450 211
<b>A4.5</b>	-	299 264 <sup>2,6</sup>	299 264 <sup>6,7</sup>	1 601 683 <sup>3,8</sup>	15 461 523 <sup>11</sup>	1 250 000 <sup>5,9</sup>	18 911 734
<b>A4.6</b>	-	299 264 <sup>2,6</sup>	299 264 <sup>6,7</sup>	1 601 683 <sup>3,8</sup>	17 363 498 <sup>13</sup>	1 250 000 <sup>5,9</sup>	20 813 710
<b>A4.7</b>	-	299 264 <sup>2,6</sup>	299 264 <sup>6,7</sup>	1 601 683 <sup>3,8</sup>	16 507 353 <sup>12</sup>	1 250 000 <sup>5,9</sup>	19 957 564

<sup>1</sup>: Utvidelse med et komplett bryterarrangement for 22 kV i Øvre Vinstra.

<sup>2</sup>: Komplet 22 kV bryterarrangement tilhørende Hinøglå.

<sup>3</sup>: TSLF/TSLE 95 Al 22 kV kabel 3 km, totale kostnader for utstyr og arbeid, tilhørende Hinøglå.

<sup>4</sup>: TSLF/TSLE 150 Al 11 kV kabel 3 km, totale kostnader for utstyr og arbeid, tilhørende Hinøglå.

<sup>5</sup>: Trafo 6/22 kV i Hinøglå.

<sup>6</sup>: Komplet pris for linjebryter med arbeid og utstyr.

<sup>7</sup>: Utvidelse med et komplett bryterarrangement for 22 kV i Vinsteren.

<sup>8</sup>: TSLF/TSLE 150 Al 22 kV kabel 0,3 km, totale kostnader for nybygging.

<sup>9</sup>: Trafo 0,69/22 kV i Vinsteren.

<sup>10</sup>: Trafo 11/22/300 kV tilhørende Øvre Vinstra.

<sup>11</sup>: BLL 1x62 luftlinje 23 km, totale kostnader for utstyr og arbeid.

<sup>12</sup>: FeAl 70 luftlinje 23 km, totale kostnader for utstyr og arbeid.

<sup>13</sup>: BLL 1x99 luftlinje 23 km, totale kostnader for utstyr og arbeid.

### 3.5.2 Tapkostnader

Tapkostnader for et slikt prosjekt består av flere faktorer, men det er først og fremst tapene i linjer og kabler, samt tap i trafoene som utgjør de største kostnadene. For dette prosjektet gjøres en forenkling ved at man kun ser på belastningstapene på overføringslinjene. Det er simulert med scenario 4, da det er kun med dette scenarioet det er aktuelt å oppgradere linjen. Ut ifra belastningstapene finner man differansekostnadene mellom de ulike alternativene.

Brukstiden for Hinøglå og Vinsteren ble beregnet med formel 6.

**Hinøglå:**

$$T_t = \frac{12,5GWh}{3,2MW} = 3906 \text{ timer}$$

Formel 13: Utregning av brukstimer for Hinøglå.

**Vinsteren:**

$$T_t = \frac{10GWh}{2,5MW} = 4000 \text{ timer}$$

Formel 14: Utregning av brukstimer for Vinsteren.

Forskjellen på brukstiden mellom de to småkraftverkene er ikke betydelig. Det velges i dette tilfellet å benytte den største brukstiden som et «worst case» for å beregne tapkostnadene.

Tabell 10 viser en oversikt over produksjonen for begge de to småkraftverkene, samt brukstiden og installert effekt.

Tabell 10: Installerte effekten, brukstiden og produksjonen for både Hinøglå og Vinsteren.

	Hinøglå	Vinsteren
Brukstid	4000 h	3906 h
Produksjon vinter	4,5 GWh	8,5 GWh
Produksjon sommer	8,0 GWh	1,5 GWh
Produksjon, årlig middel	12,5 GWh	10 GWh
Installert effekt	3,2 MW	2,5 MW

I et år er det 8760 timer, mens brukstiden for småkraftverkene er beregnet til 4000 timer, det betyr at det er igjen 4760 timer av året. Det vil si at det er høy produksjon i 4000 timer

og lav produksjon i 4760 timer. Med høy produksjon menes det at begge småkraftverkene produserer samtidig, mens lav produksjon er når kun Kåja forsyner radialen.

Alle tapsberegningene som ble utført i NetBas ble utført med tung last. Dette ble utført for å se på dette som et «worst case» scenario. Verdiene som NetBas viste var tap i kW/km, slik at man måtte multiplisere linjelengdene med tapene, dette utgjør linjetapene  $P_0$ .

For å beregne tapskostnadene per år så er formel 5 benyttet. Verdiene  $k_p$  og  $k_w$  er verdier hentet fra tabeller laget av Sintef, som er lagt ved i vedlegg A, der  $k_p$  er estimert til å være 521 kr pr kW, og  $k_w$  er et årsgjennomsnitt på 33,4 øre/kWh for 2014.

$$K_{tap} = 0,334 * (383,741 * 4000) + 521 * 383,741 = 706\,469 \text{ kr/år}$$

Formel 15: Tap i kroner med FeAl 25 i tung last med høy produksjon over et år.

Utrekningen over viser tap med FeAl 25 med tung last og høy produksjon over et år.

Tabell 11 viser tapskostnadene for de fire forskjellige linjetyper som har blitt benyttet under analysen. For å få den totale kostnaden for et år, må man summere høy- og lav produksjon for hver av linjetyper. Tabell 12 viser den totale summen for et år.

Tabell 11:  $P_0$  som tapet i kW for 22 kV linje nettet, og hva brukstiden er for høy- og lav produksjon, samt kostnaden per år.

Linje type	$P_0$ [kW]	$T_t$ [timer]	kr pr år
FeAl 25 tung last, høy produksjon	383,742	4000	706 469
FeAl 25 tung last, lav produksjon	249,950	4760	522 845
BLL 1x62 tung last, høy produksjon	310,930	4000	572 422
BLL 1x62 tung last, lav produksjon	249,434	4760	521 766
BLL 1x99 tung last, høy produksjon	219,439	4000	403 987
BLL 1x99 tung last, lav produksjon	249,290	4760	521 464
FeAl 70 tung last, høy produksjon	184,760	4000	340 143
FeAl 70 tung last, lav produksjon	249,501	4760	521 906

Det er tatt utgangspunktet i en levetid på 30 år med en kalkulasjonsrente på 7 % som beskrevet i del **2.6.3 Kalkulasjonsrente**. Tabell 12 viser kostnader av tap, for hver av de fire linjetyper.

Tabell 12: Totale tapskostnadene for hver linjetype i kr. Og nåverdien for de samme alternativene med 7 % rente, over en tid på 30 år.

Linje type	kr pr år	30 år med 7% rente
Tap for FeAl 25	1 229 314	15 254 613
Tap for BLL 1x66	1 094 188	13 577 826
Tap for BLL 1x99	925 452	11 483 972
Tap for FeAl 70	862 049	10 697 205

For å se på kapitalisert differensiert tapskostnad for hver av de fire linjene, så må man finne et veid gjennomsnitt av linjetap i nåtid. Dette gjøres med hjelp av formel 16.

Likningen tar utgangspunktet i de totale tapskostnadene per år for høy- og lav produksjon, for så å finne det veide gjennomsnitt av tap i nåtid. Slik at man kan forenkle regningen for kapitalisert differensiert tapskostnad for hver linjetype.

$$\text{Linje tap} = \frac{\text{Totale tapskostnader/år}}{8760 * k_w + k_p} = \frac{1\,229\,314,43}{8760 * 0,33 + 521} = 360,31 \text{ kW}$$

Formel 16: Ekvivalent årsgjennomsnitt i linje tap for FeAl 25.

Tabell 13 viser det veide gjennomsnitt av linjetap, differansen i tap sammenlignet med A4.7, og kapitalisert differensiert tapskostnad for de fire linjetyperne. Dette er for å vise om sparte tapskostnader kan rettferdiggjøre investeringskostnadene ved oppgradering av linjen.

Tabell 13: Veide gjennomsnitt av linje tap, differansen i tap sammenlignet med A4.7, og kapitalisert differensiert tapskostnad for de fire linjetyperne.

Linje type	Linje tap [kW]	Differansen i tap sammenlignet med A4.7 [kW]	Kapitalisert differensiert tapskostnad [kr]
Tap for FeAl 25	360	107	4 557 408
A4.5 tap for BLL 1x62	321	68	2 880 621
A4.6 tap for BLL 1x99	271	18	786 767
A4.7 tap for FeAl 70	253	0	0

Når begge småkraftverkene er utbygget, så er det alternativ A4.7 som er det mest lønnsomme økonomiske alternativet, dette vises i tabell 14. Videre ser man at hvis det er kun et av småkraftverkene som skal bygges ut, så er det alternativ A3.1 som er det mest økonomisk lønnsomme.

Tabell 14: Totale investeringskostnadene for de forskjellige alternativene inklusiv kapitalisert differensiert tapskostnader for alternativ A4, som er sammenlignet med A4.7.

Alternativ	Investeringskostnad [Nok]	Tapskostnader [Nok]	Sum [Nok]
A1.2	3 728 877	-	3 728 877
A1.3	2 743 386	-	2 743 386
A3.1	1 456 915	-	1 456 915
A4.2	23 450 211	4 557 408	28 007 619
A4.5	18 911 734	2 880 621	21 792 355
A4.6	20 813 710	786 767	21 600 477
A4.7	19 957 564	0	19 957 564

## 3.6 Konsekvenser

### 3.6.1 Miljømessige konsekvenser

På strekningen fra Hinøgla mot Øvre Vinstra kraftverk graves det ned en jordkabel i vegskulder langs eksisterende grusvei. Jordkabel velges fremfor luftlinje da område kan være værutsatt ifølge «konesjonssøknad oktober 2012» for Hinøgla kraftverk (10). Valget vil også medføre minst visuelle inngrep, samt redusert fare for fugledød.

Fra Vinsteren kraftverk legges det en 200 meter kabel til eksisterende linjetrase. Ifølge befaringsnotat fra E-CO Partner AS, vil dette i liten grad berøre naturmiljøet, friluftsliv/turisme og andre interesser i området (11).

For en eventuell oppgradering av strekningen mellom Bjønnhølen og Kamfoss har det blitt sett på tre alternativer av ny linje BLL 1x62, BLL 1x99 og FeAl 70. Valg av BLL vil gi en smalere faseavstand og linjetrasé, samt redusere faren for fuglekollisjon og mot elektrokusjon som oppstår når fugler setter seg på eller tar av fra masten.

### 3.6.2 Helsemessige konsekvenser

Ved oppføring av nye elektriske anlegg eller oppgradering av eksisterende anlegg, skal det utredes om magnetfeltet i nærliggende bygg kan bli høyere enn 0,4  $\mu$ T, mens grenseverdien for kortvarig eksponering er satt til 200  $\mu$ T. Disse verdiene er satt langt lavere enn de laveste

nivåene hvor det kan måles effekter på kroppen (9). Det er lite ferdsel i området dermed er det vurdert at det vil bli ubetydelige helsemessige konsekvenser for de mulige tilkoblingsløsningene.

## 4.0 Diskusjon

Innledende analyser viser at tilknytning av Hinøgla kraftverk til eksisterende 22 kV nett vil gi betydelig påvirkning for nettet og dermed må man se nærmere på konsekvensene. Vinsteren kraftverk medfører ikke like alvorlige konsekvenser ved tilknytning til 22 kV nettet, men de samme analysene er utført for begge.

Utbygging av kun Hinøgla kan gjennomføres uten oppgraderinger i nettet ved en tilkobling til det eksisterende 22 kV linjenettet. Hvis småkraftverket skal tilkobles 22 kV samleskinne innendørs i Øvre Vinstra kraftverk vil dette føre til en ekstrakostnad på en million kroner. Ekstrakostnaden oppstår på grunn av at det da må bygges ut et nytt felt for bryterarrangementet grunnet plassmangel i eksisterende anlegg, samt at bryterarrangementet i seg selv er mer kostbart enn tilkobling ute på linjen. Fordelen med å få tilkoblingen innendørs er at man da lettere kan betjene, kontrollere og vedlikeholde avgangen. Dette vil i sum gi en bedre teknisk løsning, prisen for dette betraktes likevel i overkant av hva som er akseptabelt, dermed anbefales tilkobling ute på linjen som det beste alternativet i dette scenariet.

Ved kun utbygging av Vinsteren kraftverk så slipper man å oppgradere det eksisterende 22 kV linjenettet hvis man regulerer den reaktive effekten i generatoren i Vinsteren. Det vil da si at kraftverket skal forbruke reaktiv effekt for å overholde de gitte krav til spenningsvariasjoner på +/- 10 %. Dette vil da være en god økonomisk løsning grunnet at man slipper å oppgradere det eksisterende 22 kV nettet. Her har vi kun sett på oppgradering av hele linjen fra Kamfoss til Vinsteren og ikke deler av linjen som også kan være en mulighet. Linjen fra Vinsteren til Slangen er 50-60 år gammel og dette vil bety at man blir nødt til å se på en oppgradering i den nærmeste framtid, men det er ingen konkrete planer om dette per i dag. En kostnad på oppgradert linjenett vil bli betydelig, og eventuelle sparte tapskostnader vil ikke i seg selv rettferdiggjøre den totale investeringskostnaden for prosjektet.

Kartlegging av nåværende situasjon viser at hvis begge småkraftverkene blir utbygget og koblet til det eksisterende 22 kV nettet, vil spenningsvariasjonene overskride grensene satt av netteier Gudbrandsdalen Energi AS. Hvis man oppgraderer linjen fra Vinsteren til Kamfoss vil dette overholde kravet til spenningsvariasjon, dette er likevel et kostbart alternativ. En

annen løsning er at Hinøgla tilkobles direkte på 22 kV samleskinnen med en ny treviklingstransformator 11/22/300 kV i Øvre Vinstra kraftstasjon, mens Vinsteren tilkobles eksisterende nett. En slik trafo vil bli kostbar, men kan bli aktuell i forbindelse med at Øvre Vinstra kraftstasjon er søkt oppgradert. Hvis kraftstasjonen blir oppgradert med ny trafo er dette det anbefalte alternativet, mens uten en oppgradering vil det anbefalte alternativet bli å oppgradere linjen, da dette vil gi mindre tap og bedre forsyningsikkerhet.

Når man vurderer oppgradert linje er det viktig å finne riktig økonomisk tverrsnitt. Generelt sett er det mindre tapskostnader med høyere tverrsnitt, men høyere utbyggingskostnader. Alternativet med FeAl 70 er ikke anbefalt da uisolerte linjer gir dårligere personsikkerhet, samt større linjebredde og kraftgater, samt at det kan komme et forbud mot å bygge nye linjer av denne typen. Etter å ha sammenliknet kostnadene er det BLL 1x99 som blir det rimeligste alternativet. Sparte tapskostnader forsvare de økte investeringsutgiftene, dermed blir dette det beste økonomiske tverrsnittet. I et langsiktig perspektiv er det også fornuftig at når man først bygger, så legger man inn ekstra kapasitet for eventuell fremtidig utbygging.

Ved å sjekke bortfall av Kåja undersøkes det om kraftverkene klarer å drifte nettet uten forsyning fra Kåja, som kan være et mulig driftsscenario. Simuleringene som ble gjort viste at da vil nettet falle ut, da det ikke produseres nok fra Hinøgla og Vinsteren til å drifte nettet som øydrift. Det er ikke foretatt en analyse på hvor sannsynlig denne driftssituasjonen er, hverken for lavlastsituasjonen eller høylastsituasjonen.

Eidsiva Vannkraft AS har et ønske om at begge kraftverkene skal utbygges, så lenge dette er «lønnsomt». Oppgaven har ikke som mål å beregne de totale kostnadene for utbygging av kraftverkene kun nettilknytningen. Beregningene viser at kostnadene for nettilknytning er betydelig for disse forholdsvis små kraftverkene, spesielt hvis det blir besluttet at begge kraftverkene skal utbygges. For utbygger må man dog ta med i beregningen eventuelle «grønne sertifikater» og deling av kostnader med netteier, noe som kan ha store utslag på det endelige kostnadsoverslaget.



## 4.1 Feilkilder

Alle simuleringer i denne oppgaven er utført i NetBas, der en del av verdiene er lagt inn fra Eidsiva sine komponenter og nett, den andre delen er lagt inn av gruppen. Når så mange verdier skal settes inn i programmet, kan det forekomme feil. Dette kan igjen medføre feilaktige utslag i simuleringene som ble utført.

Ved tapssimulering i nettet ble tap mindre enn 1 kW/km, uavhengig av lengden på avgangen neglisjert av simuleringsprogrammet. Hvis tapet på en del av linjen er 0,99 kW/km og den lengste linjetraseen i nettet er 21 km lang, kan dette i verste fall medføre en feil på 20,79 kW. Dette illustrerer at det kan oppstå en viss feilmargin i analysen.

Når simuleringene av lastflyt ble utført i tung last, så ble det litt «overdrevet» i forhold til det aktuelle nettet. Det er fordi det nesten ikke er tilkoblet last fra Bassenget til Vinsteren, dermed vil simuleringene gi et resultat som er «verre» enn tilfellet. Dette har blitt vurdert av gruppa til å være akseptabelt, på grunnlag av at det vil resultere i en sikkerhetsmargin i dimensjoneringen av et eventuelt nytt nett.

I lastflytanalysene har det blitt simulert med både Vinsteren og Hinøgla tilkoblet i høy produksjon og begge utkoblet i lav produksjon. Dette blir en forenkling med tanke på at Vinsteren produserer mest på vinteren, mens Hinøgla produserer mest på sommeren. Det vil medføre en «forverring» av de aktuelle forholdene i nettet, som igjen fører til en økt sikkerhetsmargin under de gitte forhold. Dette ble i samsvar med oppdragsgiver vurdert til å være en vanlig forenkling i denne type prosjekt.

De utstyrprisene som er brukt i kostnadsoverslagene er basert på antagelser fra Siemens, Melbye Skandinavia Norge og erfaringstall fra REN, se vedlegg E og F. Dette medfører en viss feilmargin, men det har blitt vurdert godt nok i samråd med oppdragsgiver for et estimert overslag.

## 5.0 Konklusjon/samlet vurdering

Resultatene viser at det blir en endret lastflyt og en spenningsstigning med utbygging av småkraftverkene. Dette vil resultere i at spenningsvariasjonene på radialen vil bevege seg opp mot grenseverdiene satt av Gudbrandsdal Energi på +/- 10 %. Ved en utbygging av kun Hinøgla kan dette gjennomføres uten oppgraderinger dersom den tilkobles det eksisterende 22 kV linjenettet med en tilkobling ute på linjen. Dette vil gi den enkleste og beste økonomiske løsningen for dette scenariet.

Ved kun utbygging av Vinsteren kraftverk, er det ikke behov for å oppgradere den eksisterende 22 kV linjen hvis man regulerer den reaktive effekten på generatoren i Vinsteren. Det vil da si at den skal forbruke reaktiv effekt for å overholde de gitte krav til spenningsvariasjoner gitt av Gudbrandsdal Energi. Oppgradering av linjen kan likevel bli aktuelt da linjen er gammel, og må utbedres i løpet de nærmeste årene.

Blir begge småkraftverkene utbygget og koblet til det eksisterende 22 kV nettet, så vil spenningsvariasjonene overskride grenseverdiene satt av netteier. Hvis man oppgraderer linjen fra Vinsteren til Kamfoss vil dette overholde kravet til spenningsvariasjon, dette er likevel en meget kostbar løsning. Ved en eventuell oppgradering bør det velges BLL 1x99, da dette er det beste økonomiske tverrsnittet og tar høyde for eventuelle fremtidige utbygginger. Hvis planene om å oppgradere Øvre Vinstra kraftverk med ny treviklingstransformator blir realisert gir dette en mulighet for tilkobling til denne via 22 kV samleskinne. Dette vil gi en mulighet til å dele kostnadene med dette prosjektet og kan gjøre dette til den beste løsningen.

Denne oppgaven gir innblikk i typiske problemstillinger ved tilkobling av småkraftverk til distribusjonsnettet, som for eksempel spenningsvariasjon, spenningsprang og kortslutningsstørrelser. Ved prosjektering av tilknytning av småkraft til distribusjonsnettet er det flere faktorer som må tas hensyn til, spesielt dette at lastflyten på radialen kan endre retning sammenlignet med tradisjonell lastflyt. Det økonomiske ved en tilkobling kan være komplisert og være avhengig av mange faktorer som det er viktig å ta hensyn til. I planleggingen er det da viktig at man inngår kompromisser og tenker langsiktig.

## 6.0 Referanser

1. Bøhren Ø, Gjærum PI. Prosjektanalyse: Investering og finansiering. Bergen: Fagbokforlaget; 2009
2. Catrinu-Renström M. Systematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett. 2012 20.7. Report No.: 1.
3. Sintef Energi AS. Grunnleggende økonomisk teori. 2010 15.9. Report No.: 3.
4. Løberg K. Distribusjonsnett: Investering og prosjektanalyse. 2010 11.4. Report No.: 1.
5. Finansdepartementet. Samfunnsøkonomiske analyser. 2012 1.10; 64
6. Petterteig A, Mogstad O, Henriksen T, Håland Ø. Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnett. 2006 5.12. Report No.: 1.
7. Sintef Energi AS. Spenningskvalitet. 2011 7.7. Report No.: 3.
8. Lovdata. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet [Internettside]. Norge: Lovdata; [30.11.2004, sitert 17.03.2014]. Tilgjengelig fra: <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20041130-1557.html>.
9. Statens strålevern. Bolig nær høyspentanlegg. 2012 1.6; 2012: (1): 8
10. Opplandskraft DA. Hinøgla kraftverk: Konesjonssøknad. 2012 10.24. Report No.: 1.
11. Sørli T. Vinsteren kraftverk: Forprosjekt - høst 2007. 2007 12.12. Report No.: 1.
12. Fretheim S. Råd om nettanalyse. 2011 6.30. Report No.: 1.
13. FGR. Vassdragsbeskrivelse av vinstravassdraget. 2009 31.7. Report No.: 1. [URL]: <ftp://ftp.fri-nett.no/fmop/mva/bedre%20bruk/vassdragsrapport/Vinstravassdraget2008.pdf>
14. Eidsiva Vannkraft AS. Årsrapport fra Eidsiva energi 2012. 2013 17.4. Report No.: 1.
15. Norges vassdrags- og energidirektorat. Vannkraft [Internettside]. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; [03.04.2014, 11.02.2009]. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/>
16. Svarte S, Sebergesen J H. Effekttap- og energitap/komponentval: Effekttap og energitap. Gyldendal Norsk Forlag AS, redaktør. Energiproduksjon og energidistribusjon: jordfeil, anlegg og sikkerhet (6). Oslo: Gyldendal Norsk Forlag AS; 2012. s. 129-44

17. Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven). Lovdata; 1990 [Endret 2010 9.1]. Tilgjengelig fra:  
[http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50#KAPITTEL\\_7](http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50#KAPITTEL_7)
18. Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS 2012) publisert. Statnett; 2012. Tilgjengelig fra:  
[http://issuu.com/statnett/docs/statnett\\_fiks\\_/1?e=2213733/2286337](http://issuu.com/statnett/docs/statnett_fiks_/1?e=2213733/2286337)

## Vedlegg A: Tabeller for effekttap/kostnad

År	[øre/kWh]
2007	38,0
2008	34,0
2009	33,0
2010	32,0
2011	31,9
2012	32,4
2013	32,9
2014	33,4
2015	33,9
2016	34,2
2017	34,4
2018	34,7
2019	34,9
2020	35,2
2021	35,6
2022	35,9
2023	36,3
2024	36,6
2025	37,0
2026	37,4
2027	37,7
2028	38,1
2029	38,5
2030	38,9
2031	39,3
2032	39,7
2033	40,1
2034	40,5
2035	40,9
2036	41,3

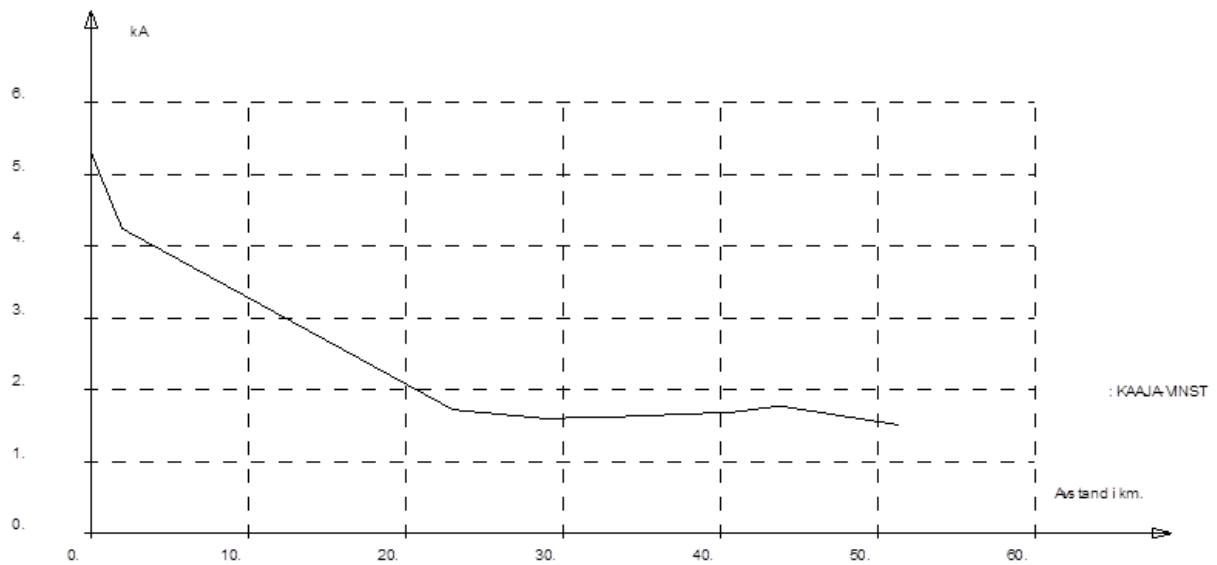
Tabell hentet fra Sintef, den viser ekvivalent årskostnad av energitap (kw) i øre/kWh. Verdien som er brukt fra denne tabellen er fra 2014 (33,4) i tapsberegninger.

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett, middels belastning				Kabelnett, høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 stikkledn.
2007	490	643	693	589	490	594	616	555	490	604	616	562
2008	494	647	697	592	494	598	620	558	494	608	620	565
2009	498	651	701	595	498	602	624	561	498	612	624	568
2010	503	656	706	598	503	606	628	564	503	616	628	571
2011	507	660	710	601	507	611	633	567	507	620	633	574
2012	512	664	714	604	512	615	637	570	512	625	637	577
2013	516	669	719	607	516	620	641	573	516	630	641	580
2014	521	674	723	611	521	624	646	577	521	634	646	584
2015	526	679	728	614	526	629	651	580	526	639	651	587
2016	531	684	733	618	531	634	656	583	531	644	656	591
2017	536	689	738	621	536	639	661	587	536	649	661	594
2018	542	694	743	625	542	645	666	591	542	654	666	598
2019	547	699	748	629	547	650	671	595	547	660	671	602
2020	553	705	754	633	553	656	676	598	553	665	676	606
2021	558	711	759	637	558	661	682	602	558	671	682	610
2022	564	716	765	641	564	667	688	607	564	677	687	614
2023	570	722	771	645	570	673	693	611	570	683	693	618
2024	576	729	777	649	576	679	699	615	576	689	699	622
2025	583	735	783	654	583	685	705	620	583	695	705	627
2026	589	741	789	658	589	692	712	624	589	702	712	631
2027	596	748	795	663	596	698	718	629	596	708	718	636
2028	603	755	802	668	603	705	725	633	603	715	725	641
2029	610	762	809	673	610	712	732	638	610	722	731	646
2030	617	769	816	678	617	719	738	643	617	729	738	651
2031	624	776	823	683	624	727	746	649	624	737	745	656
2032	632	784	830	688	632	734	753	654	632	744	753	661
2033	640	791	838	694	640	742	760	659	640	752	760	666
2034	648	799	845	699	648	750	768	665	648	760	768	672
2035	648	799	845	699	648	750	768	665	648	760	768	672
2036	648	799	845	699	648	750	768	665	648	760	768	672

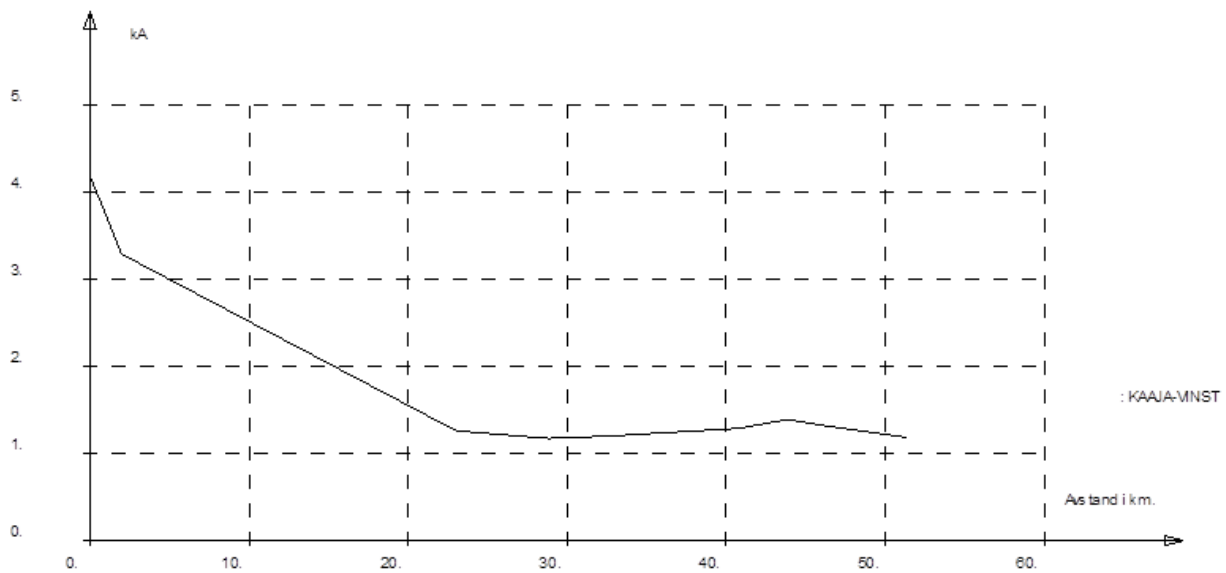
Tabellen over viser kostnaden av maksimale effekttap ( $K_p$ ) i Kr/kW år. 4,5 % kalkulasjonsrente. Her har man brukt verdien fra 2014 (521) i tapsberegningene.

## Vedlegg B: Simuleringsresultater av kortslutning

Beregnet kortslutningsstrømmer mot Vinsteren med tung last og høy produksjon:

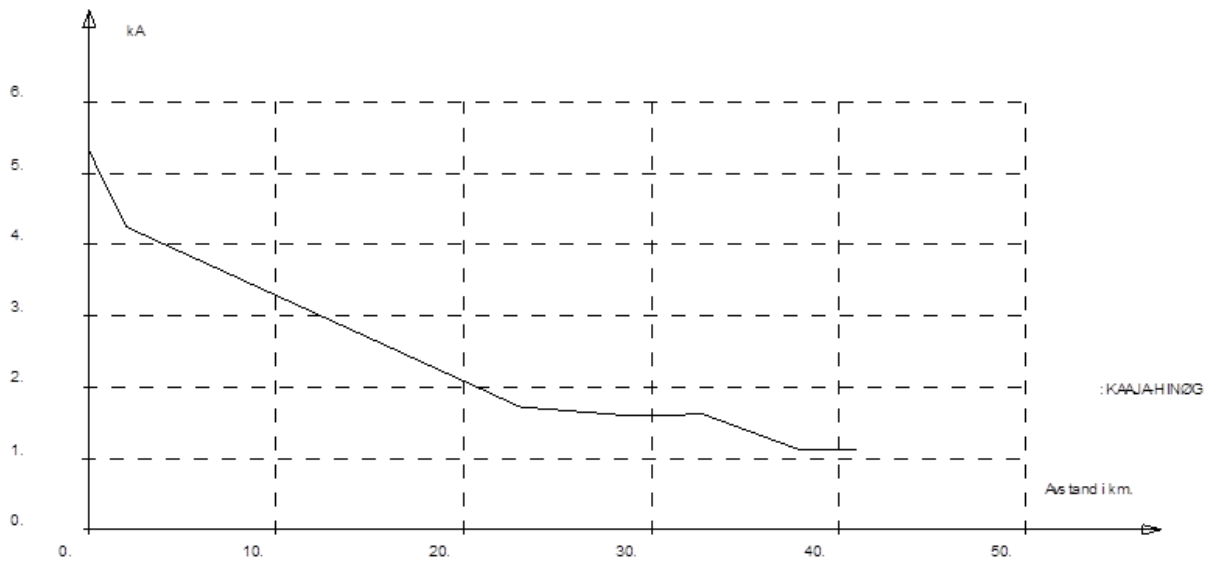


Høyeste beregnet kortslutningsstrøm mellom Kåja og Vinsteren.

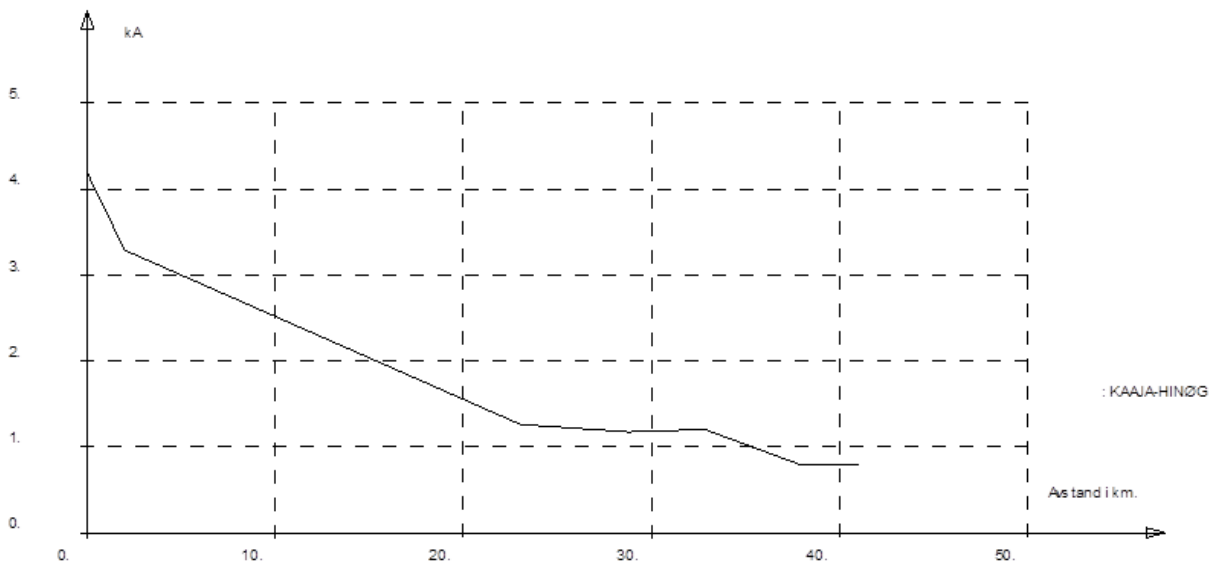


Minste beregnet kortslutningsstrøm mellom Kåja og Vinsteren.

Beregnet kortslutningsstrømmer mot Hinøgla med tung last og høy produksjon:



Høyeste beregnet kortslutningsstrøm mellom Kåja og Hinøgla.



Minste beregnet kortslutningsstrøm mellom Kåja og Hinøgla.



## Vedlegg C: Simuleringsresultater av tap

Her kommer resultater av tap i eksisterende og oppgradert nett i forskjellige lastsituasjoner.

### BLL 1x62 normal last, høy produksjon

	kW/km	km	kW
1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	21,844	5,400	117,9576
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	21,84	4,000	87,36
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,12	0,001	0,01312
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,455	5,000	57,275
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	4,293	5,000	21,465
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	4,288	0,054	0,231552
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	4,12	2,500	10,3
8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	3,274	3,000	9,822
9 : #37 - FEFOR	2,628	0,001	0,002628
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	1,19	4,000	4,76
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	1,186	3,000	3,558
<b>Sum</b>	<b>89,238</b>	<b>31,956</b>	<b>312,7449</b>

### BLL 1x62 normal last, lav produksjon

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,557	2,000	35,114
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,631	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,303	21,000	216,363
4 : #37 - FEFOR	2,720	0,001	0,003
<b>Sum</b>	<b>46,211</b>	<b>23,002</b>	<b>251,495</b>

### BLL 1x62 tung last, høy produksjon

	kW/km	km	kW
1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	21,717	5,400	117,2718
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	21,713	4,000	86,852
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,03	0,001	0,01303
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,387	5,000	56,935
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	4,268	5,000	21,34
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	4,263	0,054	0,230202
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	4,098	2,500	10,245
8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	3,255	3,000	9,765
9 : #37 - FEFOR	2,61	0,001	0,00261
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	1,184	4,000	4,736
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	1,18	3,000	3,54
<b>Sum</b>	<b>88,705</b>	<b>31,956</b>	<b>310,930642</b>

**BLL 1x62 tung last, lav produksjon**

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,419	2,000	34,838
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,504	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,218	21,000	214,578
4 : #37 - FEFOR	2,701	0,001	0,003
<b>Sum</b>	<b>45,842</b>	<b>23,002</b>	<b>249,434</b>

**BLL 1x99 Normal last, høy produksjon**

	kW/km	km	kW
1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	14,263	5,400	77,0202
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	14,26	4,000	57,04
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,091	0,001	0,013091
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,817	5,000	59,085
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	2,834	5,000	14,17
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	2,831	0,054	0,152874
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	2,721	2,500	6,8025
8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	2,627	3,000	7,881
9 : #37 - FEFOR	2,163	0,001	0,002163
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	1,005	4,000	4,02
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	1,002	3,000	3,006
<b>Sum</b>	<b>68,614</b>	<b>31,956</b>	<b>229,192828</b>

**BLL 1x99 normal last, lav produksjon**

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,548	2,000	35,096
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,629	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,296	21,000	216,216
4 : #37 - FEFOR	2,719	0,001	0,003
<b>Sum</b>	<b>46,192</b>	<b>23,002</b>	<b>251,330</b>

**BLL 1x99 tung last, høy produksjon**

	kW/km	km	kW
1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	14,177	5,400	76,5558
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	14,174	4,000	56,696
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,002	0,001	0,013002
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,745	5,000	58,725
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	2,817	5,000	14,085
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	2,814	0,054	0,151956
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	2,704	2,500	6,76

8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	2,15	3,000	6,45
9 : #37 - FEFOR	2,609	0,001	0,002609
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	0	4,000	0
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	0	3,000	0
Sum	66,192	31,956	219,439367

### BLL 1x99 tung last, lav produksjon

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,410	2,000	34,820
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,503	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,212	21,000	214,452
4 : #37 - FEFOR	2,701	0,001	0,003
Sum	45,826	23,002	249,290

### FeAl 25 eksisterende linje normal last, høy produksjon

	kW/km	km	kW
1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	28,484	5,400	153,8136
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	28,48	4,000	113,92
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,171	0,001	0,013171
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,159	5,000	55,795
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	5,541	5,000	27,705
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	5,317	0,054	0,287118
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	5,317	2,500	13,2925
8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	4,218	3,000	12,654
9 : #37 - FEFOR	2,63	0,001	0,00263
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	1,206	4,000	4,824
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	1,203	3,000	3,609
Sum	106,726	31,956	385,916019

### FeAl 25 eksisterende linje normal last, lav produksjon

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,585	2,000	35,170
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,641	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,324	21,000	216,804
4 : #37 - FEFOR	2,720	0,001	0,003
Sum	46,270	23,002	251,992

### FeAl 25 eksisterende linje tung last, høy produksjon

	kW/km	km	kW
--	-------	----	----

1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	28,323	5,400	152,9442
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	28,319	4,000	113,276
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,081	0,001	0,013081
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,094	5,000	55,47
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	5,51	5,000	27,55
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	5,505	0,054	0,29727
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	5,288	2,500	13,22
8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	4,195	3,000	12,585
9 : #37 - FEFOR	2,612	0,001	0,002612
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	1,199	4,000	4,796
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	1,196	3,000	3,588
<b>Sum</b>	<b>106,322</b>	<b>31,956</b>	<b>383,742163</b>

### FeAl 25 eksisterende linje tung last, lav produksjon

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,446	2,000	34,892
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,514	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,240	21,000	215,040
4 : #37 - FEFOR	2,701	0,001	0,003
<b>Sum</b>	<b>45,901</b>	<b>23,002</b>	<b>249,950</b>

### FeAl 70 normal last, høy produksjon

	kW/km	km	kW
1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	11,102	5,400	59,9508
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	11,102	4,000	44,408
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,081	0,001	0,013081
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,993	5,000	59,965
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	2,213	5,000	11,065
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	2,211	0,054	0,119394
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	2,124	2,500	5,31
8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	1,688	3,000	5,064
9 : #37 - FEFOR	2,629	0,001	0,002629
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	0	4,000	0
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	0	3,000	0
<b>Sum</b>	<b>58,143</b>	<b>31,956</b>	<b>185,897904</b>

### FeAl 70 normal last, lav produksjon

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,559	2,000	35,118
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,635	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,305	21,000	216,405

4 : #37 - FEFOR	2,720	0,001	0,003
Sum	46,219	23,002	251,541

**FeAl 70 tung last, høy produksjon**

	kW/km	km	kW
1 : KNP2_SLANGEN - KNP1_KFOSS	11,035	5,400	59,589
2 : KNP2_SLANGEN - KNP3_FINNBK	11,034	4,000	44,136
3 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	13,02	0,001	0,01302
4 : BASSENGET - KNP3_FINNBK	11,919	5,000	59,595
5 : BJØNNHØLEN - HEIMDALKRYSS	2,199	5,000	10,995
6 : BJØNNHØLEN - VINSTEREN22	2,197	0,054	0,118638
7 : HEIMDALKRYSS - KNP4_AUREBEK	2,111	2,500	5,2775
8 : KNP4_AUREBEK - ØYANGKRYSS	1,678	3,000	5,034
9 : #37 - FEFOR	2,611	0,001	0,002611
10 : KNP3_FINNBK - RAUSKARKRYSS	0	4,000	0
11 : ØYANGKRYSS - RAUSKARKRYSS	0	3,000	0
Sum	57,804	31,956	184,760769

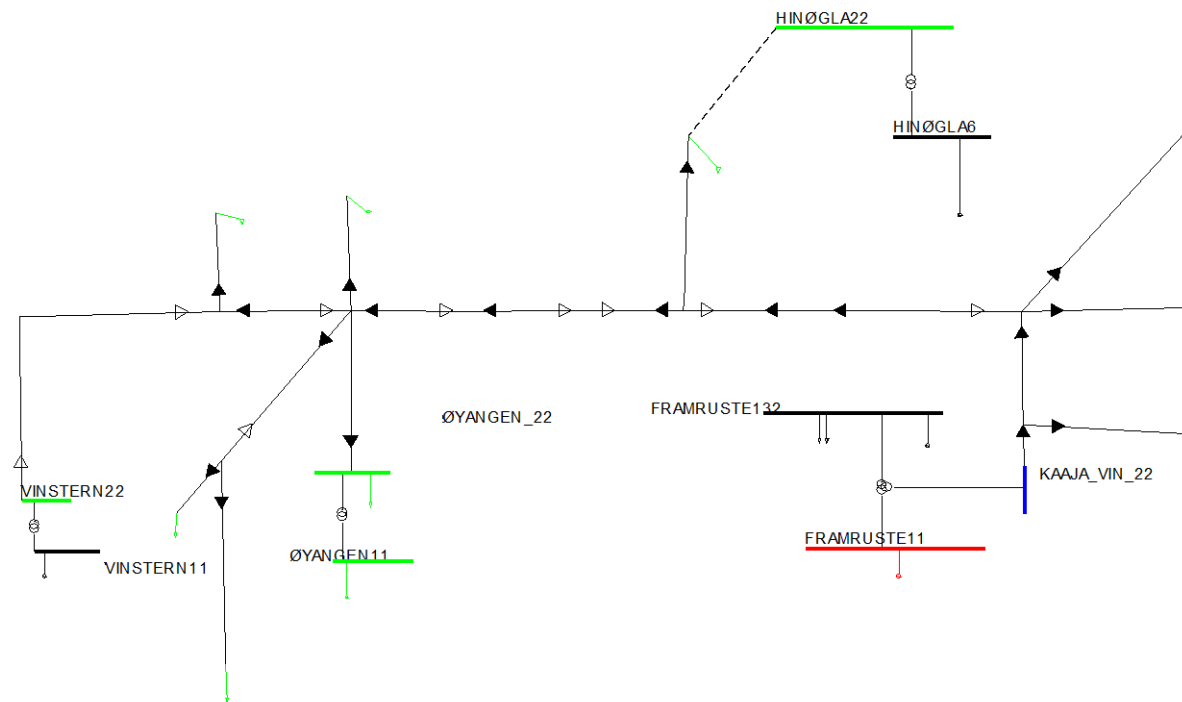
**FeAl 70 tung last, lav produksjon**

	kW/km	km	kW
1 : #37 - KAAJA_VIN_22	17,421	2,000	34,842
2 : KNP1_KFOSS - SKÅBU	15,509	0,001	0,016
3 : KNP1_KFOSS - #37	10,221	21,000	214,641
4 : #37 - FEFOR	2,701	0,001	0,003
Sum	45,852	23,002	249,501

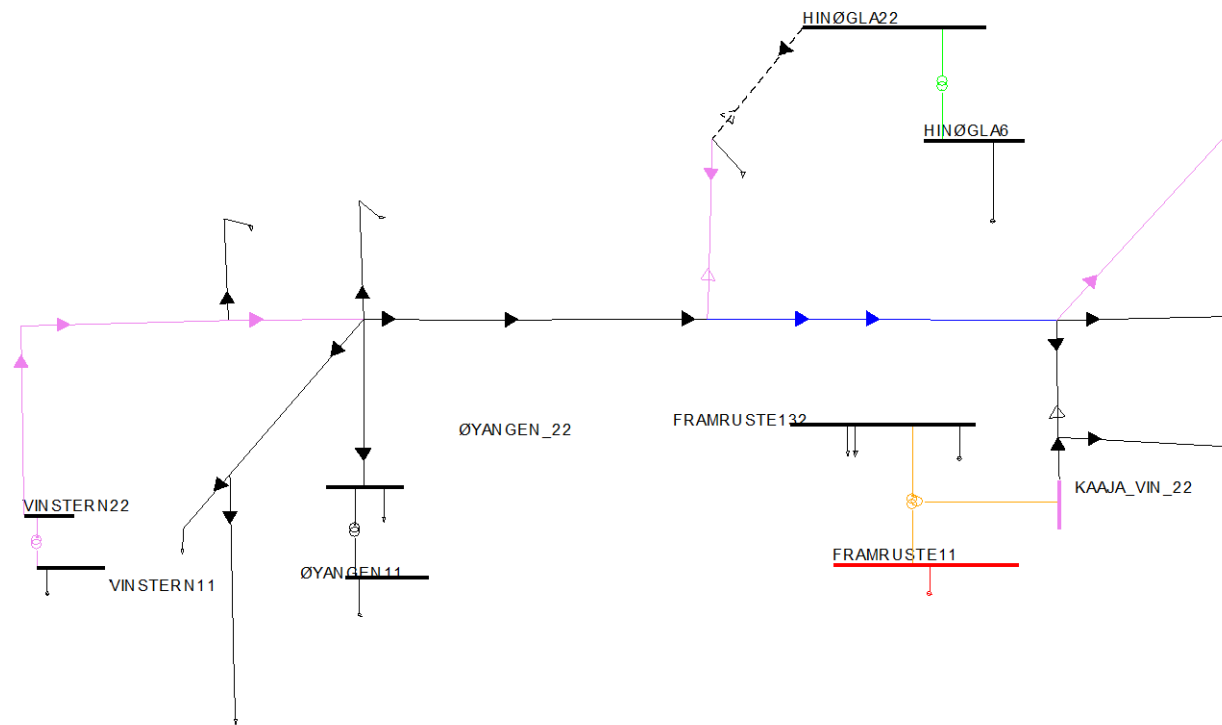
Linje type	kW/km	km	kW
BLL 1x62 normal last, høy produksjon	89,238	31,956	<b>312,744</b>
BLL 1x62 normal last, lav produksjon	46,211	23,002	251,495
BLL 1x62 tung last, høy produksjon	88,705	31,956	310,930
BLL 1x62 tung last, lav produksjon	45,842	23,002	249,434
BLL 1x99 normal last, høy produksjon	68,614	31,956	229,192
BLL 1x99 normal last, lav produksjon	46,192	23,002	<b>251,330</b>
BLL 1x99 tung last, høy produksjon	66,192	31,956	219,439
BLL 1x99 tung last, lav produksjon	45,826	23,002	249,290
FeAl 25 (eksisterende linje) normal last, høy produksjon	106,726	31,956	<b>385,916</b>
FeAl 25 (eksisterende linje) normal last, lav produksjon	46,270	23,002	251,992
FeAl 25 (eksisterende linje) tung last, høy produksjon	106,322	31,956	383,742
FeAl 25 (eksisterende linje) tung last, lav produksjon	45,901	23,002	249,950
FeAl 70 normal last, høy produksjon	58,143	31,956	185,897
FeAl 70 normal last, lav produksjon	46,219	23,002	<b>251,541</b>
FeAl 70 tung last, høy produksjon	57,804	31,956	184,760
FeAl 70 tung last, lav produksjon	45,852	23,002	249,501

Tabellen over viser en samlet oversikt over tap i forskjellige diftsituasjoner.

## Vedlegg D: Simuleringer som viser forandring i effektflyt



Simulert lastflyt som viser effektflyten før man kobler til de to nye kraftverkene.



Simulert lastflyt som viser effektflyten etter tilkobling av de to nye kraftverkene.



## Vedlegg E: Utstyspriser

Utstyr	Pris (NOK)
Linjebryter	49 264,-
22 kV koblingsanlegg	250 000,-
11 kV koblingsanlegg	250 000,-
6/22 kV transformator (3,6 MVA)	1 000 000,-
6/11 kV transformator (3,6 MVA)	1 000 000,-
0,69/22 kV transformator (3 MVA)	250 000,-
11/22/300 kV transformator (60-300 MVA)	12 000 000,- – 25 000 000,-
Utbyggingskostnader 22 kV felt	1 000 000,-
Utbyggingskostnader 11 kV felt	3 000 000,-

Tabellen over viser et overslag på komponentpriser inkludert monteringskostnader gitt fra henholdsvis Melby Skandinavia Norge AS på linjebryter og Siemens AS på bryterarrangement og trafoer. Utbyggingskostnadene er estimerte priser fra Terje Nyborg prosjektleder/disiplinleder elektro ved Eidsiva Vannkraft AS.

## Vedlegg F: Prisoverslag for utbygging

Prosjektrapporter fra Vinsteren med ulike alternativer, utarbeidet i REN:

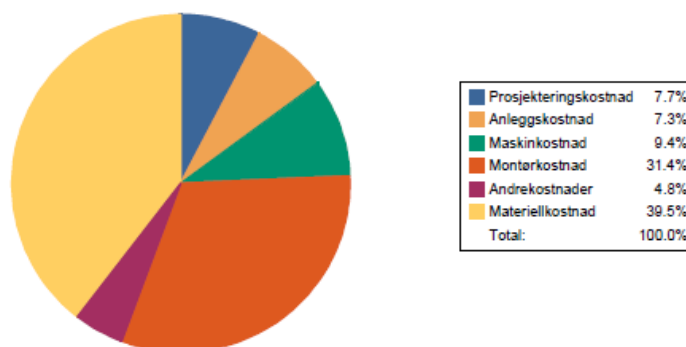


# Prosjektrapport

**Prosjektnummer:** 7  
**Prosjektnavn:** Vinsteren BLL 1x62  
**Ansvarlig:** Frank Linnerud  
**Konsern:** Høgskolen i Gjøvik  
**Startdato:** 22.04.2014  
**Sluttdato:** 06.06.2014  
**Sluttdata prognose:**  
**Status:** Ikke påbegynt  
**Beskrivelse:**

Type	Kostnad
Andreknstnader	748 966
Anleggskostnad	1 133 331
Maskinkostnad	1 461 553
Materiellkostnad	6 174 286
Montørkostnad	4 897 942
Prosjekteringskostnad	1 203 006
<b>Totalt:</b>	<b>15 619 084</b>

Type kostnad

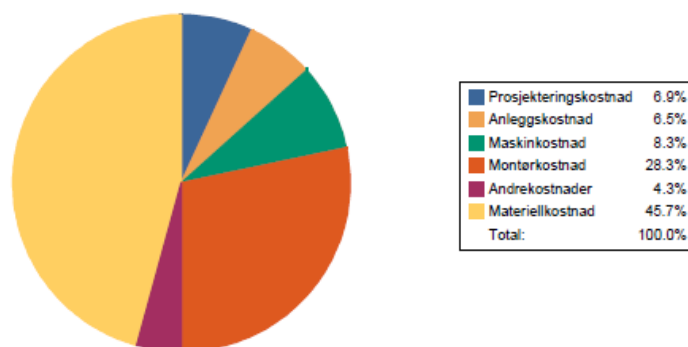


Kodetekst	Antall	Kostnad
<b>BLX og BLL 50/62mm<sup>2</sup></b>	<b>23.00 km</b>	<b>13 638 798</b>
Anleggskostnad		1 097 174
Andrekostnader		732 097
Maskinkostnad		974 066
Materiellkostnad		6 110 500
Montørkostnad		3 528 218
Prosjekteringskostnad		1 196 743
<b>Nybygging grøft LANDSBYGD for HS kabel</b>	<b>0.30 km</b>	<b>88 505</b>
Anleggskostnad		34 462
Andrekostnader		16 869
Maskinkostnad		33 094
Prosjekteringskostnad		4 080
<b>Nybygging HS kabel 24 kV TSLE/TSLF 150 Al i grøft</b>	<b>0.30 km</b>	<b>69 056</b>
Anleggskostnad		1 695
Materiellkostnad		63 786
Montørkostnad		1 391
Prosjekteringskostnad		2 183
<b>Demontere HS Linje</b>	<b>23.00 km</b>	<b>1 822 725</b>
Maskinkostnad		454 393
Montørkostnad		1 368 333
<b>Totalt:</b>		<b>15 619 084</b>

**Prosjektnummer:** 2  
**Prosjektnavn:** Vinsteren BLL  
**Ansvarlig:** Frank Linnerud  
**Konsern:** Høgskolen i Gjøvik  
**Startdato:** 07.04.2014  
**Sluttdato:** 19.05.2014  
**Sluttdata prognose:**  
**Status:** Ikke påbegynt  
**Beskrivelse:**

Type	Kostnad
Andreknstnader	748 966
Anleggskostnad	1 133 331
Maskinkostnad	1 461 553
Materiellkostnad	8 009 608
Montørkostnad	4 964 596
Prosjekteringskostnad	1 203 006
<b>Totalt:</b>	<b>17 521 060</b>

### Type kostnad

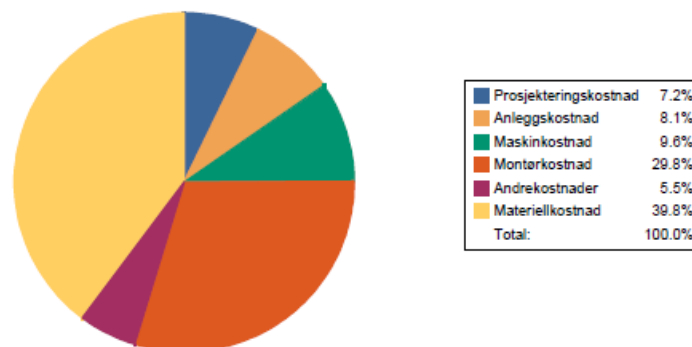


Kodetekst	Antall	Kostnad
<b>BLX og BLL 95/99 mm<sup>2</sup></b>	<b>23.00 km</b>	<b>15 540 773</b>
Anleggskostnad		1 097 174
Andrekostnader		732 097
Maskinkostnad		974 066
Materiellkostnad		7 945 822
Montørkostnad		3 594 872
Prosjekteringskostnad		1 196 743
<b>Nybygging grøft LANDSBYGD for HS kabel</b>	<b>0.30 km</b>	<b>88 505</b>
Anleggskostnad		34 462
Andrekostnader		16 869
Maskinkostnad		33 094
Prosjekteringskostnad		4 080
<b>Nybygging HS kabel 24 kV TSLE/TSLF 150 Al i grøft</b>	<b>0.30 km</b>	<b>69 056</b>
Anleggskostnad		1 695
Materiellkostnad		63 786
Montørkostnad		1 391
Prosjekteringskostnad		2 183
<b>Demontere HS Linje</b>	<b>23.00 km</b>	<b>1 822 725</b>
Maskinkostnad		454 393
Montørkostnad		1 368 333
<b>Totalt:</b>		<b>17 521 060</b>

**Prosjektnummer:** 1  
**Prosjektnavn:** Vinsteren  
**Ansvarlig:** Frank Linnerud  
**Konsern:** Høgskolen i Gjøvik  
**Startdato:** 07.04.2014  
**Sluttdato:** 19.05.2014  
**Sluttdata prognose:**  
**Status:** Ikke påbegynt  
**Beskrivelse:**

Type	Kostnad
Andreknstnader	919 810
Anleggskostnad	1 357 783
Maskinkostnad	1 594 649
Materiellkostnad	6 625 070
Montørkostnad	4 964 596
Prosjekteringskostnad	1 203 006
<b>Totalt:</b>	<b>16 664 914</b>

### Type kostnad



Kodetekst	Antall	Kostnad
<b>FeAl nr. 70 6/1</b>	<b>23.00 km</b>	<b>14 684 628</b>
Anleggskostnad		1 321 626
Andrekostnader		902 941
Maskinkostnad		1 107 163
Materiellkostnad		6 561 283
Montørkostnad		3 594 872
Prosjekteringskostnad		1 196 743
<b>Nybygging grøft LANDSBYGD for HS kabel</b>	<b>0.30 km</b>	<b>88 505</b>
Anleggskostnad		34 462
Andrekostnader		16 869
Maskinkostnad		33 094
Prosjekteringskostnad		4 080
<b>Nybygging HS kabel 24 kV TSLE/TSLF 150 Al i grøft</b>	<b>0.30 km</b>	<b>69 056</b>
Anleggskostnad		1 695
Materiellkostnad		63 786
Montørkostnad		1 391
Prosjekteringskostnad		2 183
<b>Demontere HS Linje</b>	<b>23.00 km</b>	<b>1 822 725</b>
Maskinkostnad		454 393
Montørkostnad		1 368 333
<b>Totalt:</b>		<b>16 664 914</b>

## Prosjektrapporter fra Hinøgla med ulike alternativer, utarbeidet i REN:

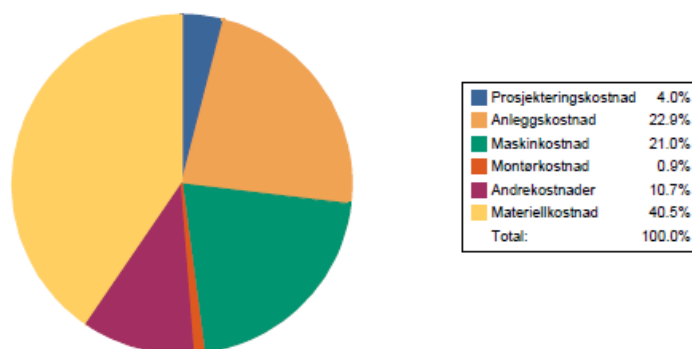


## Prosjektrapport

**Prosjektnummer:** 3  
**Prosjektnavn:** Vinsteren uten linjeoppgradering  
**Ansvarlig:** Frank Linnerud  
**Konsern:** Høgskolen i Gjøvik  
**Startdato:** 08.04.2014  
**Sluttdato:** 19.05.2014  
**Sluttdata prognose:**  
**Status:** Ikke påbegynt  
**Beskrivelse:**

Type	Kostnad
Andreknstnader	16 869
Anleggskostnad	36 157
Maskinkostnad	33 094
Materiellkostnad	63 786
Monterkostnad	1 391
Prosjekteringskostnad	6 263
<b>Totalt:</b>	<b>157 561</b>

Type kostnad



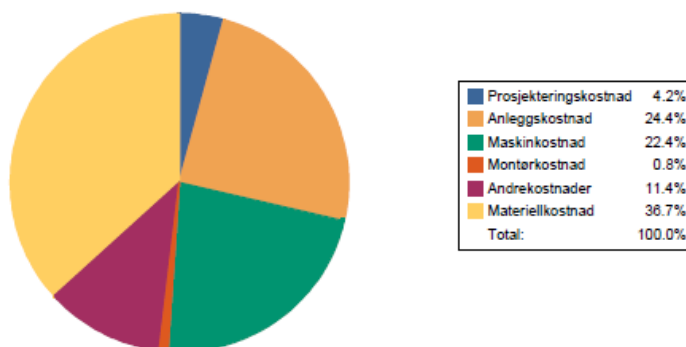


Kodetekst	Antall	Kostnad
<b>Nybygging grøft LANDSBYGD for HS kabel</b>	<b>0.30 km</b>	<b>88 505</b>
Anleggskostnad		34 462
Andreknader		16 869
Maskinkostnad		33 094
Prosjekteringskostnad		4 080
<b>Nybygging HS kabel 24 kV TSLE/TSLF 150 Al i grøft</b>	<b>0.30 km</b>	<b>69 056</b>
Anleggskostnad		1 695
Materiellkostnad		63 786
Montørkostnad		1 391
Prosjekteringskostnad		2 183
<b>Totalt:</b>		<b>157 561</b>

**Prosjektnummer:** 5  
**Prosjektnavn:** Hinøgla 11 kV til øvre vinstra  
**Ansvarlig:** Frank Linnerud  
**Konsern:** Høgskolen i Gjøvik  
**Startdato:** 08.04.2014  
**Sluttdato:** 19.05.2014  
**Sluttdata prognose:**  
**Status:** Ikke påbegynt  
**Beskrivelse:**

Type	Kostnad
Andreknstnader	168 693
Anleggskostnad	361 574
Maskinkostnad	330 940
Materiellkostnad	542 870
Montørkostnad	12 172
Prosjekteringskostnad	62 629
<b>Totalt:</b>	<b>1 478 877</b>

Type kostnad

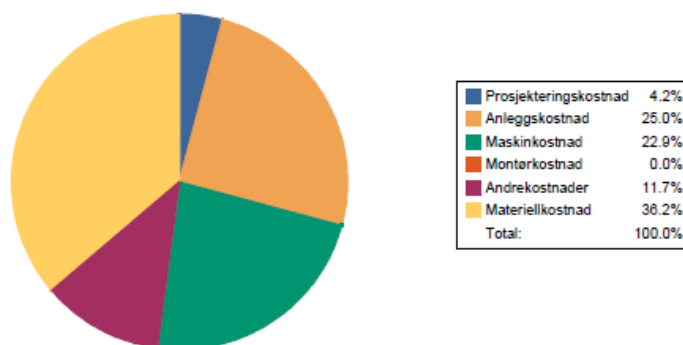


Kodetekst	Antall	Kostnad
<b>Nybygging grøft LANDSBYGD for HS kabel</b>	<b>3.00 km</b>	<b>885 051</b>
Anleggskostnad		344 622
Andrekostnader		168 693
Maskinkostnad		330 940
Prosjekteringskostnad		40 797
<b>Nybygging HS kabel 12 kV TSLE/TSLF 150 Al i grøft</b>	<b>3.00 km</b>	<b>593 825</b>
Anleggskostnad		16 951
Materiellkostnad		542 870
Montørkostnad		12 172
Prosjekteringskostnad		21 832
<b>Totalt:</b>		<b>1 478 877</b>

**Prosjektnummer:** 4  
**Prosjektnavn:** Hinøgla 22 kv til øvre vinstra  
**Ansvarlig:** Frank Linnerud  
**Konsern:** Høgskolen i Gjøvik  
**Startdato:** 08.04.2014  
**Sluttdato:** 19.05.2014  
**Sluttdata prognose:**  
**Status:** Ikke påbegynt  
**Beskrivelse:**

Type	Kostnad
Andreknstnader	168 693
Anleggskostnad	361 574
Maskinkostnad	330 940
Materiellkostnad	522 761
Montørkostnad	0
Prosjekteringskostnad	60 156
<b>Totalt:</b>	<b>1 444 122</b>

### Type kostnad

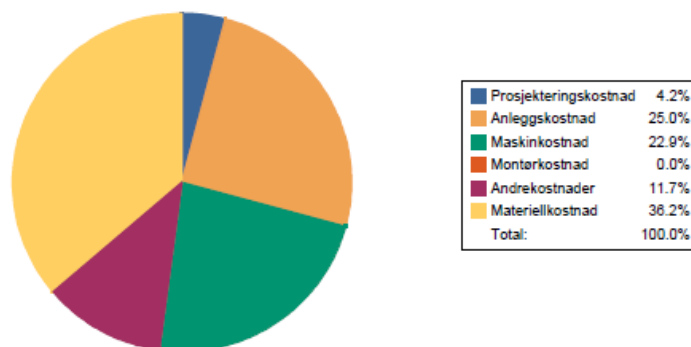


Kodetekst	Antall	Kostnad
<b>Nybygging grøft LANDSBYGD for HS kabel</b>	<b>3.00 km</b>	<b>885 051</b>
Anleggskostnad		344 622
Andrekostnader		168 693
Maskinkostnad		330 940
Prosjekteringskostnad		40 797
<b>Nybygging HS kabel 24 kV TSLE/TSLF 95 Al i grøft</b>	<b>3.00 km</b>	<b>559 071</b>
Anleggskostnad		16 951
Materiellkostnad		522 761
Montørkostnad		0
Prosjekteringskostnad		19 359
<b>Totalt:</b>		<b>1 444 122</b>

**Prosjektnummer:** 6  
**Prosjektnavn:** Hinøgla tilknytning 22 kV linje  
**Ansvarlig:** Frank Linnerud  
**Konsern:** Høgskolen i Gjøvik  
**Startdato:** 08.04.2014  
**Sluttdato:** 19.05.2014  
**Sluttdata prognose:**  
**Status:** Ikke påbegynt  
**Beskrivelse:**

Type	Kostnad
Andreknstnader	168 693
Anleggskostnad	361 574
Maskinkostnad	330 940
Materiellkostnad	522 761
Montørkostnad	0
Prosjekteringskostnad	60 156
<b>Totalt:</b>	<b>1 444 122</b>

### Type kostnad



Kodetekst	Antall	Kostnad
<b>Nybygging grøft LANDSBYGD for HS kabel</b>	<b>3.00 km</b>	<b>885 051</b>
Anleggskostnad		344 622
Andreknstnader		168 693
Maskinkostnad		330 940
Prosjekteringskostnad		40 797
<b>Nybygging HS kabel 24 kV TSLE/TSLF 95 Al i grøft</b>	<b>3.00 km</b>	<b>559 071</b>
Anleggskostnad		16 951
Materiellkostnad		522 761
Montørkostnad		0
Prosjekteringskostnad		19 359
<b>Totalt:</b>		<b>1 444 122</b>

## Vedlegg G: Lastdata for 22 kV linjenett

Knutepunkt	I/A (maksimal belastningsstrøm) (A)	Pmaks (maksimal aktiv effekt) (MW)	Qmaks (maksimal reaktiv effekt) (MVAR)
Bjønnhølen til heimdalskryss	0	0	0
KNP 4 Aurebekk til Heimdalkryss	1	0,043	0,002
Heimdalskryss mot Heimdalen	1	0,043	0,011
KNP 4 Aurebekk mot Aurebekk	1	0,043	0,009
KNP 4 Aurebekk mot Merravkr	3	0,100	0,015
Merravkr mot Merravika	1	0,043	0,011
Merravkr mot Øyvassoset			
KNP 4 Aurebekk mot Øyangen 22	2	0,071	0,016
Øyangkryss mot KNP 4 Aurebekk	8	0,257	0,038
KNP 3 Finnbk mot Øyangkryss	4	0,120	0,008
KNP 3 Finnbk mot Rauskarkryss	4	0,138	0,011
KNP 3 Finnbk mot bassenget	4	0,129	0,027
KNP 2 Slangen mot KNP 3 Finnbk	12	0,387	0,046
KNP 1 Kfoss mot KNP 2 Slangen	12	0,388	0,042
KNP 1 Kfoss mot Skåbu	85	2,772	0,643
KNP 1 Kfoss mot Espedalen	19	0,632	0,108
#37 mot KNP 1 Kfoss	116	3,794	0,789
#37 mot Fefor	35	1,247	0,256
Kaaja mot #37	151	5,258	1,323

Dette er en tabell over de forskjellige lastdata som simuleringene i NetBas er basert på. Verdiene er basert på en normal lastsituasjon og fremskaffet av GE og Opplandskraft.