

# NORD-NORSK VINDKRAFT



Konsekvensutredning

## **Sleneset Vindkraftverk** og tilhørende nettilknytning i kommunene Lurøy og Rødøy **Nettilknytning**



**Unntatt offentlighet etter Off. loven § 6-1**  
**Skal behandles i samsvar med BfK § 6-2**



## **Vindkraft på Sleneset**

- nettilknytning

**Utført av :** Norsk Systemplan og Enøk AS – NORSEC  
**Overlevert :** 21.01.2005  
**Oppdatert :** 21.10.2005  
**Saksbehandlere :** Leif Davik



# **Vindkraft på Sleneset**

## **- nettilknytning**

Fauske 07.01.2005

**Informasjon unntatt offentlighet**

Sensitiv informasjon om kraftforsyningen skal ikke offentliggjøres og skal til enhver tid avskjermes for uvedkommende

## NORSEC RAPPORT



Norsk Systemplan og Enøk AS  
Rådhusgata 2, 8205 FAUSKE

Internett : <http://www.norsec.no>  
E – post : [firmapost@norsec.no](mailto:firmapost@norsec.no)

Oppgave/sak:

### Vindkraft på Sleneset - nettilknytning

Telefon : 75 60 02 00  
Telefaks : 75 60 02 01  
Foretaksnummer : NO 971 231 769

Oppdragsgiver:  
Nord-Norsk Vindkraft

Kontaktperson hos oppdragsgiver:  
Ronald Hardersen

Nr.:  
KSP 01-2005

Dato:  
07.01.2005

Saksbehandler:  
Leif Davik

Kode:

#### Problemstilling

Denne analysen har som formål å vurdere ulike alternativer for nettilknytning av kraften fra et nytt vindkraftverk på Sleneset i Lurøy kommune i Nordland.

Kraftverket er planlagt med en installert ytelse inntil 225 MW, og en total produksjon inntil 675 GWh.

Sannsynlig tidspunkt for idriftsetting er 2007.

#### Analysealternativer

Det er i denne rapporten analysert tre ulike alternativer for nettilknytning:

Alternativ 1A: Sjøkabel fra Sleneset til Øresvik. Forsterkning av linjenettet fra Øresvik til Rana transformatorstasjon.

Alternativ 1B: Ny kabel fra Sleneset til Øresvik. Forsterkning av linjenettet fra Øresvik til Gjervalvatnet. Ny linje fra Gjervalvatnet til Melfjordbotn. Bygging av ny transformatorstasjon i Melfjordbotn (mot sentralnettet).

Alternativ 1C: Ny kabel fra Sleneset til Øresvik. Ny produksjonslinje fra Øresvik til Melfjordbotn. Bygging av ny transformatorstasjon i Melfjordbotn.

Alternativ 4: Sjøkabel fra Sleneset til Nesna. Forsterkning av linjenettet fra Nesna til Rana transformatorstasjon.

#### Analyseresultater

Den teknisk- økonomiske analysen har avdekket at alternativ 4 er best. Imidlertid er avstanden ned til alternativ 1B og 1C så liten at man må anse de tre alternativene for å være tilnærmet like. Med nettinvesteringer på ca 300 mill kroner, vil feilmarginen på prisene være større enn differansen mellom de tre alternativene. Følsomhetsanalysen, med varierende tapsbrukstid, viser også at de tre alternativene vil veksle mellom å være best når brukstiden for tap endres.

I henhold til de teknisk-/økonomiske beregningene anbefales det å bygge ut nettet etter den strategien som er gitt i alternativ 1B, alternativ 1C eller alternativ 4. Hvilke strategi som til slutt velges, må avgjøres av andre faktorer enn de rent økonomiske. Avgjørende her vil være spenningskvalitet, kostnader knyttet til reaktiv kompensering, endelig størrelse på installasjonen på Sleneset osv.

Det er også knyttet stor usikkerhet til om det kommer flere kraftverksutbygginger i området. Dette gjelder både et vindkraftverk på Sjonfjellet og utbygging av vannkraftverk i Smibelg, Storåvatn og Melfjordbotn. Totalt er det planlagt mellom 360 MVA, i tillegg til produksjonen på Sleneset. Også dette vil påvirke valg av utbyggingsstrategi.

En utsettelse av investeringstidspunktet, i forhold til det som er forutsatt i denne rapporten, vil ikke få betydning for anbefalt utbyggingsstrategi.

# Innholdsfortegnelse

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INNLEDNING</b>   | <b>2</b>  |
| 1.1      | FORMÅL  | 2         |
| 1.2      | NETTILKNYTNING  | 2         |
| 1.3      | DAGENS NETT   | 3         |
| 1.3.1    | Last- og produksjonstygdepunkt  | 4         |
| 1.3.2    | Nettmodell  | 4         |
| 1.3.3    | Nettap  | 4         |
| 1.3.4    | Randbetingelser   | 5         |
| 1.3.5    | Spenningsvariasjon  | 5         |
| 1.3.6    | Spesielle forhold   | 5         |
| <b>2</b> | <b>ANALYSE</b>  | <b>6</b>  |
| 2.1      | SVAKHETER MED DAGENS NETT, UTEN FORSTERKNINGER  | 6         |
| 2.2      | ALTERNATIV 1A: TILKNYTNING I ØRESVIK, FORSTERKNING TIL RANA                                 | 6         |
| 2.2.1    | Lastflyt  | 6         |
| 2.2.2    | Nettap  | 6         |
| 2.2.3    | Avbruddskostnader   | 7         |
| 2.3      | ALTERNATIV 1B: TILKNYTNING I ØRESVIK, TRANSFORMERING I MELFJORDBOTN                         | 7         |
| 2.3.1    | Lastflyt  | 7         |
| 2.3.2    | Nettap  | 7         |
| 2.3.3    | Avbruddskostnader   | 7         |
| 2.4      | ALTERNATIV 1C: PRODUKSJONSLINJE TIL MELFJORDBOTN VIA ØRESVIK, TRANSFORMERING I MELFJORDBOTN | 8         |
| 2.4.1    | Lastflyt  | 8         |
| 2.4.2    | Nettap  | 8         |
| 2.4.3    | Avbruddskostnader   | 8         |
| 2.5      | ALTERNATIV 4: TILKNYTNING I NESNA, FORSTERKNING TIL RANA                                    | 8         |
| 2.5.1    | Lastflyt  | 8         |
| 2.5.2    | Nettap  | 9         |
| 2.5.3    | Avbruddskostnader   | 9         |
| 2.6      | AVBRUDDSKOSTNADER   | 9         |
| 2.7      | VINDKRAFTENS BETYDNING FOR SPENNINGSKVALITETEN I REGIONALNETTET                             | 9         |
| 2.7.1    | Sjøkabelens betydning   | 9         |
| 2.7.2    | Regulering av vindparken  | 9         |
| 2.7.3    | Behov for reaktiv produksjon i regionalnettet   | 10        |
| 2.7.4    | Bygging av flere linjer   | 10        |
| 2.7.5    | Konklusjon  | 10        |
| 2.8      | VINDKRAFTVERKETS BETYDNING FOR SENTRALNETTET  | 10        |
| <b>3</b> | <b>KONKLUSJON</b>   | <b>11</b> |
| 3.1      | ØKONOMISK OPPSUMMERING  | 11        |
| 3.1.1    | Nytteverdi  | 11        |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 3.1.2    | <i>Kostnader</i>   | 11        |
| 3.1.3    | <i>Rangering</i>   | 12        |
| 3.2      | FØLSOMHET FOR ENDRINGER I TAPENES BRUKSTID .....                 | 12        |
| 3.3      | ANBEFALT UTBYGGINGSSTRATEGI .....                                | 12        |
| <b>4</b> | <b>VEDLEGG .....</b>   | <b>14</b> |
| 4.1      | OVERSIKT OVER VEDLEGG.....                                       | 14        |
| 4.2      | LINJENETTET I OMRÅDET .....                                      | 15        |
| 4.3      | PRODUKSJONS- OG OVERFØRINGSKAPASITET .....                       | 16        |
| 4.4      | DAGENS LASTFLYT I TUNGLAST.....                                  | 17        |
| 4.5      | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST 2004.....                             | 18        |
| 4.6      | LASTFLYT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1A.....        | 19        |
| 4.7      | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1A..... | 20        |
| 4.8      | LASTFLYT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1B.....        | 21        |
| 4.9      | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1B..... | 22        |
| 4.10     | LASTFLYT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1C.....        | 23        |
| 4.11     | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1C..... | 24        |
| 4.12     | LASTFLYT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 4 .....        | 25        |
| 4.13     | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 4.....  | 26        |
| 4.14     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 1A .....          | 27        |
| 4.15     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 1B .....          | 28        |
| 4.16     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 1C .....          | 29        |
| 4.17     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 4.....            | 30        |
| 4.18     | FORUTSETNINGER BRUKT I BEREGNINGENE .....                        | 31        |
|          | 4.18.1 <i>Økonomiske forutsetninger</i>                          | 31        |
|          | 4.18.2 <i>Tekniske forutsetninger</i>                            | 34        |
| 4.19     | KABELDATA SLENESET – ØRESVIK / NESNA .....                       | 35        |
| 4.20     | PRINSIPPSKISSE FOR TRANSFORMATORSTASJONEN I MELFIJORDBOTN .....  | 36        |
| 4.21     | PRINSIPPSKISSE FOR TRANSFORMATORSTASJONER PÅ SLENESET .....      | 37        |

# 1 Innledning

## 1.1 Formål

Denne analysen har som formål å vurdere ulike alternativer for nettilknytning av kraften fra et nytt vindkraftverk på Sleneset i Lurøy kommune i Nordland.

Kraftverket er planlagt med en installert ytelse inntil 225 MW, og en total produksjon inntil 675 GWh.

Sannsynlig tidspunkt for idriftsetting er 2007.

## 1.2 Nettilknytning

Det planlagte vindkraftverket forutsettes å knytte seg til eksisterende regional- eller sentralnett i området. Ett av alternativene er tilknytning til Øresvik transformatorstasjon. Denne stasjonen er eid av SKS Nett (Saltens Kraftsamband). Et annet alternativ er å knytte seg til Nesna transformatorstasjon. Denne stasjonen er eid av Helgelandskraft. Et fjerde alternativ er å knytte seg direkte til sentralnettet i Melfjordbotn.

For alle de fire alternativene må man legge en ca 32 km lang sjøkabel fra Sleneset til ilandføringsstedet i nærheten av en av de to transformatorstasjonene Nesna eller Øresvik.

Figur 1 nedenfor viser traseen til den nye kabelen fra Sleneset (stiplet), samt eksisterende nett (heltrukket). Se også kapittel 2 for beskrivelse av de fire alternativene som er analysert i denne rapporten.



Figur 1: Tilknytning av det nye vindkraftverket på Sleneset til regional- eller sentralnettet i området. Gule firkanter angir eksisterende transformatorstasjoner, mens gule sirkler angir kraftstasjoner. Linjene er avmerket som røde (132 kV) og rosa (420 kV) streker. (Bakgrunnskart: NVE Atlas)

### 1.3 Dagens nett

Sentralnettet i området består av 300 kV og 420 kV linjer, mens regionalnettet for en stor del er bygget med 132 kV spenningsnivå. Figur 2 nedenfor, gir en oversikt over sentral- og regionalnettet.



Figur 2: Regional- og sentralnettet i søndre Salten og Helgeland. (Bakgrunnskart: NVE Atlas)

Sentralnettets hovedforbindelse nordover fra Trøndelag består av to 300 kV-linjer til Nedre Røssåga i Nordland. Fra Nedre Røssåga og nordover til Balsfjord går det en 420 kV linje. Videre nordover i Finnmark går det to 132 kV-linjer til Varangerbotn. En linje fortsetter videre til Kirkenes, og derfra videre til kraftverkene Melkefoss, Skogfoss og Boris Gleb. En annen 132 kV-linje går fra Varangerbotn til Vadsø.

Det nye vindkraftverket på Sleneset er plassert i grensesnittet mellom regionalnettet til SKS Nett og HelgelandsKraft. Det vurderes både tilknytning til regionalnettet i Nesna (HelgelandsKraft) og til Øresvik (SKS Nett). Det aktuelle regionalnettet består av 132 kV-linjer. I tillegg vurderes det tilknytning direkte mot sentralnettet i Melfjordbotn.

### 1.3.1 Last- og produksjonstygdepunkt

Salten og Helgeland har normal stort overskudd på effekt og energi.

Total installert ytelse i alle kraftverkene er ca 2862 MW, mens maksimal vinterytelse er ca 2335 MW. Produksjonen er ganske likt fordelt mellom Salten og Helgeland.

Hovedtyngden av produksjonen skjer i de store kraftverkene: Kobbelv, Svartisen, Rana, Nedre Røssåga, Øvre Røssåga og Kolsvik

Belastningen i området er ca 1346 MW. Størstedelen av lasten er i Helgeland.

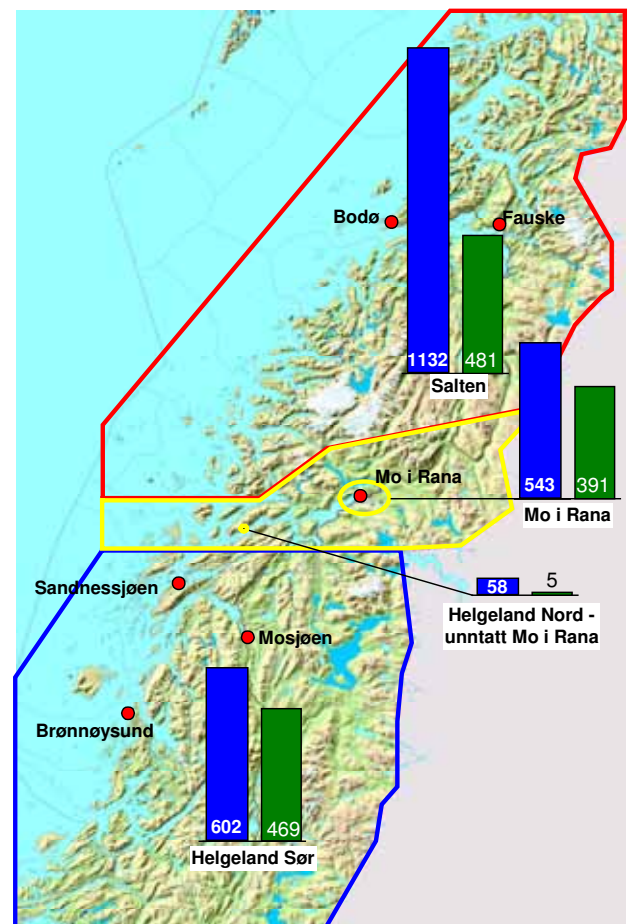
De største lasttyngdepunktene er på Straumen (Elkem Salten), i Bodø by, i Rana (Mo Industripark) og i Mosjøen (Elkem Aluminium).

### 1.3.2 Nettmodell

Nettdata er hentet fra Netbas-databasen til NORSEC. Dataene er i forbindelse med denne analysen oppdatert med opplysninger mottatt fra SKS Nett, HelgelandsKraft, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk og fra Statnett.

Beregningene i denne rapporten er utført med beregningsprogrammet Netbas Maske.

Nettmodellen som er brukt dekker størstedelen av Nordland fylke og nordre Nord-Trøndelag: mellom Tunnsjødal transformatorstasjon i sør og Kobbelv kraftverk i nord. Denne avgrensingen av analyseområdet anser man tilstrekkelig for å kunne gi svar på de spørsmålene som skal besvares.



Figur 3: Geografisk fordeling av produksjon og uttak av effekt. For produksjon er det vist tall for maksimal tilgjengelig vintereffekt (blå søyle), mens det for last er vist faktisk målt maksimalverdi (grønn søyle). Alle tall er oppgitt i MW. (Bakgrunnskart: NVE Atlas)

### 1.3.3 Nettpap

Nettapene har blitt beregnet hvert år i hele analyseperioden, med den prognosen for forbruksvekst som er angitt i de regionale kraftsystemutredningene for Helgeland og midtre Nordland. Verdien av nettapet er fremkommet som forklart i kapittel 4.18.1.5.

Nettapet er beregnet ved å legge inn profiler for produksjon og last. Profilene angir middelerverdi pr måned. Beregningene er gjort ved å beregne tap hver måned i løpet av analyseperioden. I tillegg til årsprofil for forbruk og produksjon, er det lagt inn prognose for utviklingen i last og produksjon fremover mot år 2034.

### **1.3.4 Randbetingelser**

I beregningene har man sett bort fra lastflyt nordover fra Kobbelv Kraftverk mot Ofoten transformatorstasjon. Statnetts driftssentral på Sunndalsøra anslår flyten nordover fra Ofoten til Kvandal transformatorstasjon i tunglast til mellom 100 og 200 MW. Ca 125 MW av dette vil komme fra regionalnettet i Ofoten. Resten vil komme fra Kobbelv. Flyten fra Kobbelv mot Ofoten vil dermed kunne variere fra ca 25 MW sørover til 75 MW nordover.

Fra Marka går det en 220 kV linje mot Ajaure i Sverige. Flyten i denne linjen er vanskelig å forutsi, fordi den er avhengig av nivået på produksjonen i de svenske og norske kraftverkene. I beregningene har man antatt at det ikke skjer utveksling mot Sverige i denne ledningen. Skjer det eksport av kraft mot Sverige vil dette bidra til å redusere lasten på linjen sørover fra Marka.

Tunnsjødal transformatorstasjon er valgt som svingmaskin. Effekten som flyter sørover fra denne stasjonen vil avhenge av produksjon og last i nettet som inngår i beregningene.

### **1.3.5 Spenningsvariasjon**

I følge Statnett (driftssentralen i Sunndalsøra) ligger spenningen i 420 kV-nettet mellom Nedre Røssåga og Ofoten normalt mellom 415 og 420 kV. Alarmen vil gå når spenningen kommer over 430 kV eller når den går under 410 kV.

I 300 kV-nettet vil spenningen vanligvis ligge mellom 295 og 300 kV. Alarm vil inntreffe når spenningen kommer over 310 kV eller under 280 kV.

Spenningen reguleres ved kobling av kondensatorbatteri og ved regulering av reaktiv produksjon i kraftstasjoner. Man vil få store forskjeller i spenningen mellom natt og dag dersom man ikke er påpasselig med å justere den reaktive produksjonen.

Spenningen i 132 kV-nettet blir regulert ved å bruke trinnekobler på transformator. Det er regionalnettseier som bestemmer hvor høy spenningen på 132 kV-siden av transformatoren skal være.

I beregningene har man holdt spenningene på samme nivå som Statnett bruker i faktisk drift.

### **1.3.6 Spesielle forhold**

Deler av sentralnettet i området er bygget med 50 °C som maksimal ledertemperatur. Disse linjene har derfor lavere overføringsevne enn det standarddata skulle tilsi. Standarddata er beregnet ut fra 80°C. Den nedsatte overføringsevnen er tatt hensyn til i analysen.

For å unngå overlast på 132 kV- linjen mellom Nedre Røssåga og Mosjøen, samt på linjen mellom Øvre Røssåga og Marka deles driften mellom flere samleskinner slik:

- Nedre Røssåga, Mosjøen, Marka og Øvre Røssåga er koblet i en ring. Ringen har tilknytning mot 300 kV i Marka. To generatorer i Nedre Røssåga samt alle de tre generatorene i Øvre Røssåga mater inn i denne ringen. I Nedre Røssåga brukes samleskinne B til denne driften.
- De to linjene på 132 kV-nivå fra Svabo til Nedre Røssåga er normalt koblet til samleskinne A i Nedre Røssåga. Denne samleskinnen er koblet til 300 kV-nettet via en 360 MVA transformator.

132 kV-linjen mellom Marka og Grytåga har vært utkoblet i ett år for vedlikehold. Man regner med at denne linjen vil ligge utkoblet i ca ett år til. På grunn av dette kan det være problematisk enkelte perioder å holde spenningen i Marka oppe på et ønsket nivå. I forbindelsen med beregninger i denne rapporten har man sett bort fra at denne linjen ligger ute, siden linjen vil være i drift igjen lenge før vindkraftverket på Sleneset blir realisert.

## 2 Analyse

Det er i denne rapporten analysert tre ulike alternativer for nettilknytning:

- Alternativ 1A: Ny kabel fra Sleneset til Øresvik. Forsterkning av forbindelsen fra Øresvik til Rana transformatorstasjon
- Alternativ 1B: Ny kabel fra Sleneset til Øresvik. Forsterkning av forbindelsen fra Øresvik til Gjervalvatnet. Ny linje fra Gjervalvatnet til Melfjordbotn. Bygging av ny transformatorstasjon i Melfjordbotn
- Alternativ 1C: Ny kabel fra Sleneset til Øresvik. Ny produksjonslinje fra Øresvik til Melfjordbotn. Bygging av ny transformatorstasjon i Melfjordbotn
- Alternativ 4: Ny kabel fra Sleneset til Nesna. Forsterkning av forbindelsen fra Nesna til Rana transformatorstasjon

For alle alternativer gjelder at produksjonsenheten på Sleneset forutsettes å være 225 MW, fordelt på 75 vindturbiner.

### 2.1 Svakheter med dagens nett, uten nettfosterkninger

Dagens nett er ikke tilstrekkelig dimensjonert for å transportere hele den planlagte kraftproduksjonen på Sleneset frem til forbrukerne (dvs. sentralnettet). Hele strekningen, fra tilknytningspunkt i regionalnettet (Øresvik eller Nesna) og frem til sentralnettpunktet i Rana må forsterkes, dersom vindkraftverket tilknyttes i regionalnettet.

### 2.2 Alternativ 1A: Tilknytning i Øresvik, forsterkning til Rana

Dette alternativet forutsetter at det blir lagt en sjøkabel fra Sleneset til Øresvik. Fra Øresvik til Rana byttes eksisterende linje ut til en linje med høyere tverrsnitt.

De nettutbygginger som forutsettes å bli gjennomført i dette alternativet er vist i kapittel 4.14. Alle utbygginger ferdigstilles innen 2007. Kraftproduksjonen forutsettes å komme i gang for fullt i 2007.

#### 2.2.1 Lastflyt

Lastflyt i tunglast i 2007, med maksimal vindkraftproduksjon på Sleneset, er dokumentert i kapittel 4.6.

##### Overlast:

Det blir ikke overlast i noen linjer eller kabler i regionalnettet til SKS Nett og HelgelandsKraft, dersom de foreslåtte utbyggingene i nettet gjennomføres. Belastningsgraden for linjer og kabler i tunglast (med maksimal produksjon fra vindkraftverket) er vist i kapittel 4.7.

##### Spenning:

Innenfor analyseperioden vil det ikke oppstå problemer med for stort spenningsfall noen steder i nettet, forutsatt at de lastprognoser som er brukt ikke overskrides vesentlig. Det stilles imidlertid krav til at man må installere reaktiv produksjon i Mo i Rana og i Hopen for å holde spenningen oppe. I tillegg må kraftverk i området, sammen med det nye vindkraftverket, brukes aktivt for å sikre at spenningen er innenfor de kvalitetskravene netteier stiller.

#### 2.2.2 Nettap

For år 2004 er nettapene beregnet til ca 442 GWh, i det aktuelle nettavsnittet. Den samfunnsøkonomiske verdien av dette er beregnet til ca 155,8 mill kroner. Etter at Sleneset vindkraftverk kommer på luften i 2007, forventes nettapene å øke til 503 GWh, eller 185,5 mill kroner. Siste året i analyseperioden er nettapen beregnet til 409 GWh, med en verdi på 160,1 mill kroner. Grunnen til at nettapene blir redusert utover i

perioden, er at prognosen legger til grunn at lasten lokalt etter hvert vil forbruke en større del av produksjonen.

Total akkumulert verdi av nettapet er beregnet til ca 13,36 TWh, eller 2,39 mrd kroner over analyseperioden (nåverdi).

### **2.2.3 Avbruddskostnader**

Konsekvens for avbruddskostnader er kommentert i kapittel 2.6.

## **2.3 Alternativ 1B: Tilknytning i Øresvik, transformering i Melfjordbotn**

Dette alternativet forutsetter at det blir lagt en sjøkabel fra Sleneset til Øresvik. Fra landtaket i Øresvik til Øresvik transformatorstasjon bygges ny 132 kV-linje. Fra Øresvik transformatorstasjon til Gjervalvatnet må eksisterende linje forsterkes. Ved Gjervalvatnet forutsettes det bygget en avgrening mot Melfjordbotn. I Melfjordbotn bygges en transformatorstasjon for transformering mot 420 kV-linjen som går forbi Melfjordbotn (*se også kapittel 4.20*).

De nettutbygginger som forutsettes å bli gjennomført i dette alternativet er vist i kapittel 4.15. Alle utbygginger ferdigstilles innen 2007. Kraftproduksjonen forutsettes å komme i gang for fullt i 2007.

### **2.3.1 Lastflyt**

Lastflyt i tunglast i 2007, med maksimal vindkraftproduksjon på Sleneset, er dokumentert i kapittel 4.8.

#### **Overlast:**

Det blir ikke overlast i noen linjer eller kabler i regionalnettet til SKS Nett og HelgelandsKraft dersom de foreslåtte utbyggingene i nettet gjennomføres. Belastningsgraden for linjer og kabler i tunglast (med maksimal produksjon fra vindkraftverket) er vist i kapittel 4.9.

#### **Spenning:**

Innenfor analyseperioden vil det ikke oppstå problemer med for stort spenningsfall noen steder i nettet, forutsatt at de lastprognoser som er brukt ikke overskrides vesentlig. Det stilles imidlertid krav til at man må installere reaktiv produksjon i Mo i Rana og i Hopen for å holde spenningen oppe. I tillegg må kraftverk i området, sammen med det nye vindkraftverket, brukes aktivt for å sikre at spenningen er innenfor de kvalitetskravene netteier stiller.

### **2.3.2 Nettap**

For år 2004 er nettapene beregnet til ca 442 GWh, i det aktuelle nettavsnittet. Den samfunnsøkonomiske verdien av dette er beregnet til ca 155,8 mill kroner. Etter at Sleneset vindkraftverk kommer på luften i 2007, forventes nettapene å øke til 479 GWh, eller 177,0 mill kroner. Siste året i analyseperioden er nettapen beregnet til 398 GWh, med en verdi på 155,7 mill kroner. Grunnen til at nettapene blir redusert utover i perioden, er at prognosen legger til grunn at lasten lokalt etter hvert vil forbruke en større del av produksjonen.

Total akkumulert verdi av nettapet er beregnet til ca 12,90 TWh, eller 2,31 mrd kroner over analyseperioden (nåverdi).

### **2.3.3 Avbruddskostnader**

Konsekvens for avbruddskostnader er kommentert i kapittel 2.6.

## 2.4 Alternativ 1C: Produksjonslinje til Melfjordbotn via Øresvik, transformering i Melfjordbotn

Dette alternativet forutsetter at det blir lagt en sjøkabel fra Sleneset til Øresvik. Fra landtaket i Øresvik til Melfjordbotn blir det bygget en ny produksjonslinje. I motsetning til alternativ 1B vil denne linjen ikke knyttes til regionalnettet i området. I Melfjordbotn bygges en transformatorstasjon for transformering mot 420 kV-linjen som går forbi Melfjordbotn (se også kapittel 4.20).

De nettutbygginger som forutsettes å bli gjennomført i dette alternativet er vist i kapittel 4.16. Alle utbygginger ferdigstilles innen 2007. Kraftproduksjonen forutsettes å komme i gang for fullt i 2007.

### 2.4.1 Lastflyt

Lastflyt i tunglast i 2007, med maksimal vindkraftproduksjon på Sleneset, er dokumentert i kapittel 4.10.

#### Overlast:

Siden denne utbyggingen ikke berører regionalnettet vil det ikke bli overlast i noen linjer eller kabler i regionalnettet til SKS Nett og HelgelandsKraft. Belastningsgraden for linjer og kabler i tunglast (med maksimal produksjon fra vindkraftverket) er vist i kapittel 4.11.

#### Spenning:

Innenfor analyseperioden vil det ikke oppstå problemer med for stort spenningsfall noen steder i nettet, forutsatt at de lastprognoser som er brukt ikke overskrider vesentlig.

### 2.4.2 Nettap

For år 2004 er nettapene beregnet til ca 442 GWh, i det aktuelle nettavsnittet. Den samfunnsøkonomiske verdien av dette er beregnet til ca 155,8 mill kroner. Etter at Sleneset vindkraftverk kommer på luften i 2007, forventes nettapene å øke til 482 GWh, eller 177,9 mill kroner. Siste året i analyseperioden er nettapen beregnet til 402 GWh, med en verdi på 157,3 mill kroner. Grunnen til at nettapene blir redusert utover i perioden, er at prognosen legger til grunn at lasten lokalt etter hvert vil forbruke en større del av produksjonen.

Total akkumulert verdi av nettapet er beregnet til ca 12,97 TWh, eller 2,32 mrd kroner over analyseperioden (nåverdi).

### 2.4.3 Avbruddskostnader

Konsekvens for avbruddskostnader er kommentert i kapittel 2.6.

## 2.5 Alternativ 4: Tilknytning i Nesna, forsterkning til Rana

Dette alternativet forutsetter at det blir lagt en sjøkabel fra Sleneset til Nesna transformatorstasjon. Fra Nesna til Rana forutsettes det at eksisterende linje forsterkes.

De nettutbygginger som forutsettes å bli gjennomført i dette alternativet er vist i kapittel 4.17. Alle utbygginger ferdigstilles innen 2007. Kraftproduksjonen forutsettes å komme i gang for fullt i 2007.

### 2.5.1 Lastflyt

Lastflyt i tunglast i 2007, med maksimal vindkraftproduksjon på Sleneset, er dokumentert i kapittel 4.12.

#### Overlast:

Det blir ikke overlast i noen linjer eller kabler i regionalnettet til SKS Nett og HelgelandsKraft, dersom de foreslåtte utbyggingene i nettet gjennomføres. Belastningsgraden for linjer og kabler i tunglast (med maksimal produksjon fra vindkraftverket) er vist i kapittel 4.13.

#### Spenning:

Innenfor analyseperioden vil det ikke oppstå problemer med for stort spenningsfall noen steder i nettet, forutsatt at de lastprognoser som er brukt ikke overskrider vesentlig. Det stilles imidlertid krav til at man må

installere reaktiv produksjon i Mo i Rana og i Hopen for å holde spenningen oppe. I tillegg må kraftverk i området, sammen med det nye vindkraftverket, brukes aktivt for å sikre at spenningen er innenfor de kvalitetskravene netteier stiller.

### **2.5.2 Nettap**

For år 2004 er nettapene beregnet til ca 442 GWh, i det aktuelle nettavsnittet. Den samfunnsøkonomiske verdien av dette er beregnet til ca 155,8 mill kroner. Etter at Sleneset vindkraftverk kommer på luften i 2007, forventes nettapene å øke til 502,6 GWh, eller 185,5 mill kroner. Siste året i analyseperioden er nettapen beregnet til 409 GWh, med en verdi på 160,1 mill kroner. Grunnen til at nettapene blir redusert utover i perioden, er at prognosen legger til grunn at lasten lokalt etter hvert vil forbruke en større del av produksjonen.

Total akkumulert verdi av nettapet er beregnet til ca 13,36 TWh, eller 2,39 mrd kroner over analyseperioden (nåverdi).

### **2.5.3 Avbruddskostnader**

Konsekvens for avbruddskostnader er kommentert i kapittel 2.6.

## **2.6 Avbruddskostnader**

Alle transformatorstasjoner som blir påvirket av den planlagte utbyggingen av vindkraft, har dobbelsidig innmating. Hver av mateveiene har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne alle kunder, dersom den ene forsyningsveien skulle falle ut. Ingen av de alternativene som er vurdert vil styrke eller svekke leveringspåliteligheten nevneverdig. Alle alternativene vurderes derfor som like med tanke på avbruddskostnader.

## **2.7 Vindkraftens betydning for spenningskvaliteten i regionalnettet**

En planlagt vindkraftproduksjon på 225 MW på Sleneset, vil få betydning for spenningskvaliteten i nettet. Dette som en konsekvens av at produksjonen vil endre seg i takt med vindstyrken. På grunn av vindparkens store utstrekning, vil imidlertid disse endringene være langsomme.

Brå utfall av produksjonen, for eksempel som følge av feil i nettet, vil også kunne føre til dårligere spenningskvalitet.

Spenningsregulatorene på transformatorene vil kompensere for langsomme endringer i spenningen. Imidlertid er en slik regulering treg, og utstyr som ikke tåler store spenningsvariasjoner vil kunne ta skade ved hurtige endringer i spenningen. Det vil derfor være behov for ytterligere reguleringsmekanismer, for å gjøre spenningskvaliteten bedre.

### **2.7.1 Sjøkabelens betydning**

Når produksjonen på Sleneset er liten, vil kabelen mellom fastlandet og Sleneset fungere som et stort kondensatorbatteri (nesten 50 MVAr) og forårsake høy spenning i regionalnettet, dersom produksjonen tilknyttes i Øresvik eller Nesna. Hvis kabelen ramler ut i lettlast (tomgang), vil spenningen på fastlandssiden falle med over 7 kV (i overkant av 5 %).

### **2.7.2 Regulering av vindparken**

Normalt ønsker man å produsere reaktiv (kapasitiv) effekt så nært forbruket som mulig. En vindmølle med en asynkrongenerator vil forbruke store mengder reaktiv effekt, spesielt under oppstarten. En del av dette forbruket kan hentes fra sjøkabelen. Imidlertid er den kapasitive produksjonen i kabelen relativt konstant, og ikke mulig å regulere. I tillegg vil noe av den kapasitive produksjonen bli forbrukt i sjøkabelen og i luftlinjene. Dette forbruket vil øke når produksjonen i vindparken øker. Det er derfor nødvendig med

ytterligere regulerbar kapasitiv produksjon i parken. Det beste vil være å kunne regulere et kondensatorbatteri i hver vindmølle. I tillegg bør parken ha en sentral enhet som koordinerer all reaktiv produksjon og sørger for å holde spenningen konstant.

### **2.7.3 Behov for reaktiv produksjon i regionalnettet**

Dersom det ikke monteres kondensatorbatteri i nettet, vil den reaktive (kapasitive) effekten som forbrukes i vindparken og i overføringslinjer, bli trukket fra sentralnettet i Salten trafo og i Rana trafo. Dette vil føre til at spenningen i området går ned. For å kompensere for dette, vil det være ønskelig med kondensatorbatteri i for eksempel Hopen transformatorstasjon og i Rana transformatorstasjon. I tillegg må man aktivt bruke kraftstasjoner i regional- og sentralnettet for å holde spenningen stabil. Særlig viktig i så henseende vil kraftstasjonene Sjona og Svartisen være. I tillegg planlegges det to nye vannkraftverk i nærheten av Øresvik (Smibelg og Storåvatn), som vil kunne bidra til å bedre spenningskvaliteten i regionalnettet.

Et annet alternativ er å sette inn et SVC-anlegg i nettet. Denne løsningen er teknisk svært god, men er kostbar, i størrelsesorden 100 mill kroner.

### **2.7.4 Bygging av flere linjer**

Det har vært vurdert om det vil være lønnsomt å bygge dupleks eller doble linjer, for på den måten både å redusere spenningsvariasjoner og forbruket av reaktiv effekt i overføringslinjene. En slik økning av overføringsevnen vil også kunne redusere tapene betraktelig, og denne tapsreduksjonen vil ofte være tilstrekkelig til å finansiere en slik utbygging. Beregninger viser imidlertid at tapsreduksjonen alene ikke er tilstrekkelig for å gjøre en investering i dupleks eller dobbellinje lønnsom.

Et argument imot å bygge duplekslinje er at man må bruke stålmaster isteden for tremaster. Stålmaster er normalt betraktet som en dårligere løsning estetisk og miljømessig. Bygges to linjer i parallell, vil også det ha negative miljørider, siden de båndlegger et større areal enn en enkelt linje.

### **2.7.5 Konklusjon**

De stasjonære beregningene har vist at det vil være mulig å holde en fortsatt god spenningskvalitet i nettet, etter at vindkraftverket på Sleneset er bygget. Av de fire undersøkte alternativene vil alternativ 1C vil være det alternativet som gir minst negative konsekvenser for spenningskvaliteten. Grunne til dette er at alternativet forutsettes å bli knyttet direkte til sentralnettet.

## **2.8 Vindkraftverkets betydning for sentralnettet**

Størstedelen av produksjonen i det nye vindkraftverket på Sleneset vil bli transportert til Rana transformatorstasjon, enten via 132 kV-nettet (alternativ 1A og 4) eller via 420 kV-nettet (alternativ 1B og 1C). I Rana transformatorstasjon vil størstedelen av produksjonen flyte sørover på sentralnettets 420 kV linje. Resten vil gå i 132 kV-linjen sørover mot nedre Røssåga. Transformator kapasiteten i Rana er god, og det vil ikke være behov for å utvide kapasiteten her. Likeledes har sentralnettet god kapasitet på linjen sørover fra Rana til nedre Røssåga. Transformatoren i nedre Røssåga (420/300 kV) har betydelig lavere kapasitet enn linjen. Det vil likevel ikke være behov for å øke transformator kapasiteten pga. det nye kraftverket.

Sentralnettet går over fra 420 kV til 300 kV i nedre Røssåga. Overføringskapasiteten sørover går dermed ned, samtidig som kraftverkene i øvre og nedre Røssåga vil mate inn mer energi i sentralnettet. Det vil imidlertid, også etter at Sleneset er utbygd, være ledig kapasitet i sentralnettet sørover.

Dersom en stor del av de varslede vindkraftverkene i Troms og Finnmark realiseres, vil det imidlertid kunne bli problemer med overføringskapasiteten i 300 kV-nettet, sør for nedre Røssåga.

En stor transport sørover vil i følge Statnett også kunne få konsekvenser for stabiliteten i sentralnettet.

## 3 Konklusjon

### 3.1 Økonomisk oppsummering

#### 3.1.1 Nytteverdi

De tre alternativene er analysert med forutsetninger som vist i kapittel 4.18.

Nytteverdien er presentert i forhold til alternativ 4 (referansealternativet), som har den laveste investeringskostnaden. For alternativene 1A blir da nytten et uttrykk for den samfunnsmessige gevinsten ved å gjennomføre alternativ 1A, isteden for alternativ 4. Tilsvarende for de andre alternativene. For alternativ 4 vil nytteverdien selvsagt bli lik null, siden dette alternativet sammenlignes med seg selv.

Total nytte for alternativ 1A, sammenlignet med alternativ 4, er beregnet til ca -43 mill kroner. Tilsvarende er nytteverdien ved alternativ 1B beregnet til ca 37 mill kroner, og ca 27 mill kroner for alternativ 1C. Det er i første rekke de noe lavere nettapene ved gjennomføring av alternativ 1B og 1C, som gir den store nytten ved disse to alternativene. Alternativ 1A er dårligere enn alternativ 4 pga. høyere nettap.

Med tanke på avbrudd er alle de tre alternativene vurdert til å være like. Alle transformatorstasjoner i området har dobbeltsidig innmating i dag. Hver av de alternative mateveiene er 100 % reserve for den andre. Den nye produksjonen, og de nettinvesteringene som gjøres, vil ikke ha noen nevneverdig betydning på leveringspåliteligheten.

Drift og vedlikehold forventes å bli noe høyere for alternativene 1A, 1B og 1C, enn for alternativ 4.

Tabell 1 : Alternativ 1B har høyest nytte. Nytteverdien er kapitalisert og referert år 2004

| Nytte         |               |             |                |               |
|---------------|---------------|-------------|----------------|---------------|
|               | Nettap        | Avbrudd     | Drift og vedl. | Sum nytte     |
| Alternativ 1A | -42,7 mill kr | 0,0 mill kr | -0,4 mill kr   | -43,1 mill kr |
| Alternativ 1B | 37,0 mill kr  | 0,0 mill kr | -11,7 mill kr  | 25,3 mill kr  |
| Alternativ 1C | 26,9 mill kr  | 0,0 mill kr | -12,0 mill kr  | 14,9 mill kr  |
| Alternativ 4  |               |             |                |               |

Kapitalisert nåverdi over analyseperioden. Positiv nytte angir reduserte kostnader for samfunnet.

#### 3.1.2 Kostnader

Kostnadene er angitt både som nyverdi og som nåverdi. Nyverdien angir hva det vil koste å gjennomføre investeringene i dag, mens nåverdien forutsetter at investeringen først skjer i 2007. Nåverdien refereres til år 2004. For å ta høyde for usikkerhet i priser, har man i beregningene valgt å øke investeringsanslaget med 10 %. I tillegg kommer renter i byggetiden som er medtatt med 5 % i ett år.

Sammenligner man investeringskostnadene for de tre alternativene, viser det seg at alternativ 1B har høyest kostnad med ca 264 mill kroner (nåverdi). For alternativ 1A er det beregnet en kostnad på ca 245 mill kroner, mens alternativ 1C er beregnet å koste ca 258 mill kroner. Alternativ 4 er beregnet å koste ca 238 mill kroner.

Tabell 2: Investeringskostnader ved de tre alternativene. Nyverdi angir aktuelle utbyggingskostnader. Nåverdi angir nåverdi av investeringen som forutsettes å skje i 2007. Sum kostnad er nåverdi, pluss renter og diverse.

| Kostnad       |               |               |                  |               |
|---------------|---------------|---------------|------------------|---------------|
|               | Nyverdi       | Nåverdi       | Renter & div. 1) | Sum kostnad   |
| Alternativ 1A | 303,6 mill kr | 244,7 mill kr | 36,7 mill kr     | 281,4 mill kr |
| Alternativ 1B | 328,1 mill kr | 264,4 mill kr | 39,7 mill kr     | 304,0 mill kr |
| Alternativ 1C | 319,7 mill kr | 257,6 mill kr | 38,6 mill kr     | 296,2 mill kr |
| Alternativ 4  | 294,8 mill kr | 237,5 mill kr | 35,6 mill kr     | 273,2 mill kr |

1) Renter i byggetiden og uforutsette utgifter

Med tillegg for renter i byggetiden og uforutsette utgifter (totalt 15 %) vil kostnadene for alternativ 1A bli ca 281 mill kroner, alternativ 1B er beregnet til ca 304 mill kroner, alternativ 1C er beregnet til ca 296 mill kroner, mens alternativ 4 er beregnet å koste ca 273 mill kroner.

### 3.1.3 Rangering

Nytte- kostnadsforholdet angir hvor stor avkastning man vil få av hver krone som investeres utover kostnadene i referansealternativet. Verdien angir med andre ord den relative avkastningen for alternativet. Alle tall over 1 angir at alternativet er samfunnsøkonomisk mer lønnsomt enn referansealternativet (alternativ 4).

Netto nytte angir nåverdi av nytten minus nåverdi av kostnader. Verdien angir med andre ord absolutt avkastning på en investering. Alle tall over null angir at alternativet er samfunnsøkonomisk mer lønnsomt enn referansealternativet.

Rangeringen viser at alternativ 4 er best både absolutt og relativt. Netto nytte er beregnet å være ca 6 mill kroner høyere enn for alternativ 1B, ca 8 mill kroner høyere enn alternativ 1C, og ca 51 mill kroner høyere enn for alternativ 1A.

Nytte- kostnadsforholdet angir avkastningen på den merinvesteringen som gjøres i alternativene 1A, 1B og 1C, i forhold til alternativ 4. For alternativ 1C vil man få igjen ca 64 øre for hver krone som investeres ekstra i forhold til alternativ 4, for alternativ 1B vil man tilsvarende få igjen ca 82 øre, mens man for alternativ 1A vil tape 5,25 kroner for hver krone som investeres ekstra i forhold til alternativ 4.

Tabell 3: Alternativ 4 kommer best ut av den økonomiske analysen

| Rangering     |               |                 |
|---------------|---------------|-----------------|
|               | Netto nytte   | Nytte / kostnad |
| Alternativ 1A | -51,3 mill kr | -5,25           |
| Alternativ 1B | -5,5 mill kr  | 0,82            |
| Alternativ 1C | -8,2 mill kr  | 0,64            |
| Alternativ 4  |               | 0,00            |

Ikke-økonomiske forhold som miljø, estetikk osv, er ikke medtatt i de økonomiske beregningene. Slike forhold forutsettes å vurderes separat.

## 3.2 Følsomhet for endringer i tapenes brukstid

Det har ikke vært mulig å finne tapsbrukstiden for det nettavsnittet som beregningene omfatter. Det er derfor utført følsomhetsanalyser for å finne ut hvor mye endring av tapsbrukstiden vil ha å si for resultatene i analysene.

Analysen er utført ved å variere tapsbrukstid mellom 2000 timer og 4500 timer. Resultatet av denne analysen viser at de tre beste alternativene vil kunne endre rekkefølge, etter som tapsbrukstiden varierer.

For lave brukstider vil alternativ 1B være best, tett fulgt av 1C og 4. De to sistnevnte vil komme ut svært likt.

For høye brukstider vil alternativ 4 komme best ut, tett fulgt av 1B og 1C.

Alternativ 1A vil alltid komme vesentlig dårligere ut enn de tre andre.

## 3.3 Anbefalt utbyggingsstrategi

Den teknisk- økonomiske analysen har avdekket at alternativ 4 er best. Imidlertid er avstanden ned til alternativ 1B og 1C så liten at man må anse de tre alternativene for å være tilnærmet like. Med nettinvesteringer på ca 300 mill kroner, vil feilmarginen på prisene være større enn differansen mellom de tre alternativene. Følsomhetsanalysen, med varierende tapsbrukstid, viser også at de tre alternativene vil veksle mellom å være best når brukstiden for tap endres.

I henhold til de teknisk-/økonomiske beregningene anbefales det å bygge ut nettet etter den strategien som er gitt i alternativ 1B, alternativ 1C eller alternativ 4. Hvilke strategi som til slutt velges, må avgjøres av andre faktorer enn de rent økonomiske. Avgjørende her vil være spenningskvalitet (se kapittel 3.2), kostnader knyttet til reaktiv kompensering, endelig størrelse på installasjonen på Sleneset osv.

Det er også knyttet stor usikkerhet til om det kommer flere kraftverksutbygginger i området. Dette gjelder både et vindkraftverk på Sjonfjellet og utbygging av vannkraftverk i Smibelg, Storåvatn og Melfjordbotn. Totalt er det planlagt mellom 360 MVA, i tillegg til produksjonen på Sleneset. Også dette vil påvirke valg av utbyggingsstrategi.

En utsettelse av investeringstidspunktet, i forhold til det som er forutsatt i denne rapporten, vil ikke få betydning for anbefalt utbyggingsstrategi.

## 4 Vedlegg

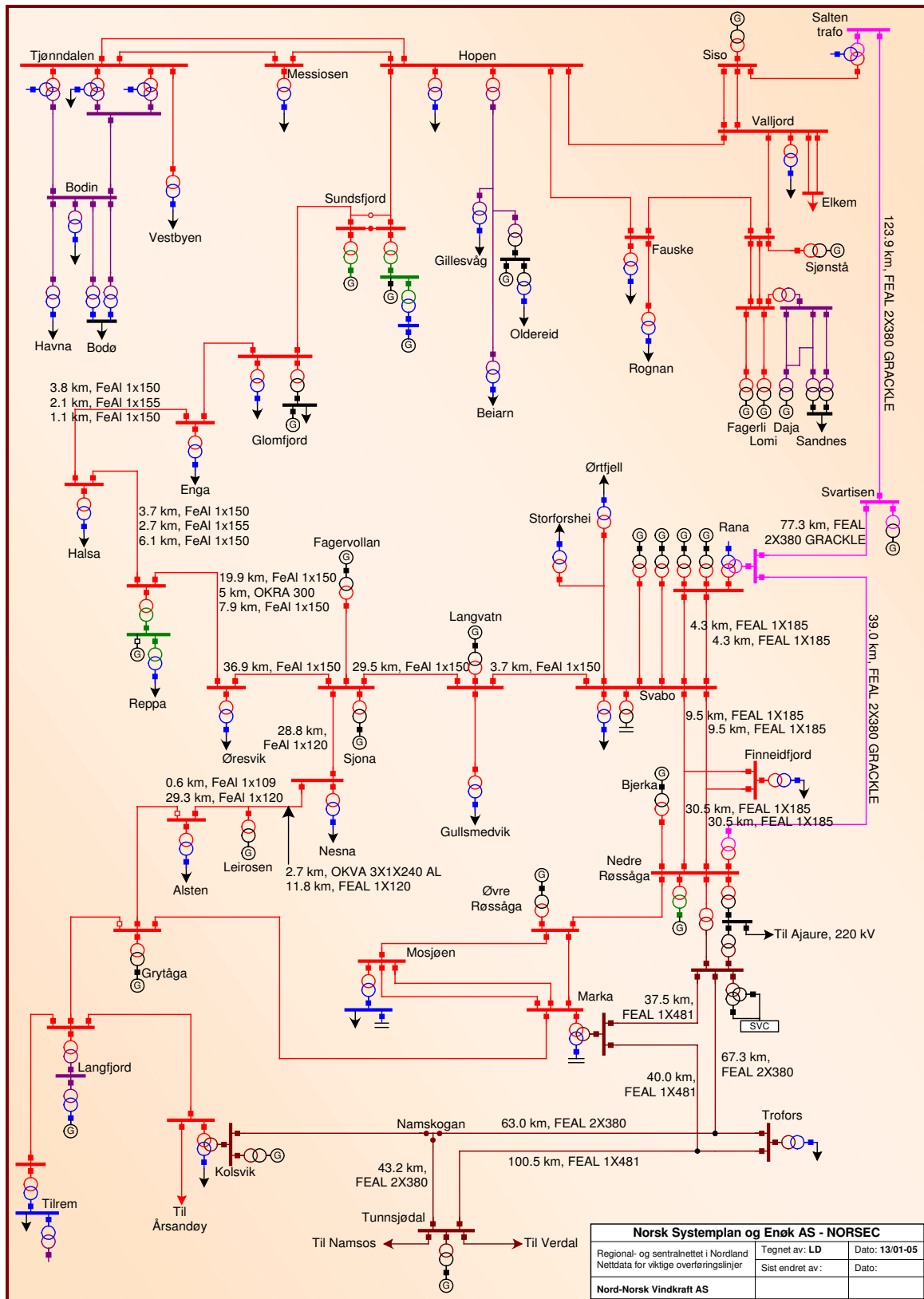
### 4.1 Oversikt over vedlegg

Følgende vedlegg er medtatt i denne rapporten:

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>4</b> | <b>VEDLEGG .....</b>   | <b>14</b> |
| 4.1      | OVERSIKT OVER VEDLEGG.....                                       | 14        |
| 4.2      | LINJENETTET I OMRÅDET.....                                       | 15        |
| 4.3      | PRODUKSJONS- OG OVERFØRINGSKAPASITET .....                       | 16        |
| 4.4      | DAGENS LASTFLYTT I TUNGLAST.....                                 | 17        |
| 4.5      | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST 2004.....                             | 18        |
| 4.6      | LASTFLYTT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1A.....       | 19        |
| 4.7      | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1A..... | 20        |
| 4.8      | LASTFLYTT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1B.....       | 21        |
| 4.9      | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1B..... | 22        |
| 4.10     | LASTFLYTT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1C.....       | 23        |
| 4.11     | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 1C..... | 24        |
| 4.12     | LASTFLYTT I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 4 .....       | 25        |
| 4.13     | BELASTNINGSGRAD I TUNGLAST VED REALISERING AV ALTERNATIV 4.....  | 26        |
| 4.14     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 1A.....           | 27        |
| 4.15     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 1B.....           | 28        |
| 4.16     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 1C.....           | 29        |
| 4.17     | NETTINVESTERINGER I FORBINDELSE MED ALTERNATIV 4.....            | 30        |
| 4.18     | FORUTSETNINGER BRUKT I BEREGNINGENE.....                         | 31        |
|          | 4.18.1 Økonomiske forutsetninger.....                            | 31        |
|          | 4.18.2 Tekniske forutsetninger.....                              | 34        |
| 4.19     | KABELDATA SLENESET – ØRESVIK / NESNA .....                       | 35        |
| 4.20     | PRINSIPPSKISSE FOR TRANSFORMATORSTASJONEN I MELFJORDBOTN .....   | 36        |
| 4.21     | PRINSIPPSKISSE FOR TRANSFORMATORSTASJONER PÅ SLENESET .....      | 37        |

## 4.2 Linjenettet i området

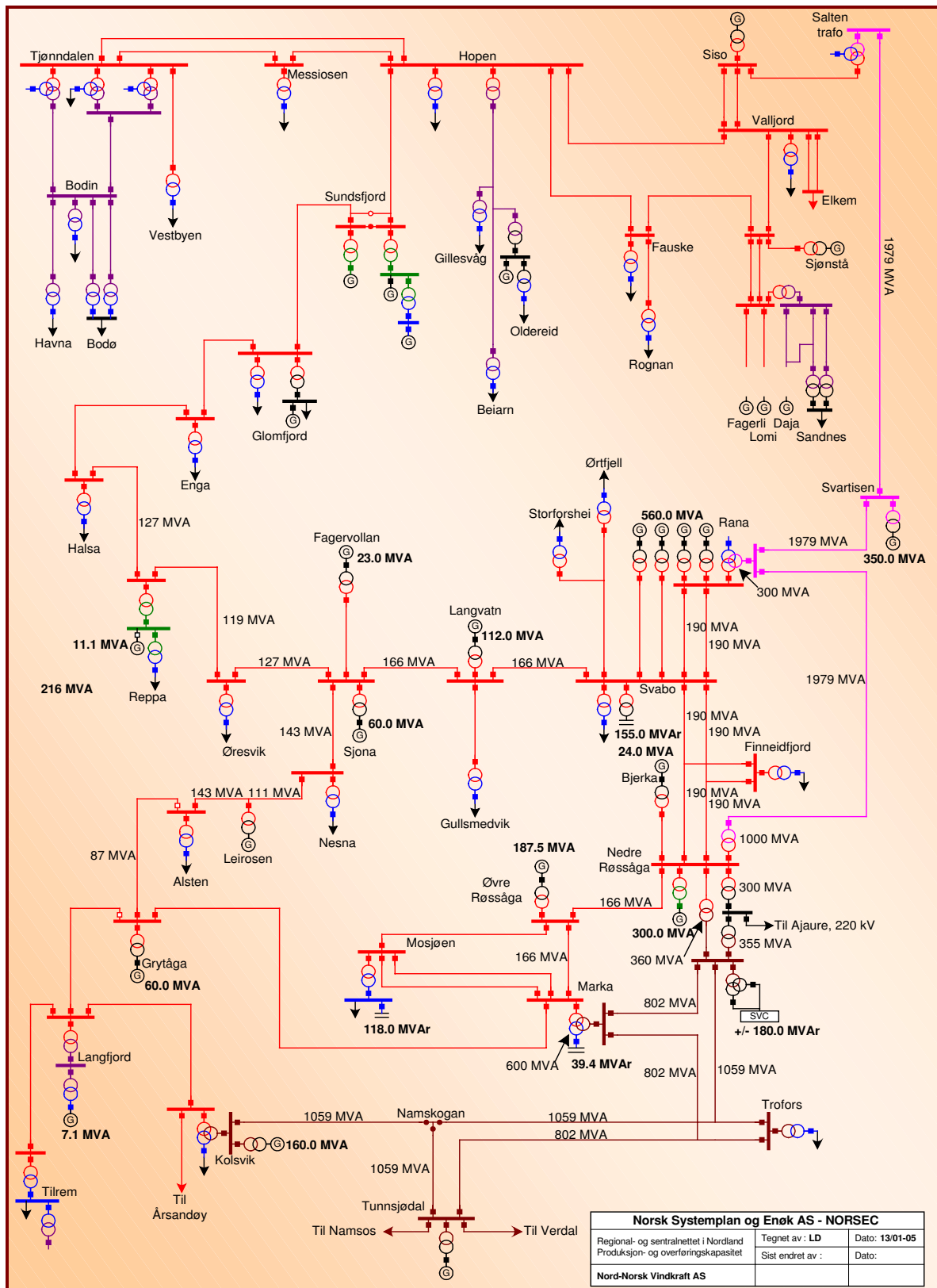
Det meste av overføringsnettet i området har driftsspenning 132 kV, men det finnes også noe nett som driftes med 66 kV. Sentralnettet driftes på 300 og 420 kV.



Figur 4: Sentral- og regionalnettet i området med nettdata for de viktigste linjene

### 4.3 Produksjons- og overføringskapasitet

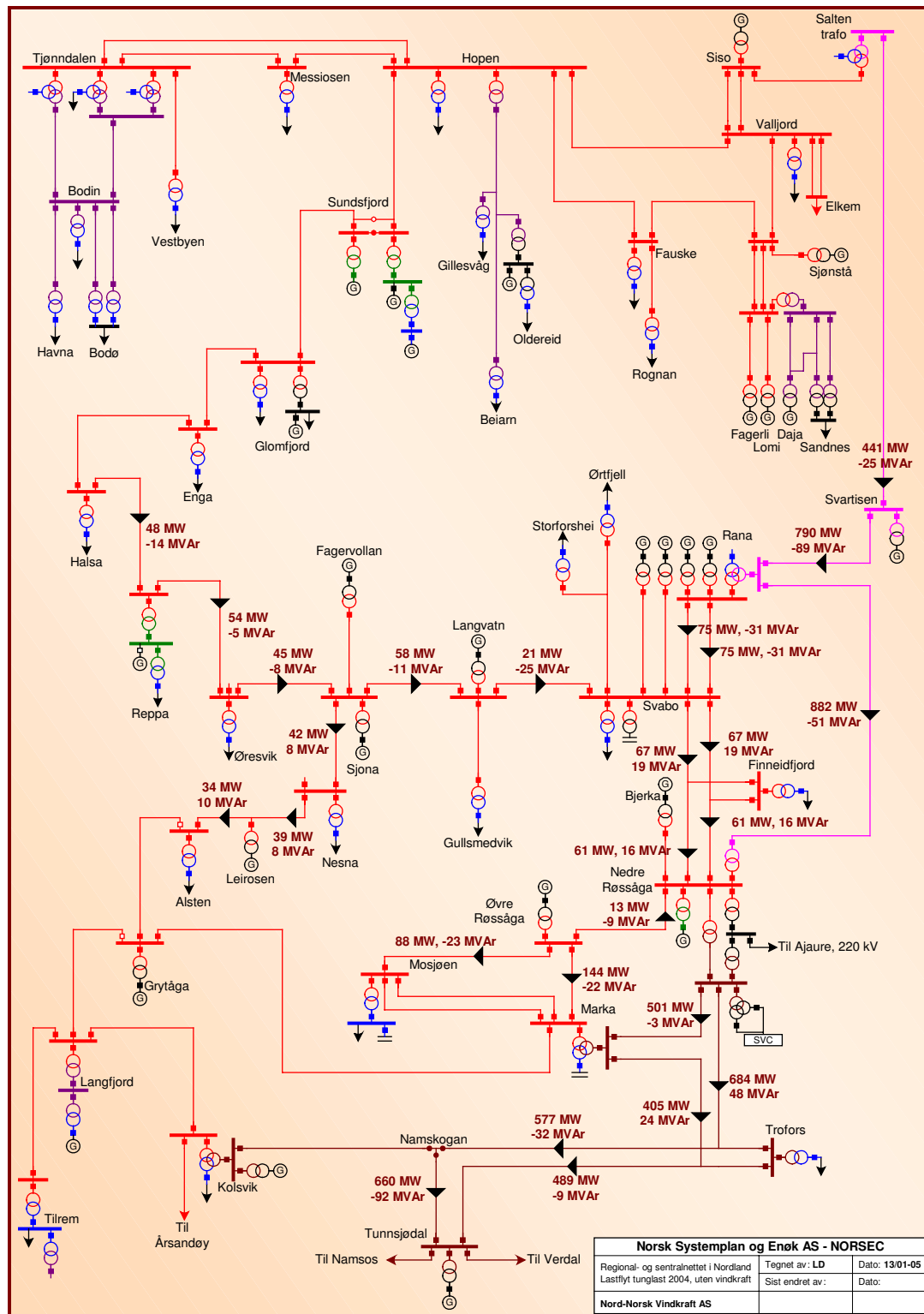
I figuren nedenfor er produksjonskapasiteten angitt med installert effekt i kraftstasjoner og reaktive produksjonsenheter. I tillegg er overføringskapasiteten på de viktigste linjene angitt.



Figur 5: Produksjon- og overføringskapasitet

## 4.4 Dagens lastflyt i tunglast

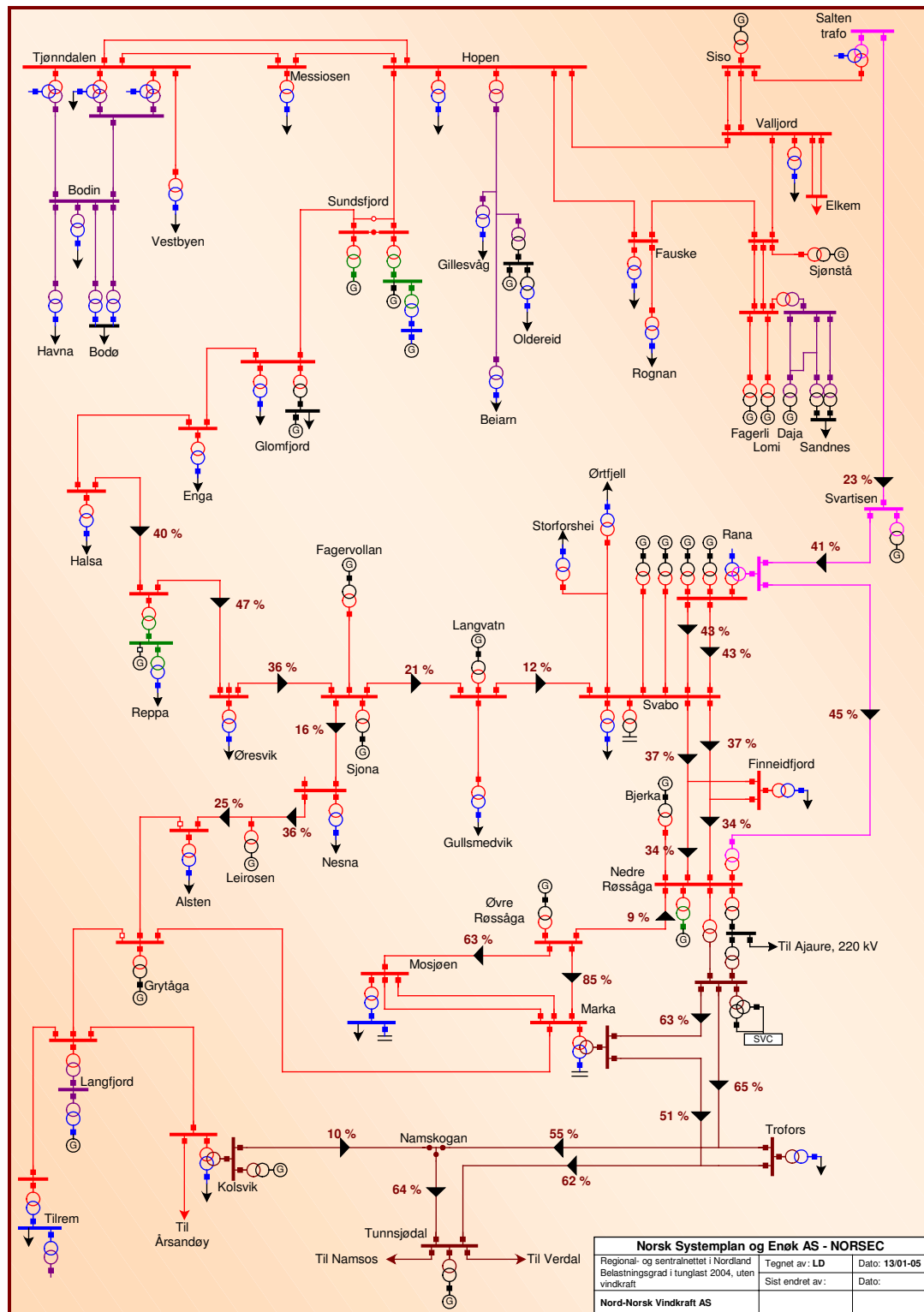
Enlinjeskjemaet på denne siden viser lastflyt i en tunglastsituasjon i år 2004, før introduksjon av vindkraft. Virkelig lastflyt kan avvike noe fra det som er vist nedenfor, siden produksjon i kraftverkene ikke bare er styrt av lokal etterspørsel, men også av pris. Produksjonsprofilene vil derfor kunne variere mye fra år til år.



Figur 6: Lastflyt i tunglast, aktiv og reaktiv effekt. Kraftstasjoner er innstilt på maksimal tilgjengelig vintereffekt, mens lasten er innstilt på 90 % av maksimalt uttak i tunglast. Retning på effektflyten er vist med pilspisser. Negativt fortegn angir at flyten går motsatt av pilens retning.

## 4.5 Belastningsgrad i tunglast 2004

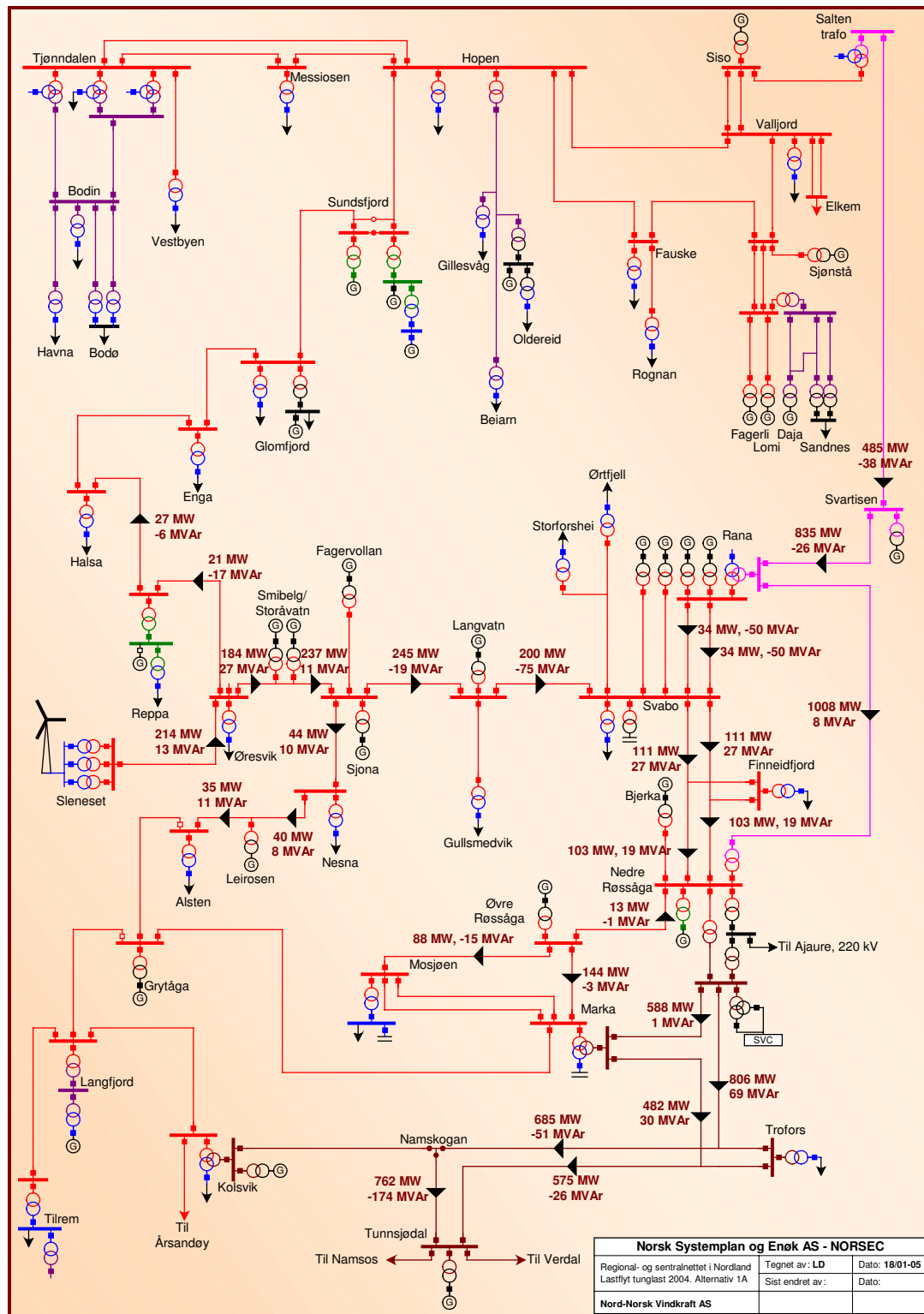
Enlinjeskjemaet på denne siden viser belastningsgrad for en del linjer i en tunglastsituasjon, før introduksjon av vindkraft. Belastningsgraden baserer seg på lastflyten i kapittel 4.4.



Figur 7: Belastningsgrad i tunglast 2004.

## 4.6 Lastflyt i tunglast ved realisering av alternativ 1A

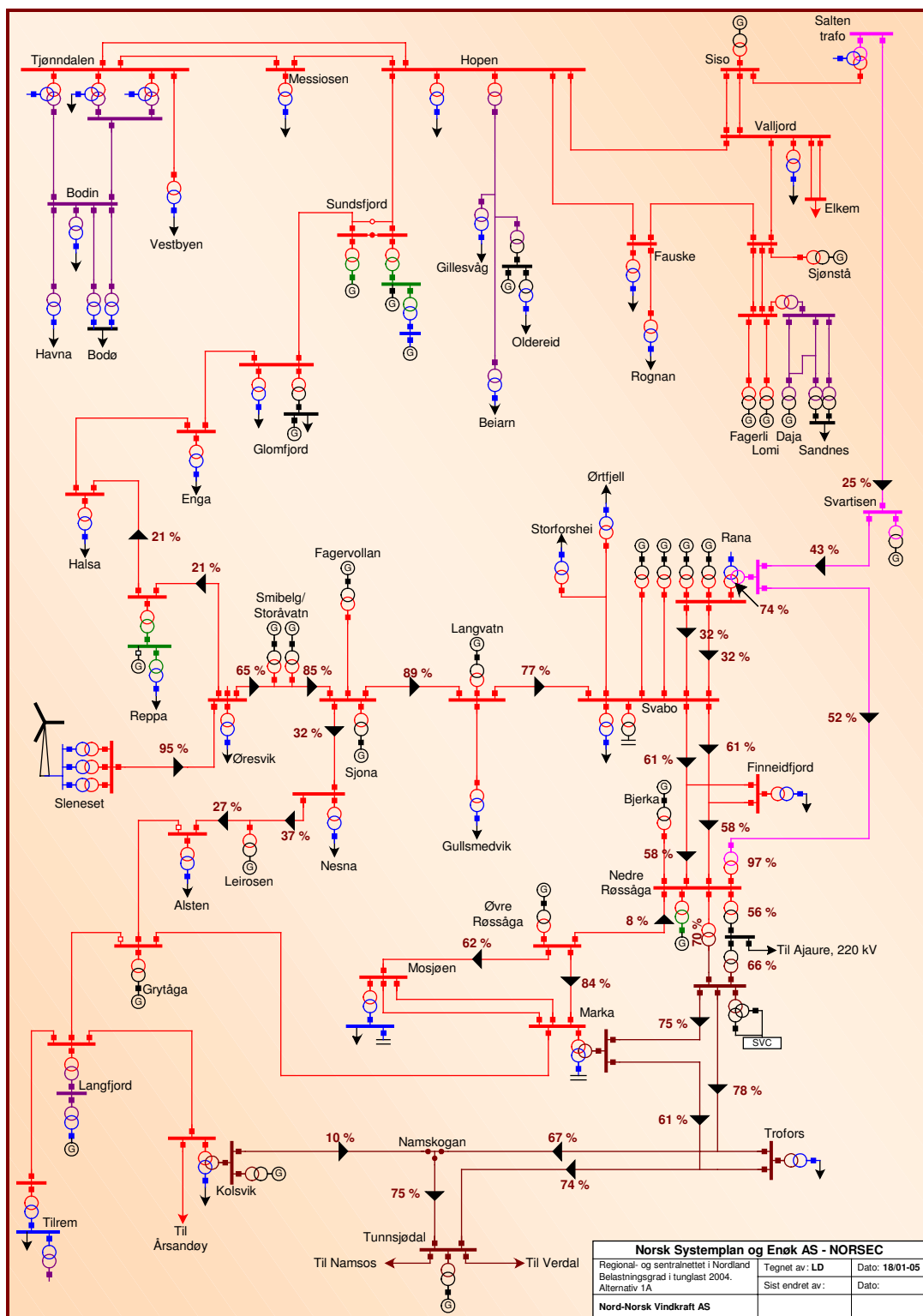
Enlinjeskjemaet på denne siden viser lastflyt i en tunglastsituasjon i år 2007, med 216 MW vindkraftproduksjon på Sleneset. I alternativ 1A forutsettes det at kraften fra Sleneset tilkobles regionalnettet i Øresvik og at forbindelsen fra Øresvik til Rana transformatorstasjon forsterkes.



Figur 8: Lastflyt i tunglast, aktiv og reaktiv effekt. Kraftstasjoner er innstilt på maksimal tilgjengelig vintereffekt, mens lasten er innstilt på 90 % av maksimalt uttak i tunglast. Retning på effektflyten er vist med pilspisser. Negativt fortegn angir at flyten går motsatt av pilens retning. Vindkraftproduksjonen på Sleneset er satt til 216 MW.

## 4.7 Belastningsgrad i tunglast ved realisering av alternativ 1A

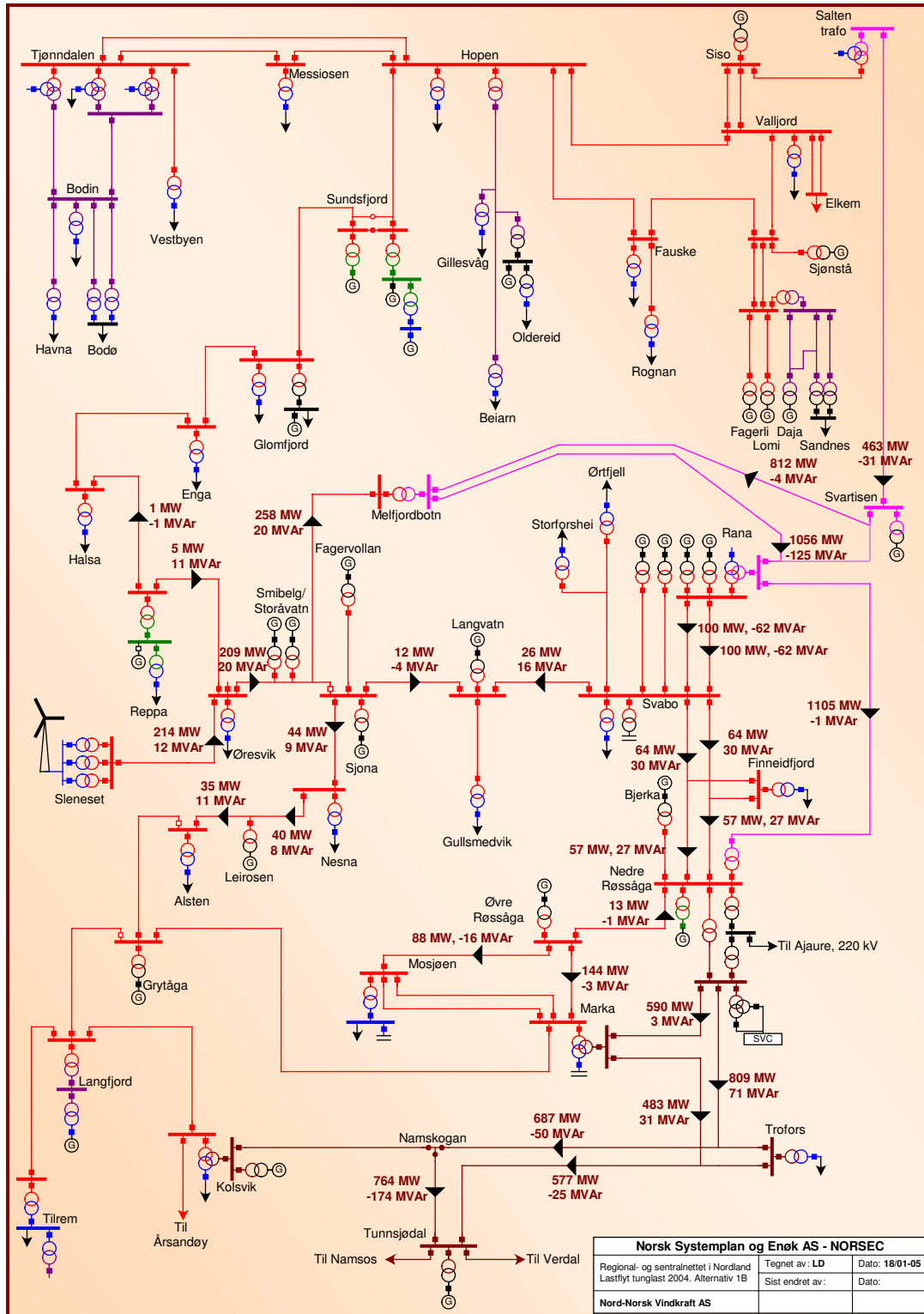
Enlinjeskjemaet på denne siden viser belastningsgrad for en del linjer i en tunglastsituasjon, før introduksjon av vindkraft. Belastningsgraden baserer seg på lastflyten vist i kapittel 4.6.



Figur 9: Belastningsgrad i tunglast 2004.

## 4.8 Lastflyt i tunglast ved realisering av alternativ 1B

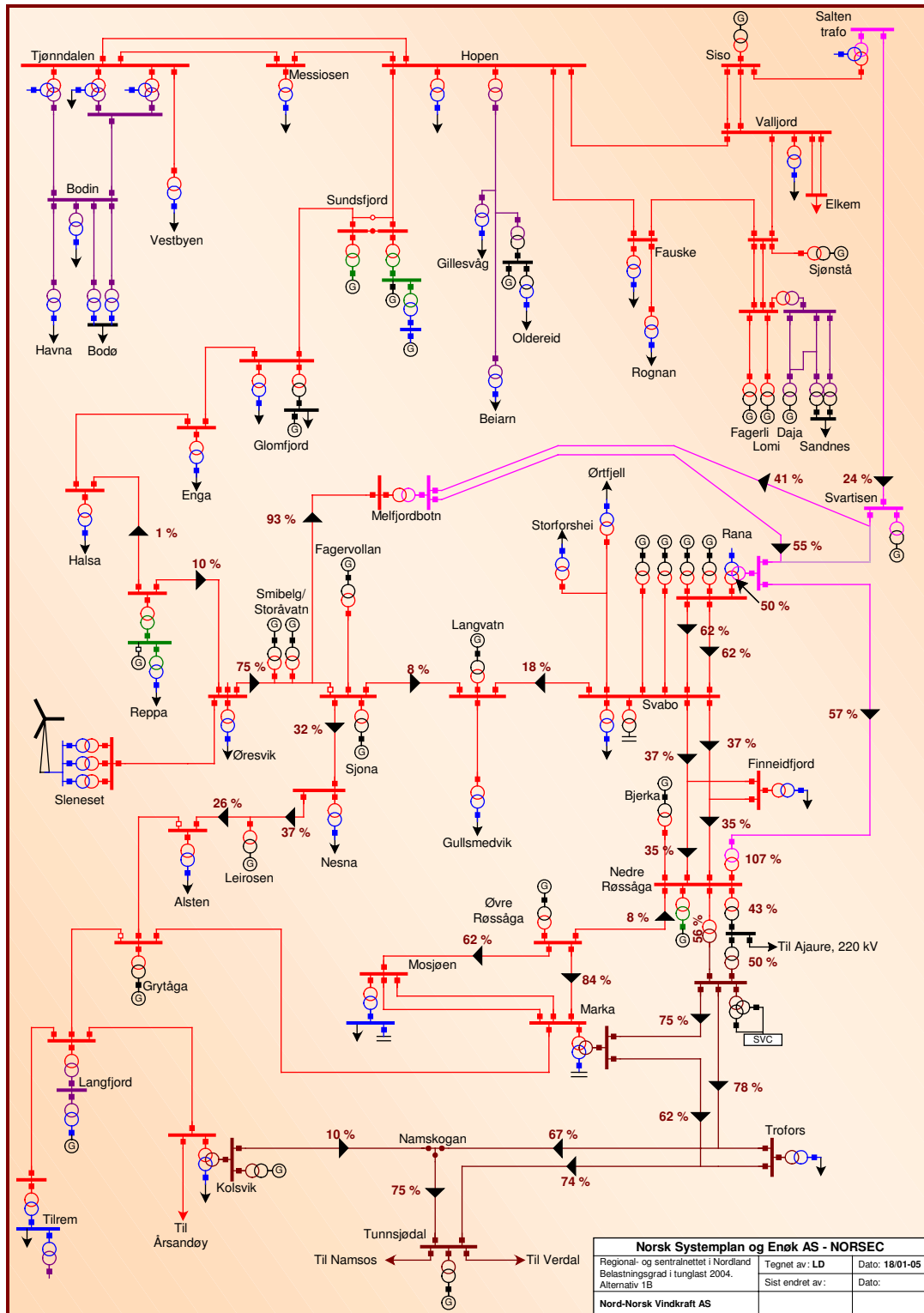
Enlinjeskjemaet på denne siden viser lastflyt i en tunglastsituasjon i år 2007, med 216 MW vindkraftproduksjon på Sleneset. I alternativ 1B forutsettes det at kraften fra Sleneset tilkobles regionalnettet i Øresvik transformatorstasjon og at forbindelsen fra Øresvik til Gjervalvatnet forsterkes. Fra Gjervalvatnet til Melfjordbotn bygges ny linje. I Melfjordbotn bygges ny transformatorstasjon med transformering til 420 kV. Transformatoren tilknyttes sentralnettslinjen mellom Rana transformatorstasjon og Svartisen kraftstasjon. (se også kapittel 4.20)



Figur 10: Lastflyt i tunglast, aktiv og reaktiv effekt. Kraftstasjoner er innstilt på maksimal tilgjengelig vintereffekt, mens lasten er innstilt på 90 % av maksimalt uttak i tunglast. Retning på effektflyten er vist med pilspisser. Negativt fortegn angir at flyten går motsatt av pilens retning. Vindkraftproduksjonen på Sleneset er satt til 216 MW.

## 4.9 Belastningsgrad i tunglast ved realisering av alternativ 1B

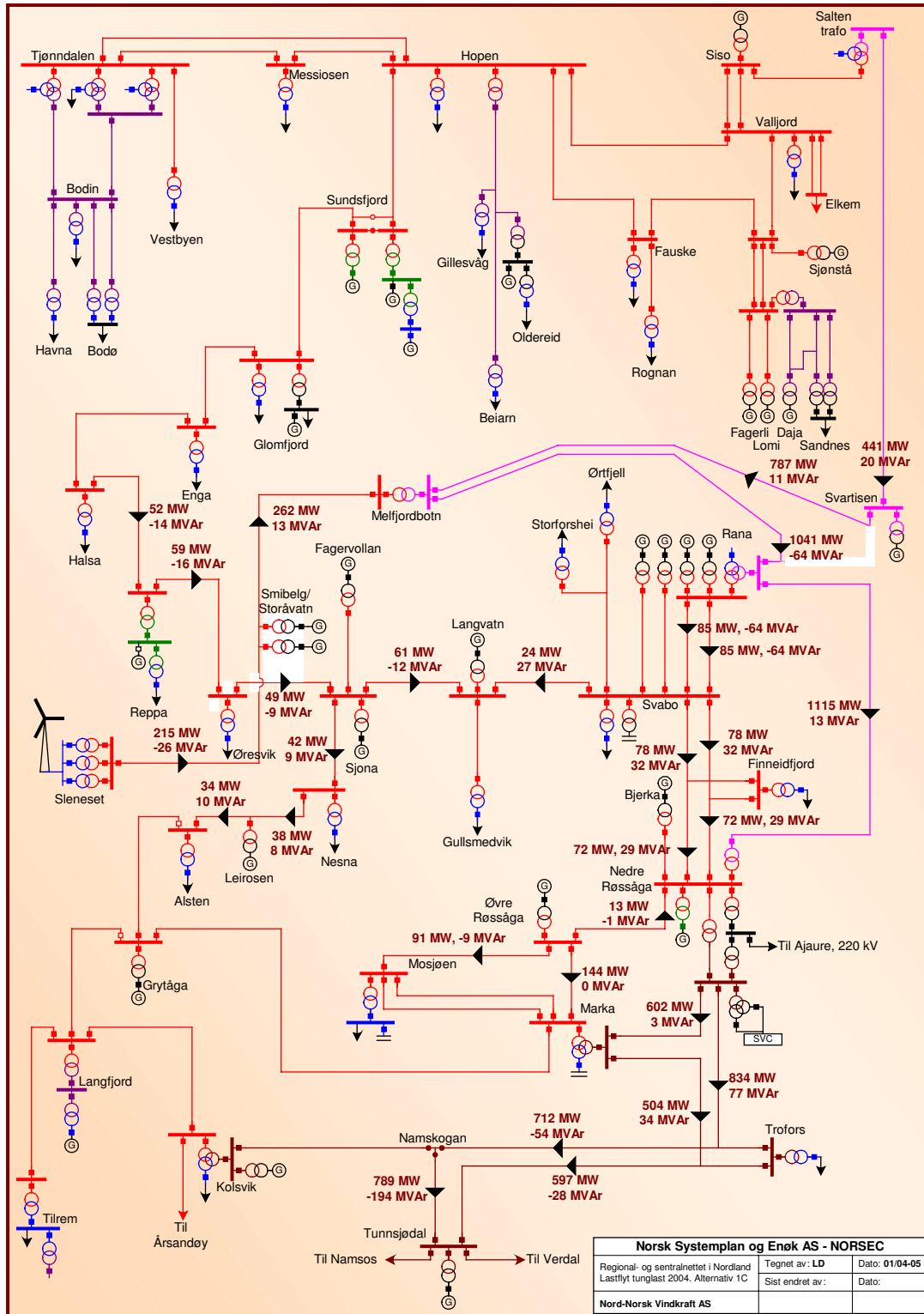
Enlinjeskjemaet på denne siden viser belastningsgrad for en del linjer i en tunglastsituasjon. Belastningsgraden baserer seg på lastflyten som er vist i kapittel 4.8.



Figur 11: Belastningsgrad i tunglast 2004

## 4.10 Lastflyt i tunglast ved realisering av alternativ 1C

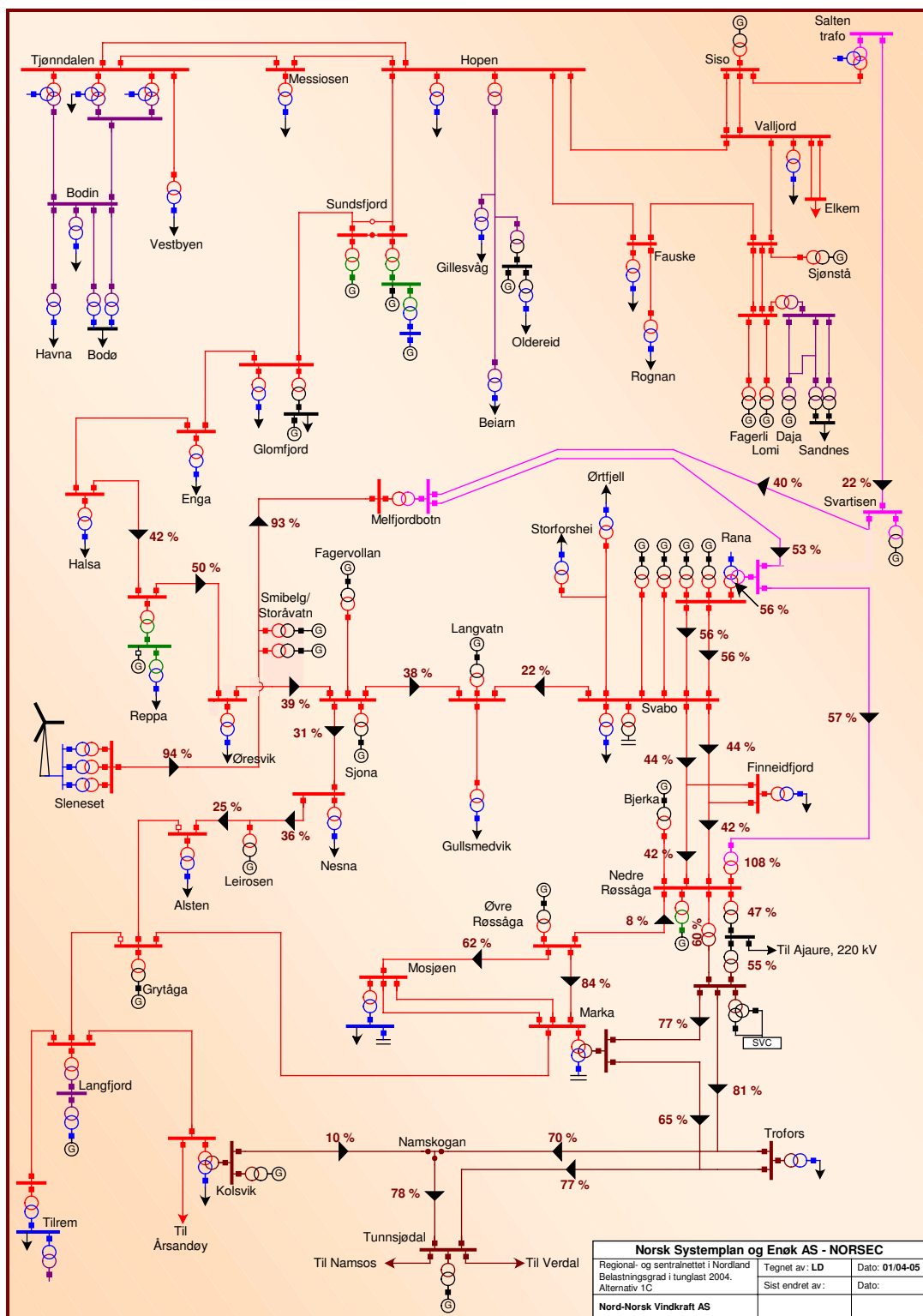
Enlinjeskjemaet på denne siden viser lastflyt i en tunglastsituasjon i år 2007, med 216 MW vindkraftproduksjon på Sleneset. I alternativ 1C forutsettes det at kraften fra Sleneset kobles direkte til sentralnettet i Melfjordbotn. I Melfjordbotn bygges ny transformatorstasjon med transformering til 420 kV. Transformatoren tilknyttes sentralnettslinjen mellom Rana transformatorstasjon og Svartisen kraftstasjon. (se også kapittel 4.20)



Figur 12: Lastflyt i tunglast, aktiv og reaktiv effekt. Kraftstasjoner er innstilt på maksimal tilgjengelig vintereffekt, mens lasten er innstilt på 90 % av maksimalt uttak i tunglast. Retning på effektflyten er vist med pilspisser. Negativt fortegn angir at flyten går motsatt av pilens retning. Vindkraftproduksjonen på Sleneset er satt til 216 MW.

## 4.11 Belastningsgrad i tunglast ved realisering av alternativ 1C

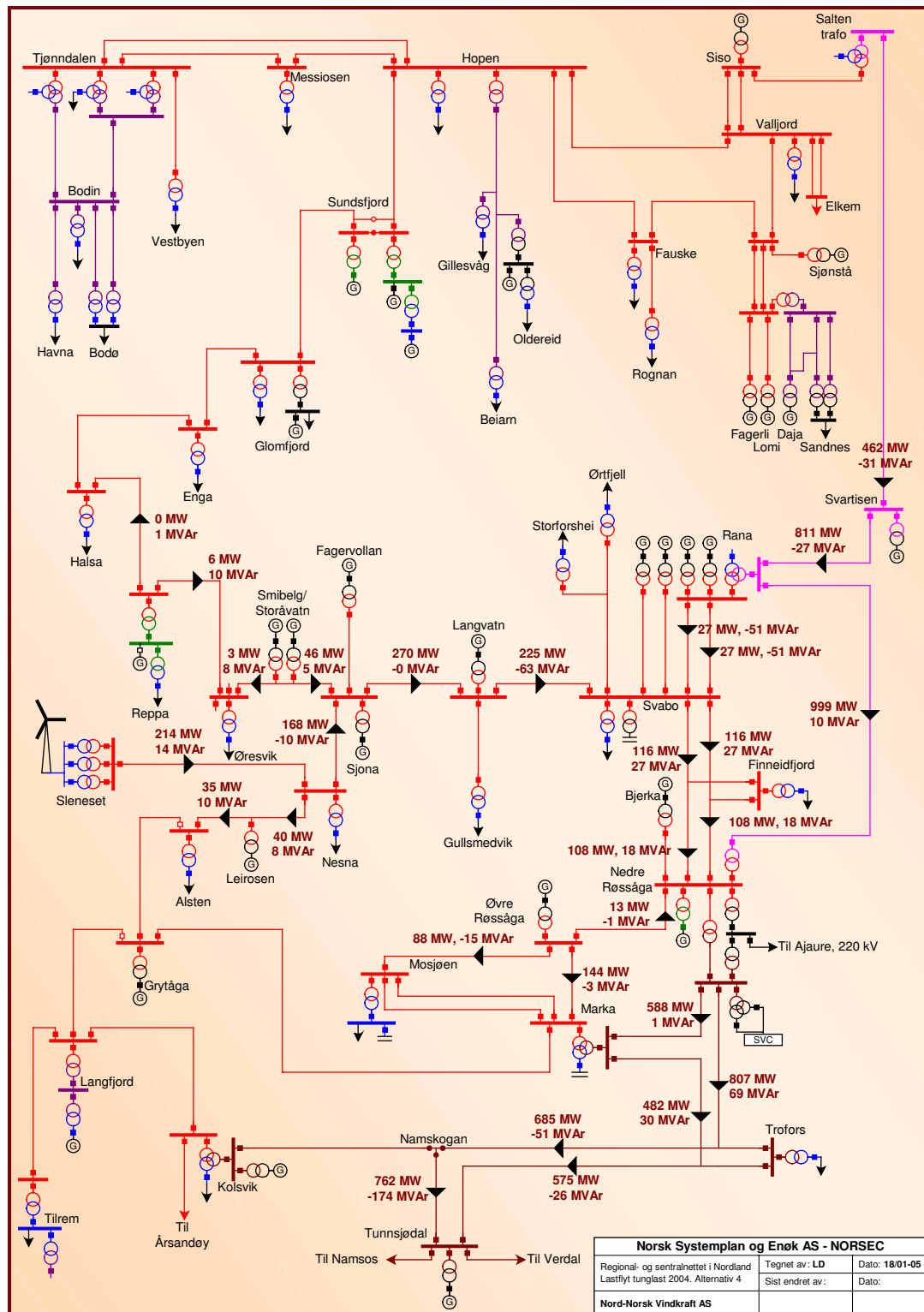
Enlinjeskjemaet på denne siden viser belastningsgrad for en del linjer i en tunglastsituasjon. Belastningsgraden baserer seg på lastflyten som er vist i kapittel 4.8.



Figur 13: Belastningsgrad i tunglast 2004

## 4.12 Lastflyt i tunglast ved realisering av alternativ 4

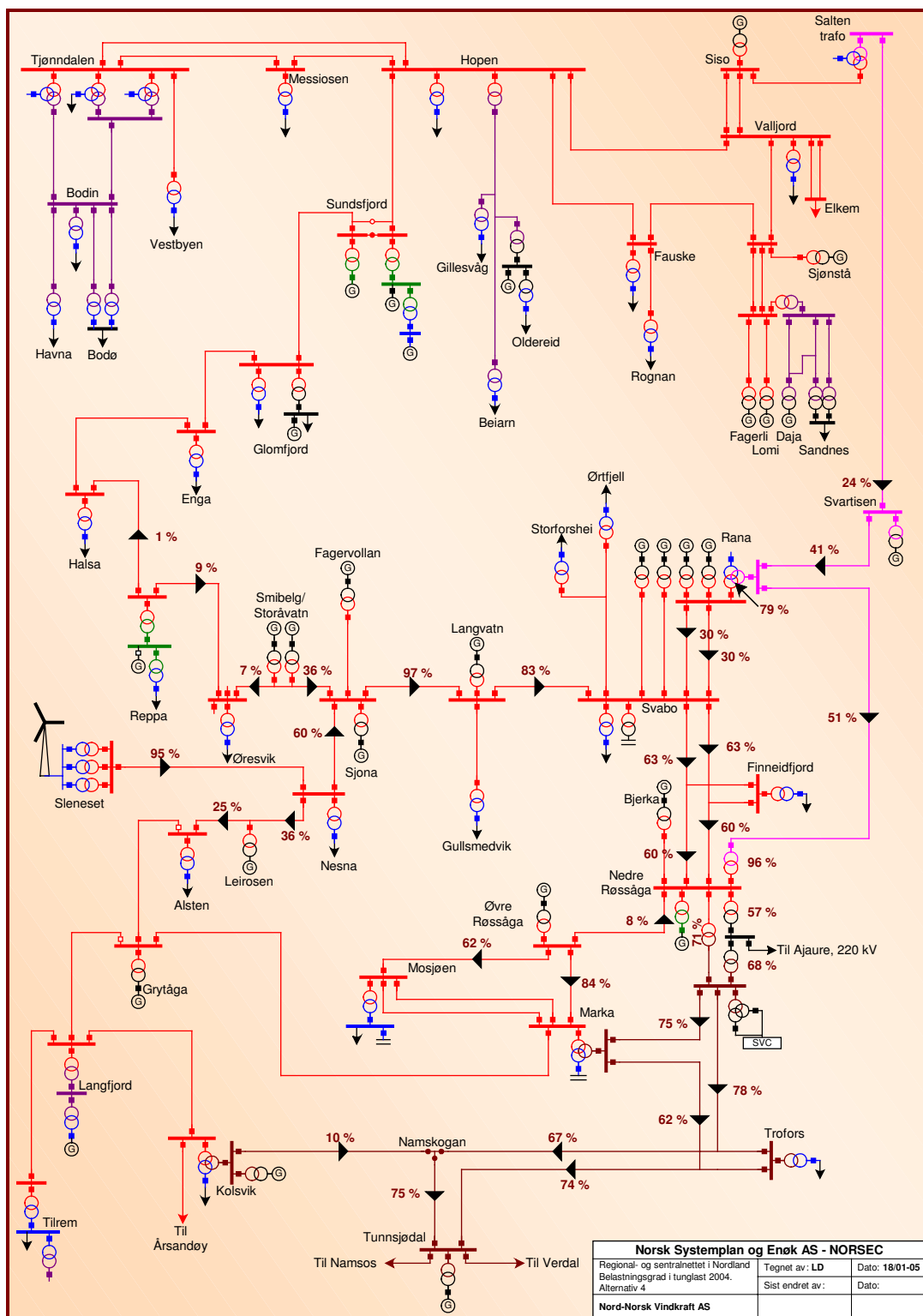
Enlinjeskjemaet på denne siden viser lastflyt i en tunglastsituasjon i år 2007, med 216 MW vindkraftproduksjon på Sleneset. I alternativ 4 forutsettes det at kraften fra Sleneset tilkobles regionalnettet i Nesna og at forbindelsen fra Nesna til Rana transformatorstasjon forsterkes.



Figur 14: Lastflyt i tunglast, aktiv og reaktiv effekt. Kraftstasjoner er innstilt på maksimal tilgjengelig vintereffekt, mens lasten er innstilt på 90 % av maksimalt uttak i tunglast. Retning på effektflyten er vist med pilspisser. Negativt fortegn angir at flyten går motsatt av pilens retning. Vindkraftproduksjonen på Sleneset er satt til 216 MW.

## 4.13 Belastningsgrad i tunglast ved realisering av alternativ 4

Enlinjeskjemaet på denne siden viser belastningsgrad for en del linjer i en tunglastsituasjon. Belastningsgraden baserer seg på lastflyten som er vist i kapittel 4.12.



Figur 15: Belastningsgrad i tunglast 2004.

## 4.14 Nettinvesteringer i forbindelse med alternativ 1A

Oversikten nedenfor viser hvilke investeringer som forutsettes gjennomført dersom man velger alternativ 1A. Alternativet innebærer tilknytning til regionalnettet i Øresvik transformatorstasjon, og forsterkning av eksisterende nett fra Øresvik til Rana transformatorstasjon. Utgifter til reaktiv kompensering er ikke tatt med i oversikten.

| Beskrivelse  | Spenning | Anleggstype                   | Ny/<br>mod. | Tekniske data                    | Ant./<br>lengde | Omseth.   | Område / region                                    | Idrift år | Investeringskostnader |                    | Prod. - /<br>nettlanl. |
|--|----------|-------------------------------|-------------|----------------------------------|-----------------|-----------|--|-----------|-----------------------|--------------------|------------------------|
|  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | Nåverdi               | Nyverdi            |                        |
| <b>Ny transformatorstasjon på Sleneset</b>                               | 132 kV   | Transformatorstasjoner        | Ny          | Bygning                          | 2 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 8,78 mill kr          | 10,90 mill kr      | P                      |
|  | 132 kV   | Transformatorer               | Ny          | 60 MVA                           | 4 stk.          | 132/22 kV | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 20,63 mill kr         | 25,60 mill kr      | P                      |
|  | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollanl. | Ny          | Innendørs                        | 7 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 11,28 mill kr         | 14,00 mill kr      | P                      |
|  | 22 kV    | Bryterfelt inkl. kontrollanl. | Ny          | Innendørs                        | 16 stk.         |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 3,87 mill kr          | 4,80 mill kr       | P                      |
| <b>Ny forbindelse mellom Sleneset transf. st. og Øresvik transf. st.</b> | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollanl. | Ny          | Utenndørs                        | 1 stk.          |           | Øresvik transformatorstasjon                       | 2007      | 1,21 mill kr          | 1,50 mill kr       | P                      |
|  | 132 kV   | Kabel                         | Ny          | TSLE 1x1200 AQ                   | 2,1 km          |           | Kabel fra landtak på Sleneset til trafostasjon øst | 2007      | 6,77 mill kr          | 8,40 mill kr       | P                      |
|  | 132 kV   | Kabel                         | Ny          | TSLE 1x630 AQ                    | 3,6 km          |           | Kabel fra trafostasjon øst til trafostasjon vest   | 2007      | 8,99 mill kr          | 11,16 mill kr      | P                      |
|  | 132 kV   | Sjøkabel                      | Ny          | TKRA 1x3x1000 mm <sup>2</sup> KQ | 32,0 km         |           | Kabel fra landtak Sleneset til landtak Øresvik     | 2007      | 120,87 mill kr        | 150,00 mill kr     | P                      |
|  | 132 kV   | Luftlinje                     | Ny          | FeAl 1x329 Curlew                | 3,3 km          |           | Fra landtak i Øresvik til Øresvik transf. stasjon  | 2007      | 2,66 mill kr          | 3,30 mill kr       | P                      |
| <b>Sum</b>   |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>185 mill kr</b>    | <b>230 mill kr</b> |                        |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>                                |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>185 mill kr</b>    | <b>230 mill kr</b> |                        |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>   |                        |

### Nettforsterkninger fra Øresvik transformatorstasjon til Rana transformatorstasjon

| Beskrivelse  | Spenning | Anleggstype | Ny/<br>mod. | Tekniske data          | Ant./<br>lengde | Omseth. | Område / region                            | Idrift år | Investeringskostnader |                    | Prod. - /<br>nettlanl. |
|--|----------|-------------|-------------|------------------------|-----------------|---------|--|-----------|-----------------------|--------------------|------------------------|
|  |          |             |             |                        |                 |         |  |           | Nåverdi               | Nyverdi            |                        |
| <b>Oppgradert forbindelse fra Øresvik til Rana</b> | 132 kV   | Luftlinje   | Mod         | FeAl 1x329 Curlew      | 36,9 km         |         | Fra Øresvik transf. st. til Sjona kraftst. | 2007      | 29,74 mill kr         | 36,91 mill kr      | N                      |
|  | 132 kV   | Luftlinje   | Mod         | FeAl 1x329 Curlew      | 29,5 km         |         | Fra Sjona kraftst. til Langvatn kraftst.   | 2007      | 23,77 mill kr         | 29,50 mill kr      | N                      |
|  | 132 kV   | Luftlinje   | Mod         | FeAl 1x329 Curlew      | 3,7 km          |         | Fra Langvatn kraftst. til Rana transf. st. | 2007      | 2,98 mill kr          | 3,70 mill kr       | N                      |
|  | 132 kV   | Luftlinje   | Rive        | Riving av dagens linje | 70,1 km         |         | Fra Øresvik tr.st. til Rana transf. st.    | 2007      | 3,11 mill kr          | 3,86 mill kr       | N                      |
| <b>Sum</b>   |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>60 mill kr</b>     | <b>74 mill kr</b>  |                        |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>          |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>   |                        |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>                      |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>60 mill kr</b>     | <b>74 mill kr</b>  |                        |
| <b>Totale investeringskostnader</b>                |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>Nåverdi</b>        | <b>Nyverdi</b>     |                        |
| Kostnad for rene produksjonsanlegg                 |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>185 mill kr</b>    | <b>230 mill kr</b> |                        |
| Kostnad for nettanlegg                             |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>60 mill kr</b>     | <b>74 mill kr</b>  |                        |
| <b>Sum kostnader</b>                               |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>245 mill kr</b>    | <b>304 mill kr</b> |                        |

## 4.15 Nettinvesteringer i forbindelse med alternativ 1B

Oversikten nedenfor viser hvilke investeringer som forutsettes gjennomført dersom man velger alternativ 1B. Alternativet innebærer tilknytning til regionalnettet i Øresvik transformatorstasjon, og forsterkning av eksisterende nett fra Øresvik til Gjervalvatnet. Fra Gjervalvatnet forutsettes det å bygge ny linje til Melfjordbotn. I Melfjordbotn knyttes linjen til sentralnettet i en ny transformatorstasjon (se kapittel 4.20). Utgifter til reaktiv kompensering er ikke tatt med i oversikten.

| Beskrivelse  | Spenning | Anleggstype                   | Ny/<br>mod. | Tekniske data                    | Ant./<br>lengde | Omsetn.   | Område / region                                    | Idrift år | Investeringskostnader |                    | Prod.- /<br>nettanl. |
|--|----------|-------------------------------|-------------|----------------------------------|-----------------|-----------|--|-----------|-----------------------|--------------------|----------------------|
|  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | Nåverdi               | Nyverdi            |                      |
| <b>Ny transformatorstasjon på Sleneset</b>                               | 132 kV   | Transformatorstasjoner        | Ny          | Bygning                          | 2 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 8,78 mill kr          | 10,90 mill kr      | P                    |
|  | 132 kV   | Transformatorer               | Ny          | 60 MVA                           | 4 stk.          | 132/22 kV | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 20,63 mill kr         | 25,60 mill kr      | P                    |
|  | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Innendørs                        | 7 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 11,28 mill kr         | 14,00 mill kr      | P                    |
|  | 22 kV    | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Innendørs                        | 16 stk.         |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 3,87 mill kr          | 4,80 mill kr       | P                    |
| <b>Ny forbindelse mellom Sleneset transf. st. og Øresvik transf. st.</b> | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Utendørs                         | 1 stk.          |           | Øresvik transformatorstasjon                       | 2007      | 1,21 mill kr          | 1,50 mill kr       | P                    |
|  | 132 kV   | Kabel                         | Ny          | TSLE 1x1200 AQ                   | 2,1 km          |           | Kabel fra landtak på Sleneset til trafostasjon øst | 2007      | 6,77 mill kr          | 8,40 mill kr       | P                    |
|  | 132 kV   | Kabel                         | Ny          | TSLE 1x630 AQ                    | 3,6 km          |           | Kabel fra trafostasjon øst til trafostasjon vest   | 2007      | 8,99 mill kr          | 11,16 mill kr      | P                    |
|  | 132 kV   | Sjøkabel                      | Ny          | TKRA 1x3x1000 mm <sup>2</sup> KQ | 32,0 km         |           | Kabel fra landtak Sleneset til landtak Øresvik     | 2007      | 120,87 mill kr        | 150,00 mill kr     | P                    |
|  | 132 kV   | Luftlinje                     | Ny          | FeAl 1x329 Curlew                | 3,3 km          |           | Fra landtak i Øresvik til Øresvik transf. stasjon  | 2007      | 2,66 mill kr          | 3,30 mill kr       | P                    |
| <b>Sum</b>   |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>165 mill kr</b>    | <b>230 mill kr</b> |                      |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>                                |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>185 mill kr</b>    | <b>230 mill kr</b> |                      |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>   |                      |

### Ny / oppgradert forbindelse mellom Øresvik transformatorstasjon og Melfjordbotn transformatorstasjon

| Beskrivelse  | Spenning | Anleggstype                   | Ny/<br>mod. | Tekniske data     | Ant./<br>lengde | Omsetn. | Område / region                           | Idrift år | Investeringskostnader |                   | Prod.- /<br>nettanl. |
|--|----------|-------------------------------|-------------|-------------------|-----------------|---------|---|-----------|-----------------------|-------------------|----------------------|
|  |          |                               |             |                   |                 |         |   |           | Nåverdi               | Nyverdi           |                      |
| <b>Oppgradert forbindelse fra Øresvik til Melfjordbotn</b> | 132 kV   | Luftlinje                     | Mod         | FeAl 1x329 Curlew | 14,0 km         |         | Fra Øresvik transf. st. til Gjervalvatnet | 2007      | 11,28 mill kr         | 14,00 mill kr     | N                    |
|  | 132 kV   | Luftlinje                     | Ny          | FeAl 1x329 Curlew | 13,0 km         |         | Fra Gjervalvatnet til Melfjordbotn        | 2007      | 10,48 mill kr         | 13,00 mill kr     | N                    |
|  | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Utendørs          | 3,0 stk         |         | T-avgrensning ved Gjervalvatnet           | 2007      | 4,96 mill kr          | 6,15 mill kr      | N                    |
| <b>Sum</b>   |          |                               |             |                   |                 |         |   |           | <b>27 mill kr</b>     | <b>34 mill kr</b> |                      |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>                  |          |                               |             |                   |                 |         |   |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>  |                      |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>                              |          |                               |             |                   |                 |         |   |           | <b>27 mill kr</b>     | <b>34 mill kr</b> |                      |

### Ny transformatorstasjon i Melfjordbotn (Melfjordbotn transformatorstasjon)

| Beskrivelse                                   | Spenning | Anleggstype                   | Ny/<br>mod. | Tekniske data        | Ant./<br>lengde | Omsetn.    | Område / region                   | Idrift år | Investeringskostnader |                   | Prod.- /<br>nettanl. |
|---|----------|-------------------------------|-------------|----------------------|-----------------|------------|-----------------------------------|-----------|-----------------------|-------------------|----------------------|
|   |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | Nåverdi               | Nyverdi           |                      |
| <b>Ny transformatorstasjon i Melfjordbotn</b> | 420 kV   | Transformatorstasjon          | Ny          | Alt anlegg på 420 kV | 1,0 stk         |            | Melfjordbotn transformatorstasjon | 2007      | 30,62 mill kr         | 38,00 mill kr     | N                    |
|   | 420 kV   | Transformator                 | Ny          | 300 MVA              | 1,0 stk         | 420/132 kV | Melfjordbotn transformatorstasjon | 2007      | 20,15 mill kr         | 25,00 mill kr     | N                    |
|   | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Utendørs             | 1,0 stk         |            | Melfjordbotn transformatorstasjon | 2007      | 1,21 mill kr          | 1,50 mill kr      | N                    |
| <b>Sum</b>                                    |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>52 mill kr</b>     | <b>65 mill kr</b> |                      |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>     |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>  |                      |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>                 |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>52 mill kr</b>     | <b>65 mill kr</b> |                      |

### Totale investeringskostnader

|                                    |                    |                    |
|------------------------------------|--------------------|--------------------|
| Kostnad for rene produksjonsanlegg | Nåverdi            | Nyverdi            |
| Kostnad for nettanlegg             | 185,06 mill kr     | 229,66 mill kr     |
| <b>Sum kostnader</b>               | <b>264 mill kr</b> | <b>328 mill kr</b> |

## 4.16 Nettinvesteringer i forbindelse med alternativ 1C

Oversikten nedenfor viser hvilke investeringer som forutsettes gjennomført dersom man velger alternativ 1C. Alternativet innebærer tilknytning til sentralnettet i Melfjordbotn transformatorstasjon. I Melfjordbotn må det bygges en ny transformatorstasjon (se *kapittel 4.20*). Utgifter til reaktiv kompensering er ikke tatt med i oversikten.

| Tilknytning av vindkraftverket på Sleneset i Melfjordbotn transformatorstasjon |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           |                       |                    |
|--|----------|-------------------------------|-------------|----------------------------------|-----------------|-----------|--|-----------|-----------------------|--------------------|
| Beskrivelse  | Spenning | Anleggstype                   | Ny/<br>mod. | Tekniske data                    | Ant./<br>lengde | Omsetn.   | Område / region                                    | Idrift år | Investeringskostnader |                    |
|  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | Nåverdi               | Nyverdi            |
| <b>Ny transformatorstasjon på Sleneset</b>                                     | 132 kV   | Transformatorstasjoner        | Ny          | Bygning                          | 2 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 8,78 mill kr          | 10,90 mill kr      |
|  | 132 kV   | Transformatorer               | Ny          | 60 MVA                           | 4 stk.          | 132/22 kV | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 20,63 mill kr         | 25,60 mill kr      |
|  | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollanl. | Ny          | Innendørs                        | 7 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 11,28 mill kr         | 14,00 mill kr      |
|  | 22 kV    | Bryterfelt inkl. kontrollanl. | Ny          | Innendørs                        | 16 stk.         |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 3,87 mill kr          | 4,80 mill kr       |
| <b>Ny forbindelse mellom Sleneset transf. st. og Melfjordbotn transf. st.</b>  | 132 kV   | Jordkabel                     | Ny          | TSLE 1x1200 AQ                   | 2,1 km          |           | Kabel fra landtak på Sleneset til trafostasjon øst | 2007      | 6,77 mill kr          | 8,40 mill kr       |
|  | 132 kV   | Jordkabel                     | Ny          | TSLE 1x630 AQ                    | 3,6 km          |           | Kabel fra trafostasjon øst til trafostasjon vest   | 2007      | 8,99 mill kr          | 11,16 mill kr      |
|  | 132 kV   | Sjøkabel                      | Ny          | TKRA 1x3x1000 mm <sup>2</sup> KQ | 32,0 km         |           | Kabel fra landtak Sleneset til landtak Øresvik     | 2007      | 120,87 mill kr        | 150,00 mill kr     |
|  | 132 kV   | Lufillinje                    | Ny          | FeAl 1x329 Curlew                | 30,3 km         |           | Fra landtak i Øresvik til Melfjordbotn transf. st. | 2007      | 24,42 mill kr         | 30,30 mill kr      |
| <b>Sum</b>   |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>206 mill kr</b>    | <b>255 mill kr</b> |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>                                      |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>206 mill kr</b>    | <b>255 mill kr</b> |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>   |

## Ny transformatorstasjon i Melfjordbotn (Melfjordbotn transformatorstasjon)

| Beskrivelse                                   | Spenning | Anleggstype                   | Ny/<br>mod. | Tekniske data        | Ant./<br>lengde | Omsetn.    | Område / region                   | Idrift år | Investeringskostnader |                    |
|---|----------|-------------------------------|-------------|----------------------|-----------------|------------|-----------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|
|   |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | Nåverdi               | Nyverdi            |
| <b>Ny transformatorstasjon i Melfjordbotn</b> | 420 kV   | Transformatorstasjon          | Ny          | Alt anlegg på 420 kV | 1,0 stk         |            | Melfjordbotn transformatorstasjon | 2007      | 30,62 mill kr         | 38,00 mill kr      |
|   | 420 kV   | Transformator                 | Ny          | 300 MVA              | 1,0 stk         | 420/132 kV | Melfjordbotn transformatorstasjon | 2007      | 20,15 mill kr         | 25,00 mill kr      |
|   | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollanl. | Ny          | Utendørs             | 1,0 stk         |            | Melfjordbotn transformatorstasjon | 2007      | 1,21 mill kr          | 1,50 mill kr       |
| <b>Sum</b>                                    |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>52 mill kr</b>     | <b>65 mill kr</b>  |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>     |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>52 mill kr</b>     | <b>65 mill kr</b>  |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>                 |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>   |
| <b>Totale investeringskostnader</b>           |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>Nåverdi</b>        | <b>Nyverdi</b>     |
| Kostnad for rene produksjonsanlegg            |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | 258 mill kr           | 320 mill kr        |
| Kostnad for nettanlegg                        |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | 0 mill kr             | 0 mill kr          |
| <b>Sum kostnader</b>                          |          |                               |             |                      |                 |            |                                   |           | <b>258 mill kr</b>    | <b>320 mill kr</b> |

## 4.17 Nettinvesteringer i forbindelse med alternativ 4

Oversikten nedenfor viser hvilke investeringer som forutsettes gjennomført dersom man velger alternativ 4. Alternativet innebærer tilknytning til regionalnettet i Nesna transformatorstasjon, og forsterkning av eksisterende nett fra Nesna til Rana transformatorstasjon. Utgifter til reaktiv kompensering er ikke tatt med i oversikten.

| Beskrivelse  | Spenning | Anleggstype                   | Ny/<br>mod. | Tekniske data                    | Ant./<br>lengde | Omseth.   | Område / region                                    | Idrift år | Investeringskostnader |                    | Prod.- /<br>nettanl. |
|--|----------|-------------------------------|-------------|----------------------------------|-----------------|-----------|--|-----------|-----------------------|--------------------|----------------------|
|  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | Nåverdi               | Nyverdi            |                      |
| <b>Ny transformatorstasjon på Sleneset</b>                             | 132 kV   | Transformatorstasjoner        | Ny          | Bygning                          | 2 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 8,78 mill kr          | 10,90 mill kr      | P                    |
|  | 132 kV   | Transformatorer               | Ny          | 60 MVA                           | 4 stk.          | 132/22 kV | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 20,63 mill kr         | 25,60 mill kr      | P                    |
|  | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Innendørs                        | 7 stk.          |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 11,28 mill kr         | 14,00 mill kr      | P                    |
|  | 22 kV    | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Innendørs                        | 16 stk.         |           | Sleneset transformatorstasjon                      | 2007      | 3,87 mill kr          | 4,80 mill kr       | P                    |
| <b>Ny forbindelse mellom Sleneset transf. st. og Nesna transf. st.</b> | 132 kV   | Bryterfelt inkl. kontrollani. | Ny          | Utendørs                         | 1 stk.          |           | Nesna transformatorstasjon                         | 2007      | 1,21 mill kr          | 1,50 mill kr       | P                    |
|  | 132 kV   | Kabel                         | Ny          | TSLE 1x1200 AQ                   | 1,5 km          |           | Kabel fra landtak på Sleneset til trafostasjon øst | 2007      | 6,77 mill kr          | 8,40 mill kr       | P                    |
|  | 132 kV   | Kabel                         | Ny          | TSLE 1x630 AQ                    | 6,5 km          |           | Kabel fra trafostasjon øst til trafostasjon vest   | 2007      | 8,99 mill kr          | 11,16 mill kr      | P                    |
|  | 132 kV   | Sjøkabel                      | Ny          | TKRA 1x3x1000 mm <sup>2</sup> KQ | 32,0 km         |           | Kabel fra landtak Sleneset til landtak Nesna       | 2007      | 120,87 mill kr        | 150,00 mill kr     | P                    |
|  | 132 kV   | Luftlinje                     | Ny          | FeAl 1x329 Curlew                | 1,0 km          |           | Fra landtak i Nesna til Nesna transf. stasjon      | 2007      | 2,42 mill kr          | 3,00 mill kr       | P                    |
| <b>Sum</b>   |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>185 mill kr</b>    | <b>229 mill kr</b> |                      |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>                              |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>185 mill kr</b>    | <b>229 mill kr</b> |                      |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>  |          |                               |             |                                  |                 |           |  |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>   |                      |

### Nettforsterkninger fra Nesna transformatorstasjon til Rana transformatorstasjon

| Beskrivelse                                      | Spenning | Anleggstype | Ny/<br>mod. | Tekniske data          | Ant./<br>lengde | Omseth. | Område / region                            | Idrift år | Investeringskostnader |                   | Prod.- /<br>nettanl. |
|--|----------|-------------|-------------|------------------------|-----------------|---------|--|-----------|-----------------------|-------------------|----------------------|
|  |          |             |             |                        |                 |         |  |           | Nåverdi               | Nyverdi           |                      |
| <b>Oppgradert forbindelse fra Nesna til Rana</b> | 132 kV   | Luftlinje   | Mod         | FeAl 1x329 Curlew      | 28,8 km         |         | Fra Nesna transf. st. til Sjøna kraftst.   | 2007      | 23,21 mill kr         | 28,80 mill kr     | N                    |
|  | 132 kV   | Luftlinje   | Mod         | FeAl 1x329 Curlew      | 29,5 km         |         | Fra Sjøna kraftst. til Langvatn kraftst.   | 2007      | 23,77 mill kr         | 29,50 mill kr     | N                    |
|  | 132 kV   | Luftlinje   | Mod         | FeAl 1x329 Curlew      | 3,7 km          |         | Fra Langvatn kraftst. til Rana transf. st. | 2007      | 2,98 mill kr          | 3,70 mill kr      | N                    |
|  | 132 kV   | Luftlinje   | Rive        | Riving av dagens linje | 62,0 km         |         | Fra Nesna tr.st. til Rana transf. st.      | 2007      | 3,11 mill kr          | 3,41 mill kr      | N                    |
| <b>Sum</b>                                       |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>53 mill kr</b>     | <b>65 mill kr</b> |                      |
| <b>Kostnad for rene produksjonsanlegg</b>        |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>0 mill kr</b>      | <b>0 mill kr</b>  |                      |
| <b>Kostnad for nettanlegg</b>                    |          |             |             |                        |                 |         |  |           | <b>53 mill kr</b>     | <b>65 mill kr</b> |                      |

| Totale investeringskostnader |                    |  |
|------------------------------|--------------------|--|
| Nåverdi                      | Nyverdi            |  |
| 184,82 mill kr               | 229,36 mill kr     |  |
| 53,07 mill kr                | 65,41 mill kr      |  |
| <b>238 mill kr</b>           | <b>295 mill kr</b> |  |

## 4.18 Forutsetninger brukt i beregningene

### 4.18.1 Økonomiske forutsetninger

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

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

Beregninger i denne rapporten er delvis utført med nettberegningsprogrammet Netbas og delvis med egne dataverktøy.

#### 4.18.1.1 Investeringskostnader

Investeringskostnader er delvis hentet fra SEFAS planleggingsbok, og delvis fra egne og andres erfaringstall.

Renter i byggetiden er medtatt med 5 % av investeringskostnadene i ett år.

Uforutsette utgifter er medtatt med 10 % av nåverdi.

Alle kostnader er referert år 2004.

#### 4.18.1.2 Økonomisk levetid

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

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

#### 4.18.1.3 Analyseperiode

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

Det er i beregningene valgt en analyseperiode på 30 år, hvis ikke annet er oppgitt i de enkelt analysene.

#### 4.18.1.4 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten er satt til 6 % p.a.

#### 4.18.1.5 Kostnad for tap

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

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

$$k_{pek\ v} = k_p + k_{wekv} * T_t$$

der

$k_{pek\ v}$  er ekvivalent årskostnad for tap

$k_p$  er kostnad av maksimale effekttap

$k_{wekv}$  er ekvivalent årskostnad for energitap

$T_t$  er brukstid for tap

Tabell 4: Prognose for utviklingen i den samfunnsøkonomiske prisen for tap. Brukstid for tap er satt til 3500 timer

| Årstall | Pris på energi | Pris på effekt | Ekvivalent pris på nettap | Ekvivalent pris på nettap |
|---------|----------------|----------------|---------------------------|---------------------------|
| 2004    | 20,1 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1233 kr/kW                | 35,21 øre/kWh             |
| 2005    | 20,7 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1254 kr/kW                | 35,81 øre/kWh             |
| 2006    | 21,2 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1271 kr/kW                | 36,31 øre/kWh             |
| 2007    | 21,8 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1292 kr/kW                | 36,91 øre/kWh             |
| 2008    | 22,3 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1310 kr/kW                | 37,41 øre/kWh             |
| 2009    | 22,9 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1331 kr/kW                | 38,01 øre/kWh             |
| 2010    | 23,4 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1348 kr/kW                | 38,51 øre/kWh             |
| 2011    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2012    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2013    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2014    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2015    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2016    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2017    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2018    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2019    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2020    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2021    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2022    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2023    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2024    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2025    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2026    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2027    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2028    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2029    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2030    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2031    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2032    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |
| 2033    | 24,0 øre/kWh   | 529,0 kr/kW    | 1369 kr/kW                | 39,11 øre/kWh             |

Det er antatt en brukstid for tap på 3500 timer. Da blir samfunnsøkonomisk ekvivalent årskostnad i 2004, referert 66/132 kV-nettet:

$$k_{\text{pekv}} = 529 \text{ kr/kW} + 0.201 \text{ kr/kWh} * 3500 \text{ timer} = 1233 \text{ kr/kW}$$

Verdien av tap vil øke frem til 2011, da en antar at gass vil være økonomisk lønnsomt å bruke til elektrisitetsproduksjon. Prisen vil da være 1369 kr/kW. Denne prisen er holdt konstant ut analyseperioden.

Tapene er beregnet med to ulike metoder:

- utregning av tap i makslast i kombinasjon med brukstid for tap (3500 timer)
- beregning av gjennomsnittlige tap pr måned og brukstid (8760 timer).

Det er gjort følsomhetsanalyser ved å variere brukstid for tap. En slik variasjon vil ikke påvirke rangeringsrekkefølgen mellom de analysert prosjektene.

I beregningene har man tatt hensyn til at lasten vil endres i analyseperioden ved at det er gjort beregninger for hvert år.

#### 4.18.1.6 Kunders kostnader ved avbrudd

I denne analysen har man brukt tall for ikke levert energi som er fastsatt av NVE pr 1.1 2004. Disse er vist i tabellen nedenfor.

| KILE-kostnader 2004       | Ikke planlagt | Planlagt  |
|---------------------------|---------------|-----------|
| Industri                  | 66 kr/kWh     | 46 kr/kWh |
| Handel og tjenest         | 99 kr/kWh     | 68 kr/kWh |
| Jordbruk                  | 15 kr/kWh     | 10 kr/kWh |
| Husholdning               | 8 kr/kWh      | 7 kr/kWh  |
| Offentlig                 | 13 kr/kWh     | 10 kr/kWh |
| Treforedling og kraftkrev | 13 kr/kWh     | 11 kr/kWh |

Fordeling mellom kundegrupper er oppgitt av nettselskap i området pr transformatorstasjon. Fordelingen kan finnes i de regionale kraftsystemutredningene, 2004-2013.

#### 4.18.1.7 Feilstatistikk

Feilsannsynligheten som er brukt i beregningene er vist i Tabell 5 nedenfor. Statistikken er utarbeidet av Statnett og er basert på rapporteringer i deres nett (*Statnett: Driftsforstyrrelser i 33-420 kV-nettet – Årsstatistikk 2002*). Det er brukt gjennomsnittlige tall for perioden 1993-2002.

Tabell 5: Feilstatistikken er delvis hentet fra Statnetts statistikk (feilsannsynlighetene) og delvis fra erfaringstall (lengde pr avbrudd)

| Komp.type | Sp.nivå | Sannsyn pr komp | Lengde pr avbrudd |
|-----------|---------|-----------------|-------------------|
| BE        | 66 kV   | 0,00340         | 57,8 t            |
| BE        | 132 kV  | 0,00340         | 58,4 t            |
| BE        | 420 kV  | 0,00940         |                   |
| BS        | 66 kV   | 0,00170         | 3,0 t             |
| BS        | 132 kV  | 0,00170         | 3,0 t             |
| LL        | 66 kV   | 0,00500         | 18,3 t            |
| LL        | 132 kV  | 0,00240         | 18,5 t            |
| LL        | 420 kV  | 0,00100         | 37,6 t            |
| KA        | 66 kV   | 0,00950         | 176,4 t           |
| KA        | 132 kV  | 0,01920         | 166,9 t           |
| KA        | 420 kV  | 0,00000         |                   |
| T2        | 66 kV   | 0,00580         | 94,5 t            |
| T2        | 132 kV  | 0,00460         | 245,2 t           |
| T2        | 420 kV  | 0,00460         |                   |

#### 4.18.1.8 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er erfaringsmessig satt til 1.5 % av anleggets nyverdi, hvis ikke annet er bemerket for vedkommende alternativ.

#### 4.18.1.9 Nytte og kostnadsberegninger (beregningsmetodikk)

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

## 4.18.2 Tekniske forutsetninger

Nedenfor er det angitt hvilke tekniske forutsetninger planen bygger på.

### 4.18.2.1 Lastprognose

Lastprognosen er utarbeidet av SKS Nett og av HelgelandsKraft, på grunnlag av kjennskap til fremtidig utvikling i bolig og næringsstrukturen. Detaljer om dette kan finnes i kraftsystemutredningene som SKS Nett og HelgelandsKraft har utarbeidet.

### 4.18.2.2 Tillatt overbelastning av transformatorer og ledninger

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

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

### 4.18.2.3 Forutsetninger ved beregning av elektriske parametre og termisk grensestrøm

I forbindelse med nettberegninger er følgende forutsetninger lagt til grunn:

- Lufttemperatur: 20 °C.
- Driftstemperatur på ledere: 80 °C.
- Vindhastighet (flau vind): 0.6 m/s
- Emisjonskoeffisient for linen: 0.5
- Høyde over havet: 0 m
- Sterk solbestråling
- Permeabilitet for Al og Cu: :  $\mu = 1$
- Permeabilitet for Fe-wire: :  $\mu = 20$
- Permeabilitet for Fe-kompakt: :  $\mu = 360$

Termisk grensestrøm: Maksimal driftsstrøm referert 20 °C.

Noe av sentralnettet er dimensjonert ved 50 grader linetemperatur. Dette er det tatt hensyn til i beregningene.

### 4.18.2.4 Dimensjonerende belastning

I dimensjonerende belastning inngår all last med unntak for forbruk med utkoblingsklausul (elkjeler).

### 4.18.2.5 Beregning av tapsbrukstid

Både i Salten og i Helgeland vil brukstid for tap være høy. Dette på grunn av et stort innslag av kraftintensiv industri. Begge de to områdene har en brukstid rundt 6000 timer i regionalnettet.

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

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

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

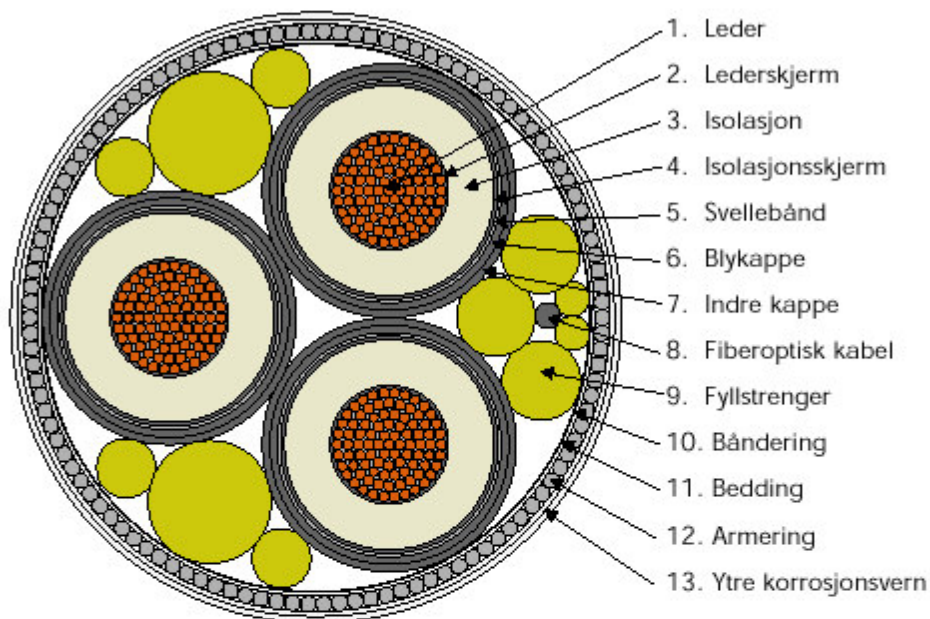
Bruker en Barths formel, med korrelasjonsfaktor lik 0.75, blir brukstid for tap 4416 timer, referert 132/66 kV-nivået. Dette virker imidlertid å være svært høyt, selv om brukstid for forbruk er høyt. I beregningene er brukstid for tap satt til 3500 timer.

## 4.19 Kabeldata Sleneset – Øresvik / Nesna

Det er i beregningene forutsatt at det legges en 32 km 145 kV kabel av typen TXRA 1x3x1000 mm<sup>2</sup> KQ. I Figur 16 nedenfor er kabelens oppbygning vist. I kabelen er det også mulig å bygge inn en fiberoptisk kabel. Denne er imidlertid ikke medtatt i kostnadsoverslaget.



### TKRA 145 kV 3x1x1000 mm<sup>2</sup> KQ



Vekt i luft: ca. 100 kg/m

| Nr. | Beskrivelse                                      | Nominell tykkelse mm | Nominell diameter mm |
|-----|--|----------------------|----------------------|
| 1   | Leder, rund, komprimert, fyllt kobberleder       | 91x3.75 <sup>Ø</sup> | 39.9                 |
| 2   | Lederskjerm, halvledende PEX                     |                      |                      |
| 3   | Isolasjon, PEX                                   | 17.0                 | 76.9                 |
| 4   | Isolasjonsskjerm, halvledende PEX                |                      |                      |
| 5   | Svellebånd                                       |                      |                      |
| 6   | Blykappe, blylegering                            | 2.7                  | 88.3                 |
| 7   | Indre kappe, halvledende polyetylen              | 2.5                  |                      |
| 8   | Fiberoptisk kabel                                |                      | 10                   |
| 9   | Fyllstrenger                                     |                      |                      |
| 10  | Båndering, forsterkningsbånd                     |                      |                      |
| 11  | Bedding, polypropylen garn og asfalt             |                      |                      |
| 12  | Armering, galvaniserte ståltråder                | 114x5.6 <sup>Ø</sup> |                      |
| 13  | Ytre korrosjonsvern, polypropylen garn og asfalt |                      | 227                  |

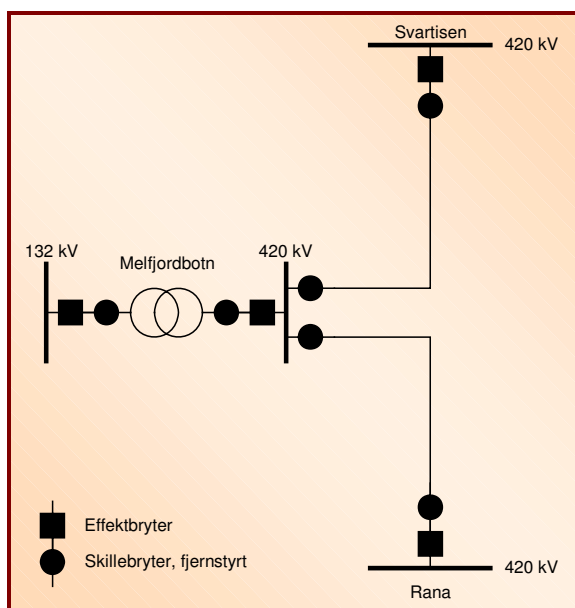
Figur 16: Det er forutsatt at det legges en 145 kV trelederkabel mellom Sleneset og fastlandet.

## 4.20 Prinsippskisse for transformatorstasjonen i Melfjordbotn

I beregningene er det forutsatt at man bygger en ny transformatorstasjon i Melfjordbotn. Stasjonen tenkes koblet til eksisterende 420 kV-linje mellom Rana transformatorstasjon og Svartisen kraftverk. Eksisterende linje forlenges nedenom den nye stasjonen, og det monteres fjernstyrte skillebrytere mot Rana og Svartisen.

Statnett har tidligere regnet på kostnadene for en slik stasjon i samband med Statkrafts planer om et nytt kraftverk i området. Kostnadene ble den gang anslått til ca 40 mill kroner eks transformator og utstyr på 132 kV. Av dette var ca 2 mill kroner relatert til andre stasjoner. I beregningene er det derfor brukt 38 mill kroner for 420 kV utstyr, samt for bygninger og areal. I tillegg kommer kostnader til transformator og utstyr på 132 kV på ca 28 mill kroner.

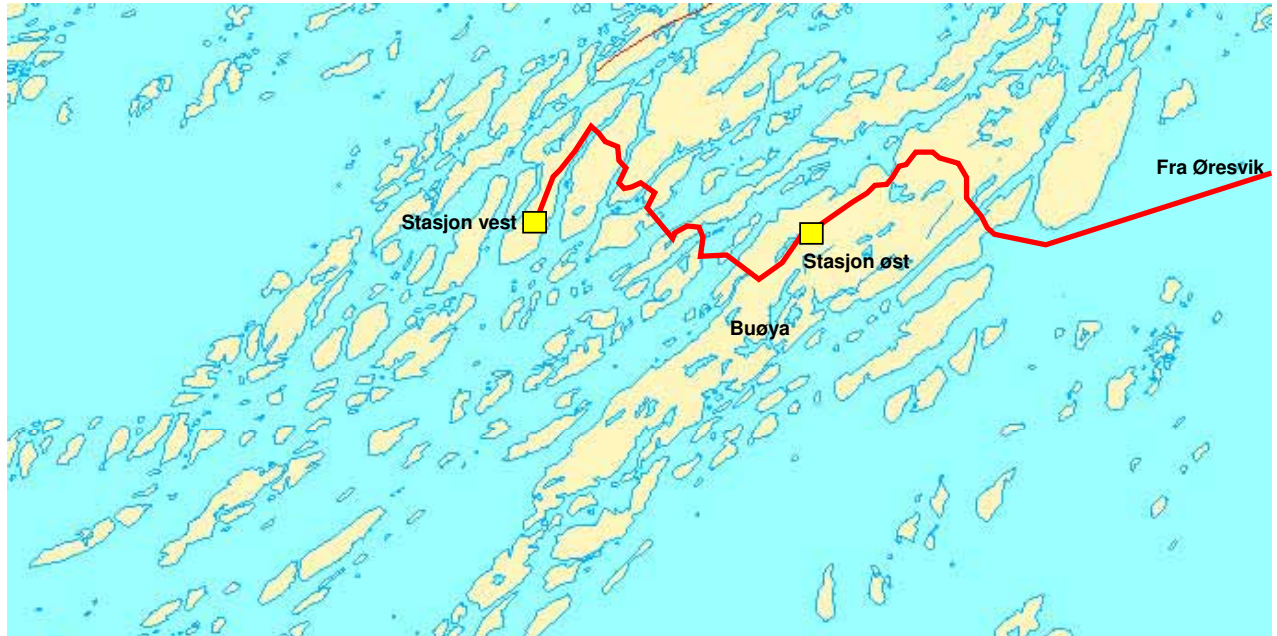
Det har ikke lyktes å få detaljer om stasjonen, verken priser på enkeltkomponenter eller detaljer om stasjonens utforming. Disse opplysningene betrakter Statnett som intern informasjon.



Figur 17: Prinsipiell skisse av hvordan man i denne analysen har tenkt den nye Melfjordbotn transformatorstasjon skutt inn i eksisterende linje mellom Rana transformatorstasjon og Svartisen kraftstasjon.

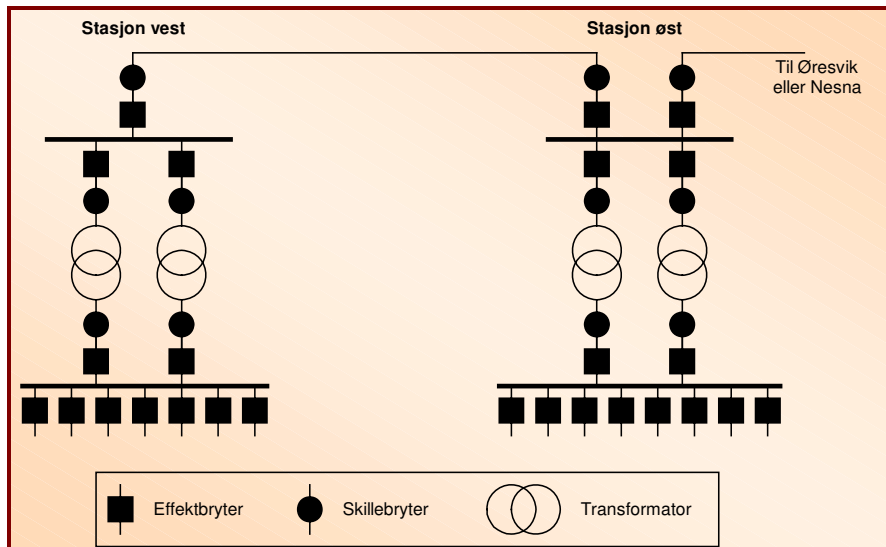
## 4.21 Prinsippskisse for transformatorstasjoner på Sleneset

I beregningene er det forutsatt bygging av to nye transformatorstasjoner på Sleneset. Kabelen fra regionalnettet i Øresvik eller Nesna antas å komme i land øst på Buøya. Sjøkabelen skjøtes med en jordkabel som går videre til transformatorstasjon øst. Fra denne transformatorstasjonen går det kabel videre til stasjon vest.



Figur 18: Prinsipiell skisse av hvordan man kan koble transformatorstasjoner til sjøkabelen mot land.

Hver transformatorstasjon består av to transformatorer, hver på 60 MVA.



Figur 19: Transformatorstasjoner på Sleneset





