

Eolus Vind Norge AS

# Øyfjellet Vindpark Nettilknytning

2014-09-25 Oppdragsnr.: 5130639





3	25.09.2014	Rapport	KMS		LFo
2	18.09.2014	Rapport		MoSel	
1	10.09.2014	Rapport	KMS	SON	LFo
0	13.09.2013	Utkast Rapport	LFo / KMS / SOS	SON	LFo
Rev.	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontroll	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

## Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Dagens Kraftsystem og Fremtidige Planer</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Kraftbalansen i Regionen og Øyfjellet Vindparks Påvirkning på Denne</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Aktuelle Tilknyningspunkter i Nettet</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>Sannsynlig Trase for Tilknyningsledningen</b>	<b>10</b>
<b>6</b>	<b>Kostnadsestimat for Stasjoner og Tilknyningsledninger</b>	<b>12</b>
6.1	Forutsetninger økonomisk optimalisering	12
6.1.1	Økonomiske parametre	12
6.1.2	Kostnadstall	13
6.2	Resultater	14
6.2.1	Alternativ 1	14
6.2.2	Alternativ 2	16
6.3	Investeringskostnader	18
6.3.1	Alternativ 1	18
6.3.2	Alternativ 2	19
	<b>Referanser</b>	<b>20</b>

# 1 Innledning

Eolus Vind Norge AS planlegger å bygge ut Øyfjellet Vindpark i fjellområdene vest for Mosjøen i Vefsn kommune. Vindparken omfatter et stort prosjektområde (ca. 10x20 km), noe som medfører mange plasseringsmuligheter. Eolus Vind ser foreløpig for seg to utbyggingsalternativer for Øyfjellet vindpark:

## Alternativ 1:

- 110 vindmøller (Vestas V90) a' 3,0 MW, totalt 330 MW.
- Midlere årsproduksjon ca. 1.100 GWh.

## Alternativ 2:

- 84 vindmøller (Siemens SWT120) a' 3,6 MW, totalt 302 MW.
- Midlere årsproduksjon ca. 1.250 GWh.

Fra den enkelte vindturbin og frem til et sentralt transformeringspunkt planlegges det å legge kabel langs vei – dels langs eksisterende 132 kv linje fra Grytåga. Fra det sentrale transformeringspunktet bygges en luftledning frem til tilknytningspunktet i regional /sentralnettet.

Det sentrale transformeringspunktet er tenkt lagt i nærheten av eksisterende 132kV ledning mellom Grytåga og Marka.

## 2 Dagens Kraftsystem og Fremtidige Planer

Sentralnettet i området [1], består av to 300 kV ledninger mellom Nedre Røssåga i nord og Klæbu i sør. Overføringskapasiteten på de to ledningene er svært forskjellig, da den eldste ledningen har simplex tverrsnitt, mens den nyeste har duplex tverrsnitt. Basert på gjeldende (n-1) filosofi, at systemet skal tåle utfall av en komponent uten avbrudd i forsyningen, vil det altså være den svakeste ledningen som er begrensende for overføringskapasiteten.

Parallelt med sentralnettet er HelgelandsKrafts 132 kV regionalnett, en ytre ring fra Rana via Sjøna og Grytåga til Kolsvik, og et indre nett bestående av to ledninger fra Rana til Nedre Røssåga og videre, en via Øvre Røssåga og en via Mosjøen til Marka. Ytre og Indre 132 kV nett knyttes sammen via 132 kV ledningen mellom Grytåga og Marka.

132 kV nettet drives ikke i parallell med sentralnettet, men deles på forskjellige steder, avhengig av driftssituasjonen.

Øyfjellet Vindpark tenkes utbygd oppe på fjellet vest for Vefsnas utløp ved Mosjøen. HelgelandsKraft's 132 kV kraftledning mellom Grytåga kraftverk og Marka sentralnettstasjon tangerer utbyggingsområdet. Denne ledningen har ikke kapasitet til å ta imot en så stor effektinstallasjon som Øyfjellet representerer.

I de siste årene er det forhåndsmeldt, konsesjonssøkt og gitt konsesjon til et stort antall vindkraftprosjekter som påvirker og vil påvirke kapasiteten i nettet mellom Rana og Trøndelag.

Av vindkraftverk som vil påvirke nettet i området rundt Marka/Mosjøen kan nevnes:

Ytre Vikna	249 MW	Konsesjon gitt (39 MW er allerede utbygd)
Kalvvatnan	225 MW	Konsesjon gitt 31. mars 2014
Mosjøen	305 MW	Konsesjon søkt
Sjonfjellet (NGK)	360 MW	Konsesjon søkt
Sjonfjellet (NNV)	310 MW	Konsesjon søkt
Øyfjellet	300-330 MW	Konsesjon søkt
Kovfjellet	57 MW	Utredningsprogram fastsatt

«Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025» NVE/Enova 2008 [2] konkluderer med at det mellom Ofoten og Tunnsjødal frem til 2015 er plass til 400 MW ny kraftproduksjon.

Av disse 400 MW har allerede Ytre Vikna fått konsesjon på utbygging inntil 249 MW. Fra NTE Nett er det nå opplyst at planene er redusert til maksimal installert effekt på 179 MW. Dette tilsier at det fram til 2015 er plass til ca. 220 MW ny produksjon i dette området.

Videre konkluderer [2] med at det frem til 2025 vil frigjøres ytterligere 700 MW nettkapasitet mellom Ofoten og Tunnsjødal. Dette forutsetter nettforsterkninger mellom Salten-Bodø, Ofoten-Rana og Rana- Namsos.

For det aktuelle området er det spesielt Statnett's planer om å oppgradere de to 300 kV ledningene mellom Nedre Røssåga og Klæbu til 420 kV som frigjør denne kapasiteten.

I Statnett's «Nettutviklingsplan 2011» [3] er det opplyst at den sterkeste (duplex linjen) vil bli oppgradert først, noe som ikke øker overføringskapasiteten i vesentlig grad, på grunn av den gjenværende svakeste (simplex) linjen. Oppgradering av denne vil ikke være aktuell før etter 2020.

Til tross for at det ikke vil være kapasitet i nettet til å tilknytte Øyfjellet Vindpark før tidligst 2020, er allikevel aktuelle nettilknytningsalternativer for å overføre 306-330 MW til eksisterende nett, vurdert.

# 3 Kraftbalansen i Regionen og Øyfjellet Vindparks Påvirkning på Denne

Elektrisitetsforbruket i den kraftkrevende industrien på Helgeland utgjør over 78 % av totalforbruket på Helgeland. Utviklingen i denne industrien er derfor av stor betydning for kraftbalansen i området. Samtidig eksisterer det planer for mange vannkraftverk og flere vindmølleparker på Helgeland. Noen prosjekter har fått konsesjon, noen er konsesjonssøkt eller forhåndsmeldt, mens andre prosjekter er bare på utredningsstadiet.

I [4] har Helgelandskraft sett på to utviklingsscenarier for den kraftkrevende industrien i Mosjøen og i Mo i Rana, en maksimumsutvikling og en minimumsutvikling. Kombinert, gir dette fire forbruksscenarier. Forbruket i allminnelig forsyning er forutsatt uendret, da dette utgjør en så liten del av totalforbruket.

På produksjonssiden er det valgt tre hovedscenarier:

- 1) Konservativ utbygging (kun vedtatte og konsesjonsgitte kraftverk)
- 2) Middels utbygging (i tillegg alle konsesjonssøkte og meldte vannkraftprosjekter)
- 3) Stor utbygging (alle eksisterende planer for kraftverk på Helgeland)

Kombinasjoner av disse utviklingsscenariene viser at en maksimumsutvikling i industrien kombinert med konservativ utbygging av kraftverk, vil gi en minimum positiv effektbalanse på ca. +740 MW og en tilhørende negativ energibalanse på ca. - 490 GWh. Med stor utbygging av kraftverk og minimum utvikling i den kraftkrevende industrien, vil effektbalansen kunne bli så høyt som ca. +3250 MW og den tilhørende energibalansen ca. +8.850 GWh.

Gjennomsnittlig el-produksjon på Helgeland har de siste 10 årene vært på ca. 6,7 TWh pr år, og det gjennomsnittlige energioverskuddet har vært ca. 1,0 TWh pr år. Kraftflyten er i hovedsak sørover mot Midt-Norge som er et underskuddsområde. Noe av kraftoverskuddet tar også veien inn i Sverige over Ofoten og nedre Røssåga og sydover i det serie-kompenserte svenske 420 kV nettet, tilbake til Østlandet.

Øyfjellet Vindpark vil bidra til å øke kraftoverskuddet i området. Etter at sentralnettet mellom Røssåga og Klæbu er oppgradert til 420 kV, vil den nye produksjon i hovedsak bli ført sydover i dette nettet.

Forsyningssikkerheten i Nordland betraktes som god. I en normal driftssituasjon er det ingen problemer med å dekke energietterspørselen i området.

Øyfjellet Vindpark vil sikre kraftbalansen lokalt, spesielt i Mosjøen/Marka, men da regionen i utgangspunktet er et overskuddsområde vil Øyfjellet i liten grad påvirke forsyningssikkerheten.



## 4 Aktuelle Tilknytningspunkter i Nettet

Da eksisterende 132 kV ledning mellom Grytåga og Marka ikke har kapasitet til å ta imot kraften fra Øyfjellet, synes kun to tilknytningspunkter aktuelle:

- Mosjøen transformatorstasjon 132 kV (Helgelandkraft)
- Marka transformatorstasjon 300 kV (skal oppgraderes til 420 kV) Statnett

Aluminiumsverket Alcoa som i dag er tilknyttet Mosjøen transformatorstasjon, har et maksimalt forbruk som tilsvarer planlagt effektinstallasjon i Øyfjellet vindpark. I så måte vil dette alternativet knytte produksjonen direkte til forbruksstedet. I Marka transformatorstasjon er det i dag tilstrekkelig transformatorkapasitet til å ta i mot eventuell kraft fra Øyfjellet, men kapasiteten er avhengig av hvilke andre vindparker som eventuelt får konsesjon i dette området.

## 5 Sannsynlig Trase for Tilknytningsledningen

Fra den enkelte vindmølle og fram til en sentral transformatorstasjon, forutsettes kabel i vei. Fra Kvanndalselva og fram til transformatorstasjon legges kabel parallelt med eksisterende 132 kV linje mellom Grytåga og Marka. Da endelig plassering av vindmøllene ennå ikke er fastlagt, er den sentrale transformatorstasjonen forutsatt plassert i nærheten av eksisterende 132 kV linje mellom Grytåga og Marka.

Som tidligere nevnt i kap 4 synes to tilknytningspunkter aktuelle, Marka og Mosjøen.

Fra HelgelandsKraft er det opplyst at en direkte linje fra Vindparken til Mosjøen transformatorstasjon vil være svært vanskelig, både av miljøhensyn og forholdet til tett bebyggelse. Gunstigste trasé vil trolig være å følge eksisterende linje inn til Marka. Da eksisterende 132 kV ledninger mellom Marka og Mosjøen har kapasitet til å dekke forbruket i Mosjøen, vil en videreføring av linjen videre inn til Mosjøen transformatorstasjon, bare gjøre prosjektet mer kostbart.

Figur 5.1 viser et oversiktskart med ny 132 / 420 kV ledning fra Øyfjellet Vindpark til Marka transformatorstasjon inntegnet. Den nye ledningen (rødt) er forutsatt å gå i parallell med eksisterende 132 kV ledning Grytåga-Marka (blå). To alternative traseer er inntegnet. På den siste strekningen inn til Marka vil ledningen i tillegg gå i parallell med eksisterende 300 kV linje Marka-Tunnsjødal. Denne linjen vil i fremtiden bli oppgradert til 420 kV.



Figur 5.1: Oversiktskart

Ny 132 / 420 kV ledning fra Øyfjellet Vindpark til Marka transformatorstasjon, parallelt med eksisterende 132 kV ledning Grytåga-Marka.

# 6

## Kostnadsestimat for Stasjoner og Tilknytningsledninger

Det er foretatt teknisk-økonomisk optimalisering av tilknytningsledningen mellom transformatorstasjonen i vindparken og Marka transformatorstasjon. Både 420 kV og 132 kV tilknytningsledning er vurdert. Både kostnad for transformatorstasjon i vindparken og kostnad for utvidelse av Marka transformatorstasjon med bryterfelt er inkludert for å sammenligne de to løsningene. Det er tatt utgangspunkt i samfunnsøkonomisk optimalisering, da dette bør være bestemmende for valgt løsning.

### 6.1 FORUTSETNINGER ØKONOMISK OPTIMALISERING

#### 6.1.1 Økonomiske parametre

- Installert effekt: 330 MW
- Effektfaktor:  $\cos(\varphi)=0,97$
- Bruktid: 3 333 timer (basert på Alternativ 1)
- Bruktid for tap: 2 167 timer (basert på typisk produksjonsprofil for vindkraftverk)
- Kalkulasjonsrente: 4,5 %
- Drift- og vedlikeholdskostnader: 1,5 % årlig av investeringskostnader
- Økonomisk levetid: 30 år
- Tapskostnad: 36 øre/kWh
- Avstand linjetrasé:
  - Alternativ 1: 10,3 km
  - Alternativ 2: 12,2 km
- Byggeforhold: Vanskelig

### 6.1.2 **Kostnadstall**

De benyttede kostnadstall er dels basert på nylig oppdaterte tall fra pågående prosjekter, dels på innenbyrdes differanser hentet fra Sintefs «Planleggingsbok for kraftnett» [5].

I de senere år er det registrert en markant økning i byggekostnader for kraftledninger og det registreres store variasjoner i tilbudte priser. Dette skyldes trolig en økning i etterspørselen etter entreprenørtjenester innen kraftledningsbygging. Etterfølgende kostnadsanslag må derfor sees i sammenheng med at det er et «urolig» marked for tiden og at det derfor er vanskelig å anslå priser.

Tabell 6.1: Byggekostnad 132 kV linjer

Type	Byggekostnader [NOK]			Mastetype	Termisk grenselast	
	Lett	Middels	Vanskelig		[A]	[MVA]
FeAl 1x506	5 500 000	6 100 000	7 300 000	Stålmaster	1 831	419
FeAl 2x481	6 760 000	7 540 000	9 100 000	Stålmaster	3 556	813
FeAl 2x506	7 150 000	7 930 000	9 490 000	Stålmaster	3 662	837

Tabell 6.2: Byggekostnad 420 kV linjer

Type	Byggekostnader [kNOK]			Mastetype	Termisk grenselast	
	Lett	Middels	Vanskelig		[A]	[MVA]
FeAl 1x380	7 226 000	8 483 000	9 739 000	Stålmaster	1 521	1106
FeAl 1x481	7 854 000	9 425 000	10 682 000	Stålmaster	1 778	1293
FeAl 2x380	9 111 000	10 682 000	12 253 000	Stålmaster	3 042	2213
FeAl 2x481	9 739 000	11 310 000	12 881 000	Stålmaster	3 556	2587
FeAl 3x380	10 368 000	11 938 000	13 823 000	Stålmaster	4 563	3319
FeAl 3x481	10 996 000	12 881 000	14 766 000	Stålmaster	5 334	3880

350 MVA 300/22(33) kV transformator (omkoplbar til 420 kV): 35 000 000 NOK

350 MVA 132/22(33) kV transformator: 22 500 000 NOK

Bygg for transformatorstasjon er satt lik 5 000 000 NOK for begge spenningsnivåer, mens apparat- og kontrollanlegg er satt til 3 000 000 NOK for begge spenningsnivåer.

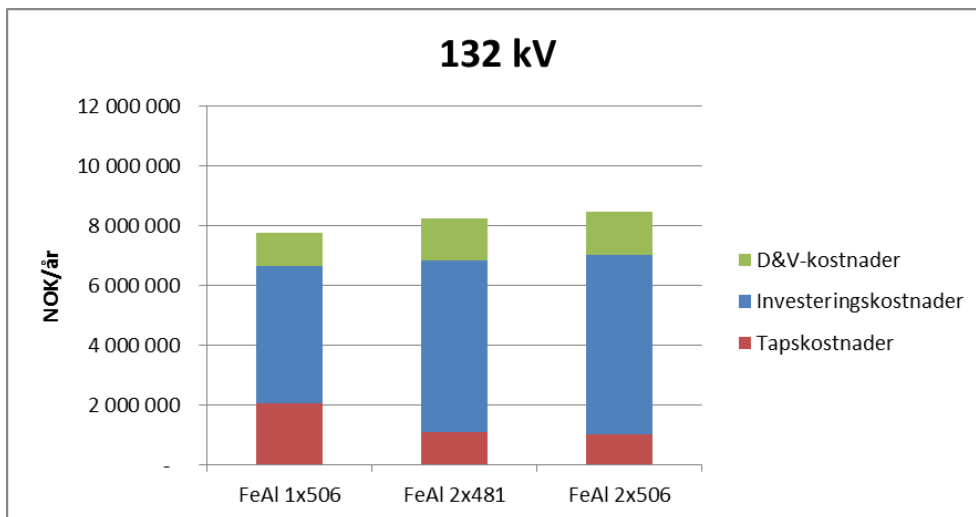
Tabell 6.3: Kostnad bryterfelt

	132 kV [NOK]	420 kV [NOK]
Enkeltbryter	2 700 000	10 000 000
Dobbeltbryter	4 900 000	18 000 000

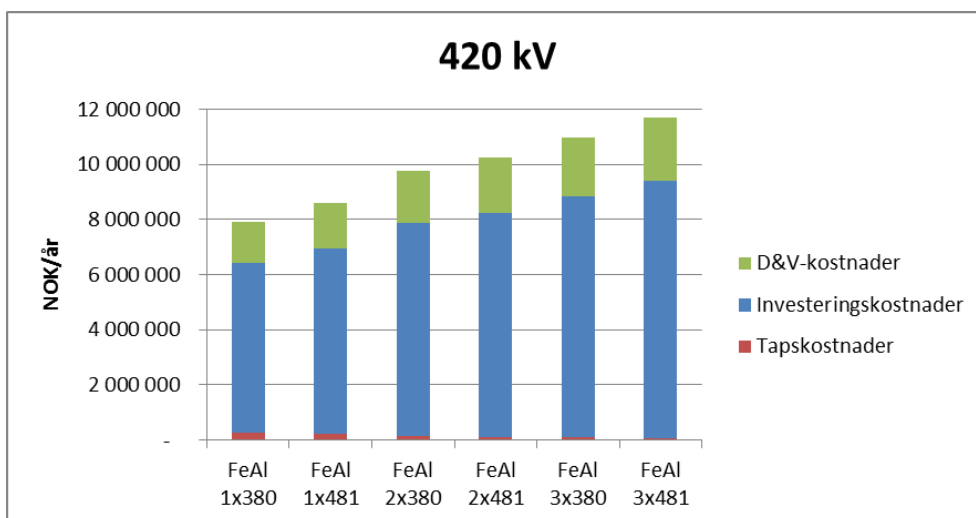
## 6.2 RESULTATER

### 6.2.1 Alternativ 1

Det er få linjer som vil kunne overføre 330 MW på 132 kV. De linjene som er inkludert i optimaliseringen, har alle tilstrekkelig termisk kapasitet. Figur 6.1 og figur 6.2 viser resultatene fra optimaliseringen. Med 132 kV tilknytning kommer FeAl 1x506 best ut, mens FeAl 1x380 kommer best ut med 420 kV tilknytning.



Figur 6.1: Optimalisering linetverrsnitt 132 kV



Figur 6.2: Optimalisering linetverrsnitt 420 kV

Tabell 6.4 viser annuitetskostnader for de to spenningsnivåene med optimalt linetverrsnitt og forutsetninger beskrevet i kapittel 6.1.

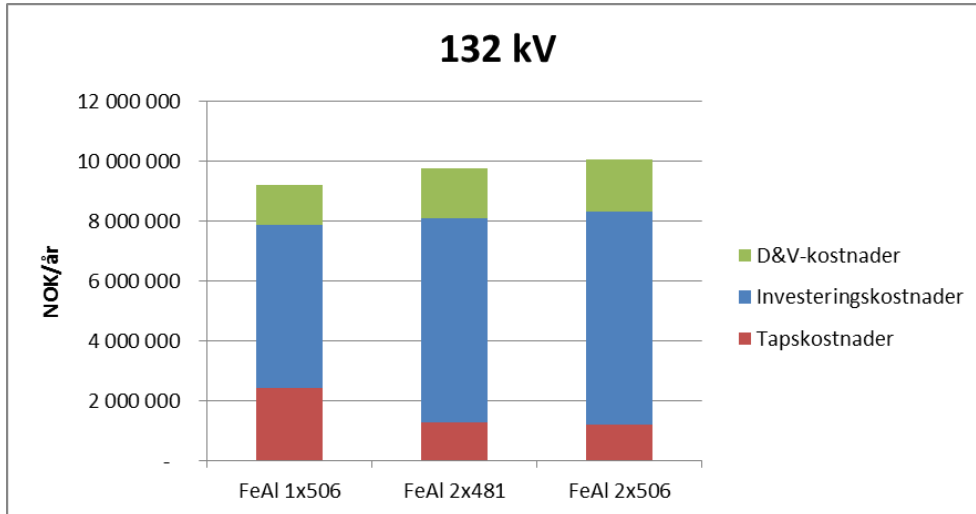
*Tabell 6.4: Sammenligning 132 og 420 kV, annuiteter*

	Annuitetskostnader [NOK]	
	132 kV	420 kV
Linjekostnader	4 616 000	6 158 000
Stasjonskostander	2 339 000	4 359 000
Drift- og vedlikeholdskostnader	1 700 000	2 570 000
Tapskostnader	2 028 000	258 000
<b>Totale kostnader</b>	<b>10 683 000</b>	<b>13 345 000</b>

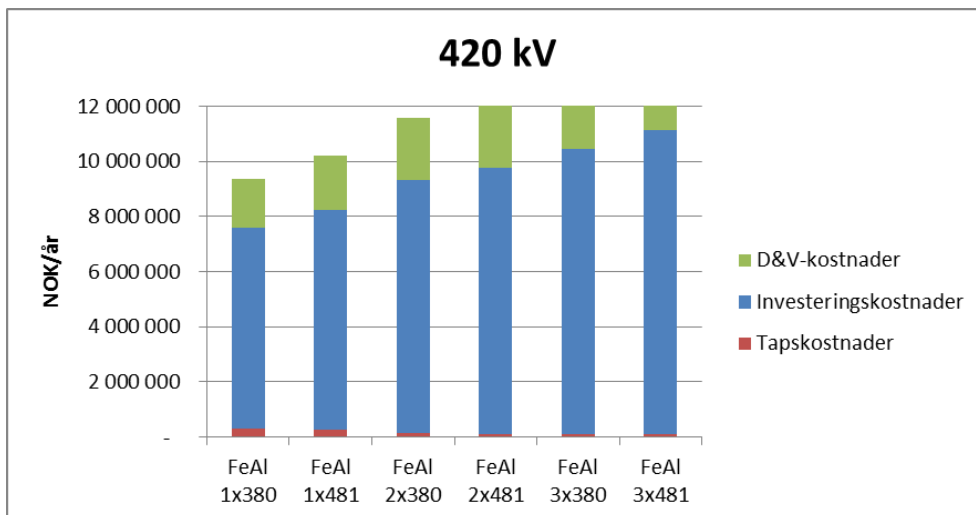
Tilknytning på 132 kV gir lavere samfunnsøkonomisk årskostnad enn 420 kV. Det gjøres oppmerksom på at resultatet er sensitivt med tanke på endring i kostnad. Det er spesielt byggekostnad for luftlinje som vil være av betydning.

### 6.2.2 Alternativ 2

Det er få linjer som vil kunne overføre 330 MW på 132 kV. De linjene som er inkludert i optimaliseringen, har alle tilstrekkelig termisk kapasitet. Figur 6.3 og figur 6.4 viser resultatene fra optimaliseringen. Med 132 kV tilknytning kommer FeAl 1x506 best ut, mens FeAl 1x380 kommer best ut med 420 kV tilknytning.



Figur 6.3: Optimalisering linetverrsnitt 132 kV



Figur 6.4: Optimalisering linetverrsnitt 420 kV



Tabell 6.5 viser annuitetskostnader for de to spenningsnivåene med optimalt linetverrsnitt og forutsetninger beskrevet i kapittel 6.1.

*Tabell 6.5: Sammenligning 132 og 420 kV, annuiteter*

	Annuitetskostnader [NOK]	
	132 kV	420 kV
Linjekostnader	5 468 000	7 294 000
Stasjonskostnader	2 339 000	4 359 000
Drift- og vedlikeholdskostnader	1 908 000	2 847 000
Tapskostnader	2 402 000	306 000
<b>Totale kostnader</b>	<b>12 117 000</b>	<b>14 806 000</b>

Tilknytning på 132 kV gir lavere samfunnsøkonomisk årskostnad enn 420 kV. Det gjøres oppmerksom på at resultatet er sensitivt med tanke på endring i kostnad. Det er spesielt byggekostnad for luftlinje som vil være av betydning.

## 6.3 INVESTERINGSKOSTNADER

### 6.3.1 *Alternativ 1*

Tabell 6.6: 132 kV lednings- og stasjonskostnader

Materiell	Antall	Enhetskostnad	Total kostnad
Bygg	1	5 000 000	5 000 000
Apparat- og kontrollanlegg	1	3 000 000	3 000 000
350 MVA 132/22(33) kV transformator	1	22 500 000	22 500 000
132 kV bryter, enkel (vindpark)	1	2 700 000	2 700 000
132 kV bryter, dobbel (Marka)	1	4 900 000	4 900 000
132 kV FeAl 1x506, 10,3 km	10,3	7 300 000	75 190 000
<b>Totalt</b>			<b>113 290 000</b>

10,3 km 132 kV FeAl 1x506 har altså en investeringskostnad på NOK 75 190 000, forutsatt vanskelige byggeforhold.

Tabell 6.7: 420 kV lednings- og stasjonskostnader

Materiell	Antall	Enhetskostnad	Total kostnad
Bygg	1	5 000 000	5 000 000
Apparat- og kontrollanlegg	1	3 000 000	3 000 000
350 MVA 300(420)/22(33) kV transformator	1	35 000 000	35 000 000
420 kV bryter (enkel)	1	10 000 000	10 000 000
420 kV bryter (dobbelt)	1	18 000 000	18 000 000
420 kV FeAl 1x380, 10,3 km	10,3	9 739 000	100 312 000
<b>Totalt</b>			<b>171 312 000</b>

10,3 km 420 kV FeAl 1x380 har altså en investeringskostnad på NOK 100 312 000, forutsatt vanskelige byggeforhold.

### 6.3.2 **Alternativ 2**

Tabell 6.8: 132 kV lednings- og stasjonskostnader

Materiell	Antall	Enhetskostnad	Total kostnad
Bygg	1	5 000 000	5 000 000
Apparat- og kontrollanlegg	1	3 000 000	3 000 000
350 MVA 132/22(33) kV transformator	1	22 500 000	22 500 000
132 kV bryter, enkel (vindpark)	1	2 700 000	2 700 000
132 kV bryter, dobbel (Marka)	1	4 900 000	4 900 000
132 kV FeAl 1x506, 12,2 km	12,2	7 300 000	89 060 000
<b>Totalt</b>			<b>127 160 000</b>

12,2 km 132 kV FeAl 1x506 har altså en investeringskostnad på NOK 89 060 000, forutsatt vanskelige byggeforhold.

Tabell 6.9: 420 kV lednings- og stasjonskostnader

Materiell	Antall	Enhetskostnad	Total kostnad
Bygg	1	5 000 000	5 000 000
Apparat- og kontrollanlegg	1	3 000 000	3 000 000
350 MVA 300(420)/22(33) kV transformator	1	35 000 000	35 000 000
420 kV bryter (enkel)	1	10 000 000	10 000 000
420 kV bryter (dobbelt)	1	18 000 000	18 000 000
420 kV FeAl 1x380, 12,2 km	12,2	9 739 000	118 816 000
<b>Totalt</b>			<b>189 816 000</b>

12,2 km 420 kV FeAl 1x380 har altså en investeringskostnad på NOK 118 816 000, forutsatt vanskelige byggeforhold.

## Referanser

- [1]: Nasjonalt Ledningsatlas.  
NVE 2011.
- [2]: Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025.  
NVE / Enova 2008.
- [3]: Nettutviklingsplan 2011.  
Statnett.
- [4]: Kraftsystemutredning 2012 – 2030 Helgeland.  
HelgelandsKraft.
- [5]: Planleggingsbok for Kraftnett.  
Sintef 2005.