



Nettforsterkninger i Troms og Finnmark

Kartlegging av konsekvensene for sentral- og regionalnettet ved realisering av planlagt vindkraft

Amir Messiha

18
2001

R
A
P
P
O
R
T



NETTFORSTERKNINGER I TROMS OG FINNMARK

**Kartlegging av konsekvensene for sentral- og regionalnettet ved
realisering av planlagt vindkraft**

Norges vassdrags- og energidirektorat

2001

Rapport nr 18

Nettforsterkninger i Troms og Finnmark

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Amir Messiha

Forfatter: Bjørn H. Jenssen, Jan Hystad (Statnett), Fredd Arnesen (Troms Kraft), Tor Martinsen (Varanger Kraft) og Amir Messiha (NVE)

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 50

Forside-illustrasjon: Rune Stubrud

ISSN: 1501-2832

ISBN: 82-410-0450-0

Sammendrag: Denne rapporten gir en oversikt over problemstillinger knyttet til vindkraft utbygging og konsekvenser for nettforsterkninger i Troms og Finnmark med fokus på nettinvesteringene.

Det er i dag usikkert hvor mye av den planlagte vindkraften på 638 MW som kommer til å bli bygget. Usikkerheten ligger ikke først og fremst på ytelsen til den enkelte vindpark, men på antallet parker som blir realisert.

Beregningene er gjort for ny vindkraft tilknyttet nettet tilsvarende 30 %, 50 %, 70 % og 90 % av ytelsen til vindparkene.

Total forventet nettinvesteringene i sentral og regional nettet ligger mellom 710 og 2411 MNOK.

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Desember 2001

FORORD

NVE tok initiativet i August 2001 til å opprette en arbeidsgruppe bestående av deltakere fra Statnett SF og de planansvarlige i Troms og Finnmark med formål å kartlegge konsekvensene for sentral- og regionalnettet ved realisering av planlagt vindkraft i Troms og Finnmark.

Beregningene som ble utført i denne rapporten, er betraktet som grove beregninger. Mer detaljert beregninger bør vurderes for hver utbyggingsplan av vindkraftparkene.

Arbeidet startet i august 2001 og resultatene er presentert i denne rapporten.

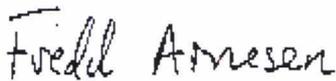
Arbeidsgruppen har bestått av følgende deltakere:



Bjørn H. Jenssen, Statnett SF



Tore Martinsen, Varanger kraft AS



Fredd Arnesen, Troms kraft AS



Jan Hystad, Statnett SF



Amir Messiha, NVE

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING	6
2	ORGANISERING OG MÅL	6
3	FORUTSETNINGER	7
3.1	KARTLEGGING AV AKTUELLE PROSJEKTER	7
3.2	FORUTSETNINGER	8
4	KONSEKVENSER MED VINDKRAFTTILKNYTNING I FINNMARK	9
4.1	BESKRIVELSE AV DAGENS NETT I FINNMARK	9
4.1.1	<i>Regionalnettet til Varanger Kraft</i>	9
4.2	PLANLAGTE VINDKRAFTVERK I FINNMARK	11
4.2.1	<i>Varanger Krafts forsyningsområde</i>	11
4.2.2	<i>Nordkyn Kraflags forsyningsområde</i>	12
4.2.3	<i>Repvåg Kraflags forsyningsområde</i>	12
4.2.4	<i>Hammerfest Elektrisitetsverks forsyningsområde</i>	12
4.3	BEREGNING	13
4.3.1	<i>Dagens nett, Varanger Krafts regionalnett</i>	14
4.3.2	<i>Tiltak Varanger Krafts regionalnett</i>	15
4.3.3	<i>Dagens nett, Nordkyn Kraflags regionalnett</i>	17
4.3.4	<i>Tiltak Nordkyn Kraflags regionalnett</i>	18
4.3.5	<i>Dagens nett, Repvåg Kraflags Nett</i>	19
4.3.6	<i>Tiltak i Repvåg kraflags nett</i>	20
4.4	BEREGNINGSRISULTAT	21
4.4.1	<i>Nordkyn kraflags område</i>	21
4.4.2	<i>Repvåg Kraflags område</i>	21
4.4.3	<i>Varanger krafts område</i>	21
4.4.4	<i>Hammerfest everks område</i>	21
4.4.5	<i>Nåverdiberegninger</i>	22
4.5	ANBEFALTE TILTAK (NÅVERDI)	24
4.5.1	<i>Varanger krafts nett</i>	24
4.5.2	<i>Nordkyn Kraflags nett</i>	24
4.5.3	<i>Repvåg Kraflags nett</i>	24
5	KONSEKVENSER MED VINDKRAFTTILKNYTNING I TROMS	25
5.1	BESKRIVELSE AV DAGENS NETT I TROMS	25
5.2	PLANLAGTE VINDKRAFTVERK I TROMS	27
5.3	BEREGNING	27
5.4	BEREGNINGSRISULTAT	28
5.5	ANBEFALTE TILTAK (NÅVERDI)	32
6	KONSEKVENSER AV VINDKRAFTTILKNYTNING I SENTRALNETTET	33
6.1	DAGENS DRIFT I SENTRALNETTET	33
6.1.1	<i>Ringdrift (samlet nett)</i>	34
6.1.2	<i>Delingspunkter i sentralnettet</i>	34
6.1.3	<i>Uttekslingen mot utlandet</i>	34
6.1.4	<i>Andre problemsnitt</i>	34
6.1.5	<i>Last og produksjon i tung- og lettlast</i>	35
6.1.6	<i>Produksjonsutkobling ved feil</i>	36
6.2	PLANLAGT VINDKRAFT	37
6.2.1	<i>Installert vindkraft og undersøkelse av sentralnettet</i>	37
6.3	BEREGNINGENES OMFANG	37
6.3.1	<i>Tapsberegninger</i>	38
6.3.2	<i>Deling av nettet og framtidig eksportkapasitet</i>	38
6.4	BEREGNINGSRISULTAT	38

6.4.1 Dagens nett – tunglast: (se Figur 6.1)	39
6.4.2 Dagens nett – lettlast: (se Figur 6.1)	39
6.4.3 Temperaturoppgradering	41
6.4.4 Nye 130 kV ledninger:	42
6.4.5 Nye 220 kV ledninger:	44
6.4.6 Nye 420 kV ledninger:	46
6.4.7 Kostnader	48
6.5 ANBEFALTE TILTAK	50
6.5.1 Temperaturoppgradering:	51
6.5.2 Spenningsoppgradering:	51
6.5.3 132 kV-løsning:	51
6.5.4 220 kV-løsning:	51
6.5.5 300 kV-løsning:	52
6.5.6 420 kV-løsning:	52
7 SAMMENSTILLING.....	53

1 INNLEDNING

Med bakgrunn i utvikling av utnyttelse av vindkraft i Troms og Finnmark, og ønske om vurdering av forsterkningsbehov, startet NVE i samarbeid med Statnett og de planansvarlig i Finnmark og Troms en arbeidsgruppe for å se på aktuelle problemstillinger og vurdere fremtidige nettforsterkninger i området.

Dette dokumentet har til hensikt å avklare :

Hvor mye vindkraft som kan tilknyttes eksisterende kraftnett.

Kartlegge nettkapasiteten i Troms og Finnmark i forhold til de foreslåtte utbyggingsplaner.

Kartlegge samfunnsøkonomisk investeringsbehov og prioritering av nettforsterkninger

Det er i dag usikkert hvor mye av den planlagte vindkraften som kommer. Usikkerheten ligger ikke først og fremst på ytelsen til den enkelte vindpark, men på antallet parker som blir realisert. De lokale forhold kan forholdsvis enkelt vurderes da mulige løsninger er begrensede. I sentralnettet vil kombinasjoner av lokale løsninger fort bli u håndterbart. En forenklet metode er derfor benyttet, der alle parkene er modellert. Graden av installert vindkraft modelleres ved å regulere mengden produsert energi likt på alle parkene samtidig. Lokalt blir denne metoden åpenbart unøyaktig, men ved betraktninger av sentralnettet gir fremgangsmåten en rimelig god antydning av de forhold vi kan forvente.

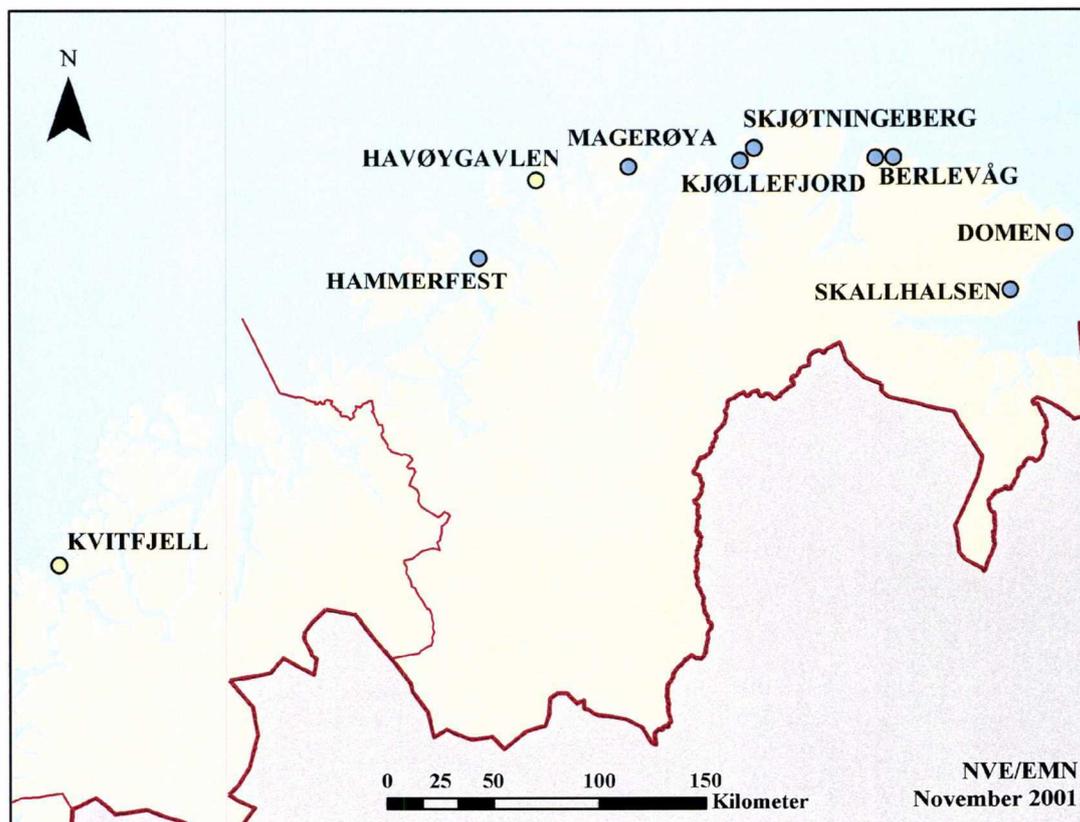
2 ORGANISERING OG MÅL

Arbeidet med kartlegging av nettforsterkninger i Finnmark og Troms, er organisert i samarbeid mellom Statnett SF, Varanger Kraft AS, Troms Kraft AS og NVE. NVE hadde koordinatørrolle i arbeidsgruppen. Arbeidsgruppen hadde 5 arbeidsmøter 3 av disse møter ble arrangert i Troms og to møter i Oslo (NVE). Statkraft og Norsk Miljøkraft var invitert i et av møtene for å informere om deres aktiviteter og planer.

Arbeidet skal avklare hvor mye vindkraft som kan tilknyttes eksisterende kraftnett og kartlegge nettkapasiteten og samfunnsøkonomisk investeringsbehov i forhold til de foreslåtte utbyggingsplaner.

3 FORUTSETNINGER

3.1 Kartlegging av aktuelle prosjekter



Figur 3.1: Lokalisering av vindkraftprosjekter i Finnmark og Troms

Denne studien inkluderer vindparkene listet i tabell 3.1. Ytelsen på de ulike parkene er bestemt ut fra forhåndsmellinger, konsesjonssøknader og samtaler med utbyggerne. Det er forutsatt en samtidighetsfaktor for parkene på 0.9. Parkene er modellert med en enkel generatormodell der det er forutsatt full kompensering av eventuelt reaktivt effektforbruk.

Navn	Tilknytning	Effekt
Kvitfjell	Kvaløya 132 kV	200 MW
Hammerfest	Skaidi 66kV	60 MW
Havøygavlen	Skaidi 66kV	40 MW
Magerøy	Skaidi 66kV	40 MW
Skjøtningberg	Adamselv 132 kV	40 MW
Kjøllefjord	Adamselv 132 kV	40 MW
Eliastoppen	Varangerbotn 66kV	40 MW
Laukvikdalsfjellet	Varangerbotn 66kV	40 MW
Domen	Vadsø 132 kV	100 MW
Skallhalsen	Vadsø 132 kV	40 MW
Sum		640 MW

Tabell 3.1: Vindkraftparker lagt inn i datamodell for analyse.

Vindkraft i Hammerfest legges trolig inn på 132 kV som kommer som følge av Snøhvit utbyggingen. Både i Skaidi og Varangerbotn vil en bygge en 132 kV ledning om begge parkene kommer, og sådan blir ikke modelleringen her helt korrekt. Denne tilnærmingen gir økte lokale tap, men rimelig gode resultat for resten av sentralnettet.

3.2 Forutsetninger

Formålet med dette arbeidet er å kartlegge konsekvensene for regional og sentralnettet ved realisering av planlagt vindkraft i Troms og Finnmark. I det følgende vil det bli redegjort for de datasettene som er benyttet i studien. Valgene er basert på kjennskap til driften av nettet, historiske lastflytdata og samtaler med vindkraftutbyggerne.

Beregningenes omfang: Undersøkelsene i regional og sentralnettet omfatter kun lastflytanalyser, men dynamisk stabilitet må gjennomføres om man ønsker å gå videre med noen av forslagene i dette dokumentet. Lastgrensene er kun undersøkt ned til snittet ved Balsfjord. Eventuelle snitt-problemer lenger sør er ikke vurdert i denne rapporten, og bør undersøkes nærmere.

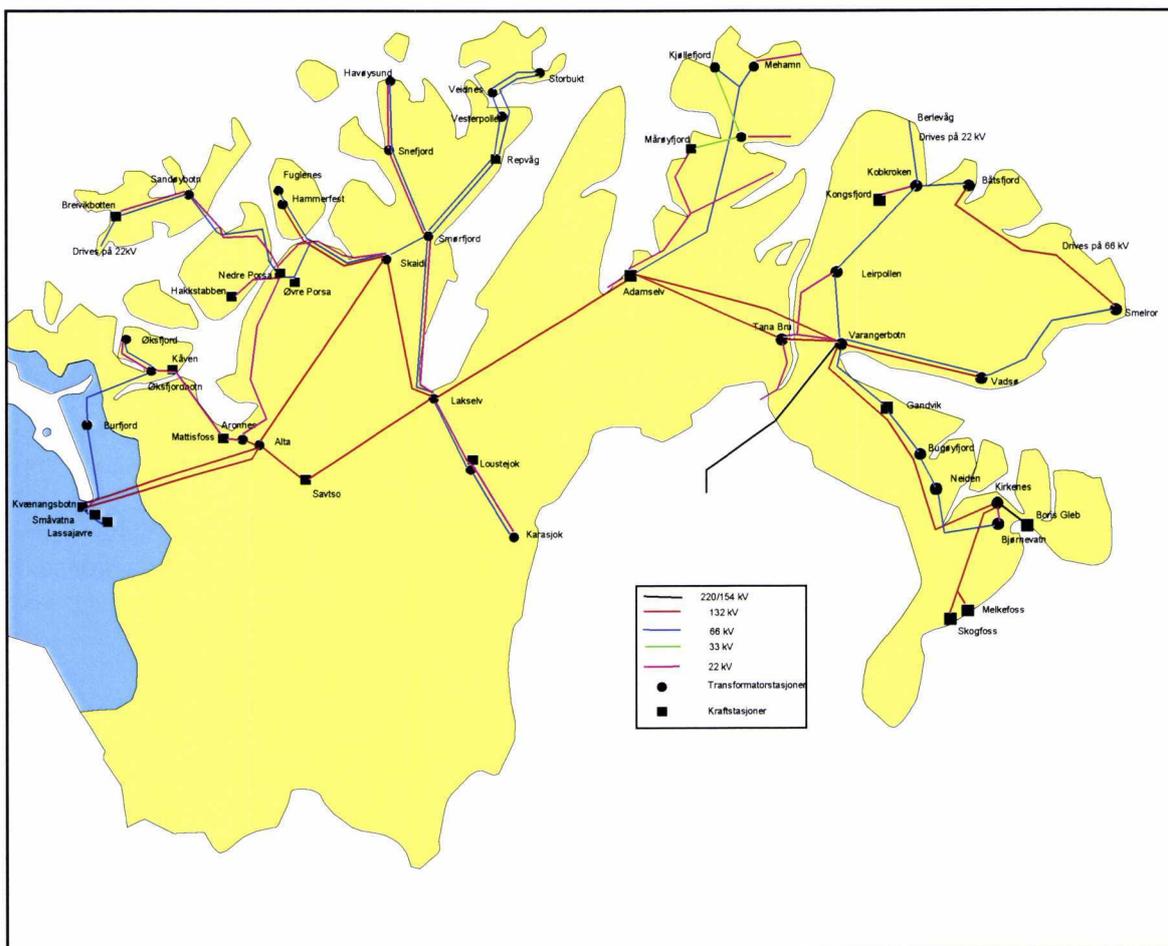
Tapsberegninger: I SEfAS planbøker har en estimert 2400 timer som en normal tapsbrukstid for alminnelig forsyning. Da det er over 95% korrelasjon mellom vindens varighetskurve over året og belastningens varighetskurve brukes dette som et estimat for tapsbrukstiden også i denne studien.

I sentralnettet er en kompliserende faktor det faktum at beregningene er konsentrert om lettlast ut fra den filosofien om at går det i lettlast så går det også i tunglast. Det er kun for dagens nett at beregninger er kjørt i tunglast med de meldte vindparker. Vi ser da at tapsforholdet tunglast/lettlast er ca 2/3 ved 90% installert vindkraft. Et annet aspekt ved vindkraft er at det blåser mer i vinterhalvåret, og vi har antatt fordelingen av tapsbrukstid lettlast/tunglast er omtrent 2/3. Dette gir en ekvivalent tapstid i sentralnettet for ny vindkraft omregnet til lettlastdrift på:

$$\text{Tap i tunglast} * \text{Tapstid tunglast} + \text{Tap i lettlast} * \text{Tapstid lettlast} = (2/3 * 2/3 + 1/3) * 2400 \text{ t} = 1867 \text{ t}$$

- Rapporten omfatter ikke stabilitetsanalyser og hvilke krav som må stilles til vindkraftverkens reguleringsgenskaper.
- Rapporten vil heller ikke se på de nettmessige konsekvensene i det øvrige nordiske kraftnettet.
- Utgangspunktet for å definere belastningen er sentralnettsutveksling i Februar og Juli.
- Cosphi er satt til 0,97 for forbruk.
- Forutsetter at vindkraftparkene er fullkompensert.
- Analyse periode 30 år.
- Det er også lagt til grunn at vindkraftparkene kobles ut ved nettfeil (PFK).
- Tapskostnader er satt til 20 øre/kWh for både sentral- og regional nett.
- Ny 300 MVA i Bardufoss er installert.
- Samtidsfaktor er beregnet til 0,9 per park.

4 KONSEKVENSER MED VINDKRAFTTILKNYTNING I FINNMARK



Figur 4.1 Dagens nett i Finnmark

4.1 Beskrivelse av dagens nett i Finnmark

Regionalnettet i Finnmark eies og drives av 6 lokale nettselskap. De regionalnettene som omtales i det etterfølgende er regionalnettene til:

Hammerfest Elverk
Repvåg Kraftlag
Nordkyn Kraftlag
Varanger Kraft

Regionalnett i Alta Kraftlags, og Loustejok Kraftlags område er ikke omhandlet da disse foreløpig ikke er berørt av den planlagte vindkraftutbygging i Finnmark.

4.1.1 Regionalnettet til Varanger Kraft

Regionalnettet består av ledninger på 22, 66 og 132 kV, i tillegg til transformatorer fra 132/66 kV, 132/22 kV og stasjoner og brytere til og med avgangsbrytere på 22 kV nivå.

I Sørvaranger består regionalnettet av 66 kV ledningen fra Varangerbotn-Bjørnevatn. På strekningen er det nedtransformering fra 66/22 kV i Bugøyfjord, Neiden og Bjørnevatn. I tillegg er det nedtransformering i Gandvik kraftstasjon 66/5 kV og 5/22 kV. Generatorkapasitet tilknyttet 5 kV samleskinne er 5,2 MVA men produserer om lag 4 MW i tunglast. Denne delen av regionalnettet er ikke berørt av vindkraftutbygging, men har betydning ved beregninger. Varanger Kraft har regionalnett i Kirkenes transformatorstasjon, men dette omfatter kun brytere og transformatorer. Denne delen av nettet er ikke berørt i beregningene i regionalnettet. Fra Varangerbotn går det en 132 kV ledning til Vadsø. I Vadsø er det nedtransformering til 22 kV og 66 kV hver seg på 30 MVA. Det går også en 66 kV ledning på strekningen Varangerbotn-Vadsø, normalt forsyner den en 66/22 kV, 6 MVA transformator som dekker deler av forbruket under Vadsø transformatorstasjon. Videre fra Vadsø er det 66 kV ledning til Smelror. Denne ledningen er under ombygging til 132 kV. Tråden er skiftet og forankringsmaster er bygget om. Ca 1/5 av bæremastene er skiftet ut. I Smelror er det to 66/22 kV, 12 MVA transformatorer. Fra Smelror går det en 132 kV ledning til Båtsfjord. Ledningen drives på 66 kV. I Båtsfjord er det to transformatorer som transformerer ned til 22 kV. En er på 12 MVA og den andre er på 10 MVA. Fra Båtsfjord går det 66 kV ledning til Kobkroken. I Kobkroken er det en 66/22 kV, 7 MVA transformator. Produksjonen fra Kongsfjord kraftstasjon kommer inn til 22 kV samleskinne her og er i størrelsesorden 3 MW i tunglast. Videre er det en 66 kV ledning som drives på 22 kV ut til Berlevåg. Fra Kobkroken går det 66 kV ledning til Varangerbotn. Det er uttak i Leirpollen der det er installert en 66/22 kV, 6 MVA transformator. I Varangerbotn er det transformering fra 132 kV til 66 kV på 30 og 15 MVA. Fra 66 kV samleskinne er det uttak til distribusjonsnettet over en 5 MVA 66/22 kV transformator. Det er doble samleskinner både på 66 og 132 kV nivå i Varangerbotn. Tana Bru stasjon inngår også i Varanger Krafts regionalnett men har uttak direkte fra sentralnettet og transformerer ned til 22 kV distribusjonsnett.

Normalt drives nettet på Varangerhalvøya delt i Smelror mot Båtsfjord.

Det er meldt om 4 vindkraftverk på Varangerhalvøya. Ytelsene er som vist i tabell 4.1. Berørte nettdeler er Varangerbotn-Vadsø-Smelror-Båtsfjord-Kobkroken-Varangerbotn og Kobkroken Berlevåg. Se figur 4.1 over dagens nett.

Dagens driftssituasjon på Varangerhalvøya er at 66 kV nettet drives delt. Delingen er normalt i Smelror mot Båtsfjord.

Regionalnettet til Nordkyn Kraftlag (NK) er tilknyttet sentralnettet indirekte via transformatorer og generatorsamleskinner i Adamselv kraftstasjon. Fra 132 kV samleskinner er det to 132/9,5 kV, 30 MVA transformatorer. Videre er det transformering til NKs distribusjonsnett via en 22/9,5 kV, 3 MVA transformator. Det er en 66/9,5 kV, 10 MVA transformator mot NKs regionalnett. Transformator er eid av Finnmark Energiverk. Regionalnettet i Nordkyn kraftlags forsyningsområde omfatter en 66 kV ledning fra Adamselv til Kjøllefjord. På strekningene er det en T-avgreining til Mehamn. Nordkyn kraftlags regionalnett omfatter også 33 kV ledninger mellom Mårøyfjord-Hopseidet og Kjøllefjord. Nettet er ikke med i beregningene, men produksjon og belastning er lagt til uttak i Kjøllefjord.

Regionalnettet til Repvåg Kraftlag er tilknyttet sentralnettet i Skaidi. Det er her også forbindelse til Hammerfest everks regionalnett på 66 kV nivå. Videre er det en ledning til Smørfjord, der går det to 66 kV ledninger til Storbukt. 66 kV samleskinner i Storbukt drives normalt delt, med en ledning inn til hver av samleskinnene. Fra Smørfjord går det også en 66 kV ledning til Lakselv. Denne ledningen er primært en reserveforbindelse og er ikke hensyntatt i beregningene. Ledning Storbukt I har uttak i Vesterpollen og Veidnes, samt innmating fra Repvåg kraftstasjon. Det er også 7,2 km med kabel på strekningen som er forlagt i undersjøisk tunnel. På ledning Storbukt II er det 4,3 km med sjøkabel. Fra Smørfjord går det også en 66 kV ledning til Havøysund, det er uttak på strekningen i Snøfjord transformatorstasjon. I Repvåg kraftlags område er det produksjon i Repvåg som produserer ca 4 MW vinterstid inn mot ledning Storbukt II.

Regionalnettet til Hammerfest elverk er tilknyttet sentralnettet i Skaidi transformatorstasjon. Her er det også forbindelse til regionalnettet til Repvåg og Loustejok via Smørfjord transformatorstasjon. Fra Skaidi går det to ledninger via Kvalsund til Hammerfest. I Hammerfest og Fuglenes transformatorstasjoner er det nedtransformering fra 66/22 kV. I Hammerfest er det også 66/11 kV transformering. Den ene ledningen fra Skaidi er bygd for 132 kV men bare isolert for 66 kV drift. Fra Kvalsund går en ledning til Nedre Porsa der

det er en 66/22 kV nedtransformering. Fra Nedre Porsa går det en 66 kV ledning til Sandøybotn der det er 66/22 kV transformering. I tillegg er ledningen Sandøybotn-Breivikbotn-Hasvik bygd for 66 kV, men drives på 22 kV.

		Vannkraftproduksjon [MW]	Belastning [MW]		
		Tunglast	Lettlast	Tunglast	Lettlast
Finnmark	Mehamn			4.6	2
	Kjøllefjord			4.5	2
	Adamselv			1.8	0.8
	Hopseidet			0.6	0.26
	Mårøyfjord	4	0		
	Neiden			1.1	0.4
	Bugøyfjord			0.4	0.1
	Varangerbotn			3.7	1.5
	Gandvik	4	0	1.3	0.6
	Leirpollen			1,6	0,7
	Vadsø 22ssky			19.8	8.1
	Vadsø 22sskx			4.8	1.9
	Smelror			11.9	4.9
	Båtsfjord			10.9	4.5
	Kobkroken			0.3	0.1
	Berlevåg			3.9	1.6
	Kongsfjord	3	0		
	Snøfjord			0,6	0,2
	Smørfjord			4	1,2
	Havøysund			4,1	1,2
	Vesterpollen			0,4	0,1
	Veidnes			0,4	0,1
	Storbukt			13,6	4
	Repvåg	4	0		

Tabell 4.1: Tabell last / produksjon

4.2 Planlagte vindkraftverk i Finnmark

4.2.1 Varanger Krafts forsyningsområde

Berlevåg

Planlagte vindkraftverk i Berlevåg er 40 MW på Eliastoppen og 70 MW på Laukvikdalsfjellet. Vindkraftverket på Eliastoppen er planlagt tilknyttet på 66 kV spenningsnivå i Berlevåg. Vindkraftverket på Laukvikdalsfjellet er planlagt tilknyttet på 66 kV nivå, enten via ny 66 kV ledning til Kobkroken transformatorstasjon eller til eksisterende ledning Kobkroken-Berlevåg. Ved tilknytning til ledningen Kobkroken-Berlevåg vil produsert effekt bli begrenset til ca 40 MW på grunn av kapasiteten på ledningen Kobkroken-Berlevåg.

Ledningen fra Kobkroken til Berlevåg er bygget for 66 kV drift men drives i dag på 22 kV. Ved etablering av vindkraftverk vil det være nødvendig med overgang til 66 kV drift.

Vindkraftverk i Vadsø/Vardø

Det er planlagt et vindkraftverk på Domen med 100 MW installert effekt. På Skallhalsen er det i forhåndsmeldingen foreslått to alternativer. Installert effekt 40 eller 100 MW. Etter samtaler med Statkraft er det framkommet at alternativet på 40 MW er grunnlag for deres videre planlegging.

4.2.2 Nordkyn Kraftlags forsyningsområde

Planlagte vindkraftverk er 40 MW installert effekt på Skjøtningeberg nær Kjøllefjord. Det er også forhåndsmeldt planlegging av 60 MW installert ytelse i vindkraftverk på Dyfjordhalvøya. Begge de planlagte vindkraftverkene vil ligge i Lebesby kommune. Vindkraftparkene er planlagt tilknyttet 66 kV nettet i Kjøllefjord transformatorstasjon. Videre fra Kjøllefjord må produksjonen overføres på 66 kV ledning til Adamselv kraftstasjon. I Adamselv er det transformering fra 9,5 kV generatorspenning til 66 kV. Ytelsen i denne transformatoren er på 10 MVA. Fra generatorenes samleskinne er det 2X30 MVA transformering til 132 kV. I tunglast er forbruket i Nordkyn Kraftlags område i overkant av 10 MW, dette innebærer at transformorkapasiteten i Adamselv vil bli begrensende uansett hvilket alternativ av de meldte vindkraftprosjektene som eventuelt blir realisert. Transformorkapasiteten i Adamselv mot NKs nett må derfor økes.

4.2.3 Repvåg Kraftlags forsyningsområde

Vindkraftverk Havøya

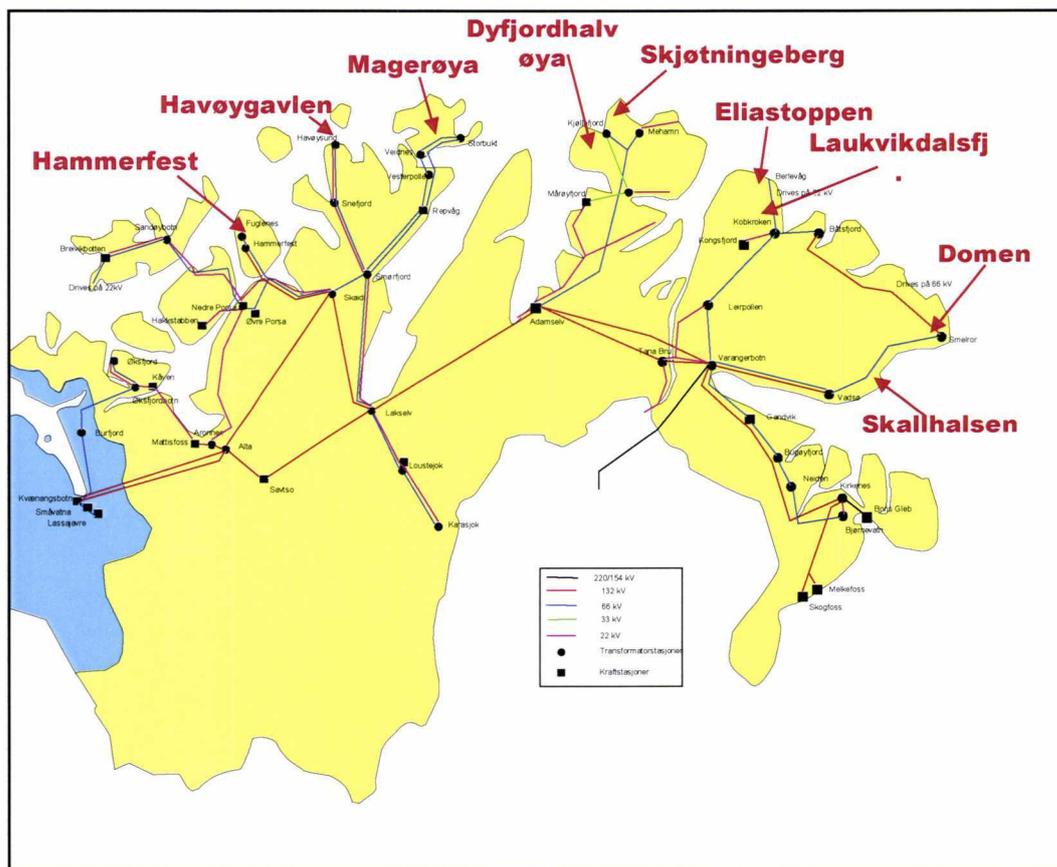
Det er gitt konsesjon for bygging av vindkraftverk på Havøygavlen med 40 MW installert effekt. Vindkraftverket er planlagt tilknyttet Repvåg Kraftlags regionalnett i Havøysund transformatorstasjon. Videre fra Havøysund må produksjonen overføres på 66 kV ledning inn til Smørfjord transformatorstasjon. Fra Smørfjord går det videre en 66 kV ledning til Skaidi der Repvåg har grensesnitt mot sentralnettet.

Vindkraftverk på Magerøya

Det er planlagt vindkraftverk på Magerøya på 40 MW installert ytelse. Vindkraftverket er planlagt tilknyttet Repvåg Kraftlags 66 kV ledning mellom Smørfjord og Storbukt transformatorstasjon. Fra storbukt er det to 66 kV ledninger mot Smørfjord transformatorstasjon. Det er delte samleskinner på 66 kV nivå i storbukt transformatorstasjon.

4.2.4 Hammerfest Elektrisitetsverks forsyningsområde

I Hammerfest er det planlagt ett vindkraftverk på 30-60 MW i regi av Statkraft. I tillegg er under planlegging et LNG-anlegg på Melkøya utenfor Hammerfest. LNG-anlegget krever store kraftmengder i produksjonen. Det er planlagt å bygge et gasskraftverk for produksjon av elektrisitet til LNG-anlegget. Totalt planlagt ytelse er 4x46 MW ~ 184MW. I tillegg planlegges en ny 132 kV ledning fra Skaidi til Melkøya for å ha en effektreserve i ledningsnettet tilsvarende en generator.



Figur 4.2 Planlagte vindkraft i Finnmark

4.3 Beregning

Utgangspunktet for å definere belastningen er sentralnettsutveksling i februar og juli. Lasten under de forskjellige transformatorstasjoner (referert 22 kV samleskinner) er beregnet ut fra kjent fordeling av belastningen mellom disse. Cosphi er satt til 0,97 for forbruk. Ved beregninger er det brukt en maksimal samtidighetsfaktor på 0,9 i vindkraftparkene. Forutsetter at vindkraftparkene er fullkompensert. Det er også lagt til grunn at vindkraftparkene kobles ut ved nettfeil (PFK). Det er kun sett på de teoretiske termiske lastgrensene. Lokale forhold med mye korrosjon, kordelbrudd osv, kan begrense overføringskapasiteten. Det er ikke vurdert de faktiske mulighetene ved temperaturoppgradering og trådskitte. Ved planlegging av slike tiltak må det foretas mekaniske lineberegninger og nærmere undersøkelser av profilene på eksisterende ledninger. Dette er det ikke ressurser til i dette prosjektet.

For beregningene med dagens nett i Varangers og Nordkyns område, med vindkraft er fullstendig urealistiske, og er i denne sammenheng gjort for å få oversikt over den kapasiteten som må bygges ut.

Tabell 4.2 viser produksjonen ved varierende produksjon i % av installert ytelse. Beregningene som er gjort korresponderer med dette.

	Planlagt ytelse	90% produksjon	70% produksjon	50% produksjon	30% produksjon
Varanger krafts område	MVA	MW	MW	MW	MW
Berlevåg	40	36	28	20	12
Laukvikdalsfjellet	40	36	28	20	12
Skallhalsen	40	36	28	20	12
Domen	100	90	70	50	30
Nordkyn Kraftlags område					
Skjøtningeberg	39	35.1	27.3	19.5	11.7
Dyffjord (Kjøllefjord)	40	36	28	20	12
Hammerfest everks område					
Hammerfest	60	54	42	30	18
Repvåg Kraftlags område					
Havøya	40	36	28	20	12
Magerøya	40	36	28	20	12
Sum	439	395.1	307.3	219.5	131.7

Tabell 4.2 Produksjonstill benyttet i Finnmark

4.3.1 Dagens nett, Varanger Krafts regionalnett

Vinterstid produserer Gandvik ca 4 MW og Kongsfjord ca 3 MW inn i Varanger Krafts 66 kV nett. Basicaset i Varanger Krafts nett er beregnet med 22 kV drift til Berlevåg. Etablering av første vindkraftverk i Berlevåg utløser umiddelbart spenningsheving til 66 kV på strekningen. Nettet er delt i Smelror mot Båtsfjord i alle beregningene. Belastningene og produksjon på strekningen Varangerbotn-Bjørnevatn er lagt til 66 kV i Varangerbotn transformatorstasjon i beregningene.

Tabell 4.3.1 viser at det ikke er mulig å overføre planlagt vindkraft på dagens nett. Første flaskehals oppstår allerede ved 30 %. Ved 50 % produksjon vil flere transformatorer og en ledning gå over termisk grense. Strekningen fra Kobkroken til Berlevåg må nødvendigvis drives på 66 kV, noe den også er bygd for. Da vil produksjonen på Eliastoppen bli direkte tilknyttet 66 kV nettet i Kobkroken. Termisk grense for Ledningen Kobkroken-Berlevåg vil da være 39 MVA og 50 MVA i henholdsvis lettlast og tunglast. Strekningen Kobkroken-Varangerbotn vil ikke i noe tilfelle være over sin termiske grense. Ledningen mellom Vadsø og Varangerbotn vil ikke være overbelastet i noe tilfelle.

Varanger Krafts regionalnett	Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse										
	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Berlevåg-Kobkroken	16	31	194	24	151	16	101	8	51	4	28
Kobkroken-Varangerbotn	61	54	89	38	63	27	44	13	21	16	26
Varangerbotn-Vadsø	164	88	54	69	42	44	27	17	10	34	21
Vadsø-Smelror	61	98	160	82	135	56	92	30	49	13	21
Vadsø T4	30	93	310	78	262	54	180	29	97	13	43
Varangerbotn T3	30	48	160	36	119	22	75	9	30	25	83
Kobkroken T1	6	27	443	13	219	17	282	10	167	1.5	25
Totale tap i nettområde		36.17		26.8		12.8		3.38		2.78	

Tabell 4.3.1 Resultat fra dagens nett i tunglast

I lettlast vil alle vurderte ledninger og transformatorer bli overbelastet ved 90 % produksjon i vindkraftverkene, unntatt 132 kV ledningen Varangerbotn-Vadsø. Også i lettlast er de første flaskehalsene en realitet ved 30 % produksjon fra vindkraftverkene. I lettlast vil også ledningen Kobkroken–Varangerbotn gå over sin termiske grense ved 90 % produksjon fra vindkraftverkene.

Varanger Krafts regionalnett		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Berlevåg-Kobkroken	13	34	262	27	204	19	142	11	81	2	12
Kobkroken-Varangerbotn	47	58	123	45	96	31	67	17	36	7	15
Varangerbotn-Vadsø	128	98	77	80	62	58	45	27	21	14	11
Vadsø-Smelror	47	103	219	87	186	62	131	36	77	5	11
Vadsø T4	30	99	327	83	277	59	196	35	117	5	17
Varangerbotn T3	30	54	180	39	130	27	89	11	38	12	40
Kobkroken T1	6	30	504	22	372	16	262	10	159	2	27
Totale tap i nettområde			49.96		32.37		19.33		3.32		0.614

Tabell 4.3.2 Resultat fra dagens nett i lettlast

4.3.2 Tiltak Varanger Krafts regionalnett

De tiltak som er enklest å gjennomføre er temperaturoppgradering av ledninger. Dette vil kun være aktuelt på ledningen Kobkroken-Varangerbotn. I Varangerbotn er det nødvendig med skifte av transformator T3 til ca 70 MVA for å kunne overføre produksjonen fra vindkraftparkene i Berlevåg til sentralnettet. T4 i Vadsø flyttes til Båtsfjord og delingspunktet flyttes til Kobkroken mot Båtsfjord.

ALT 1

Berlevåg-Kobkroken	66 kv drift ledningen er bygget for 66 kV
Kobkroken-Varangerbotn	Temperaturoppgradering
Varangerbotn-Vadsø	Ingen
Vadsø-Smelror	Overgang til 132kV drift Vadsø-Båtsfjord
Vadsø T4	Ikke relevant - transformatoren flyttes til Båtsfjord
Varangerbotn T3	Utskiftning av transformator til 70MVA
Kobkroken T1	Ikke relevant

Tabell 4.4 viser at tiltakene som er beskrevet over vil være tilstrekkelig opp til 90 % produksjon av installert effekt. Ved å flytte delingspunktet til Kobkroken mot Båtsfjord ble resultatet at ledningen Smelror-Vadsø ble mindre overbelastet, mens ledningen Kobkroken-Varangerbotn ble overbelastet i 90 % tilfellet. Dersom delingspunktet hadde forblitt i Smelror mot Båtsfjord ville ikke ledningen Kobkroken –Varangerbotn blitt overbelastet. Mens Ledningen Smelror-Vadsø ville blitt ca 115 % belastet. Ved å også gjennomføre temperaturoppgradering på denne strekningen vil ledningen være belastet innenfor termisk grense.

Tabellen under viser hvordan tiltakene er merket i tabell 4.4 med resultatene.

	Termisk grenselast er overskredet
	Kapasiteten på linjen er økt ved temperaturoppgradering
	Ny linje/Transformator/Spenningsheving

Lettlast Varanger Krafts regionalnett		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Berlevåg-Kobkroken	39	35	88	27	68	19	47	11	27	2	4
Kobkroken-Varangerbotn	65	69	106	54	83	38	59	22	34	2	4
Varangerbotn-Vadsø	128	94	73	77	60	51	40	25	19	19	15
Vadsø-Smelror	94	105	111	87	93	60	64	32	34	10	11
Vadsø T4	-										
Varangerbotn T3	70	61	87	43	61	29	42	16	22	7	10
Kobkroken T1	-										
Totale tap i nettområde		25.92		15.8		7.78		2.671		0.462	

Tabell 4.4 Belastningsresultater i Varanger Krafts regionalnett, alt. 1

ALT 2

Berlevåg-Kobkroken	66 kV drift ledningen er bygget for 66 kV
Kobkroken-Varangerbotn	Ny ledning 132 kV FeAl 240
Varangerbotn-Vadsø	Ingen
Vadsø-Smelror	Overgang til 132kV drift Vadsø-Båtsfjord, Trådskift til FeAl 240
Vadsø T4	Ikke relevant - transformatoren flyttes til Båtsfjord
Varangerbotn T3	Ikke relevant
Kobkroken T1	Ikke relevant

Tiltak som er forutsatt i beregningene er 66 kV drift på ledningen Kobkroken-Berlevåg, ny ledning 132 kV FeAl 240 Kobkroken-Varangerbotn og trådskifte på Ledningen Vadsø-Smelror FeAl 240 og 132 kV drift. Alle nettdeler vil være godt innenfor termiske grenser. Nettapene er redusert med ca 15 MW i 90 % tilfellet.

Lettlast Varanger Krafts regionalnett		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Berlevåg-Kobkroken	39	35	88	27	68	19	47	11	27	2	4
Kobkroken-Varangerbotn	170	69	40	53	31	38	22	22	13	2	1
Varangerbotn-Vadsø	128	106	83	79	62	52	40	25	19	19	15
Vadsø-Smelror	170	105	61	88	52	60	35	33	19	10	6
Vadsø T4	-										
Varangerbotn T3	-										
Kobkroken T1	-										
Totale tap i nettområde		10.33		6.056		2.942		0.996		0.382	

Tabell 4.5 Belastningsresultater i Varanger Krafts regionalnett, alt. 2

4.3.3 Dagens nett, Nordkyn Kraftlags regionalnett

Mårøyfjord produserer i tunglast ca 4 MW inn i 33 kV nettet til Nordkyn Kraftlag. Produksjon og belastning i 33 kV nettet til Nordkyn kraftlag er lagt til lastuttaket i Kjøllefjord. Det er behov for større transformorkapasitet i Adamselv ved etablering av første vindkraftverk. I dag er 66 kV nettet til NK forsynt via en 9,5/66 kV 10 MVA trafo. Videre er det mellom generatorsamleskinner og sentralnettet to 132/9,5 kV, 30 MVA transformatorer. Disse transformatorene blir også en begrensning i en situasjon der Adamselv kraftverk produserer og det evt. skulle komme 10 MW inn fra NKs nett.

Dagens Nett Lettlast Nordkyn		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
T4 Adamselv	10	59	587	45	449	32	319	18	180	4	43
Adamselv-Kjøllefjord	47	69	147	53	113	37	79	21	45	4	9
Totale tap i nettområde		19.44		12.68		5.579		1.794		0.25	

Dagens Nett tunglast Nordkyn		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
T4 Adamselv	10	57	570	43.98	440	30.71	307	16.9	169	5.93	59
Adamselv-Kjøllefjord	61	69.99	115	54.2	89	38.4	63	22.6	37	5.889	10
Totale tap i nettområde		19.7		10.98		6.65		2.43		0.742	

Tabell 4.6 Belastningsresultater i Nordkyn Kraftlags regionalnett i lett- og tunglast.

Resultatene fra beregningene på dagens nett viser at det er for liten kapasitet i regionalnettet. Nødvendige tiltak vil være å øke kapasiteten både for transformering i Adamselv og på ledningen Kjøllefjord – Adamselv.

4.3.4 Tiltak Nordkyn Kraftlags regionalnett

Det er forutsatt skifte av transformator i Adamselv til 132/66 kV, 70 MVA og temperaturoppgradering av ledning Adamselv-Kjøllefjord. Beregningsresultatene er vist i tabellen under.

Alt 1

T4 Adamselv	Ny transformator 70 MVA
Adamselv-Kjøllefjord	Temperaturoppgradering

Lettlast Nordkyn		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
T4 Adamselv	70	59	84	45	64	32	45	18	26	4	6
Adamselv-Kjøllefjord	65	69	106	53	82	37	57	22	33	4	7
Totale tap i nettområde		16.33		9.57		4.8		1.677		0.22	

Tabell 4.7 Belastningsresultater i Norkyn Kraftslags regionalnett, alt. 1 (lettlast).

Som resultatene viser vil kapasiteten på ledningen Adamselv-Kjøllefjord bli for liten i 90 % tilfellet. Tapene i forhold til dagens nett blir ikke nevneverdig redusert.

Et annet aktuelt alternativ kan være å bygge en ny 132 kV ledning på Strekningen Adamselv-Kjøllefjord. Det vil da bli nødvendig med 132 kV ledning mellom Futelv og Mehamn. Eller eventuelt 132/66 kV transformering i Futelv mot Mehamn. I beregningene er det forutsatt 132 kv ledning helt til Mehamn. Beregningene er gjort med FeAl 240 på strekningen Adamselv-Futelv-Mehamn, mens ledningen Futelv-Mehamn er FeAl 95. Resultatene er vist i tabellen under. Dette alternativet vil inkludere transformering 132/22 kV både i Kjøllefjord og Mehamn, samt 132 kV effektbryterfelt begge steder. Det vil også bli nødvendig med effektbryterfelt i Adamselv. Detaljer er vist i vedlegg.

Alt 2

Lettlast Nordkyn		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Adamselv-Kjøllefjord	170	69	41	53	31	37	22	21	12	6	4
Totale tap i nettområde		2.019		1.25		0.685		0.321		0.165	

Tabell 4.8 Belastningsresultater i Norkyn Kraftslags regionalnett, alt. 2 (lettlast).

Resultatene fra beregningene viser at kapasiteten i nettet vil være tilstrekkelig i alle situasjoner med varierende vindkraftproduksjon. Det er også en betydelig tapsreduksjon ved en slik løsning.

4.3.5 Dagens nett, Repvåg Kraftlags Nett

Repvåg kraftstasjon produserer i tunglast ca 4 MW inn i 66 kV nettet. Det er delt drift på 66 kV samleskinnene i Storbukt. Ledningen mellom Smørfjord og Lakselv er utkoblet.

Dagens Nett Lettlast Repvåg		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Havøysund-Smørfjord	47	35	74	27	57	19	40	11	23	2	4
Storbukt- Smørfjord	47	34	72	26	55	18	38	10	21	2	4
Smørfjord-Skaidi	39	57	145	46	117	32	82	18	47	11	27
Totale tap i nettområde		9.5		5.7		2.9		1.0		0.2	

Dagens Nett Tunglast Repvåg		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		0 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Havøysund-Smørfjord	61	32	52	24	39	16	26	8	13	5	8
Storbukt- Smørfjord	61	29	48	21	35	13	22	5	9	7	12
Smørfjord-Skaidi	51	49	95	34	67	20	39	5	10	20	39
Totale tap i nettområde		7.5		4.1		1.7		0.5		0.9	

Tabell 4.9 Belastningsresultater i Repvåg Kraftlags regionalnett, dagens nett (lettl- og tungast).

Resultatene viser at ledningskapasiteten i dagens nett i lettlast vil bli overbelastet på strekningen Smørfjord–Skaidi allerede før produksjonen fra vindkraftverkene når 70 % av planlagt ytelse. Det er kun ledningen Smørfjord-Skaidi som vil bli overbelastet.

Det vil være tilstrekkelig kapasitet i 66 kV nettet for å overføre inntil 90 % av planlagt produksjon i tunglast. Ledningen Smørfjord-Skaidi vil være belastet 95 % av termisk grenselast.

4.3.6 Tiltak i Repvåg kraftlags nett

De tiltak som vil være enklest å gjennomføre er temperaturoppgradering av ledningen Smørfjord-Skaidi.

Av beregningsresultatene under vises det at ledningen vil bli belastet over termisk grense ved 90 % produksjon.

Det er forutsatt at lokal vannkraft ikke produserer i lettlast. Tiltaket vil være tilstrekkelig ved 70 %. Ved 50 % eller mindre utbygging av planlagt vindkraft vil dagens nett ha tilstrekkelig kapasitet.

Lettlast Repvåg		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Havøysund-Smørfjord	47	35	74	27	57	19	40	11	23	2	4
Storbukt- Smørfjord	47	34	72	26	55	18	38	10	21	2	4
Smørfjord-Skaidi	53	57	108	46	86	32	60	18	34	11	20
Totale tap i nettområde		9.5		5.7		2.9		1.0		0.2	

Tabell 4.10.1 Belastningsresultater i Repvåg Kraftslags regionalnett, alt. 1 (lettlast).

Alternativet innebærer ny ledning på strekningen Smørfjord –Skaidi og ny transformering 132/66 kV 60 MVA i Smørfjord. I tillegg vil det bli nødvendig med nytt 132 kV bryterfelt i Skaidi (2-bryter system). Den nye ledningen er beregnet med tverrsnitt FeAl 120. Nettkapasiteten vil da være tilstrekkelig i alle tilfeller. Tapene vil reduseres noe i forhold til Alternativ 1. Det meste av tapene er knyttet til ledningene Havøysund-Smørfjord og Storbukt –Smørfjord og disse vil være de samme. Det vil være mulig å endre delingspunkt i nettet mellom Smørfjord og Storbukt, eller eventuelt å drive ledningene mellom Smørfjord og Storbukt i parallell. Dette vil gi merkbare tapsreduksjoner.

Dagens Nett Lettlast Repvåg		Belastning ledninger/transformatorer ved varierende Vindkraftproduksjon i MVA og % av installert ytelse									
Vurderte transformatorer, ledninger i regionalnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Havøysund-Smørfjord	47	35	74	27	57	19	40	11	23	2	4
Storbukt- Smørfjord	47	34	72	26	55	18	38	10	21	2	4
Smørfjord-Skaidi	109	59	54	46	42	31	29	18	17	10	9
Totale tap i nettområde		7.1		4.3		2.2		0.7		0.1	

Tabell 4.10.2 Belastningsresultater i Repvåg Kraftslags regionalnett, alt. 2 (lettlast).

4.4 Beregningsresultat

4.4.1 Nordkyn kraftlags område

Transformator kapasiteten i Adamselv mot NKs nett er for liten og må skiftes allerede før 30 % produksjon av den planlagte vindkraft i området. Ved produksjon større enn 70 % og 90 % på henholdsvis Lett og Tunglast vil ledningskapasiteten Kjøllefjord - Adamselv bli for liten. Ved temperatur oppgradering vil ledningen kun bli belastet over termisk grense ved 90 % produksjon av planlagt vindkraft i lettlast. Løsningen medfører store tap. En løsning for å forbedre taps og overføringsforholdene kan være å bygge ny 132 kV ledning på strekningen. Ved en slik løsning reduseres tapene med ca 14 MW ved 90 % produksjon.

4.4.2 Repvåg Kraftlags område.

Ved etablering av ett av de melde vindkraftparkene i RKs område vil det ikke være nødvendig med tiltak i regionalnettet. Ved etablering av vindkraft inntil 50 % vil det ikke være nødvendig med forsterkninger på strekningen Smørfjord–Skaidi. Ved installert ytelse over ca 70 % av de planlagte vindkraftverkene vil det være tilstrekkelig med temperaturoppgradering av ledningen. Ved produksjon på 90 % av planlagt ytelse vil det bli nødvendig med overgang til 132 kV drift. Ved 132 kV løsning vil tapene reduseres med ca 2 MW.

4.4.3 Varanger krafts område.

Ved vindkraft produksjon i Berlevåg er det nødvendig med spenningsheving av ledningen Kobkroken-Berlevåg. Ved produksjon større enn ca 80 % av planlagt vindkraft, er det nødvendig å temperaturoppgradere ledningen Kobkroken-Varangerbotn. Løsningen forutsetter at det bygges en egen ledning fra vindkraftverk på Laukvikdalsfjellet og til Kobkroken transformatorstasjon. Det ville ellers blitt nødvendig med oppgradering av ledningen Berlevåg-Kobkroken også. Ved 90 % av produsert effekt fra vindkraftverkene i Berlevåg vil kapasiteten på ledningen Kobkroken-Varangerbotn være marginalt tilstrekkelig.

Det er i alternativ 2 forutsatt flytting av delingspunktet fra Smelror til Kobkroken. Dette medfører at ledningen Smelror-Vadsø blir mindre overbelastet enn den ellers ville blitt, og fører til at Kobkroken – Varangerbotn går over termisk grense. Ved reduksjon av vindkraftproduksjon for eksempel på Domen med 15-20 MW vil kapasiteten på ledningene i dette alternativet være tilstrekkelig. Eventuelt kan Ledningen Smelror – Vadsø temperaturoppgraderes, også i dette tilfellet vil kapasiteten være tilstrekkelig under forutsetning av normaldeling i nettet.

Ved etablering av inntil 30 % av installert ytelse i området mellom Vadsø og Smelror vil det ikke bli nødvendig med større tiltak i nettet. Ved 30% produksjon er T4 i Vadsø noe over sin termiske grense i lettlast. Ved 50 % vil det ikke være tilstrekkelig med temperaturoppgradering av ledningen Vadsø-Smelror og transformatorskifte i Vadsø. Overgang til 132 kV drift er da nødvendig.

Ved bygging av ny 132 kV ledning Varangerbotn-Kobkroken med FeAl 240, vil kapasiteten her være tilstrekkelig i alle scenarier. I tillegg er tapene redusert med ca 15 MW fra alternativ 1. Ledningen mellom Vadsø og Smelror er i dette tilfellet oppgradert til FeAl 240 og kapasiteten er tilstrekkelig i alle tilfeller. Det ville også vært tilstrekkelig med temperaturoppgradering av ledningen, men det ville gi store nettap.

4.4.4 Hammerfest everks område.

Det er ikke gjort beregninger for Hammerfest Everks område, og de problemstillinger knyttet til Vindkraft og LNG produksjon her. Hammerfest elverk har planer om å gå over til 132 kV drift på en ledning som allerede er bygget for 132 kV. Det planlegges også , i forbindelse med LNG produksjonen på Melkøya, en ny 132 kV ledning direkte ut til Melkøya. Tiltaket er ment å være en reserve ved utfall/revisjon av en av fire generatorene som produserer strøm til produksjonen av LNG. Planene ansees som å fullt ut å tilfredsstille de nødvendige krav til nettkapasitet og er derfor ikke utredet ytterligere.

4.4.5 Nåverdiberegninger

Forutsetningene gjelder for alle beregninger i det etterfølgende.

Forutsetninger nåverdi beregning	
2005	Investeringsår
2031	Slutt analyseperiode
2001	Start analyseperiode
6%	Kalkulasjonsrente
2400	Brukstid for tap
20	Tapskostnad øre/kWh
1,5%	Drift & Vedlikeholdskost/år
30	Komponent levetid - år

Nåverdibetraktningene er kun av indikativ karakter. Det er ikke tatt hensyn til at enkelte av ledningene allerede har oppnådd sin økonomiske levealder, og at større reinvesteringer kan bli nødvendig i løpet av de nærmeste årene. I slike tilfeller vil det kunne gi grunnlag for et alternativ med høyere nåverdi, da revisjonskostnadene må inngå i beregningene og vil slå negativt ut i forhold til bygging av ledninger med større kapasitet og medfølgende tapsreduksjoner.

Nåverdiberegninger av tiltak i Varanger Krafts Nett

Tabell 4.11 viser nødvendig investeringsbehov ved varierende vindkraftproduksjon i % av planlagt installert ytelse.

	Investeringsår	Invest.kostn.		Tapskostnad	Drift og vedl.	Totalt
Alternativenes nåverdi ved 90 % produksjon			Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi
		MNOK	MNOK	MNOK	MNOK	MNOK
Alt 2 90 %	2005	149.7	114.2	51.1	23.1	188.4
Alt 1 90 %	2005	51.6	39.4	128.1	8.0	175.5
Alt 1 90 %	2005	51.6	39.4	128.1	8.0	175.5
+Tempoppgradering Vadsø-Smelror	2005	6.50	5.0		1.0	6.0
Sum						181.4

	Investeringsår	Invest.kostn.		Tapskostnad	Drift og vedl.	Totalt
Nåverdi av nødvendige tiltak ved varierende produksjon			Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi
		MNOK	MNOK	MNOK	MNOK	MNOK
Alt 1 90 % + Temp Opp Vadsø-Smelr.	2005	58.1	44.4	128.1	7.0	181.4
Alt 1 70 %	2005	51.6	39.4	78.1	8.0	125.5
Alt 1 50 %	2005	34.7	5.4	38.5	5.4	49.2
Alt 1 30 %	2005	4.9	3.7	13.2	0.8	17.7
Dagens nett 0 %	-	-	-	2.3	-	2.3

Tabell 4.11 Investeringsbehov i Varanger Kraft

Nåverdiberegninger av tiltak i Nordkyn kraftlags nett

Tabell 4.12 viser nødvendig investeringsbehov ved varierende vindkraftproduksjon i % av planlagt installert ytelse.

	Investeringsår	Invest.kostn.	Tapskostnad	Drift og vedl.	Totalt
--	----------------	---------------	-------------	----------------	--------

Alternativenes nåverdi ved 90% produksjon			Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi
		MNOK	MNOK	MNOK	MNOK	MNOK
Alt 1 90 %	2005	23.5	18.0	80.7	3.6	102.3
Alt 2 90 %	2005	99.1	75.6	10.0	15.3	100.9

	Investeringsår	Invest.kostn.	Tapskostnad	Drift og vedl.	Totalt	
Nåverdi av nødvendige tiltak ved varierende produksjon			Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi	
		MNOK	MNOK	MNOK	MNOK	
Alt 2 90 %	2005	99.1	75.6	10.0	15.3	100.9
Alt 1 70 %	2005	23.5	18.0	47.3	3.6	68.9
Alt 1 50 %	2005	14.6	11.1	23.7	2.3	37.1
Alt 1 30 %	2005	14.6	11.1	8.3	2.3	21.7
Dagens nett	2005	0.0	0.0	1.1	0.0	1.1

Tabell 4.12 Nåverdi beregninger i Nordkyn kraftlags nett

Alternativene med 70 %, 50 % og 30% vil transformator kostnaden reduseres ytterligere. Transformator kostnaden er fast i beregningene (132/66 kV, 70 MVA).

Nåverdiberegninger av tiltak i Repvåg kraftlags nett

Tabell 4.13 viser nødvendig investeringsbehov ved varierende vindkraftproduksjon i % av planlagt installert ytelse.

	Investeringsår	Invest.kostn.	Tapskostnad	Drift og vedl.	Totalt	
Alternativenes Nåverdi ved 90% produksjon			Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi	
		MNOK	MNOK	MNOK	MNOK	
Alt 1 90%	2005	1.9	1.4	47.3	0.3	49.0
Alt 2 90%	2005	29.5	22.5	35.3	4.6	62.4
Alt 1 70 %	2005	1.9	1.4	47.3	0.3	49.0
Alt 1 50 %	2005	0.0	0.0	23.7	0.0	23.7
Alt 1 30 %	2005	0.0	0.0	8.3	0.0	8.3
Dagens nett	2005	0.0	0.0	1.1	0.0	1.1

Tabell 4.13 Nåverdi beregninger i Repvåg Kraftlags nett

4.5 Anbefalte tiltak (nåverdi)

4.5.1 Varanger krafts nett

Ledningen mellom Kobkroken og Berlevåg vil i alle tilfeller måtte drives på 66 kV, unntatt dagens situasjon. Ut fra nåverdibetraktningene, og under forutsetning av 90 % produksjon, vil det være riktig å fullføre arbeidet med 132 kV drift på Strekningen Vadsø-Båtsfjord, det vil da være nødvendig å temperaturoppgradere denne ledningen mellom Vadsø og Smelror. Det vil også være tilstrekkelig kapasitet ved temperaturoppgradering av ledningen Kobkroken-Varangerbotn, inkludert transformatorbytte i Varangerbotn. Disse tiltakene ga den laveste nåverdien av de to løsningene som ble undersøkt. Det må likevel presiseres at alle forhold ikke er vurdert. Det er blant annet ikke hensyntatt at en del av ledningene allerede har oppnådd teknisk/økonomisk levealder og således vil tiltak/revisjon av ledningene sannsynligvis bli nødvendig uansett innenfor analyseperioden. Dette forhold kan gi positive utslag for bygging av nye 132 kV ledninger, fremfor å utnytte ledningskapasiteten fullt ut med de høye tap dette vil gi i nettet.

4.5.2 Nordkyn Kraftlags nett

Resultatet av nåverdiberegningene er balanserte. Den laveste nåverdien oppnåes ved ny 132kV ledninger fra Adamselv til Kjøllefjord og 132 kV avgrening til Mehamn med tilhørende transformering. Løsningen er fullgod i alle tilfeller. Alternativ 1 vil ikke være tilstrekkelig til å overføre all produksjonen fra vindkraftverkene ved 90 % produksjon. Derfor er det åpenbart å foretrekke en 132 kV løsning. Ved redusert installert ytelse i vindkraftverkene vil det være tilstrekkelig med temperaturoppgradering av ledningen Adamselv-Kjøllefjord samt ny transformering 132/66 kV i Adamselv. Dette gir også de laveste nåverdiene.

4.5.3 Repvåg Kraftlags nett

Resultatene fra beregningene tilsier at ved dersom ca halvparten av den meldte vindkraft utbygges vil det ikke være nødvendig med tiltak i nettet. Dersom 70 % av ytelsen i vindkraftverkene blir realisert vil tiltaket med lavest nåverdi være temperaturoppgradering av ledningen Skaidi-Smørfjord.

Ved fullt utbygd vindkraft vil det være nødvendig med overgang til 132 kV drift Skaidi-Smørfjord for å ha kapasitet tilgjengelig i lettlast.

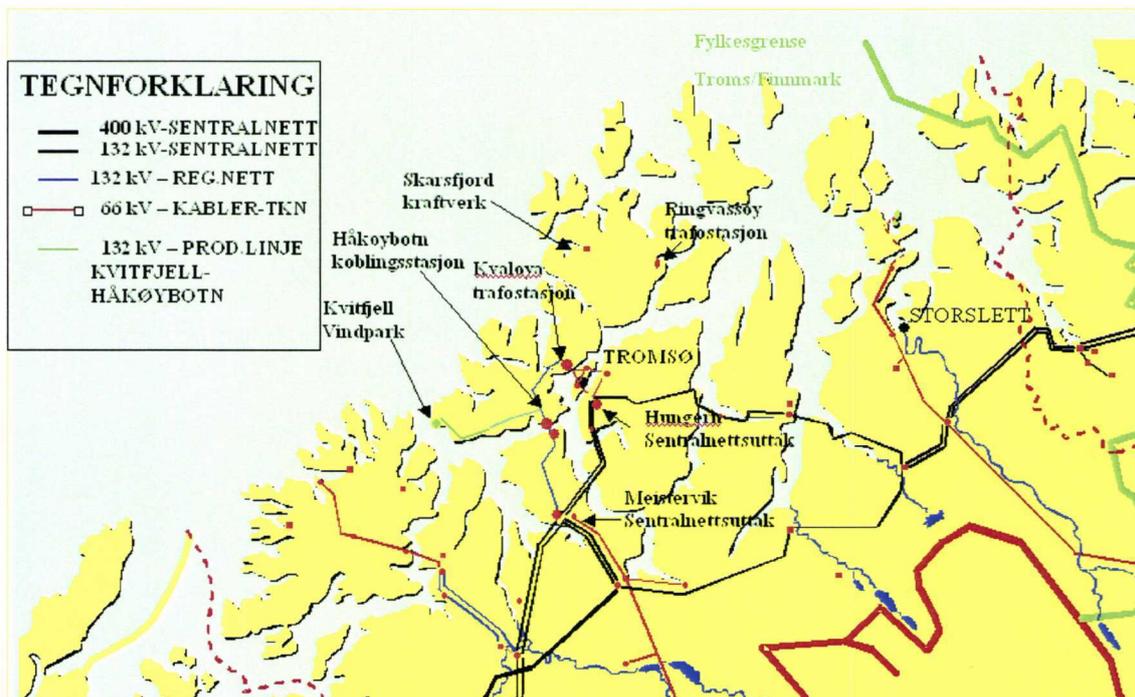
Totale nettførsterkningstiltak (regionalt / lokalt) med planlagte vindkraftverk (i MNOK)

% utbygd vindkraft	Finnmark
30	47.68
50	110.04
70	243.41
90	338.72

5 KONSEKVENSER MED VINDKRAFTTILKNYTNING I TROMS

5.1 Beskrivelse av dagens nett i Troms

Regionalnettet i Troms Fylke er vist i figuren under.



Figur 5.1: Regionalnett i Troms Fylke.

Regionalnettet i Troms (tilhørende planområde 21) drives for en stor del som separate nett, som fysisk er forbundet via sentralnettet. Unntaket er ringen Meistervik-Kvaløya-Hungern, som utgjør en masket forbindelse. Denne ringen utgjør ikke full reserve pga. begrenset overføringskapasitet på 132 kV-ledningen fra Meistervik til Hungern, og begrensninger i 66 kV-kabelnett mellom Hungern og Kvaløya. Spenningsnivået er en blanding av 66 - og 132 kV.

Regionalnettet til Nord Troms Kraftlag A/S består av 66 kV-ledninger nord i fylket, og blir ikke berørt av den planlagte utbyggingen av vindkraftanlegg som er forhåndsmeldt.

Det planlagte vindkraftanlegget på Kvaløya vil ha en installert ytelse på 200 MW. Vindkraftanlegget er tenkt forbundet med eksisterende regionalnett i Håkøybotn over en ny 132 kV-ledning på ca. 30 km. Tilslutningspunktet i Håkøybotn vil bli en avgreining på 132 kV-ledningen fra Meistervik til Kvaløya.

Tabell 5.1 viser de produksjons- og belastningsdata som ligger til grunn for analysene i Troms.

5.2 Planlagte vindkraftverk i Troms

I Troms er det kun Kvittfjell vindpark som er under planlegging. Norsk Miljøkraft Tromsø AS har allerede fått konsesjon til å bygge denne parken. Installert ytelse er 200 MW. Da vinden vil variere i en så stor vindpark er det naturlig å benytte en intern samtidighetsfaktor på 0,9. Det er reist innsigelse til den konsesjonen Troms Kraft Nett AS har fått for å bygge 132 kV-ledning mellom Kvittfjell og Håkøybotn for å føre ut produksjonen på Kvittfjell. Olje- og Energidepartementet driver for tiden ankebehandling av disse innsigelsene. Vindparkens topologiske beliggenhet ser en i figur 5.1.

5.3 Beregning

Fargekodene brukt i det etterfølgende er som følger:

 Termisk grenselast er overskredet

 Ledningen eksisterer ikke

Tabell 5.2 viser den ”elektriske tilstanden” angitt i form av belastningsgrad for dagens regionalnett, gitt at en ikke foretar andre investeringer enn bygging av produksjonsledning mellom Kvittfjell og Håkøybotn (Larseng).

Vurderte Sjøkabler og Ledninger i Troms	Belastning ledninger ved varierende Vindkraftproduksjon i MW og i % av installert Ytelse. 100% = 200*0,9 MW på Kvittfjell							
	100 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Meistervik-Vikran FEAL 1X150	87	53	30	18	55	33	109	66
Vikran-Larseng OKRA 2X1X3X150AI	90	53	31	18	54	32	105	62
Larseng-Kvaløya FEAL 1X150	106	64	106	64	106	64	106	64
Larseng-Kvittfjell FEAL 1X329	180	56	90	28	54	17	-	-
Totale tap under Meistervik [MW]	6,3		2,6		2,6		4,2	

Vurderte Sjøkabler og Ledninger i Troms	Belastning ledninger ved varierende Vindkraftproduksjon i MW og i % av installert Ytelse. 100% = 200*0,9 MW på Kvittfjell							
	100 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Meistervik-Vikran FEAL 1X150	138	108	49	38	14	11	41	32
Vikran-Larseng OKRA 2X1X3X150AI	140	90	51	33	17	10	41	27
Larseng-Kvaløya FEAL 1X150	41	32	41	32	41	32	41	32
Larseng-Kvittfjell FEAL 1X329	180	64	90	32	54	19	-	-
Totale tap under Meistervik	7,2		1,5		0,6		0,6	

Tabell 5.2: Belastningsgrad for komponenter under Meistervik Sentralnettspunkt i tung- og lettlast.

Dagens nett uten vindkraft tilsier at 132 kV-ledningen mellom Meistervik og Kvaløy er hardest belastet, med en belastningsgrad på 66 % i tunglast. Resultatet er vist i tabellene over under hedingen ”Base case”. Videre ser en at det er i lettlast, og 100 % produksjon på Kvittfjell, at 132 kV-ledningen mellom Vikran og Meistervik blir overbelastet. I tillegg er sjøkablene mellom Vikran og Larseng nær sin kapasitetsgrense uten å være overbelastet.

Kapasiteten på produksjonsledning som må bygges mellom Kvitfjell og Håkøybotn (Larseng) vil bli tilpasset produksjonen på Kvitfjell, og representerer derfor ikke noe problem mht. belastningsgrenser.

Statnetts strømtransformator i Meistervik på avgangen mot Kvaløya har nominell verdi 500 A. Disse vil kunne varig overbelastes med 20 %, slik at maksimal kontinuerlig driftsstrøm er 600 A. Kostnaden ved å skifte ut disse endepunktskomponentene er små, sammenlignet med andre nødvendige investeringer ved utbygging av vindkraft. Vi ser derfor bort fra kostnadene ved å øke kapasiteten på endepunktskomponenter i den videre analyse

5.4 Beregningsresultat

Implementeringen av 200 MW vindkraft i regionalnettet i Troms medfører at det må bygges en ca. 30 km lang 132 kV produksjonsledning mellom Kvitfjell og Håkøybotn. I kap. 5.3 ser en videre at vindkraften også medfører overlast i eksisterende nett. Følgende alternativer anses som reelle for å oppheve kapasitetsbegrensningen på forbindelsen fra Meistervik til Vikran sommerstid. [Optimalisering av tverrsnitt er gjort ut fra rapporten: Jordkabel som alternativ til luftledning – NVE publikasjon 16/93]

1. Ny 132 kV-ledning mellom Meistervik og Vikran, en strekning på 28,9 km med linetype FEAL 1X329. Tiltaket er vist i figur 5.3.



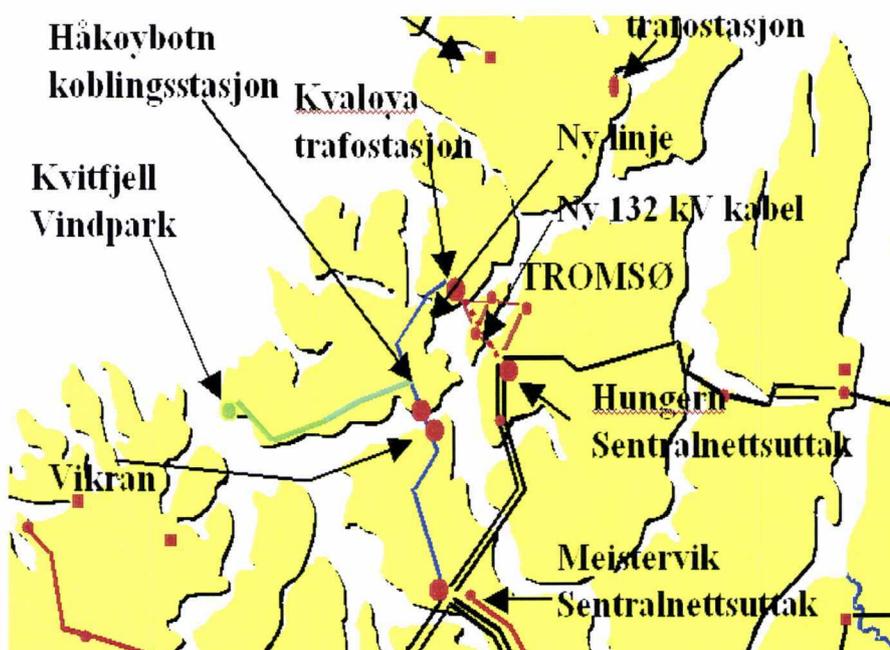
Figur 5.3 132 kV ledning Meistervik-Vikran.

2. Temperaturoppgradering av 132 kV-ledning mellom Meistervik og Vikran. Gitt 20 °C som en typisk temperatur for sommer, så vil en ved å heve tillatt overflatetemperaturen for FEAL 1X150 fra 50 °C til 80 °C heve strømgrensen fra 128 MVA til 175 MVA. Å kjøre lineberegninger, samt gå gjennom profilet for denne ledningen vil være tidkrevende. Innenfor tidsrammen av denne rapporten er det ikke mulig å finne ut om dette alternativet lar seg gjennomføre rent teknisk. Tiltaket er vist i figur 5.4.



Figur 5.4: Temperaturoppgradert ledning mellom Meistervik og Vikran.

3. Ny 132 kV-linje mellom Larseng og Kvaløya, en strekning på 19,5 km med linetype FEAL 1X329, samt legge en 132 kV-kabelforbindelse mellom Kvaløya og Hungeren, TSLE 145 kV 3x1x630mm² KQ. Tiltaket er vist i figur 5.5.



Figur 5.5: Ny 132 kV-ledning mellom Larseng og Kvaløya, samt 132 kV kabel over Tromsøya.

4. Temperaturoppgradering av 132 kV-linje mellom Larseng og Kvaløya, om mulig (se kommentarre under alternativ 2). I tillegg må en som i alternativ 3. investere i en 132 kV-kabelforbindelse mellom Kvaløya og Hungeren, TSLE 145 kV 3x1x630mm² KQ. Tiltaket er vist i figuren under.



Figur 5.5: Temperaturoppgradert 132 kV-ledning mellom Larseng og Kvaløya, samt 132 kV kabel over Tromsøya.

Tabell 5.3 viser den ”elektriske tilstanden” angitt i form av belastningsgrad for de forskjellige alternativene.

Tabell 5.3: Belastningsgrad for de forskjellige alternativ under Meistervik Sentralnettspunkt i tung- og lettlast.

Belastning ledninger ved de forskjellige alternativ-TUNGLAST i MW og i % av kapasitet												
Vurderte Sjøkabler og Ledninger i regionalnettet	Alternativ 1			Alternativ 2			Alternativ 3			Alternativ 4		
	Type	MVA	%	Type	MVA	%	Type	MVA	%	Type	MVA	%
Meistervik-Vikran	FEAL 329	88	27	FEAL 150 oppgr	88	44	FEAL 150	81	49	FEAL 150	81	48
Vikran-Larseng	OKRA 2x150 AL	90	53	OKRA 2x150 AL	90	53	OKRA 2x150 AL	84	50	OKRA 2x150	84	49
Larseng-Kvaløya	FEAL 150	106	64	FEAL 150	106	64	FEAL 329	116	36	FEAL 150 oppgr	116	58
Larseng-Kvittfjell	FEAL 329	180	56	FEAL 329	180	56	FEAL 329	180	56	FEAL 329	180	56

Belastning ledninger ved de forskjellige alternativ-LETTLAST i MW og i % av kapasitet												
Vurderte Sjøkabler og Ledninger i regionalnettet	Alternativ 1			Alternativ 2			Alternativ 3			Alternativ 4		
	Type	MVA	%	Type	MVA	%	Type	MVA	%	Type	MVA	%
Meistervik-Vikran	FEAL 329	139	49	FEAL 150 oppgr	139	79	FEAL 150	81	63	FEAL 150	81	49
Vikran-Larseng	OKRA 2x150 AL	140	90	OKRA 2x150 AL	140	90	OKRA 2x150 AL	84	54	OKRA 2x150	84	50
Larseng-Kvaløya	FEAL 150	41	32	FEAL 150	41	32	FEAL 329	116	41	FEAL 150 oppgr	116	58
Larseng-Kvittfjell	FEAL 329	180	64	FEAL 329	180	64	FEAL 329	180	64	FEAL 329	180	56

Som en ser vil alternativ 2 og 4, som inkluderte temperaturoppgradering av eksisterende 132 kV-ledninger, medfører høyere belastningsgrad i kraftnettet enn alternativ 1 og 3, som innebar utskiftinger/kapasitetsheving.

Likevel vil alle alternativene tilfredstille de tekniske kravene en stiller med hensyn til belastningsgrad. Derfor vil kun økonomiske forhold skille og rangere alternativene. Følgende forutsetninger ligger til grunn for de økonomiske beregningene:

Forutsetninger nåverdi beregning	
2001	Investeringsår
2031	Slutt analyseperiode
2001	Start analyseperiode
6%	Kalkulasjonsrente
2400	Brukstid for tap
20	Tapskostnad øre/kWh
1,3%	Drift & Vedlikeholdskost/år
30	Komponent levetid - år

Tabell 5.4: Forutsetninger nåverdiberegninger.

Tabell 5.5 viser den økonomiske sammenstillingen av de forskjellige alternativene.

Alternativ	År	Invest.kostn.		Taps kostnader	Drift og vedl. kostnader	Totalte kostnader
			Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi	Nåverdi
Dagens nett uten produksjon	2001	-	-	19,7	-	19,7
Dagens nett med 100 % produksjon	2001	62,9	62,9	43,7	11,3	117,9
Dagens nett med 50 % produksjon	2001	56,7	56,7	14,7	10,1	81,5
Dagens nett med 30 % produksjon	2001	48,6	48,6	12,4	8,7	69,7
Alternativ 1 med 100 % produksjon	2001	89,3	59,3	36,2	16,0	141,5
Alternativ 2 med 100 % produksjon	2001	66,0	66,0	43,7	11,8	121,5
Alternativ 3 med 100 % produksjon	2001	163,9	163,9	35,9	29,3	229,1
Alternativ 4 med 100 % produksjon	2001	146,7	146,7	42,9	30,0	219,6

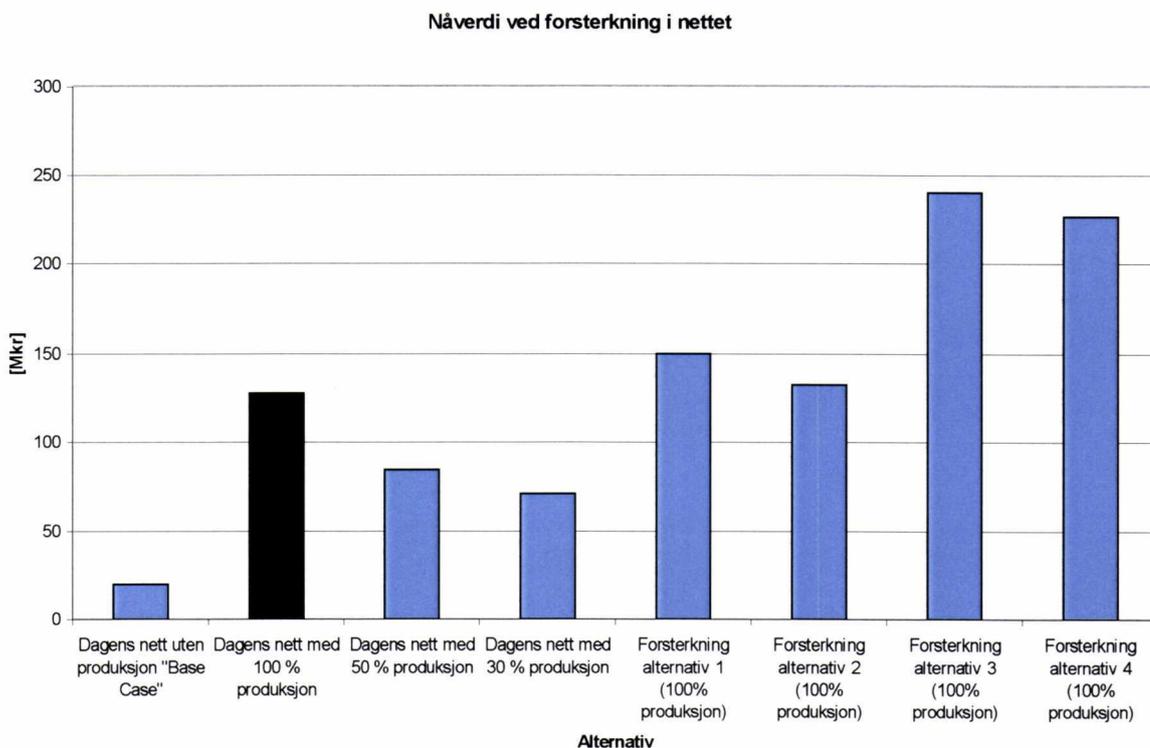
Tabell 5.5: Økonomiske sammenstillinger for regionalnettet i Troms. Alle kostnader er gitt i MNOK.

Alle alternativene (unntatt dagens nett uten produksjon) over inkluderer byggingen av en ca. 30 km lang produksjonsledning fra Kvittfjell til Håkøybotn. Dimensjonene på denne er avstemt etter størrelsen på produksjonen.

Tabellen viser at det kun i tilfellene med 30- og 50 % produksjon i dagens nett at tapene er mindre enn det en har i dagens nett uten produksjon. For alle de andre tilfellene vil tapene i kraftnettet øke idet en implementerer vindkraft. Når en også inkluderer investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader så ser en at samfunnet totalt sett vil ha en kostnad ved at det implementeres vindkraft.

Dagens nett med 100 % produksjon er ikke mulig teknisk, da en får overlast på 132 kV-ledningen fra Meistervik til Larseng. Investeringsåret er derfor satt til 2001 i analysene, da denne innmatingen betinger tiltak i nettet.

Alternativene 3 og 4 er spesielle i og med at en ikke får fram det tapsbesparende potensialet som ligger i å føre kraft over en 132 kV-kabel mellom Kvaløy og Hungeren. Dagens 66 kV-kabler over Tromsøya er nær sin kapasitetsgrense, og dermed vil en med investering i 132 kV-kabelnett komme gunstigere ut enn nåverdien i tabellen over viser. Om en ville ha fram dette potensialet måtte nettmodellen utvides til å omfatte 66 kV-kabler, samt nedtransformering på Tromsøya. Dette ble ikke utført, da uttaket i Hungern sentralnettspunkt ikke var med i oppgaven. Figuren under anskueliggjør resultatene fra tabellen over.



Figur 5.6: Økonomiske sammenstillinger for regionalnettet i Troms.

5.5 Anbefalte tiltak (nåverdi)

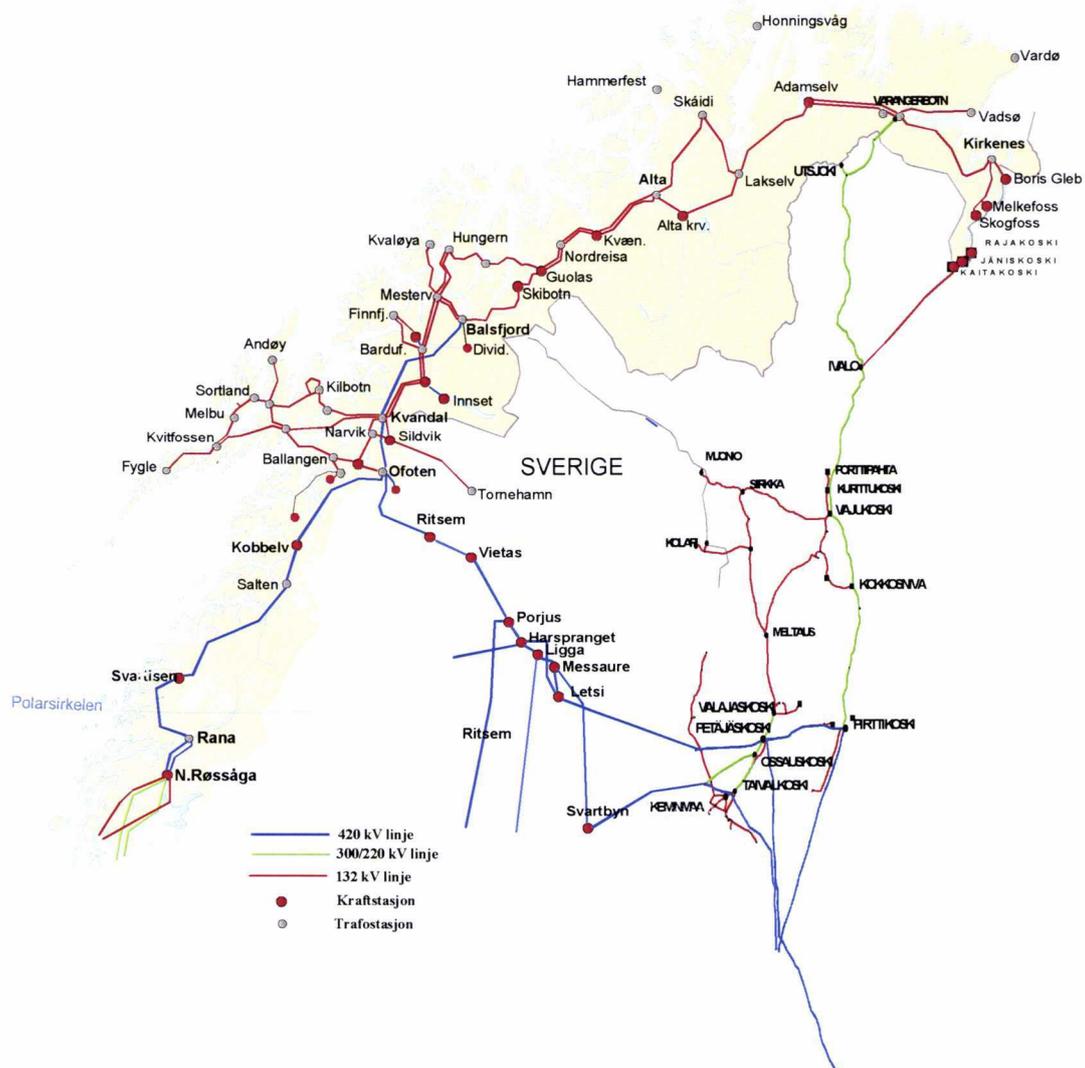
Basert på kap. 5.4 og gitt at det skal bygges ut vindkraft på Kvitfjell, så må det bygges en produksjonsledning mellom Kvitfjell og Håkøybotn. Videre anbefales forsterkning av eksisterende kraftnettet som vist i alternativ 2 som innebar temperaturoppgradering av 132 kV-ledning mellom Meistervik og Vikran. Som påpekt over forutsetter dette alternativet at det teknisk sett er mulig å gjennomføre temperaturoppgraderingen. Et moment som ikke er vektlagt er at temperaturoppgradering av en gammel ledning vil medføre et reinvesteringsbehov som kommer tidligere enn om en skifter til ny ledning. Dette faktumet vil medføre at forskjellene mellom to slike alternativer blir mindre. Selv om en tok med dette momentet, antar en at temperaturoppgradering vil komme gunstigere ut.

6 KONSEKVENSER AV VINDKRAFTTILKNYTNING I SENTRALNETTET

Formålet med dette kapittelet er å kartlegge konsekvensene for sentralnettet ved realisering av planlagt vindkraft i Troms og Finnmark. I det følgende vil det bli redegjort for dagens driftsituasjon og de datasettene som er benyttet i studien. Valgene er basert på kjennskap til driften av nettet, historiske lastflytdata og samtaler med vindkraftutbyggerne. Med utgangspunkt i dagens nett utføres det beregninger og tiltak for å utbedre nettet etter behov. Avhenging av hvor mye av de meldte vindparkene som realiseres gir studien en anbefalt løsning.

6.1 Dagens drift i sentralnettet

For å forstå innvirkningen av ny vindkraft i Finnmark vil en først beskrive dagens sentralnett i regionen. Figuren nedenfor viser at sentralnettet nær de planlagte vindparkene slik det er utbygd i dag, består hovedsakelig av 132 kV ledninger i Norge, en 220 kV forbindelse til Finland og en 420 kV ledning fra Balsfjord over mot Sverige. Fra Kirkenes går det en 150 kV forbindelse til Boris, Russland, hvorigjennom det normalt mates ca. 28 MW fra et aggregat inn i det norske nettet.



Figur 6.1: Dagens nett nord for Rana med forbindelse mot Russland, Finland og Sverige.

6.1.1 Ringdrift (samlet nett)

Det er inngått en avtale mellom Statnett, Svenska Kraftnet, og Fingrid om ”ringdrift” i nord, men det forutsetter at flere kriterier må oppfylles for at dette kan gjennomføres. Det er derfor realtvt sjelden at det kjøres ringdrift i dag.

6.1.2 Delingspunkter i sentralnettet

I lettlast legges normalt delingspunktet i sentralnettet til Varangerbotn. Kirkenes og Pasvikkraften legges direkte mot Finland, mens Vadsø og T2 Varangerbotn legges mot det norske nettet. Dette for å begrense eksporten over Finlandsforbindelsen. I forbindelse med revisjoner er det vanlig at delingspunktet flyttes for å hindre overlast på enkelte ledninger.

I tunglast legges også normalt delingspunktet til Varangerbotn. Men nå legges belastningen i Vadsø og T2 Varangerbotn mot Finland, mens Kirkenes kobles sammen med resten av det norske nettet i Finnmark. Dette for å kontrollere importen over Finlands-forbindelsen.

6.1.3 Utvekslingen mot utlandet

Det er to utvekslingsforbindelser til utlandet i området nord for Balsfjord, begge i Finnmark.

Fra Kirkenes går det en 150 kV ledning mot Russland (Boris Gleb) hvorigjennom det tilnæringsvis konstant ligger 1 aggregat og mater 28 MW mot Norge. Det er per i dag ingen muligheter til eksport på denne ledningen. Da vannføringen i Pasvikelva varierer over året vil importen kunne reduseres noe vinterstid. Kapasiteten på forbindelsen begrenses av en 50 MVA transformator i Kirkenes

I Varangerbotn er det en 220 kV forbindelse til Finland hvor lastflyten er mer varierende over året. I vinterhalvåret importeres det som følge av nettdelingen rundt 30-50 MW kontinuerlig, mens det i sommerhalvåret eksporteres en varierende mengde kraft, avhengig av produksjonen i Pasvik og importen fra Russland. Lastgrensene på forbindelsen ved eksport begrenses i dag på grunn av stabilitetsproblemer til 70 MW, mens ved import er lastgrensen satt til 100 MW. Termisk kapasitet på forbindelsen begrenses av 160 MVA transformatoren i Varangerbotn. Eksportgrensen reduseres ytterlig ved høy vannkraftproduksjon i nord-Finland som beslaglegger kapasitet på ledningen.

6.1.4 Andre problemsnitt

Goulas-snittet i Troms, som består av 132 kV ledningene Guolas-Hungeren og Skibotn-Balsfjord, her er det en tilnærmet kontinuerlig krafteksport sørover gjennom året. I vinterhalvåret går det fra 0 til 100 MW ut av dette snittet, mens det i sommerhalvåret er typiske verdier fra 50 til 150 MW. Kapasiteten vist i tabellen for Goulas-snittet forutsetter ideell deling av kraftflyten mellom de to ledningene. Dette gir følgende oversikt av kraftflyten ut av de vurderte områder:

Ledning	Sommer utveksling MW	Sommer kapasitet MW	Vinter utveksling MW	Vinter kapasitet MW
Russland	+ 28	50	+ 20-28	50
Finland	-20 til -60	60	+ 60	100
Goulas	-50 til -150	260	0 til -100	300
Totalt	- 42 til -182		-20 til +88	

Tabell 6.1: Effektflyt inn til Finnmarksregionen fra tilgrensende områder samt kapasitet på respektive ledninger / snitt (data hentet fra Margtap). Positive tall er energi inn til regionen. Kapasiteten på Finlands-forbindelsen bestemmes av hvor en legger delingspunktet i det norske nettet.

Finnmark er i det vesentlige et underskuddsområde i vinterhalvåret og et overskuddsområde i sommerhalvåret. Denne karakteristikken er en forenkling, men gir grovt trenden i lastflyten inn og ut av området i de respektive perioder. Introduksjon av vindkraft i dette området vil derfor i begrensede mengder ha en positiv virkning på energi og effektbalansen i vinterhalvåret. I sommerhalvåret er det derimot allerede en betydelig eksport ut av regionen, og med det svake nettet som er i dette området må det forventes problemer ved introduksjon av ytterligere produksjon i denne perioden. I tillegg bør det nevnes at Finnmarksnettet drives i dag kun i begrenset grad i henhold til N-1 og ved feil i nettet er sannsynligheten stor for utfall inntil feilen er fjernet.

Et tiltak som styrker nettet i regionen er en 420/132 kV, 250 MVA transformator i Bardufoss som kommer i drift høsten 2002. I beregningsmodellen er denne lagt inn for å få en mest mulig representativ modell for fremtidens nett.

6.1.5 Last og produksjon i tung- og lettlast

Med utgangspunkt i data fra Margtap, et tunglast- og et lettlast datasett fra PSS/E er det lagt inn følgende data for tunglast og lettlast periodene, tidligere delt opp i vinter og sommer produksjon og forbruk. I PSS/E modellen er termisk lastgrense oppgitt for 50°C linetemperatur for ledninger, mens begrensninger som følge av endepunktskomponenter ikke vurderes. Lufttemperatur i tunglast og lettlast er satt henholdsvis til 0°C og 20°C.

	Vannkraftproduksjon [MW]		Belastning [MW]	
	Tunglast	Lettlast	Tunglast	Lettlast
Vadsø	-	-	35	15
Kirkenes	68	77	31	18
Varangerbotn	3	0	28	10
Tana Bru	-	-	11	7
Adamselv	45	4	10	7
Lakselv	1	1	33	17
Skaidi	15	4	60	17
Alta Kr.verk	47	165	2	2
Alta	4	5	61	37
Kvænangsbotn	56	10	19	12
Nordreisa	5	1	44	27
Goulas	80	10	7	4
Skibotn	72	15	10	6
Storsteinnes	20	17	38	23
Ullsfjord	-	-	6	4
Hungeren	-	-	101	50
Sandvika	-	-	9	4
Kvaløya	0	4	98	40
Bardufoss	32	36	230	181
Straumsmo	198	100	4	2
Totalt	646	449	837	483

Tabell 6.2: Tabellen viser vannkraftproduksjonen og belastningen i nærområdene til den planlagte vindkraften for de viktigste sentralnettspunktene slik den er modellert i PSS/E modellene.

6.1.6 Produksjonsutkobling ved feil

En konsekvens av dagens relativt svake nett i Finnmark vil bli utkobling av alle eller noen av vindparkene i regionen ved feil i nettet avhengig av feiltype. Det er samfunnsøkonomisk ikke forsvarlig å bygge ut nettet for en N-1 drift, og utbyggerne av vindkraft bør være klar over dette.

6.2 Planlagt vindkraft

Denne studien inkluderer vindparkene listet i Tabell 6.3. Ytelsen på de ulike parkene er bestemt ut fra forhåndsmellinger, konsesjonssøknader og samtaler med utbyggerne. Det er forutsatt en samtidighetsfaktor for parkene på 0,9. Parkene er modellert med en enkel generatormodell der det er forutsatt full kompensering av eventuelt reaktivt effektforbruk.

Navn	Tilknytning	Spenningsnivå	Effekt
Kvitfjell	Kvaløya	132 kV	200 MW
Hammerfest	Skaidi	66 kV	60 MW
Havøygavlen	Skaidi	66 kV	40 MW
Magerøy	Skaidi	66 kV	40 MW
Skjøtningberg	Adamselv	132 kV	40 MW
Kjøllefjord	Adamselv	132 kV	40 MW
Eliastoppen	Varangerbotn	66 kV	40 MW
Laukvikdalsfjellet	Varangerbotn	66 kV	40 MW
Domen	Vadsø	132 kV	100 MW
Skallhalsen	Vadsø	132 kV	40 MW
Sum			640 MW

Tabell 6.3: Vindkraftparker lagt inn i datamodell for analyse.

Hammerfest legges inn på 132kV ledningen som følge av Snøhvit utbyggingen. Både i Skaidi og i Varangerbotn vil en bygge en 132 kV ledning dersom begge parkene kommer, og sådan blir ikke modelleringen her helt korrekt. Denne tilnærmingen gir økte lokale tap, men rimelig gode resultat for resten av sentralnettet.

6.2.1 Installert vindkraft og undersøkelse av sentralnettet

Det er i dag usikkert hvor mye av den planlagte vindkraften som kommer. Usikkerheten ligger ikke først og fremst på ytelsen til den enkelte vindpark, men på antallet vindparker som realiseres. Sett fra sentralnettet sin side vil antall kombinasjoner av regionale løsninger fort bli uhåndterbart. En forenklet metode er derfor benyttet, der alle de meldte vindparkene med sine respektive ytelser blir lagt inn i modellen. Graden av installert vindkraft modelleres så ved å regulere den prosentvise mengden produsert energi likt på alle parkene samtidig. Lokalt blir denne metoden åpenbart unøyaktig, men ved betraktninger av sentralnettet gir fremgangsmåten en rimelig god antydning av de forhold en kan forvente. I studien blir undersøkelser gjort for ny vindkraft tilknyttet nettet tilsvarende 90 %, 70 %, 50 %, 30 % og 0 % (basecase – dagens forbruks og produksjonsmønster) av ytelsen til vindparkene listet opp i Tabell 6.3. Havøygavlen er et unntak til denne generelle fremgangsmåten. Prosjekteringen og finansieringen av denne vindparken er kommet så langt at vi vurderer at det for høyst sannsynlig at denne parken blir realisert allerede 2002/2003. I modelleringen ligger derfor denne parken inne med full 90 % ytelse i alle beregningene. Maksimal effekt er satt til 90 % av installert ytelse da det forutsettes at vindparkene maksimalt har en samtidighetsfaktor på 0,9.

6.3 Beregningenes omfang

De utførte beregningene omfatter lastflytanalyser. Dynamisk analyser bør gjennomføres før et større antall av de omsøkte vindparkene realiseres. Lastgrensene er undersøkt ned til snittet ved Balsfjord. Eventuelle snittproblemer lenger sør er ikke vurdert i denne rapporten, men bør undersøkes nærmere.

6.3.1 Tapsberegninger

I SEfAS planbøker har en estimert 2400 timer som en normal tapsbrukstid for alminnelig forsyning. Da det er over 95 % korrelasjon mellom vindens varighetskurve over året og belastningens varighetskurve brukes dette som et estimat for tapsbrukstiden også i denne studien.

I sentralnettet er en kompliserende faktor det faktum at beregningene er konsentrert om lettlast ut fra den forutsetningen om at går det i lettlast så går det også i tunglast. Det er kun for dagens nett at beregninger er kjørt i tunglast med de meldte vindparker. En finner da at tapsforholdet tunglast/lettlast er ca 2/3 ved 90 % installert vindkraft. Et annet aspekt ved vindkraft er at det blåser mer i vinterhalvåret, og det forutsettes at fordelingen av tapsbrukstid lettlast/tunglast er 1/3 i lettlast og 2/3 i tunglast. Dette gir en ekvivalent tapstid i sentralnettet for ny vindkraft omregnet til lettlast på:

$$\text{Økning i Tap} = \text{Tap i tunglast} * \text{Tapstid tunglast} + \text{Tap i lettlast} * \text{Tapstid lettlast} =$$

$$P_{\text{tunglast}} (\text{Referert til lettlast tap}) * T_{\text{tunglast}} + P_{\text{lettast}} * T_{\text{lettast}} =$$

$$(2/3 * P_{\text{lettast}}) * (2/3 * 2400 \text{ timer}) + (P_{\text{lettast}}) * (1/3 * 2400 \text{ timer}) = 1867 \text{ timer} * P_{\text{lettast}}$$

6.3.2 Deling av nettet og framtidig eksportkapasitet

Hvordan behovet for nettdelinger i framtiden vil bli som følge av de omsøkte vindparkene er forbundet med en viss usikkerhet. For å øke lastgrensen på denne forbindelsen planlegges det installert pendlingsvern i Varangerbotn og det vurderes å flytte et seriebatteri fra Majavatn til Finlandsforbindelsen. Dette for å øke lastgrensen.

En faktor som vil kunne redusere eller begrense norsk eksportkapasitet på denne forbindelsen er innmating av russisk elvekraft i Ivalo. Man vet ikke i dag nøyaktig hvor stor den norske eksportkapasiteten vil bli på finlandsforbindelsen, men har som en forutsetning satt eksportkapasiteten fra Norge mot Finland til 100 MW.

I denne analysen har en tatt for seg to ulike nettkonfigurasjoner som baserer seg på ulike forutsetninger om Finlandsforbindelsen. I det første tilfellet blir delingen av nettet gjort ved å legge vindkraften i Berlevåg (Eliastoppen og Laukvikdalsfjellet) tilknyttet Varangerbotn sammen med produksjonen i Kirkenes mot Finland. Vadsø og vindkraft-verkene ved Skallhalsen og Domen legges da mot det norske nettet. Denne delingen vil bli referert til under betegnelsen 'delt nett' og er ment å gi en maksimal eksport omtrent lik lastgrensen til Finland.

I det andre tilfellet antas det at kapasiteten på Finlandsforbindelsen ikke øker ut over dagens nivå. Lastgrensen for eksport fra Norge mot Finland settes som nå til 60 MW. All vindkraft legges inn mot det norske nettet, mens kun Kirkenes legges mot Finland. Denne nettkonfigurasjonen betegner vi 'norsk nett'.

6.4 Beregningsresultat

Analysene av dagens nett, se beskrivelse under, viser at kritisk drift er ved lettlast. Undersøkelsene av ulike forsterkningstiltak er derfor kun gjort i lettlast utfra forutsetningen om at går det i lettlast, så går det også i tunglast. Nettforsterkningstiltakene som foreslås starter med de minst kostnadskrevende og moderate tiltak i henhold til kapasitetøkning i sentralnettet. Økende installasjon av vindkraft medfører mer kostnadskrevende tiltak, inntill en ender opp med 'rikelig' kapasitet.

Alle resultatene under forutsetter at termisk lastgrense i PSS/E modellen er som før oppgitt for 50 °C linetemperatur og begrensninger av endepunktskomponenter er ikke vurdert. Lufttemperatur i tunglast og lettlast er satt henholdsvis til 0 °C og 20 °C. Belastningen på kritiske ledninger er gitt i tabells form både i MVA og i prosent av ledningenes termiske kapasitet. Fargekodene brukt i tabellen er som følger:

	Termisk grenselast er overskredet
	Lastgrensen satt på Finlandsledninga pga. spenningsstabilitet er overskredet
	Kapasiteten på ledningen er økt ved temperaturoppgradering
	Ny ledning

6.4.1 Dagens nett – tunglast: (se Figur 6.1)

Dette driftstilfelle byr ikke på større problemer, se Tabell 6.4 nedenfor. Ledningen fra Goulas mot Lyngen går noe over sin termiske grense, men ved å sette in reaktorer på denne ledningen kan man tvinge mer av lasten over mot Skibotn. Dette er et tiltak som kommer på rundt 5 MNOK. Resultatene er ikke uventede ut fra diskusjonen over der regionen er beskrevet som et underskuddsområde i tunglast. Uavhengig av den planlagte vindkraftutbygging ønsker TKN å utbedre kapasiteten på kablene over Lyngenfjorden slik at denne grenen ikke blir den som begrenser flyten i dette snittet. Videre er tapsøkningen ved 90 % alternativet relativt høy, ca 100 MW. Beregninger i tunglast er kun kjørt for 'delt nett'.

		Belastning på ledninger ved varierende vindkraftproduksjon (i % av installert ytelse)									
Vurderte transformatorer og ledninger i sentralnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Skibotn – Balsfjord	185	159	86	131	71	102	55	71	38	22	12
Goulas - T/Lyngen	113	146	130	123	109	98	87	72	64	31	27
Alta Kr.v – Alta	185	120	65	99	54	73	40	48	26	9	5
Skaidi – Alta	371	122	33	94	25	57	15	24	7	28	7
Lakselv – Skaidi	217	48	22	40	18	28	13	15	7	8	4
Adamselv – Lakselv	185	159	86	134	72	93	50	53	29	11	6
Varangerbotn – Vadsø	162	77	47	58	36	32	20	8	5	35	21
Varangerbotn T4	158	88	56	74	47	60	38	47	30	33	21
Totale tap Norden		1813		1777		1746		1726		1717	

Tabell 6.4: Kapasiteten og belastningen etter dagens forhold ved tunglast på kritiske sentralnett ledninger i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark. Beregningene fra 'Basecase' til '90 %' er gjort for 'delt nett'.

6.4.2 Dagens nett – lettlast: (se Figur 6.1)

I dette tilfellet blir situasjonen for ledningen Alta - Alta Kraftverk vanskelig (termisk grense overskrides) allerede når 30 % av den meldte vindkraftytelse introduseres i nettet, se tabell 6.5 nedenfor. Problemene både på denne ledningen og flere andre ledninger bare øker etter hvert som mer vindkraftproduksjon introduseres i regionen. Det er store stabilitetsmessige problemer ved introduksjon av den planlagte vindkraften. For å oppnå løsning i datasettet med denne nettkonfigurasjonen måtte det totalt legges inn 170 MVA reaktiv kompensering ved 90 % tilfellet. Den planlagt mengden vindkraft som er meldt kan derfor ikke legges inn uten at det gjøres tiltak i dagens sentralnett. Videre er tapsøkningen på 148 MW i det nordiske nett for 90 % tilfellet utilfredstillende høy. Beregninger er kun kjørt for 'delt nett'.

		Belastning på ledninger ved varierende vindkraftproduksjon (i % av installert ytelse)										
Vurderte transformatorer og ledninger i sentralnettet	Rating	90 %			70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	
Skibotn – Balsfjord	144	162	112	134	93	110	77	83	58	42	29	
Goulas - T/Lyngen	113	152	135	128	113	107	95	84	74	49	43	
Nordreisa-Kvæningen 1	126	167	133	137	109	115	91	86	68	50	40	
Nordreisa-Kvæningen 2	224	181	81	148	66	125	56	93	41	54	24	
Alta Kr.v – Alta	144	226	157	206	143	182	127	148	103	119	83	
Skaidi – Alta	288	167	58	132	46	103	36	68	24	22	8	
Lakselv – Skaidi	168	58	34	47	28	35	21	22	13	3	2	
Adamselv – Lakselv	144	157	109	112	77	77	53	35	24	25	17	
Varangerbotn – Vadsø	126	102	81	72	57	49	39	23	18	15	12	
Varangerbotn T4	158	109	69	93	59	79	50	64	41	43	27	
Totale tap Norden		1492		1440		1404		1372		1344		

Tabell 6.5: Kapasiteten og belastningen etter dagens forhold ved lettlast på kritiske sentralnett ledninger i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark. Beregningene fra 'Basecase' til '90 %' er gjort for 'delt nett'.

6.4.3 Temperaturoppgradering

Den enkleste tiltaket for å øke overføringskapasiteten i sentralnettet er ved temperatur-oppgradering av kritiske ledninger. Følgende tiltak er vurdert:

Temperaturoppgradering	Kapasitet 50 °C [MVA]	Kapasitet 80 °C [MVA]
Balsfjord – Skibotn, Simplex 185	144	197
Skibotn – Goulas, Simplex 185	144	197
Goulas – Nordreisa, Simplex 150	126	172
Nordreisa – Kvænangsbotn, Simplex 150	126	172
Kvænangsbotn – Alta, Simplex 150	126	172
Alta – Alta Kraftverk, Simplex 185	144	197
Adamselv – Lakselv, Simplex 185	144	197

		Belastning på ledninger ved varierende vindkraftproduksjon (i % av installert ytelse)									
Vurderte transformatorer og ledninger i sentralnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Skibotn – Balsfjord	197	162	82	134	68	110	56	83	42	42	21
Goulas - T/Lyngen	113	152	135	128	113	107	95	84	74	49	43
Nordreisa-Kvænangen 1	172	167	97	137	80	115	67	86	50	50	29
Nordreisa-Kvænangen 2	224	181	59	148	49	125	41	93	30	54	18
Alta Kr.v – Alta	197	226	115	206	105	182	93	148	75	119	61
Skaidi – Alta	288	167	58	132	46	103	36	68	24	22	8
Lakselv – Skaidi	168	58	34	47	28	35	21	22	13	3	2
Adamselv – Lakselv	197	157	80	112	57	77	39	35	18	25	13
Varangerbotn – Vadsø	126	102	81	72	57	49	39	23	18	15	12
Varangerbotn T4	158	109	69	93	59	79	50	64	41	43	27
Totale tap Norden		1492		1440		1404		1372		1344	

Tabell 6.6: Kapasiteten og belastningen ved lettlast på kritiske sentralnett ledninger i nærrområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark. Tiltaket som vurderes er temperaturoppgradering på enkelte ledninger. Beregningene fra 'Basecase' til '90 %' er gjort for 'delt nett'.

Ledningen Alta - Alta Kraftverk og Goulas – Lyngen når sin termiske grense først når 70 % av den meldte vindkraftytelse introduseres i nettet. Temperaturoppgraderingen bedrer ikke de stabilitetsmessige forholdene, og 170 MVA reaktiv kompensering må fremdeles installeres ved 90% tilfellet. Planlagt vindkraft ut over 50 % krever derfor visse tiltak i dagens sentralnett. Forutsettes det at det er mulig å eksportere i overkant av 100 MW på ledningen mot Finland, vil man ved å installere reaktorer på enkelte ledninger trolig kunne styre lastflyten slik at alle ledningene overholder sine termiske grenser selv i 90 % tilfellet. Store deler av nettet er da utnyttet helt på grensen av nominell kapasitet, og dynamiske stabilitetsundersøkelser må utføres. Dette var ikke mandatet for denne rapporten. En eventuell oppstart av vannkraftverk, i for eksempel Adamselv eller Kvænangsbotn, som en har forutsatt står i lettlast, vil være med å forverre situasjonen ytterligere. Dersom kapasiteten på Finlandsledningen ikke økes må mer av vindkraften transporteres vestover på det norske nettet. Dette var stabilitetsmessig ikke mulig med denne løsningen, og tabellen over inneholder kun tall for 'delt nett'. Tapene stiger på ledningene som temperaturoppgraderes dersom man utnytter den økte kapasiteten. Når lasten på ledningene og linetemperaturen øker bidrar de begge til høyere tap.

Ved over 50 % installert vindkraft vil det være urealistisk å drifte nettet bare med temperatur-oppgradering og reaktiv installasjon.



Figur 6.2: Nettet i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark der temperaturoppgraderte ledninger er markert.

6.4.4 Nye 130 kV ledninger:

Et mulig løsning er en kombinasjon av nye 130 kV ledninger på de svakeste punktene i nettet og temperaturoppgradering av de resterende kritiske ledninger. De nye 130 kV ledningene er tenkt i parallell med eksisterende ledninger på svake punkter i nettet. De nye ledningene er modellert med identisk egenskaper som den gamle ledningen. Fordelen med denne løsningen er at det ikke introduserer et nytt spenningsnivå og en kan forsterke punktvis i nettet uten store transformator kostnader. Følgende tiltak ble gjort:

Temperaturoppgradering	Ny 130 kV ledning
Goulas – Nordreisa, Simplex 150	Balsfjord – Skibotn
Nordreisa – Kvænangsbotn, Simplex 150	Skibotn – Goulas
Kvænangsbotn – Alta, Simplex 150	Alta – Alta Kraftverk
	Adamselv – Lakselv

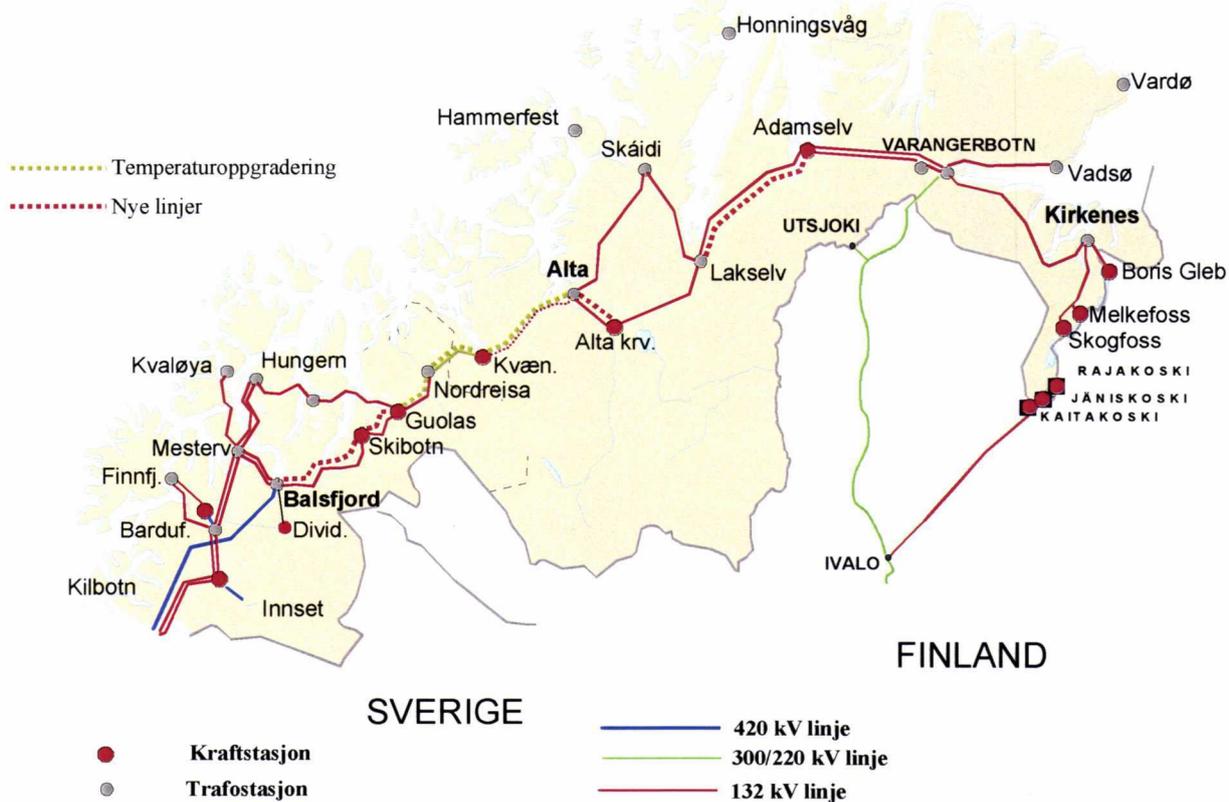
Med disse tiltakene ligger en rett under termisk grenselast på enkelte ledninger når 90 % av den meldte vindkraftytelse introduseres i nettet, se Tabell 6.7 nedenfor. Stabiliteten er vesentlig forbedret, og all vindkraft kan nå eksporteres ut via det norske nettet, se kolonne '90 % Norsk'. Skal så mye vindkraft ut via det norske nettet krever dette imidlertid en reaktiv kompensering på i overkant av 200 MVAR. Introduksjon av reaktorer på de ledningene som overskrider sine termiske grenser kan tvinge strømmen over på andre ledninger. Store deler av nettet er i dette tilfellet utnyttet helt på grensen av nominell kapasitet, og dynamiske stabilitetsundersøkelser må igjen foretas. Forutsetter en at et eller flere av de vannkraftverkene som normalt ligger ute starter opp øker belastningen ytterligere. I kolonnen '> 90 % norsk' forutsettes det at et

aggregat i Adamselv starter opp. Dette medfører at flere ledninger overskrider sin termiske grenselast, og det er problemer med å få konvergens i datasettet.

Tapene har med dette tiltaket kun minsket med 16 MW (fra 148MW i dagens nett til 132 MW med nye 130 kV ledninger) i det nordiske nett for 90% tilfellet av 'delt nett' og er fremdeles utilfredstillende høye. Ladeytelsen i nordnettet vil øke betydelig som følge av de nye 132 kV ledningene. Dette i sammenheng med nye 132 kV forbindelser til Hammerfest/Melkøya, mulige nye regionale 132 kV ledninger i forbindelse med vindkraftverkene og mellom Varangerbotn og Kirkenes vil være med å øke ladeytelsen i nordnettet så mye at det kan medføre at nettet må deles opp av denne grunn. Dette vil medføre store problemer med å få ut all kraften av området.

Vurderte transformatorer og ledninger i sentralnettet	Belastning på ledninger ved varierende vindkraftproduksjon (i % av installert ytelse)														
	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase		90 % Norsk		> 90 % Norsk	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Skibotn – Balsfjord	144	106	74	90	62	73	50	54	38	26	18	118	82	123	85
Skibotn – Balsfjord	144	106	74	90	62	73	50	54	38	26	18	118	82	123	85
Goulas - T/Lyngen	113	107	95	92	82	77	69	62	55	38	34	117	104	121	108
Guolas – Nordreisa 1	172	157	91	132	76	105	61	76	44	38	22	174	101	183	106
Guolas – Nordreisa 2	224	174	78	145	65	116	52	84	38	42	19	193	86	202	90
Nordreisa-Kvænangen 1	172	170	99	144	84	117	68	88	51	49	28	190	111	199	116
Nordreisa-Kvænangen 2	224	185	82	156	70	127	57	95	42	53	23	206	92	216	96
Alta-Kvænangen 1	172	149	87	127	74	105	61	78	45	45	26	169	98	176	102
Alta-Kvænangen 2	288	214	74	182	63	150	52	111	39	65	23	242	84	253	88
Alta kr.v – Alta	144	124	86	111	77	100	69	84	58	64	45	140	97	144	100
Alta kr.v – Alta	144	124	86	111	77	100	69	84	58	64	45	140	97	144	100
Skaidi – Alta	288	149	52	120	42	89	31	56	19	12	4	174	60	181	63
Lakselv – Skaidi	168	41	24	31	18	21	12	9	6	9	6	68	41	76	45
Adamselv – Lakselv	144	78	54	59	41	39	27	18	13	12	8	106	74	116	81
Adamselv – Lakselv	144	78	54	59	41	39	27	18	13	12	8	106	74	116	81
Varangerbotn – Vadsø	126	99	79	76	60	50	40	24	19	15	12	100	79	100	79
Varangerbotn T4	158	109	69	94	59	79	50	64	41	43	27	52	33	52	33
Totale tap Norden		1474		1432		1397		1368		1342		1501		1514	

Tabell 6.7: Kapasiteten og belastningen ved lettlast på kritiske sentralnett ledninger i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark. Tiltaket som vurderes er temperaturoppgradering på enkelte ledninger og nye 130 kV ledninger. Beregningene fra 'Basecase' til '90 %' er gjort for 'delt nett'.



Figur 6.3: Nettet i nærrområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark der temperaturoppgraderte ledninger og nye 130 kV ledninger er markert.

6.4.5 Nye 220 kV ledninger:

For å oppnå en større kapasitetsmargin har en undersøkt ulike forsterkningstiltak med nye ledninger på høyere spenningsnivå. Først vurderes ulike alternativ ved bygging av nye 220 kV ledninger fra Balsfjord til Varangerbotn. Alle alternativene ble modellert med transformering i Balsfjord, Alta og Varangerbotn, se Tabell 6.8 nedenfor. Overføringskapasiteten ved de ulike alternativene er rikelig, og tapsreduksjonen i alle tilfellene var betydelige. Følgende tiltak ble gjort:

Temperaturoppgradering	220 kV ledninger
Alta – Alta kraftverk	Alternativ 1: Ny 220 kV duplex Grackle 380, 7m faseavstand fra Balsfjord til Varangerbotn via Alta kraftverk.
	Alternativ 2: Ny 220 kV duplex Grackle 380, 7m faseavstand fra Balsfjord til Varangerbotn via Alta kraftverk. Den nye ledningen erstatter Simplex FeAl 150 ledningen fra Goulas til Alta og Simplex FeAl 150 ledningen fra Varangerbotn til Adamselv.
	Alternativ 3: Ny 220 kV duplex Grackle 380, 7m faseavstand fra Balsfjord til Varangerbotn via Alta kraftverk. Mellom Goulas og Alta legges ingen ny linje, men FeAl 380 Grackle simplex og FeAl 185 duplex ledningene spenningsoppgraderes.

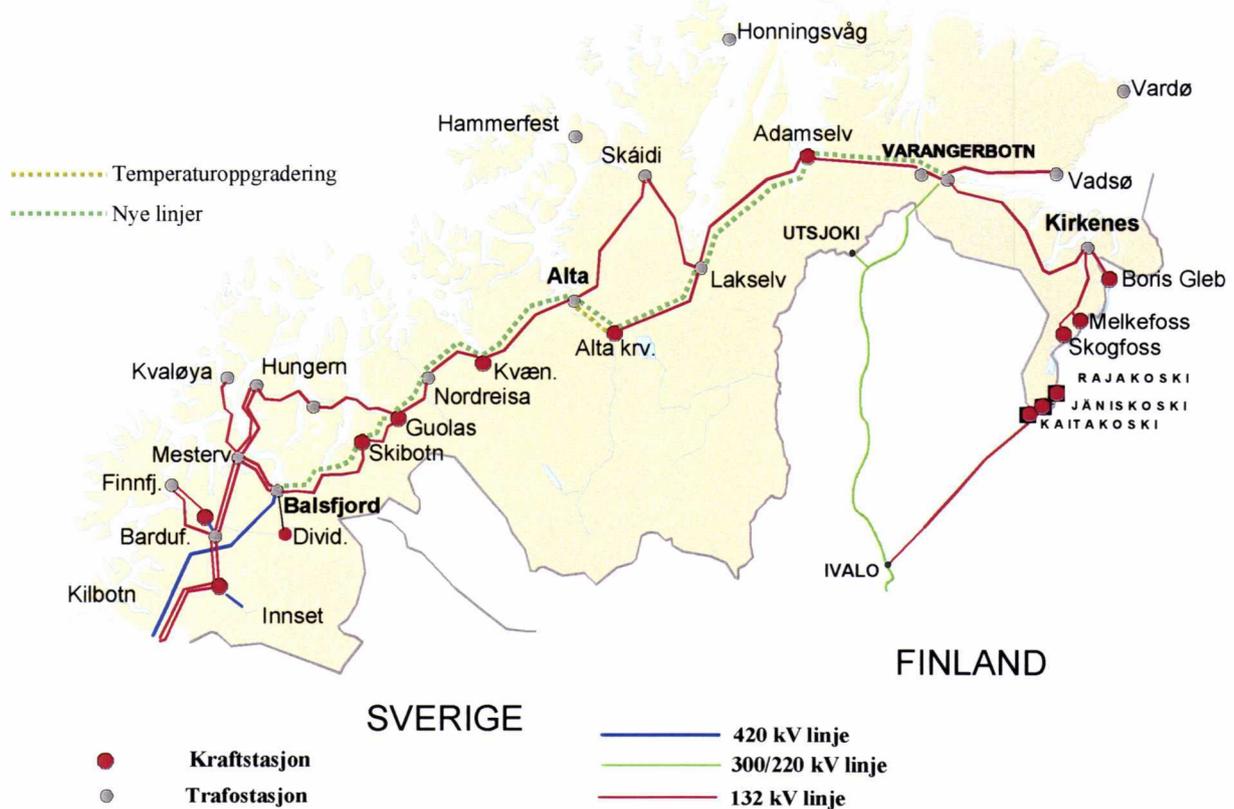
Nettet har nå tilfredstillende stabilitet og det er kapasitet nok til å introdusere enda mer vindkraft-produksjon i landsdelen. Behovet for reaktiv kompensering som følge av vindkraftinstallasjonene i det norske nettet ble nesten eliminert. Ledningen Alta – Alta Kraftverk har høy belastning, men ikke verre enn at temperaturoppgraderingen av ledningen er tilstrekkelig. All vindkraften kan nå uproblematisk eksporteres

via det norske nettet. Sammenligner en alternativ 1 og 2, ser en kun mindre endringer i effektflyten. Den svakeste ledningen med FeAl 150 simplex, mellom Goulas og Alta bidrar altså svært lite ved inntakt nett.

For alternativ 3 får man problemer med overlast på ledning 1 Goulas – Alta (FeAl 150 simplex som ikke bidro vesentlig i de to første alternativene). Flyten kan her reguleres ved å dele nettet på 130 kV nivå eller ved å installere reaktorer på simplex 150 ledningen mellom Goulas og Alta for å tvinge mer last over på 220 kV ledningen som har mye ledig kapasitet. Temperaturoppgradering av ledningen Alta - Alta Kraftverk er tilstrekkelig også i dette tilfellet. Tapsreduksjonene for alle alternativene er på omtrent 60-70 MW i det nordiske nett for 90 % tilfellet sammenlignet med dagens nett.

Belastning på ledninger ved varierende vindkraftproduksjon (i % av installert ytelse)															
Vurderte transformatorer og ledninger i sentralnettet	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase		Alt. 2 90 %		Alt. 3 90 %	
	MVA	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Balsfjord – Alta (220)	757	226	30	185	24	147	19	114	15	72	9	239	32	233	31
Skibotn – Balsfjord (132)	144	61	42	52	36	43	30	33	23	19	13	66	46	56	39
Goulas – T/Lyngen	113	61	54	54	48	46	41	39	34	28	25	61	54	57	50
Guolas – Nordreisa 1	224	73	33	61	27	49	22	37	16	20	9	61	27		
Guolas – Nordreisa 2	126	47	37	39	31	32	25	24	19	13	10			114	91
Nordreisa-Kvænangen 1	224	83	37	72	32	60	27	48	22	32	14	84	38		
Nordreisa-Kvænangen 2	126	58	46	50	40	42	33	34	27	23	18			134	107
Alta-Kvænangen 1	288	79	27	69	24	58	20	46	16	32	11	93	32		
Alta-Kvænangen 2	126	78	62	67	53	57	46	45	36	31	25			149	118
Alta- Varangerbotn (220)	757	124	16	98	13	74	10	55	7	41	5	156	21	127	17
Alta kr.v – Alta	197	169	86	159	81	150	76	135	69	117	59	158	80	170	86
Skaidi – Alta	288	114	39	93	32	73	25	52	18	22	8	103	36	114	40
Lakselv – Skaidi	168	9	5	8	5	6	3	5	3	3	2	13	8	13	8
Adamselv – Lakselv	144	36	25	22	15	13	9	11	8	23	16	5	3	36	25
Varangerbotn – Vadsø	126	104	82	76	60	50	39	24	19	14	11	103	82	104	83
Varangerbotn T4	158	109	69	93	59	79	50	64	41	43	27	109	69	109	69
Totale tap Norden		1426		1399		1377		1359		1341		1424		1438	

Tabell 6.8: Kapasiteten og belastningen ved lettlast på kritiske sentralnett ledninger i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark. Tiltaket som vurderes er temperaturoppgradering av ledningen Alta-Alta Kraftverk og nye 220 kV ledninger. Beregningene fra 'Basecase' til '90 %' er gjort for alternativ 1 med 'delt nett'.



Figur 6.4 : Nettet i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark der temperaturoppgraderte ledninger og nye 220 kV ledninger er markert. Mellom Goulas og Alta er tre ulike alternativ foreslått. Figuren markerer kun alternativ 2 der en ny 220 kV ledning erstatter ledning 1 mellom Goulas og Alta og ledningen Adamselv - Varangerbotn.

6.4.6 Nye 420 kV ledninger:

I dag er 420 kV høyeste systemspenning nord til Balsfjord, og et alternativ er å videreføre dette spenningsnivået helt opp til Varangerbotn. Ledningen er modellert med transformering i Alta og Varangerbotn. Overføringskapasiteten er igjen rikelig, og tapsreduksjonen blir betydelig, se Tabell 6.9 nedenfor. Følgende tiltak ble gjort:

Temperaturoppgradering	Nye 420 kV ledninger
Alta – Alta kraftverk	Ny 420 kV duplex Parrot 481, 9-10 m faseavstand fra Balsfjord til Varangerbotn via Alta kraftverk.

Nettet har nå en tilfredstillende stabilitet og det er kapasitet nok til å introdusere mye mer produksjon i landsdelen. All vindkraften kan eksporteres via det norske nettet, og nettet kan også kjøres samlet, se siste kolonne. Det siste utsagnet må kommenteres da belastningen på Finlandsforbindelsen er godt over den 100 MW grensen som vi tidligere har forutsatt. Med et sterkt 420 kV nett opp til Varangerbotn øker stabiliteten i regionen og den termisk lastgrensen vil sannsynligvis bli den begrensende faktoren på Finlandsforbindelsen. Denne forutsetningen bør undersøkes nærmere om dette tiltaket videreføres. Ledningen Alta – Alta kraftverk går fortsatt høyt belastet, men overskrider ikke sin termiske lastgrense i noe tilfelle. Alle andre ledninger er godt under sine kapasitetsgrenser. Spenningen på 420 kV blir noe høy med de nye ledningene, og reaktorer

på 50 MVAr introduseres i Alta og Varangerbotn for å senke spenningen. Tapsreduksjonene for disse tiltake er på omtrent 85 MW i det nordiske nett for 90 % tilfellet sammenlignet med dagens nett.

Vurderte transformatorer, ledninger i sentralnettet	Belastning på ledninger ved varierende vindkraftproduksjon (i % av installert ytelse)												Norsk 90 %		Samlet 90 %	
	Rating	90 %		70 %		50 %		30 %		Basecase		MVA	%	MVA	%	
	MVA	MVA	%	MVA	%											
Skibotn – Guolas (420)	1606	304	19	267	17	239	15	215	13	191	12	344	21	302	19	
Skibotn – Balsfjord (132)	144	35	24	31	21	27	19	24	16	20	14	38	26	32	22	
Goulas – T/Lyngen	113	36	32	34	30	32	28	29	26	26	23	40	36	34	30	
Guolas – Nordreisa 1	224	32	14	28	12	23	10	20	9	15	7	36	16	28	12	
Guolas – Nordreisa 2	126	35	28	31	24	26	20	22	17	17	13	39	31	30	24	
Nordreisa-Kvænangen 1	224	41	18	37	17	33	15	29	13	24	11	46	20	37	17	
Nordreisa-Kvænangen 2	126	45	35	40	32	36	28	32	25	26	21	49	39	40	32	
Alta-Kvænangen 1	288	43	15	39	14	34	12	30	10	25	9	46	16	38	13	
Alta-Kvænangen 2	126	61	48	56	44	49	38	43	34	36	28	67	53	55	43	
Alta – Adamselv (420)	1606	179	11	147	9	131	8	120	7	113	7	227	14	154	10	
Alta kr.v – Alta	197	160	81	154	78	143	73	133	68	120	61	165	84	160	81	
Skaidi – Alta	288	103	36	86	30	67	23	50	17	25	9	109	38	100	35	
Lakselv – Skaidi	168	9	5	6	3	4	2	3	2	4	3	6	4	9	5	
Adamselv – Lakselv	144	5	3	8	6	13	9	18	12	27	18	17	12	6	4	
Varangerbotn – Vadsø	126	102	81	76	60	49	39	24	19	14	11	104	83	103	82	
Varangerbotn T4	158	109	69	93	59	79	50	64	41	43	27	52	33	141	89	
Totale tap Norden		1414		1392		1373		1358		1342		1415		1415		

Tabell 6.9: Kapasiteten og belastningen ved lettlast på kritiske sentralnett ledninger i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark. Tiltaket som vurderes er temperaturoppgradering av ledningen Alta-Alta Kraftverk og nye 420 kV ledninger. Beregningene fra 'Basecase' til '90 %' er gjort for 'delt nett'.



Figur 6.5: Nettet i nærområdene til de meldte vindparkene i Troms og Finnmark der temperaturoppgraderte ledninger og nye 420 kV ledninger er markert.

6.4.7 Kostnader

Kostnadene for de beskrevne tiltakene over varierer sterkt, og vil være avgjørende i vurderingen for hvilke tiltak som velges. I beregningene er følgende forutsetninger lagt til grunn.

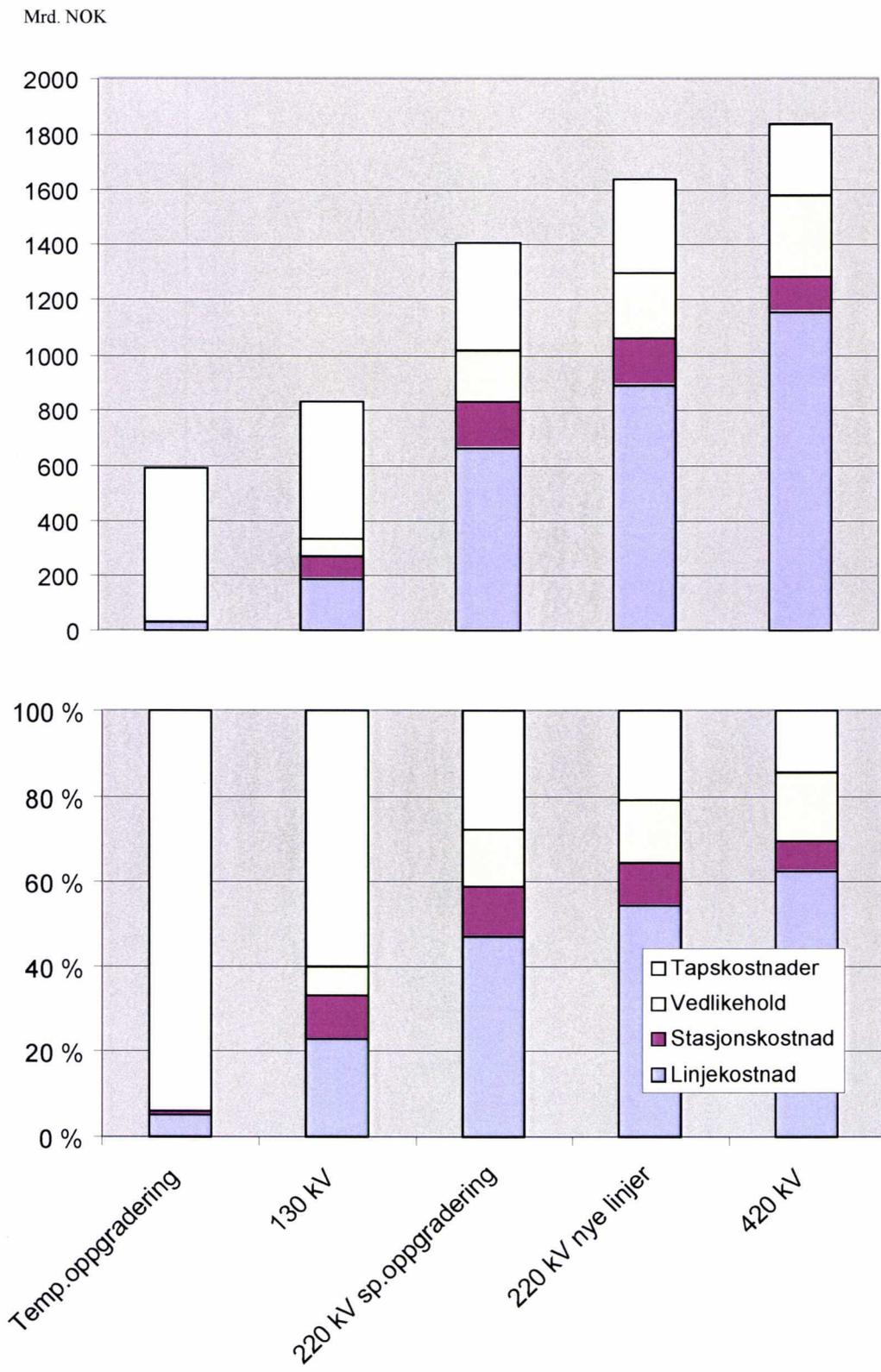
D/V kostnadene	1,5 % av lednings- og stasjonskostnader
Kalkulasjonsrente	6 %
Analyseperiode	30 år
Kostnader temperaturoppgradering	100 kkr/km
Kostnader spenningsoppgradering	100 kkr/km
Kostnader ny 130 kV (FeAl 185) (stålmaster)	1240 kkr/km
Kostnader ny 220 kV (2xFeAl 380)	2700 kkr/km
Kostnader ny 420 kV (2xFeAl 481)	3500 kkr/km
Investeringsår temperaturoppgradering	2004
Investeringsår nye ledninger	2007
Installert vindkraft 50 % (brukt i tapsberegninger)	2004
Installert vindkraft 100 % (brukt i tapsberegninger)	2007

Tabell 6.10: Forutsetninger ved kostnadsberegninger

I Tabell 6.11 og figur 6.6 er kostnadene til de ulike tiltakene vist, delt opp i ledningskostnader, stasjonskostnader og D/V-kostnader, i tillegg er de økte tapskostnadene i forhold til dagens nett uten de omsøkte vindparkene lagt til. En har forutsatt at det ikke medfører reduserte avbruddskostnader eller økte kostnader for spesialregulering som følge av vindkraftinstallasjonene. Det er heller ikke beregnet evt. flaskehalskostnader. Eventuell innstengt produksjon som følge av feil er ikke gitt noen verdi (KILE-kostnad).

Tiltak\ Kostnader	Ledning		Stasjoner		Ved-likehold	Taps- kostnader	Totale kostnader	
	Nåverdi	Invest.- kostnad	Nåverdi	Invest.- kostnad			Nåverdi	Nåverdi
Temperatur- oppgradering	30	36	4	5	1	558	593	41
130 kV	188	294	85	121	59	499	831	415
220 kV spenningsopp- gr.	661	1033	171	243	186	389	1406	1276
220 kV nye ledninger	889	1390	171	243	240	340	1641	1633
420 kV	1155	1805	133	189	293	261	1842	1994

Tabell 6.11: Nåverdi beregninger av kostnadene ved ulike tiltak gitt investeringer i 2004/2007, se Tabell 6.10, og investeringskostnader. Alle kostnader i tabellen er gitt i MNOK.

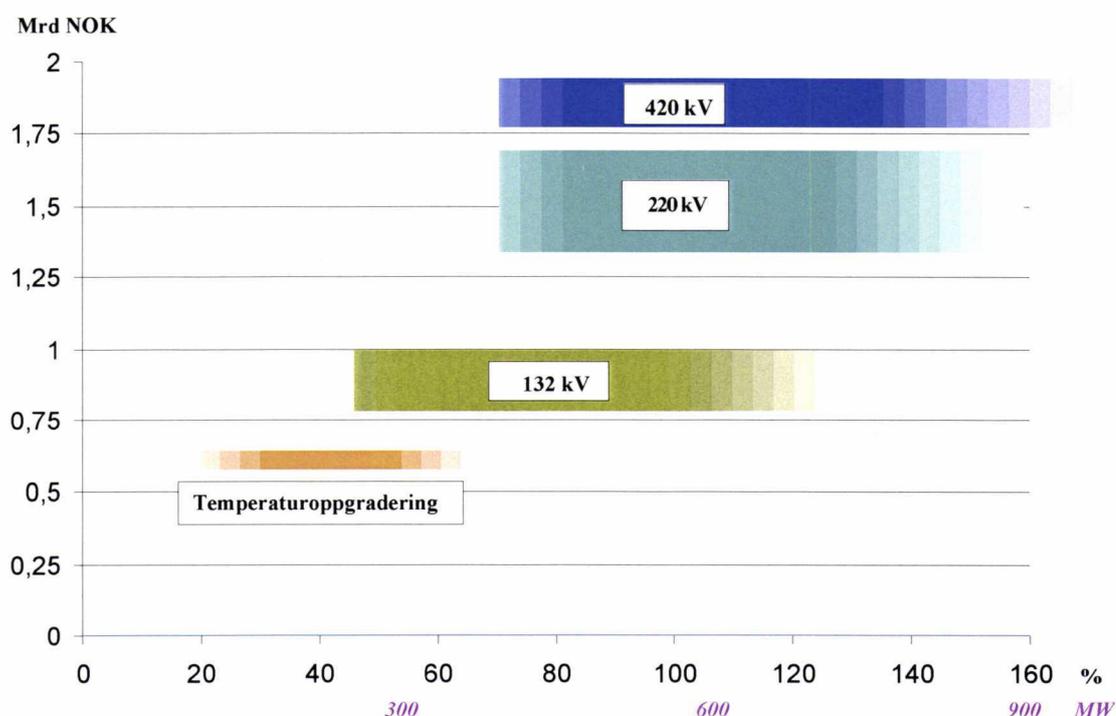


Figur 6.6: Nåverdi av kostnaden ved å introdusere vindkraft i Troms og Finnmark. Øverst ser vi kostnadene i Mrd. NOK ved ulike tiltak. Nederst er de ulike kostnadene presentert i prosentvis fordeling.

6.5 Anbefalte tiltak

Det er forbundet med stor usikkerhet hvor mye av den meldte vindkraften som vil bli realisert, og anbefalingen om hvilke forsterkningstiltak som er nødvendige tar hensyn til dette aspektet ved å anbefale ulike netttiltak ved forskjellige mengder ny vindkraftproduksjon i landsdelen. Et annet usikkerhetsmoment er tilgjengelig eksportkapasitet på Finlandsforbindelsen, noe som vil kunne påvirke grensen for når de alternative netttiltakene er aktuelle. Videre vil en oppstart av et eller flere av magasin vannverkene i lettlast øke behovet for nettførsterkningstiltak ytterligere. Det er forutsatt at disse står i lettlast, jfr. Tabell 6.2. Figur 6.7 viser ved hvilket nivå av installert vindkraft, de vurderte tiltak er nødvendige/aktuelle.

Figur 6.7: Figuren viser når de ulike tiltakene bør vurderes og deres nåverdi-kostnader. Den horisontale aksene



er gitt både i % av ytelsen til den planlagt vindkraft i Troms og Finnmark per i dag (totalt 640 MW), og i MW.

Figuren over oppsummerer den gjennomgangen vi har gjort for de ulike valg av løsninger. Anbefalingene gitt som en funksjon av %-vis installert vindkraft blir da :

- 20 - 50 % : Temperaturoppgradering kan være tilstrekkelig.
- 40 - 80 % : 132 kV løsning kan være tilstrekkelig
- > 70% : 220 kV eller 420 kV vil være tilstrekkelig

Høyden på søylene viser at valg av større tverrsnitt vil medføre høyere investeringskostnader, og også høyere overføringskapasitet. Det bør også presiseres at plasseringen av vindparkene er avgjørende for når de ulike foreslåtte tiltak vil være aktuelle.

Tilknytning av Kvitfjell med sine 200 MW i Troms (Kvaløya) er forholdsvis uproblematisk for sentralnettet. Det er et relativt stort forbruk i området (Tromsø by) med et tilhørende relativt sterkt nett, og avstanden til 420 kV forbindelse for eksport sørover er kort.

Nettet nord-østover er i sammenligning betraktelig svakere. Det er synliggjort i Tabell 6.3 til Tabell 6.9 over når og hvor det oppstår problemer ved ulike tiltak. I tolkningen av disse tabellene må en hele tiden ha klart for seg forutsetningene som ligger til grunn for beregningsresultatene. Prosentandelen av realisert vindkraft

som blir brukt i tabellene gir en indikasjon på mengden av vindenergi i regionen, der fordelingen er prosentvis identisk mellom alle parkene. Med vindkraft er området et overskuddsområde, og hovedproblemmet er å få kraften ut av området både i forhold til termisk kapasitet på ledningene og i forhold til stabilitet i nettet. Store deler av ny kraftproduksjon i regionen må transporteres ut gjennom det norske nettet. Derfor vil antall ledninger hvor kapasiteten blir en begrensende faktor øke når kraften tilknyttes lenger mot øst. Betrakningene rundt kapasiteten på ledningene er sammenfallende med vurderinger av stabiliteten i nettet. Stabiliteten i nettet opprettholdes enklest dersom ny kraft lokaliseres nærmest mulig det relativt sterkere nettet i område rundt Mestervik – Balsfjord. En viss mengde vindkraft matet inn i sentralnettet i for eksempel Alta kan være uproblematisk, mens en tilsvarende mengde vindkraft matet inn i Varangerbotn får nettet til å bryte sammen. En generell betraktning av problemstillingen blir da at ny kraft i området blir tiltagende mer problematisk desto lenger mot øst den mates inn i sentralnettet.

Når figur 6.7 viser anbefalt løsning ved en viss %-andel vindkraft er dette ment kun som en indikasjon på hvilke problemer vi kan forvente. I tillegg vil den eksportkapasiteten en forutsetter over Finlandsforbindelsen påvirke valget av løsning.

6.5.1 Temperaturoppgradering:

Ved realisering av mellom 20 % og 40 % av de omsøkte vindparkene vil en kunne greie seg med å temperaturoppgradere eksisterende 132 kV ledninger. Dette vil medføre en svært anstrengt drift med høyt belastede ledninger og svært høye tap. Enkelte revisjoner vil bli vanskelige å gjennomføre. En vil være svært sårbare for feil. En dynamisk studie vil avgjøre om dette vil være en realistisk løsning. Ved mer enn 40 % realisering av de omsøkte vindkraftparkene anbefales nettførsterkningstiltak.

6.5.2 Spenningsoppgradering:

Spenningsoppgradering av eksisterende ledninger 132 kV ledninger til 220 kV har vært vurdert. Dette bedrer situasjonen, men medfører også nye ledninger da ikke alle ledningene kan spenningsoppgraderes, se 220 KV-løsning alternativ 3 for nærmere beskrivelse.

6.5.3 132 kV-løsning:

Ved realisering av mellom 40 % og 80 % av de omsøkte vindparkene vil en kunne greie seg med å temperaturoppgradere eksisterende ledninger og enkelte nye 132 kV ledninger. Dette vil medføre en anstrengt drift med høyt belastede ledninger og relativt høye tap. Enkelte revisjoner vil bli vanskelige å gjennomføre. En vil være svært sårbare for feil. Den høye ladeytelsen vil kunne framtvinge nye deilingspunkter i nettet, noe som vil kunne medføre at dette ikke er en akseptabel løsning. Med mer enn 70 % realisering av de meldte vindparker anbefales det en overgang til et høyere spenningsnivå. Ved å velge 132 kV som systemløsning vil en kunne risikere at en i ettertid må innføre nytt spenningsnivå med dertilhørende unødvendige merkostnader hvis noe uforutsatt skulle dukke opp. Eksempel er mer gasskraft på Snøhvit eller økt import av kraft fra Russland.

6.5.4 220 kV-løsning:

Ved realisering av over 70 % av de omsøkte vindparkene vil det være aktuelt å innføre et nytt spenningsnivå nord for Balsfjord, for eksempel 220 kV. Det er da aktuelt med en ny ledning fra Balsfjord til Varangerbotn. Dette vil medføre en tilfredsstillende drift med en betydelig tapsreduksjon. Ved innføring av 220 kV vil en innføre et nytt spenningsnivå i Norge. Dette kan gjøre tiltaket mindre aktuelt.

6.5.5 300 kV-løsning:

Det er uaktuelt å bygge nye 300 kV ledninger i et område i Norge der det ikke er 300 kV systemspenning fra før. En annen grunn til ikke å velge 300 kV er at dette spenningsnivået ikke er en internasjonal standardspenning.

6.5.6 420 kV-løsning:

Selv om en sterk 220 kV løsning sannsynligvis vil være tilstrekkelig ved realisering av 70 % eller mer av de omsøkte vindparkene er det lite ønskelig å innføre et nytt spenningsnivå i Norge. Det kan da være aktuelt med en ny 420 kV ledning fra Balsfjord til Varangerbotn. Dette vil medføre en tilfredsstillende drift med en betydelig tapsreduksjon, samtidig som en får mye bedre stabilitet i nettet. Løsningen gir også rom for en vesentlig høyere andel vinkraftproduksjon enn det som er omsøkt til nå.

7 SAMMENSTILLING

Tabell 7.1 viser oversikt over nettførsterkningstiltak fordelt på %-andel av den planlagte vindkraftproduksjonen i Finnmark og Troms. Total forventet nettinvesteringene i sentral og regional nettet ligger mellom 710 og 2411 MNOK.

% - utbygd vindkraft	Finnmark	Troms	Statnett	Totalt
20 - 50	47,7	69,7	593,0	710,4
50 - 70	110,0	81,5	831,0	1022,5
> 70	243,4 – 338,7	140,0 – 230,0	1406,0 – 1842,0	1789,4 – 2410,7

Tabell 7.1 Totale nettførsterkningstiltak med planlagte vindkraftverk (tall i MNOK).

I Finnmark, vil det være tilstrekkelig ved 90 % av den omsøkte vindkraftproduksjon å fullføre arbeidet med 132 kV drift på strekningen Vadsø-Båtsfjord, det vil da være nødvendig å temperaturoppgradere ledningen mellom Vadsø og Smelror. Det vil også være tilstrekkelig kapasitet ved temperaturoppgradering av ledningen Kobkroken-Varangerbotn, inkludert transformatorbytte i Varangerbotn. Det forutsetter at det er teknisk mulig å gjennomføre temperaturoppgradering av ledningene. For Nordkyn Kraftlags 66 kV regionalnett, vil det ved 90 % av utbygd vindkraft være tilstrekkelig å bygge ny 132 kV ledning fra Adamselv til Kjøllefjord, inkludert ny transformering i Mehamn og kjøllefjord. I Repvåg Kraftlags regionalnett vil det være tilstrekkelig å bygge ny 132 kV ledning fra Skaidi-Smørfjord inkludert ny transformering i Smørfjord ved realisering av 90 % av utbygd vindkraft. Nærmere undersøkelser i hvert enkelt tilfelle kan gi andre løsninger en det som er fremkommet her.

I Troms, vil temperaturoppgradering av 132 kV-ledning mellom Meistervik og Vikran være tilstrekkelig for utbygging av Kvitfjell. Det forutsetter at det teknisk sett er mulig å gjennomføre temperaturoppgraderingen. Vindparken vil bli knyttet regionalnettet ved Håkøybotn med en en produksjonsledning på ca. 30 km.

For sentralnettet, ved realisering av mellom 20 % og 40 % av de omsøkte vindparkene vil en kunne greie seg med å temperaturoppgradere eksisterende 132 kV ledninger. Dette vil medføre en svært anstrengt drift med høyt belastede ledninger og svært høye tap. Enkelte revisjoner vil bli vanskelige å gjennomføre. En vil være svært sårbare for feil. En dynamisk studie vil avgjøre om dette vil være en realistisk løsning. Ved mer enn 40 % realisering av de omsøkte vindkraftparkene anbefales nettførsterkningstiltak. Ved realisering av mellom 40 og 80 % av de omsøkte vindparkene vil en kunne greie seg med å temperaturoppgradere eksisterende ledninger og enkelte nye 132 kV ledninger. Dette vil medføre en anstrengt drift med høyt belastede ledninger og relativt høye tap. Enkelte revisjoner vil bli vanskelige å gjennomføre. En vil være svært sårbare for feil. Den høye ladeytelsen vil kunne framtvinge nye delingspunkter i nettet, noe som vil kunne medføre at dette ikke er en akseptabel løsning. Ved realisering av over 70 % av de omsøkte vindparkene vil det være aktuelt å innføre et nytt spenningsnivå nord for Balsfjord.

VEDLEGG 1: KRAV TIL TEKNISKE- /ØKONOMISKE BEREGNINGER FOR KONSESJONSSØKNADER FOR VINDKRAFT ANLEGG

1. Beskrivelse av nettkapasitet i overliggende nett, herved nettnivået hvor tilknytningen skjer, og videre opp til og med sentralnettet
2. Påvirkning av netttapet skal beskrives.
3. Påvirkning av leveringskvaliteten, forholdet til spenningsdip, flimmer og overharmoniske må beskrives i forhold til IEC 61000-3-6 og -7.
4. Forhold mellom vern og spenningsustabilitet ved feil i nettet skal beskrives.
5. Alternative ledningsfremføringer (inkl. ulike spenningsnivå og tverrsnitt) til vindkraftverkene må beskrives og sammenlignes ut fra samfunnsøkonomiske kriterier. Forskjeller i investerings-, taps-, avbrudds- og drifts- og vedlikeholdskostnader skal dokumenteres. Investeringskostnadene for de ulike hovedkomponentene som inngår i nettanleggene skal fremgå av søknaden.
6. Endringer i den reaktive belastningen og kompenseringsbehovet i området skal omtales.
7. Endringer i kortslutningsytelsen i området og hvilke konsekvenser dette får for dimensjoneringen av eksisterende anlegg skal beskrives.

I tillegg til disse kravene er det en del forhold som må avklares:

8. Drifting av vindparkene i forbindelse med vedlikehold/revisjoner i nettet.
9. Ansvarsforhold ved avbrudd.
10. Regulering av vindkraft-/vannkraft produksjon.
11. Hvilken forpliktelser gjelder for nettutredninger? Hvem som bærer utredningskostnadene ?

VEDLEGG 2: TEKNISKE DATA

Ledning & kabel Varanger Krafts forsyningsområde

Spenning	Merke spenning	Stasjon	Type	Tv.snitt	Lengde	Maks. driftstrøm		Maks tillatt ledertemp ' C	Bygge år
						0' C	20' C		
KV	kV				Km				
132	145	Varangerbotn-Vadsø	FeAl	150	50,5	721	561	50	1981
66	145	Smelror-Båtsfjord	FeAl	95	64,2	539	419	50	1995
132	145	Varangerbotn-Kirkenes	FeAl	120	104	625	486	50	1964
66	72,5	Vadsø-Smelror	FeAl	95	65,4	539	419	50	1962 ¹
66	72,5	Varangerbotn- Leirpollen	FeAl	95	30,5	539	419	50	1971
66	72,5	Leirpollen - Kobkroken	FeAl	95	46	539	419	50	1971
22	72,5	Kobkroken-Berlevåg	FeAl	70	19	442	344	50	1970
66	66	Kobkroken-Båtsfjord	FeAl	95/70	7+13	442	344	50	1992/ 1968 ²
66	66	Varangerbotn-Vadsø	FeAl	95	50	539	419	50	1961
66	66	Varangerbotn-Gandvik	FeAl	50	32,5	333	259	50	1952
66	66	Gandvik-Bugøyfjord	FeAl	50	18	333	259	50	1953
66	66	Bugøyfjord-Neiden	FeAl	50	19	333	259	50	1953
66	66	Neiden-Bjørnevatn	FeAl	50	29	333	259	50	1953

1. Ledningen er bygget i 1962. I perioden 1997-2001 er det foretatt omfattende ombygginger av ledningen.

Disse er ikke avsluttet.

2. Deler av ledningen er renoverert i 1992 pga. mye korrosjon.

Transformator

Spenning	Ytelse	Stasjon	Drf.mrk	Byggeår
KV	MVA		T1, T2	
132/66	30	Varangerbotn	T2	1972
132/66	15	Varangerbotn	T3	1964
132/66	30	Vadsø	T4	1979
132/22	30	Vadsø	T5	1983
132/22	25	Tana Bru	T1	2000
132/22	30	Kirkenes	T1	1992
132/22	25	Kirkenes	T2	1976
66/22	6	Varangerbotn	T1	1964
66/22	6	Vadsø	T1	1964
66/22	12	Smelror	T1	1975
66/22	12	Smelror	T3	1975
66/22	12	Båtsfjord	T2	1975
66/22	10	Båtsfjord	T1	1972
66/22	6	Kobkroken	T1	1964
66/22	6	Leirpollen	T1	2000
66/22	3	Bugøyfjord	T1	1985
66/22	5	Neiden	T1	2000
66/22	5,2	Bjørnevatn	T1	1964

Ledning & kabel Nordkyn Kraftlags forsyningsområde

Spenning	Merke spenning	Stasjon	Type	Tv.snitt	Lengde	Maks.driftstrøm		Maks tillatt	Byggeår
						0' C	20' C	' C	
kV	kV				Km			' C	
66	72,5	Adamselv-Futelv	FeAl	95	85,4	539	419	50	1973
66	72,5	Futelv-Kjøllefjord	FeAl	95	4	539	419	50	1973
66	72,5	Futelv-Mehamn	FeAl	95	19,4	539	419	50	1998
33		Kjøllefjord-Futelv	FeAl	35	16,3			50	
33		Futelv- Hopseidet/T	FeAl	35	11,4			50	
33		Hopseidet/T- Hopseidet	FeAl	35	1,9			50	
33		Hopseidet/T- Mårøyfjord	FeAl	35	15,7			50	

Transformator

Spenning	Ytelse	Stasjon	Drf.mrk	Byggeår
KV	MVA		T1, T2	
132/9,5	30	Adamselv	T1	1973
132/9,5	30	Adamselv	T2	1973
66/9,5	10	Adamselv	T4	1973
22/9,5	3	Adamselv	T5	1972
66/22	10	Kjøllefjord	T1	1973
66/22	10	Mehamn	T1	1998
33/22	2,5	Kjøllefjord	T2	
33/22	2,5	Kjøllefjord	T3	
33/22	1	Hopseidet	T1	
33/5,2	4,5	Mårøyfjord	T1	
22/5,2	2,5	Mårøyfjord	T2	

Ledning & kabel Repvåg Kraftlags forsyningsområde

Spenning	Merke spenning	Stasjon	Type	Tv. snitt	Lengde	Maks.driftstrøm		Maks tillatt ledertemp	Byggeår
						0' C	20' C		
kV	kV				Km			' C	
66	72,5	Skaidi-Smørfjord	FeAl	70	18,9	442	344	50	1966
66	72,5	Smørfjord- Snøfjord/T	FeAl	95	34,4	539	419	50	1977
66	72,5	Snøfjord/T- Havøsund	FeAl	95	28,8	539	419	50	1977
66	72,5	Snøfjord/T- Havøsund	2X OKVA	3X1 20 AL	0,43				1977
66	72,5	Snøfjord/T- Snøfjord							
66	72,5	Smørfjord- Tagganes	FeAl	95	54,6	539	419	50	1976
66	72,5	Tagganes- Slimmenjarga	2X OKVA	3X1 20 AL	4,1				1976
66	72,5	Slimmenjarga- Storbukt	FeAl	95	15,1	539	419	50	1976
66	72,5	Slimmenjarga- Storbukt	TSLE	1X3 X15 0 AL	0,4				
66	72,5	Smørfjord- Repvåg/T	FeAl	95	38,9	539	419	50	1998
66	72,5	Repvåg/T-Repvåg							
66	72,5	Repvåg/T- Vesterpollen	FeAl	95	13,5	539	419	50	1998
66	72,5	Repvåg/T- Vesterpollen			0,065				
66	72,5	Vesterpollen- Veines	TSLE	1X3 X15 0 AL	7,2			50	1999
66	72,5	Veines-Storbukt			0,05				1999
66	72,5	Veines-Storbukt	FeAl	95	15,5	539	419	50	1999
66	72,5	Veines-Storbukt	TSLE	1X3 X15 0 Al	0,42				1999
66	72,5	Smørfjord- Lakselv	FeAl	95	62,4	539	419	50	1970

Transformator

Spenning	Ytelse	Stasjon	Drf.mrk	Byggeår
KV	MVA		T1, T2	
66/22	8	Smørfjord	T2	1995
66/22	6	Snøfjord	T2	
66/11	6,3	Havøsund	T3	1977
22/11	4	Havøysund		
66/6,6	6	Repvåg	T2	
66/22	2	Vesterpollen	T1	1995
66/22	2	Veines	T1	1995
66/22	25	Storbukt	T2	1999
66/22	16	Storbukt	T1	1976

Tekniske data for nettanlegg i Troms (tilhørende planområde 21)

Ledninger:

Plassering [Fra-Til]	Spenningsnivå [kV]	Merkespenning [kV]	Linetype	Tverrsnitt	Lengde [km]	Maksimal driftsstrøm [A]-ref.0°C	Maksimal driftsstrøm [A]-ref.20°C	Max tillatt ledertemp. [°C]	Byggeår	Eier
Goullasjåkk-Lyngen	132	145	FEAL	150 26/7	28,8	721	561	50	1968/70	TKN
Lyngen-Ullsfjord	132	145	FEAL	150 26/7	18,5	721	561	50	1968/71	TKN
Ullsfjord-Hungern	132	145	FEAL	150 26/7	41,2	721	561	50	1968/72	TKN
Mestervik-Kvaløya	132	145	FEAL	150 22/7	48,5	721	561	50	1976	TKN
Sandvika-Hungern-2	132	145	FEAL	150 22/7	11,3	879	766	80	1994	TKN
Mestervik-Sandvika-2	132	145	FEAL	150 22/7	23,8	879	766	80	1989	TKN
Mestervik-Hungern-1	132	145	FEAL	150 22/7	35,3	721	561	50	1962	TKN
Balsfjord-Storsteinnes	132	145	FEAL	185 22/7	3,0	823	640	50	1991	TKN
Bardufoss-Sørreisa-1	132	145	FEAL	95 26/7	23,8	539	419	50	1962	TKN
Sørreisa-Finnfjordbotn-1	132	145	FEAL	95 26/7	8,5	539	419	50	1962	TKN
Bardufoss Kr.Verk-Sørreisa-2	132	145	FEAL	95 26/7	22,8	539	419	50	1969	TKN
Sørreisa-Finnfjordbotn-2	132	145	FEAL	95 26/7	8,5	539	419	50	1969	TKN
Avgreining Krogstad_T(Bardu)	132	145	FEAL	150 22/7	5,8	721	561	50	1982	TKN
Avgreining Olsborg_T	132	145	FEAL	70 22/7	0,9	442	344	50	1991	TKN
Bardu-Salangen	66	66	FEAL	50 6/1	20,6	333	259	50	1961	TKN
Finnfjordbotn-Silsand	66	66	FEAL	70 6/1	7,3	442	344	50	1966	TKN
Silsand-Svanelvmo	66	66	FEAL	70 6/1	14,3	442	344	50	1966	TKN
Svanelvmo-Straumsnes	66	66	FEAL	70 6/1	23,1	442	344	50	1974	TKN
Svanelvmo-Stonglandseidet	22	66	FEAL	70 26/7	27,8	442	344	50	1989	TKN
Kvaløya-Ringvassøy	66	66	FEAL	95 26/7	40,0	539	419	50	1979	TKN
Mestervik-Storsteinnes	66	66	FEAL	95 26/7	20,7	539	419	50	1970	TKN
Storsteinnes-Nordkjösbotn	66	66	FEAL	95 22/7	13,1	539	419	50	1972	TKN
Storsteinnes-Tamokdal	66	66	FEAL	150 22/7	19,2	721	561	50	1971	TKN
Tamokdal-Dividal	66	66	FEAL	150 22/7	22,0	721	561	50	1971	TKN
Tamokdal-Øverbrygd	66	66	FEAL	50 6/1	6,8	333	259	50	1992	TKN
Nordreisa-Reisavann	66	66	FEAL	50 6/1	68,5	333	259	50	1964	NTK
Reisavann-Kautokeino	66	66	FEAL	50 6/1	35,6	333	259	50	1964	NTK
Nordreisa-Kildalen	66	66	FEAL	50 6/1	8,8	333	259	50	1966	NTK
Kildalen-Storslett	66	66	FEAL	50 6/1	12,0	333	259	50	1969	NTK
Storslett-Hamneidet	66	66	FEAL	50 6/1	20,3	333	259	50	1969	NTK
Hamneidet-Skjervøy	66	66	FEAL	50 6/1	6,6	404	352	80	1996	NTK

Tabell v2.1: Elektriske data for ledninger i Troms

Kabler:

Plassering [Fra-Til]	Sp.-nivå [kV]	Merkesp. [kV]	Type	Tverrsnitt	Lengde [km]	Maksimal driftsstrøm-1		Maksimal driftsstrøm-2		Maksimal driftsstrøm-parallele kabler	
						[A]	Ref. [°C]	[A]	Ref. [°C]	[A]	Ref. [°C]
Hungeren-Dramsveien 1	66	66	OBXY	1 x 3 x 120 Cu	2,70	315	20 - luft	365	0 - luft	285/380 ^a	20/0 - luft
Hungeren-Dramsveien 2	66	66	OBXY	1 x 3 x 120 Cu	2,70						
Dramsveien-Charlottenlund 1	66	66	OBXY	1 x 3 x 120 Cu	0,65	315	20 - luft	365	0 - luft	285/380 ^a	20/0 - luft
Dramsveien-Charlottenlund 2	66	66	OBXY	1 x 3 x 120 Cu	0,65						
Dramsveien-Sentrum 1	66	72	TXSP	3 x 1 x 630 Al	0,60	570	20 - jord				
Dramsveien-Sentrum 2	66	72	TXSP	3 x 1 x 630 Al	0,60	570	20 - jord				
Sentrum-Hungern ¹	66	72	TSLE	3 x 1 x 630 Al	1,95	740	15 - jord				
Sentrum-Hungern ²	66	72	TKRA	3 x 1 x 500 Cu	1,04	710	10 - sjøbunn				
Charlottenlund-Kvaløya	66	66	TXSE	3 x 1 x 400 Al	7,00	520	15 - jord				
Charlottenlund-Gimle	66	66	TXSE	3 x 1 x 400 Al	3,50	520	15 - jord				
Gimle-Kvaløya ¹	66	72	TXSE	3 x 1 x 400 Al	4,47	520	15 - jord				
Gimle-Kvaløya ²	66	72	TKSE	3 x 1 x 400 Al	0,60	535	15 - jord				
Gimle-Kroken 1 ¹	66	72	TXSE	3 x 1 x 150 Al	2,20	225	15 - jord				
Gimle-Kroken 1 ²	66	72	TKRA	3 x 1 x 95 Al	2,40						
Gimle-Kroken 2 ¹	66	72	TXSE	3 x 1 x 150 Al	2,20	325	15 - jord				
Gimle-Kroken 2 ²	66	72	TKRA	3 x 1 x 95 Cu	2,40	325	15 - jord				
Hungeren-Kroken	66	72	TXSE	3 x 1 x 630 Al	6,60	675					
Kvaløy-Ringvassøy 1	66		TXSE	3 x 1 x 150 Al	2,20	325	15 - jord				
Kvaløy-Ringvassøy 2	66		OKRA	1 x 3 x 95 Cu	2,05						
Finnfjordbotn-Silsand ¹	66	72	TKRA KQ	1 x 3 x 95 Cu	1,45	325	15 - jord	480	15 - sjø		
Finnfjordbotn-Silsand ²	66	66	OKRA	1 x 3 x 95 Cu	1,45	300	15 - jord				
Finnfjordbotn-Silsand ³	66	66	OKRA	1 x 3 x 50 Cu	1,45	195	20 - mid.luft	225	0 - mid.luft		
Mestervik-Kvaløy 1	132	145	OKRA	1 x 3 x 150 Al	2,50	395	5 - jord	365	15 - jord	2x340/2x370	5/15 - jord
Mestervik-Kvaløy 2	132	145	OKRA	1 x 3 x 150 Al	2,50	395	5 - jord	365	15 - jord		
Mestervik-Hungern 1	132		OKRA	4 x 1 x 150 Cu	2,40	430	20 - mid.luft				
Mestervik-Hungern 2	132		TKZA KQ	3 x 1 x 400 Cu	2,40	835	15 - jord				
Goullas-Lyngen	132	145	OKRA	4 x 1 x 300 Al	3,57	590	15 - luft	655	0 - luft		
Hamneidet sek. stasjon	66	66	TSLE	1 x 3 x 150 Al	0,14	370	20 - luft		0 - luft		20/0 - luft
Kågen- Skjervøy	66	66	TSLE	1 x 3 x 150 Al	1,00	370	20 - luft		0 - luft		20/0 - luft
Hamneidet- Kågen	66	66	TKRA	1 x 3 x 95 Cu	2,30		20 - luft		0 - luft		20/0 - luft
Skjervøy sek. st.	66	66	TSLE	1 x 3 x 150 Al	0,10	370	20 - luft		0 - luft		20/0 - luft

Innskutte kabler < 1 km utelatt, samt gjennomføring i stasjonene

^a: Korr. fra fabrikk i 1986

Sjøkablers belastningsevne bestemmes av forlegning i landtaket.

Tabell v2.2: Elektriske data for kabler i Troms

Stasjon Driftsmerking	Ytelse [P/S/T] [MVA]	Omsetningsforhold og Reguleringsområde [kV]	Fabr.år	I drift	Eier
Kvaløya-T1	50	138 ± 10 x 1.85% / 66.5	1975	10.12.76	TKN
Kvaløya-T2	50	138 ± 10 x 1.85% / 66.5	1982	27.04.83	TKN
Kvaløya-T11	16	65 ± 7 x 1 / 23	1975	10.12.76	TKN
Kvaløya-T12	16	65 ± 7 x 1 / 23	1983	19.11.84	TKN
Charlottenlund-T1	35	66 ± 6 x 1.50% / 11.7	1967	13.11.67	TKN
Charlottenlund-T2	35	66 ± 6 x 1.50% / 11.7	1975	01.12.76	TKN
Gimle-T1	25	66 ± 6 x 1.50% / 11.7	1977	01.11.78	TKN
Gimle-T2	25	66 ± 6 x 1.50% / 11.7	1986	03.06.87	TKN
Sentrum-T1	25	66 ± 6 x 1.50% / 11.7	1986	03.02.87	TKN
Sentrum-T2	25	66 ± 6 x 1.50% / 11.7	1986	03.02.87	TKN
Kroken-T1	20/ (25)	65 ± 7 x 1 / 23	1984	19.12.84	TKN
Kroken-T2	20	65 ± 7 x 1 / 23	1996	06.01.96	TKN
Hungeren-T1 ¹⁾	30/30/25	59 ± 6 x 1.50% / 11/ 22 ± 2 x 2.00%	1959	08.02.60	TKN
Hungeren-T2 ¹⁾	30/30/30	64.31/ 11/ 22 ± 2 x 2.00%	1970	19.04.71	TKN
Hungeren-T3	45	138 ± 10 x 1.85% / 66.5	1967	16.07.67	TKN
Hungeren-T4	70	138 ± 10 x 1.85% / 66.5	1989	23.11.90	TKN
Hungeren-T5	45	138 ± 10 x 1.85% / 66.5	1973	27.09.73	TKN
Ringvassøy-T1	10	65 ± 7 x 1 / 23	1978	02.10.79	TKN
Ringvassøy-T2	7				TKN
Strandveien-T1	35		1998	20.06.05	TKN
Sandvika-T2	20/ (26)	132 ± 10 x 1.67% / 23	1993	01.08.94	TKN
Lyngen-T1	10	137 ± 7 x 2.00% / 22	1972	05.04.72	TKN
Ullsfjord-T1	25	132 ± 10 x 1.68% / 23	1987	21.11.87	TKN
Sørreisa-T1	20/ (26)	132 ± 10 x 1.67% / 23	1982	28.11.82	TKN
Finnfjordbotn-T1	50/50/25	138 ± 10 x 1.85% / 66.5/ 22.5	1992	01.01.93	TKN
Finnfjordbotn-T2	60				TKN
Finnfjordbotn-T3	25	66 ± 6 x 1.50% / 23	1962	12.03.62	TKN
Finnfjordbotn-T4	60				FS
Finnfjordbotn-T5	60				FS
Silsand-T1	10	65 ± 7 x 1 / 23	1976	06.12.82	TKN
Silsand-T2	20/ (26)	65 ± 7 x 1 / 23	1994	26.08.94	TKN
Svanelvmo-T1	7	60 ± 7 x 2.00% / 23	1966	04.12.66	TKN
Svanelvmo-T2	7	60 ± 7 x 2.00% / 23	1971	05.12.71	TKN
Straumsnes-T1	7	64 ± 7 x 0.5 / 23	1972	07.09.80	TKN
Straumsnes-T2	10	66 ± 7 x 1.62% / 23		01.08.94	TKN
Olsborg-T1	20	132 ± 10 x 1.67% / 23	1991	02.10.91	TKN
Bardu-T1	20	132 ± 10 x 1.67% / 23	1982	13.04.83	TKN
Bardu-T2	20	132 ± 10 x 1.67% / 66	1982	13.04.83	TKN
Salangen-T1	7	65 ± 7 x 1 / 23	1968	11.12.61	TKN
Salangen-T2	7	65 ± 7 x 1 / 23	1974	01.11.74	TKN
Salangen-T3	7	65 ± 7 x 1 / 23	1964	19.01.84	TKN
Storsteinnes -T1	20	65 ± 7 x 1 / 23	1987	13.12.87	TKN
Storsteinnes -T2	25/25/25	138 ± 10 x 1.85% / 66.5 / 23	1979	29.01.92	TKN
Nordkjosbotn -T1	10	65 ± 7 x 1 / 23	1972	01.12.72	TKN
Nordkjosbotn -T2	7	65 ± 7 x 1 / 23	1962	1994	TKN
Øverbygd-T1	10	65 ± 7 x 1 / 23	1976	14.12.92	TKN
Mestervik -T1	7	60 ± 6 x 1 / 21.5	1961	06.12.61	TKN
Mestervik -T2	7	60 ± 6 x 1 / 21.5	1961	19.11.69	TKN
Bardufoss-T1 ²⁾	45/25/20	138 ± 5% / 10.5 / 10.5	1992	1993	TKN
Bardufoss-T2 ²⁾	25/20/25	69.5 ± 5% / 22 / 10.5	1958	1958	TKN
Bardufoss-T4	30	132 ± 6-10 x 1.50% / 22	1973	15.06.78	TKN
Skibotn-T1 ²⁾	80	140 ± 5% / 10	1978	1980	TKN
Skibotn-T2	20	138 ± 8 x 1.75% / 23	1978	1980	TKN
Dividalen-T1 ²⁾	30	69 ± 5% / 10	1971	1971	TKN
Dividalen-T2	5	24 ± 6 x 0.475% / 10	1971	1971	TKN
Goulas-T1 ²⁾	30/15/15	140 ± 5% / 7 enfase	1970	1971	TKN
Goulas-T1 ²⁾	30/15/15	140 ± 5% / 7 enfase	1970	1971	TKN
Goulas-T1 ²⁾	30/15/15	140 ± 5% / 7 enfase	1970	1971	TKN
Goulas-T4	10	137 ± 7 x 2.00% / 22	1970	1971	TKN
Lavkajäkka-T1 ²⁾	10	23 ± 5% / 4.3	1982	1982	TKN
Råttenvik-T1 ²⁾	1,5	22 ± 5% / 5.25			TKN
Bergsbotn-T1 ²⁾	10	22 ± 2 x 2.5% / 6.6	1985	1986	TKN
Lysbotn-T1 ²⁾	6,3	22 ± 2 x 2.5% / 6.6	1991	1991	TKN
Ostern-T1 ²⁾	3,15	22 ± 2 x 2.5% / 6.6	1984	1984	TKN
Skarsfjord-T1 ²⁾	3	22 ± 2 x 2.5% / 6	1976	1977	TKN
Skarsfjord-T2 ²⁾	3	22 ± 2 x 2.5% / 6	1976	1977	TKN
Sorfjord-T1 ²⁾	0,85	22 ± 2 x 2.5% / 0.66	1988	1988	TKN
Tverrelva-T1 ²⁾	0,55	22 ± 2 x 2.5% / 0.23	1985	1985	TKN
Kildal-T1	10	65 ± 6 x 2.17% / 23	1974	1966	NTK
Kautokeino	10	64 ± 6 x 2.20 % / 23	1981	1966	NTK

Tabell v2.3: Elektriske data for transformatorer i Troms

Ledninger & kabler - Sentralnettet

Spenning	Merke spenning	Stasjon	Type	Tv.snitt	Lengde, km	Kapasitet		Maks tillatt ledertemp	Byggeår
						[MVA], [A]			
kV	kV				km	0°C	20°C		
132	145	Kirkenes - Varangerbotn	FeAl simplex	120	120	625 141	486 109		1964
150	145	Kirkenes – Boris Gleb	FeAl simplex	120	11	721 162	561 126		1964
132	145	Vadsø – Varangerbotn	FeAl simplex	150	50	721 162	561 126		1978
132	145	Varangerbotn – Adamselv	FeAl simplex	150	80	721 162	561 126		1972
220	220	Varangerbotn – Ivalo	FeAl duplex	150	228 (29 på norsk side)	1442 325	1122 253	80	1988
132	145	Varangerbotn – Tana Bru	FeAl simplex	185	15	1003 226	874 197		1979
132	145	Adamselv – Tana Bru	FeAl simplex	185	67	1003 226	874 197	80	1991
132	145	Adamselv – Lakselv	FeAl simplex	185	84	823 185	640 144	50	1974
132	145	Lakselv - Skaidi	FeAl simplex	240	56	962 217	748 168		1986
132	145	Lakselv – Alta Kraftverk	FeAl simplex	185	67	823 185	640 144	50	1973
132	145	Skaidi – Alta	FeAl duplex	185	77	1646 371	1280 288	50	1977
132	145	Alta Kraftverk – Alta	FeAl simplex	185	33	823 185	640 144		1973
132	145	Kvænangsbotn – Alta I	FeAl simplex	150	61	721 162	561 126	40	1965
132	145	Kvænangsbotn – Alta II	FeAl duplex	185	62	1646 371	1280 288	50	1984
132	145	Kvænangsbotn – Nordreisa I	FeAl simplex	150	38	721 162	561 126	40	1966
132	145	Kvænangsbotn – Nordreisa II	FeAl simplex	380	39	1277 288	993 224	50	1992
132	145	Nordreisa – Guolas I	FeAl simplex	150	31	721 162	561 126	50	1969
132	145	Nordreisa – Guolas II	FeAl duplex	185	31	1646 371	1748 394	80	1991
132	145	Guolas – Skibotn	FeAl simplex	185	34	823 185	640 144	50	1979
132	145	Skibotn – Balsfjord	FeAl simplex	185	63	823 185	640 144	50	1981
132	145	Guolas – Lyngen	FeAl simplex	150 inkl. 3.6 sjøkable					1969
132	145	Lyngen - Hungern	FeAl simplex	150					1969
132	145	Straumsmo - Mestervik	FeAl simplex	150	75	721 162	561 126	40	1960
132	145	Mestervik – Balsfjord	FeAl duplex	185	31	1646 371	1280 288	50	1980

VEDLEGG 3: KOSTNADER FINNMARK (DETALJERTE BEREGNINGER)

Varanger Krafts Nett

Forutsetninger nåverdi beregning	
2005	Investeringsår
2031	Slutt analyseperiode
2001	Start analyseperiode
6%	Kalkulasjonsrente
1,5%	Drift & Vedlikeholdskost/år
30	Komponent levetid

Investeringskostnader i Varanger Krafts Nett			
		Nåverdi Vedlikehold	Nåverdi Investering
Spenningsheving Kobkroken Berlevåg	MNOK	MNOK	MNOK
Ny transformator 66/22 10 MVA	1.6	0.2	1.2
Effektbryter 22kV	0.2	0.0	0.2
2xEffektbryter 66kV	2	0.3	1.5
Montasje og Byggekostnader	1.1	0.2	0.8
Sum	4.9	0.8	3.7

Temperaturoppgradering	Lengde	Enhetskost	Inv	Nåverdi Vedlikehold	Nåverdi Investering
	km	MNOK/km	MNOK	MNOK	MNOK
Kobkroken-Varangerbotn	76.50	0.10	7.65	1.18	5.8
Smelror-Vadsø	65.00	0.10	6.50	1.00	5.0
Transformator Varangerbotn 70 MVA		6.60	6.60	1.02	5.0
Transport og montasje ny transformator		2.64	2.64	0.41	2.0
Transformator Smelror 132/22 30 MVA		4.00	4.00	0.62	3.1
3x132kV effbryter Smelror		6.00	6.00	0.93	4.6
Montasje og bygging		1.50	1.50	0.23	1.1
1x132kV effbryter Båtsfjord		2.00	2.00	0.31	1.5
Montasje og bygging		1.00	1.00	0.15	0.8
Flytting T4 til Båtsfjord		0.30	0.30	0.05	0.2
Restarbeid Vadsø-Smelror			15.00	2.32	11.4
Trådsift Vadsø-Smelror	65.00	0.27	17.55	2.71	13.4
Nye 132 kV ledninger					
Kobkroken-Varangerbotn	76.50	0.78	59.67	9.2	45.5
Smelror-Vadsø	65.00	0.78	50.70	7.8	38.7
2xEffbryter 132 kV Varangerbotn		4.00	4.00	0.6	3.1
2x1 effektbryter (Leirpollen og Kobkroken)		4.00	4.00	0.6	3.1
Transformator Kobkroken 132/66 70MVA		6.60	6.60	1.0	5.0
Transformator 132/22 10 MVA leirpollen		2.3	2.30	0.4	1.8
Montasje og bygg		6	6.00	0.9	4.6

Nordkyn Kraftlags nett

Temperaturoppgradering	Lengde	Enhetskost	Inv	Nåverdi Vedlikehold	Nåverdi Investering
	km	MNOK/km	MNOK	MNOK	MNOK
Adamselv-Kjøllefjord	89.40	0.10	8.94	1.38	6.8
Ny 70 MVA 132/66 KV trafo Adamselv		6.60	6.60	1.02	5.0
Effektbryterfelt 132kV 2 bryter system		4.00	4.00	0.62	3.1
Effektbryterfelt 66kV 1 bryt.sys		1.00	1.00	0.15	0.8
Montasje og bygg		3.00	3.00	0.46	2.3
Nye 132 kV ledninger					
Adamselv - Kjøllefjord	89.40	0.78	69.73	10.8	53.2
Mehamn-Futelv	19.40	0.63	12.22	1.9	9.3
Effektbryterfelt 132kV 2 bryter system		4.00	4.00	0.6	3.1
2 132kV effbryter 1 bryt.sys		2.00	4.00	0.6	3.1
2x10 MVA trafo 132/22		2.30	4.60	0.7	3.5
Montasje og bygg Adamselv		1.5	1.50	0.2	1.1
Montasje og bygg Kjøllefj. & Mehamn		3	3.00	0.5	2.3

Repvåg Kraftlags nett

Temperaturoppgradering	Lengde	Enhetskost	Inv	Nåverdi Vedlikehold	Nåverdi Investering
	km	MNOK/km	MNOK	MNOK	MNOK
Smørfjord-Skaidi tempoppgradering	18.90	0.10	1.89	0.29	1.4
Nye 132 kV ledninger					
Smørfjord - Skaidi	18.90	0.67	12.66	2.0	9.7
Effektbryterfelt Skaidi 2 brytsys		4.00	0.00	0.0	0.0
132/66kV trafo Smørfjord 60 MVA		6.80	6.80	1.1	5.2
Effektbryterfelt Smørfjord 132kV		2.00	4.00	0.6	3.1
Montasje og bygg Smørfjord		3.00	6.00	0.9	4.6

VEDLEGG 4 : INVESTERINGSKOSTNADER I TROMS

For å føre vindkraften ut fra Kvitfjell vindpark og til eksisterende regionalnett, må en investere i produksjonslinje (27 km), Transformatorstasjon og koblingstasjon i Håkøybotn. Kostnadene ved de ulike utbyggingstrinnene (30, 50 og 100 %) på Kvitfjell er vist i tabellene under.

100 % produksjon Kvitfjell		
27 km FEAL 1x329	850kr*27 km	22 950 000
Trafostasjon Kvitfjell		33 800 000
Koblingsstasjon Håkøybotn		6 150 000
Sum 100 % produksjon	NOK	62 900 000

Utbyggingskosnader produksjonsalegg ved 100 % produksjon Kvitfjell.

50 % Produksjon Kvitfjell		
27 km FEAL 1x329	850kr*27 km	22 950 000
Trafostasjon Kvitfjell		27 589 000
Koblingsstasjon Håkøybotn		6 150 000
Sum 50 % produksjon	NOK	56 689 000

Tabell v4.2: Utbyggingskosnader produksjonsalegg ved 50 % produksjon Kvitfjell.

30 % Produksjon Kvitfjell		
27 km FEAL 1x240	780kr*27 km	21 060 000
Trafostasjon Kvitfjell		21 378 000
Koblingsstasjon Håkøybotn		6 150 000
Sum 30 % produksjon	NOK	48 588 000

Tabell v4.3: Utbyggingskosnader produksjonsalegg ved 30 % produksjon Kvitfjell.

Ubygging av vindparken på Kvitfjell medfører kapasitetsproblemer i dagens nett. Oversiktene under viser kostnadene ved de forskjellige tiltak som er foreslått.

Alternativ 1:

Ny 132 kV-linje mellom Meistervik og Vikran, en strekning på 28,9 km med linetype FEAL 1X329.

28,9 km FEAL 1x329		
Byggekostnad	850kr*28,9 km	24 565 000
Investeringsavgift	7 %	1 719 550
Renter i byggetiden	7 %	120 369
Sum linje		26 404 919
Totalsum alternativ 1	NOK	26 404 919

Tabell v4.4: Utbyggingskosnader alternativ 1.

Alternativ 2:

Temperaturoppgradering av 132 kV-linje mellom Meistervik og Vikran..

28,9 km FEAL 1x150		
Ombyggekostnad	100kr*28,9 km	2 890 000
Investeringsavgift	7 %	202 300
Renter i byggetiden	0 %	0
Totalsum alternativ 2	NOK	3 092 300

Tabell v4.5: Utbyggingskostnader alternativ 2.

Alternativ 3:

Ny 132 kV-linje mellom Larseng og Kvaløya, en strekning på 19,5 km med linetype FEAL 1X329, samt legge en 132 kV-kabelforbindelse mellom Kvaløya og Hungeren, TSLE 145 kV 3x1x630mm² KQ.

19,5 km FEAL 1x329		
Byggekostnad	850kr*19,5 km	16 575 000
Investeringsavgift	7 %	1 160 250
Renter i byggetiden	7 %	1 160 250
Sum linje		18 895 500
Sjøkabel Sandenssund- kabel Charlottenlund 630 mm ² budsjettsum		
		24 000 000
Kabel Charlottenlund- tromsøysundet budsjettsum		
		40 000 000
Sjøkabel TKRA 3x1x630 mm ² - Tromsøysundet		
Kabelpris	1,01 kkr*3*1,0 km	3 030 000
Endeavslutninger	75kr*6stk	450 000
Utlegging		5 500 000
Gangtid skip		3 600 000
Opptak gamle kabler		2 100 000
Teknisk assistanse/montasje		600 000
Sikringsarb. landtak		1 200 000
Engineering		400 000
Investeringsavgift		1 181 600
Sum sjøkabel		18 061 600
Totalsum alternativ 3	NOK	100 957 100

Utbyggingskostnader alternativ 3.

Alternativ 4:

Temperaturoppgradering av 132 kV-linje mellom Larseng og Kvaløya, om mulig. I tillegg må en som i 3. investere i en 132 kV-kabelforbindelse mellom Kvaløya og Hungeren, TSLE 145 kV 3x1x630mm² KQ.

19,5 km FEAL 1x150		
Ombyggekostnad	100kkr*19,5 km	1 950 000
Investeringsavgift	7 %	136 500
Renter i byggetiden	0 %	0
Sum linje		2 086 500
Sjøkabel Sandenssund- kabel Charlottenlund 630 mm ² budsjettsum		
		24 000 000
Kabel Charlottenlund- tromsøysundet budsjettsum		
		40 000 000
Sjøkabel TKRA 3x1x630 mm ² - Tromsøysundet		
Kabelpris	1,01 kkr*3*1,0 km	3 030 000
Endeavslutninger	75kkr*6stk	450 000
Utlegging		5 500 000
Gangtid skip		3 600 000
Opptak gamle kabler		2 100 000
Teknisk assistanse/montasje		600 000
Sikringsarb. landtak		1 200 000
Engineering		400 000
Investeringsavgift		1 181 600
Sum sjøkabel		18 061 600
Totalsum alternativ 4	NOK	84 148 100

Tabell v4.7: Utbyggingskostnader alternativ 4.

VEDLEGG 5: KOSTNADER SENTRALNETT (DETALJERTE BEREGNINGER)

KOSTNAD - TEMPERATUROPGRADERING

	Lengde, km	Kostnad per. Km. [kkkr]	Bygge - kostnad	Renter i byggetid 6%	Sum [kkkr]
Ledninger					
Balsfjord – Skibotn	62,5	100	6 250	375	6 625
Skibotn – Goulas	33,6	100	3 360	202	3 562
Goulas – Nordreisa	30,2	100	3 020	181	3 201
Nordreisa – Kvænangsbøtn	38,8	100	3 880	233	4 113
Kvænangsbøtn - Alta	60,5	100	6 050	363	6 413
Alta – Alta Kr.verk	33	100	3 300	198	3 498
Lakselv – Adamselv	83,8	100	8 380	503	8 883
Totale ledningskostnader					36 294
Nåverdi					30 473

Reaktiv kompensering	Variable kost. [kkkr/kVAr]	Faste kost. [kkkr/kVAr]	MVAr	Bygge - kostnad	Sum [kkkr]
90 %	0,028	28	170	4 760	4 760
				Nåverdi	3 997

Tapskostnader (nåverdi) :	581 198
Vedlikeholdskostnad (nåverdi) :	835

Totale investeringskostnader, 90%	41 054
Totale kostnader, 90% (nåverdi)	616 503

KOSTNAD– NYE 130 kV LEDNINGER

Ledninger	Lengde, km	Kostnad per. Km. [kkkr]	Bygge - kostnad	Renter i byggetid	Sum [kkkr]
Alta Kr.v. – Alta	33	1 240	40 920	2 455	43 375
Goulas – Nordreisa	30,2	100	3 020	181	3 201
Nordreisa – Kvænangsbøtn	38,8	100	3 880	233	4 113
Kvænangsbøtn - Alta	60,5	100	6 050	363	6 413
Guolas – Skiboten	33,6	1 240	41 664	2 500	44 164
Skiboten – Balsfjord	62,5	1 240	77 500	4 650	82 150
Lakselv – Adamselv	83,8	1 240	103 912	6 235	110 147
Totale ledningskostnader					293 563
					Nåverdi 187 783

Bryterfelt 130kV

Elektrotekniske kostnader:	130 kV	2*4000 kkr	8 000
Øvrige kostnader		Elektrotekniske kost. * 0.7	5 600
Byggekostnader			13 600
Renter i byggetiden			816
SUM			14 416

Total kostnad bryterfelt:	8 stk	115 328
	Nåverdi	81 302

Reaktiv kompensering	Variable kost. [kkkr/kVAr]	Faste kost. [kkkr/kVAr]	MVAr	Bygge - kostnad	Sum [kkkr]
90 %	28	210	5 880	0	5 880
					Nåverdi 4 145

Tapskostnader (nåverdi) :	516 994
Vedlikeholdskostnad (nåverdi) :	59 070

Totale investeringskostnader 130kV, 90%	414 771
Totale kostnader 130 kV, 90% (nåverdi)	849 295

KOSTNAD– NYE 220 KV LEDNINGER

Alternativ 1&2	Lengde, km	Kostnad per. Km. [kkkr]	Bygge - kostnad	Renter i byggetid	Sum [kkkr]
Ledninger					
Balsfjord – Skibotn	62,5	2 700	168 750	10 125	178 875
Skibotn – Goulas	33,6	2 700	90 720	5 443	96 163
Goulas – Nordreisa	30,2	2 700	81 540	4 892	86 432
Nordreisa – Kvænangsbotn	38,8	2 700	104 760	6 286	111 046
Kvænangsbotn - Alta	60,5	2 700	163 350	9 801	173 151
Alta – Alta Kr.verk	33	2 700	89 100	5 346	94 446
Alta Kr.v. – Lakselv	63,8	2 700	172 260	10 336	182 596
Lakselv – Adamselv	83,8	2 700	226 260	13 576	239 836
Adamselv – Varangerbotn	79,5	2 700	214 650	12 879	227 529
Totale ledningskostnader					1 390 073
					Nåverdi
					889 187

Alternativ 3	Lengde, km	Kostnad per. Km. [kkkr]	Bygge - kostnad	Renter i byggetid	Sum [kkkr]
Ledninger					
Balsfjord – Skibotn	62,5	2 700	168 750	10 125	178 875
Skibotn – Goulas	33,6	2 700	90 720	5 443	96 163
Goulas – Nordreisa	30,2	100	3 020	181	3 201
Nordreisa – Kvænangsbotn	38,8	100	3 880	233	4 113
Kvænangsbotn - Alta	60,5	100	6 050	363	6 413
Alta – Alta Kr.verk	33	2 700	89 100	5 346	94 446
Alta Kr.v. – Lakselv	63,8	2 700	172 260	10 336	182 596
Lakselv – Adamselv	83,8	2 700	226 260	13 576	239 836
Adamselv – Varangerbotn	79,5	2 700	214 650	12 879	227 529
Totale ledningskostnader					1 033 171
					Nåverdi
					660 888

Trafo 250 MVA, 220/132 kV transformatorstasjon, 2stk 2-bryterfelt 220kV, 2stk 2-bryterfelt 132kV

Elektrotekniske kostnader:	220 kV	2*7800 kkr	15 600
	132 kV	2*4000 kkr	8 000
Transformator			15 500
Trafobrytere	220 kV	1*7800 kkr	7 800
	132 kV	1*4000	4 000
Øvrige kostnader	Elektrotekniske kost. * 0.7		24 780
Byggekostnader			75 680
Renter i byggetiden			4 541
SUM			80 221
Total kostnad transformatorer:	3*enhetskostnad		240 662
	Nåverdi		169 657

Reaktiv kompensering	Variable kost. [kkr/kVAr]	Faste kost. [kkr/kVAr]	MVAr	Sum [kkr]
90 %	0,028	28	70	1 960
			Nåverdi	1 382

Tapskostnader, nåverdi:	345 784
Tapskostnader – spenningsoppgradering, nåverdi:	388 586
Vedlikehold, nåverdi	240 483
Vedlikehold – spenningsoppgradering, nåverdi:	185 892

	Nye ledninger	Spennings oppgradering
Totale investeringskostnader 220 kV	1 632 696	1 275 794
Totale kostnader 220 kV, 90%, nåverdi	1 646 493	1 406 406

KOSTNAD- NYE 420 kV LEDNINGER

	Lengde, km	Kostnad per. Km. [kkkr]	Bygge - kostnad	Renter i byggetid	Sum [kkkr]
Ledninger					
Balsfjord – Skibotn	62,5	3 500	218 750	13 125	231 875
Skibotn – Goulas	33,6	3 500	117 600	7 056	124 656
Goulas – Nordreisa	30,2	3 500	105 700	6 342	112 042
Nordreisa – Kvænangsbotn	38,8	3 500	135 800	8 148	143 948
Kvænangsbotn – Alta	60,5	3 500	211 750	12 705	224 455
Alta – Alta Kr.verk	33	3 500	115 500	6 930	122 430
Alta – Alta Kr.verk	33	100	3 300	198	3 498
Alta Kr.v. – Lakselv	63,8	3 500	223 300	13 398	236 698
Lakselv – Adamselv	83,8	3 500	293 300	17 598	310 898
Adamselv – Varangerbotn	79,5	3 500	278 250	16 695	294 945
Totale ledningskostnader					1 805 445
			Nåverdi		1 154 888

Trafo 250 MVA, 420/132 kV transformatorstasjon: 2stk 2-bryterfelt 220kV, 2stk 2-bryterfelt 132kV

Elektrotekniske kostnader:	420 kV	2*7800 kkr	15 600
	132 kV	2*4000 kkr	8 000
Transformator			15 500
Trafbrytere	420 kV	1*7800 kkr	7 800
	132 kV	1*4000	4 000
Øvrige kostnader	Elektrotekniske kost. * 0.7		24 780
Byggekostnader			75 680
Renter i byggetiden			4 541
SUM			80 221
Total kostnad transformatorer:	2*enhetskostnad		160 442
		Nåverdi	113 105

Bryterfelt Balsfjord

Elektrotekniske kostnader:	420 kV	2*7800 kkr	15 600
Øvrige kostnader	Elektrotekniske kost. * 0.7		10 920
Byggekostnader			26 520
Renter i byggetiden			1 591
SUM			28 111
		Nåverdi	19 817

Tapskostnad, nåverdi	299 414
Vedlikeholdskostnad, nåverdi	293 184

Totale investeringskostnader 420 kV, 90%	1 993 998
Totale kostnader 420 kV, 90%, nåverdi	1 880 408

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2001

- Nr. 1 Lars-Evan Pettersson: Glommas bifurkasjon ved Kongsvinger (18 s.)
- Nr. 2 Marit Astrup: Avløpsnormaler Normalperioden 1961-1990 (224 s.)
- Nr. 3 Päivi Lundvall, Kjell Moen og Heikki Ruokanen: Vandringshindre for fisk i Tanas sideelver og - bekker, konsekvenser av veibygging. Delrapport 2: Bevaring av Tana som en lakseelv i naturtilstand (51 s.)
- Nr. 4 Tharan Fergus og Eeva Rönkä (red): Erosjon og sedimenttransport i Tanaelva
Delrapport 1: Bevaring av Tana som en lakseelv i naturtilstand (99 s.)
- Nr. 5 Tor Erik Olsen, Svein Ivar Haugom: Statnett SF. Oppfølgingsrapport 1993/94 (28 s.)
- Nr. 6 Tor Erik Olsen, Svein Ivar Haugom: Statnett SF. Oppfølgingsrapport 1995 (24 s.)
- Nr. 7 Knut Hofstad, Rolf Brun: Frittstående elforsyningsanlegg – TESS/Venberget (32 s.)
- Nr. 8 Hervé Colleuille, Birger Heidenstrøm: Oversikt over hydrologisk informasjon tilgjengelig i NVE med hensyn til grunnvann og EUs vanddirektiv (59 s.)
- Nr. 9 Einar Berg: Elverestaurering i Norge. Demonstrasjonsprosjekt Måna (38 s.)
- Nr. 10 Sjur Bjerkli (red.): Havarier i norsk kraftforsyning i 2000 (25 s.)
- Nr. 11 Sylvia Smith-Meyer: Hydrogeografisk kartlegging av Nordenskiølds land (46 s.)
- Nr. 12 Hervé Colleuille: Nasjonalt observasjonsnett for markvann. Statusrapport 1989-2000 (183 s.)
- Nr. 13 Lars-Evan Pettersson: Totalavløpet fra Østlandet 1961-2000 (22 s.)
- Nr. 14 Øyvind Lier: Modellering av isdammer i Karasjohka (23 s.)
- Nr. 15 Biotoptiltak og restaurering av vassdrag – Hedmark: Arne Hamarsland, Are Mobæk, Tom Hjemseteren, Ole Nashoug og Tore Qvenild (51 s.)
- Nr. 16 Vindressurser i Norge: Knut Hofstad (18 s.)
- Nr. 17 Amir Messiha: Avbruddsstatistikk 2000 Statistikk for avbrudd i leveringen av elektrisk energi til sluttbrukere i Norge (42 s.)
- Nr. 18 Amir Messiha: Nettforsterkninger i Troms og Finnmark. Statistikk for avbrudd i leveringen av elektrisk energi til sluttbrukere i Norge (71 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no