


Rapport
2008:15



***Energiscenarier for nordområdene -
om muligheter ved en bygging av
ny 420 kV linje Balsfjord-Skaidi-Varangerbotn***

Inge Berg Nilssen (red.)
Christen Ness
Trond Nilsen
Stig Karlstad

Tittel : **Energiscenarier for nordområdene - om muligheter ved en bygging av ny 420 kV linje Balsfjord-Skaidi-Varangerbotn**

Forfattere : Inge Berg Nilssen (red), Christen Ness, Trond Nilsen, Stig Karlstad

Norut Alta rapport: 2008:15

ISBN : 978-82-7571-180-7

Oppdragsgivere : Landsdelsutvalget for Nord-Norge og Nord-Trøndelag, EBL Kompetanse Forum for Strategisk Nettutvikling (FSN), Varanger Kraft, G7-gruppen (Nord-Troms Kraftlag, Alta Kraftlag, Ishavskraft, Hammerfest Energi, Repvåg Kraftlag, Luostejok Kraftlag)

Prosjektleder : Inge Berg Nilssen

Oppsummering : Kraftflyten til Finnmark har i økende grad blitt brakt i fokus, både ut fra regionens potensielle som vindkraftprodusent, og forventninger om vekst i ny kraftkrevende næringsvirksomhet i og utenfor petroleumssektoren. Samtidig er overføringskapasiteten i eksisterende nett nær kapasitetsgrensen, og vil ikke kunne håndtere nytt større kraftforbruk i Finnmark i særlig grad. Tidsaspektet er viktig, lang konsesjonsbehandlingstid kan føre til at ny næringsvirksomhet ikke kommer i gang. Utbygging av linjenettet nord for Balsfjord vil ikke være samfunnsøkonomisk lønnsom etter Statnetts modeller uten mer forbruk i regionen..Forpliktelser til økt satsing på fornybar energi i EU/EØS-området fram til 2020 som følge av nytt fornybardirektiv skaper en ny dimensjon. Rapporten analyserer framtidige utviklingsbaner i fire scenarier, der driverne er næringsutvikling i Finnmark og nye miljøforpliktelser i Europa, Scenariene medfører ulike utfordringer for forsyningskapasiteten i, inn til og ut fra regionen. Rapporten konkluderer med at utbygging av linjenettet like mye er et strategisk og politisk valg som kan åpne for energisamarbeid i nordområdene, som et valg av utbyggingsalternativ nede på listen av prosjekt rangert etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet slik kriteriene for dette er fastsatt. Det vil være viktig å arbeide for å utvikle fornybardimensjonen i nordområdesatsingen og nordområdedimensjonen i fornybarsatsingen. Samtidig er koordinering og planlegging på nærings- og vindkraftsiden viktig for å få en balansert utvikling av produksjon og forbruk.

Emneord : Nordområdepolitikk Energiplanlegging Næringsutvikling Vindkraft

Dato : 11.12.2008

Antall sider : 66 + 12

Pris : NOK 200

Utgiver : Norut Alta as
Kunnskapsparken, Markedsgata 3
9510 ALTA

Foretaksnummer: 983 551 661 MVA

Telefon: 78 45 71 00
Telefaks: 78 45 71 01
E-post: post@finnmark.norut.no
www.finnmark.norut.no

Trykk : Norut Alta as

Forord

Denne rapporten er utført av Norut – Northern Research Institute Alta på oppdrag av

- Landsdelsutvalget for Nord-Norge og Nord-Trøndelag
- EBL Kompetanse
- Forum for Strategisk Nettutvikling (FSN)
- Varanger Kraft
- G7-gruppen
 - Nord-Troms Kraftlag
 - Alta Kraftlag
 - Ishavskraft
 - Hammerfest Energi
 - Repvåg Kraftlag
 - Nordkyn Kraftlag
 - Luostejok Kraftlag

Rapportens tema er opprusting av linjenettet Balsfjord-Varangerbotn i lys av næringsutvikling og utvikling av petroleumsaktivitet i Finnmark og konsekvenser av framtidige klimaforpliktelser.

Konsekvenser i form av naturmiljøkostnader i form av naturinngrep og avbøtende tiltak i tilknytning til dette, som kamouflasjetiltak og trasevalg m.v. , inngår ikke som tema i denne rapporten.



Innhold

Forord

Sammendrag	1
1 Problemstillingen.....	6
2 Oppsummering av de fire scenarioene	7
3 Om scenarioene	7
3.1 Nullalternativet – stagnasjon og miljøoppportunisme.....	8
3.2 Scenario 1 – utvikling og vekst i Øst-Finnmark.....	9
3.3 Scenario 2 – Sterke klimaforpliktelser i Europa	10
3.4 Scenario 3 – Energifylket Finnmark	11
4 Kraftbalansen og sentralnettet i Finnmark i dag.....	13
4.1 Kraftbalansen i Finnmark	13
4.2 Dagens sentralnett og forbindelser med utlandet.....	14
5 Nærmere om nullalternativet – stagnasjon og miljøoppportunisme	16
5.1 Nærings- og befolkningutvikling.....	16
5.2 Svake miljøforpliktelser og lite fornybar energi	16
5.3 Oppsummering av nullalternativet	16
6 Nærmere om Scenario 1 – utvikling og vekst i Øst-Finnmark.....	17
6.1 Utvikling og vekst i næringslivet.....	17
6.2 Effektbehov	19
6.3 Nytt forbruk gir endrede betingelser for samfunnsøkonomisk lønnsomhet for linjeforsterkning	20
6.4 Ny næringsvirksomhet og nettkapasitet – høna og egget	21
6.5 Oppsummering av scenario 1.....	21
7 Nærmere om scenario 2 – muligheter for økt fornybar kraftproduksjon.....	23
7.1 Forutsetningene i scenarioet – om dette kapitlet.....	23
7.2 Vindressurser i Finnmark.....	24
7.3 Støtteordninger, utvikling av et grønt sertifikatmarked	27

7.4	Hva hindrer utnyttelsen av potensialet?	29
7.4.1	Barrierene	29
7.4.2	Nettkapasiteten	29
7.4.3	Høna og egget igjen	37
7.4.4	Hvor skal vi gjøre av all kraften	38
7.5	Regionale ringvirkninger i nord som bidrag til å nå målsettingene i regjeringens Nordområdepolitikk	41
7.5.1	Energi og infrastruktur som viktige punkter i regjeringens Nordområdestrategi.....	41
7.5.2	Ringvirkning av anleggsutbygging av vindkraft, lokale leveranseandeler og sysselsatte	43
7.5.3	Ringvirkningspotensial på lang sikt – satsing på lokalt FoU-arbeid.....	45
7.5.4	Bidrag til økt kommunaløkonomisk handlefrihet.....	45
7.5.5	Kan vi lære av Galicia?	46
7.6	Oppsummering av scenario 2.....	47
8	Scenario 3 Vindkraftutbygging og energiforsyning til petroleumsvirksomhet i nord – Energifylket Finnmark.....	48
8.1	Scenarioet – innholdet i dette kapitlet.....	48
8.2	Bærekraftighet i scenarioet.....	49
8.3	Utbygginger, leting og ressurser i Barentshavet	50
8.3.1	Snøhvit-feltet og eksisterende anlegg på Melkøya	50
8.3.2	Snøhvit Tog 2 (og 3).....	51
8.3.3	Goliat-feltet	51
8.3.4	Ikke-evaluerte funn og leteaktivitet i 2007-2008	52
8.3.5	Tildeling av forhåndsdefinerte områder 2008 og 20. konsesjonsrunde 2009	53
8.3.6	Utvinnbare ressurser i Barentshavet.....	54
8.3.7	Framtidsbilder fra Oljedirektoratet.....	55
8.4	Feltutbygginger i energiscenarie 3	56
8.4.1	Tidsaspektet	56
8.4.2	Vest-Finnmark:	56
8.4.3	Øst-Finnmark	56
8.5	Energibehov i scenarioet.....	57
8.5.1	Dagens kraftvarmeverk på Snøhvit-anlegget	57
8.5.2	Energiforsyning til Eni Norges utbyggingsløsning for Goliat.	58

8.5.3	Energiforsyning til Snøhvit tog 2	58
8.6	Dekking av energibehov ved utvinning av petroleumressurser i Øst-Finnmark – hvor aktuelt vil det være med gasskraftanlegg med CO ² -fangst og lagring?	60
8.6.1	Landbasert oljeterminal - er gasskraftverk med CO ² -håndtering aktuelt?	60
8.6.2	LNG-prosessanlegg i Øst-Finnmark – gasskraftverk under 1000 MW med CO ² -håndtering vil gi svært høye tiltakskostnader.....	61
8.6.3	Kvotehandling og CO ² -håndtering som klimatiltak	62
8.7	Kraft fra nettet.....	64
8.8	Utteksling med Russland.....	64
8.9	Oppsummering – scenarie 3.....	66
	Litteratur	67
	Figurer	68
	Tabeller.....	69
	Vedlegg 1 - Vindkraft på land og til havs	70
	V1.1 Status for vindkraft på land i Norge og Finnmark	70
	V.1.2 Teknologisk og kostnadmessig utvikling for vindkraft på land.....	70
	V.1.3 Vindkraft til havs	73
	V.1.3.1 Teknologisk utvikling.....	73
	V.1.3.2 Utbyggingspotensial for bunnfast offshore vindkraft utenfor Finnmark.....	74
	V.1.3.3 Utbyggingspotensial for flytende vindkraft utenfor Finnmark	75
	Vedlegg 2: Konesjonssøkte, forhåndsmeldte, utsatte og avslåtte vindkraftparker i Finnmark	76
	Vedlegg 3: Vannkraftverk i Murmansk-regionen	77
	Vedlegg 4: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for linjeforsterkning- prinsippene i Samlast	78

Sammendrag

Kraftflyten til Finnmark har i økende grad blitt brakt i fokus, både ut fra regionens potensiale som vindkraftprodusent, og forventninger om vekst i ny kraftkrevende næringsvirksomhet i og utenfor petroleumssektoren.

Sentralnettet for overføring av elektrisk energi nord for Balsfjord, bestående av 132 kV linjer fra Balsfjord til Varangerbotn i Øst-Finnmark, er det svakeste sentralnettet i Norge. Det har sin historiske årsak i lange avstander kombinert med lavt forbruk. Samtidig er overføringskapasiteten i eksisterende nett nær kapasitetsgrensen, og vil ikke kunne håndtere nytt større kraftforbruk i Finnmark i særlig grad. Statnett, som har ansvar for det norske sentralnettet, har besluttet å søke om konsesjon for bygging av ny 420 kV line Balsfjord-Skaidi-Hammerfest og søknad om ny linje fra Ofoten til Balsfjord er planlagt meldt ved årsskiftet 2008/2009. Denne planlagte utbyggingen er begrunnet i økt forventet forbruk ved utbygging av nytt prosessanlegg på Melkøya ved Hammerfest – Snøhvit tog 2, og planleggingen baseres på opsjonsprinsippet, som innebærer at prosjektene ikke nødvendigvis blir gjennomført selv om konsesjonssøknad er sendt. Investeringsestimatene for disse to linjene er i siste nettutviklingsplan oppgitt til henholdsvis 2,2 og 0,6 milliarder 2008-kr.

Videre har Statnett i flere studier, senest i nettutbyggingsplan 2008-25 konkludert med at oppgradering av linjenettet Skaidi-Varangerbotn til 420 kV linje, estimert til 1,2 milliarder 2008-kr, ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt, og at nettet i dag har kapasitet til å håndtere det forbruk og den produksjon som regionen har. Kritikerne av dette har pekt på at nettet i dag er svakt, forsyningssikkerheten ikke tilfredsstillende, og at en utbygging er nødvendig for å kunne møte framtidig vekst og næringsutvikling, der Finnmark som lokaliseringsalternativ for ny industrietablering kan bli valgt bort som følge av manglende nettinfrastruktur. De viser også til at ny petroleumsrettet og annen næringsvirksomhet som kommer uavhengig av utbygging av Snøhvit tog 2 vil skape store utfordringer for leveringskvaliteten med dagens nettkapasitet. I tillegg bidrar manglende nettkapasitet til at et stort produksjonspotensial for vindkraft i Finnmark ikke kan utnyttes.

Kontroversen går ikke så mye på *om* en utbygging skal finne sted, men mer på *tidspunktet* for når planlegging og bygging skal igangsettes, i de samme studiene der Statnett har konkludert negativt, har de også konkludert med at en forsterking vil være samfunnsøkonomisk lønnsom i framtiden, med mer forbruk og produksjon i regionen, i siste nettutviklingsplan tidfestet til etter 2018. Til dette repliserer kritikerne at en konsesjonsbehandling av en utbygging i sentralnettet er en langvarig prosess innenfor et omfattende lovverk. Nettkapasiteten vil derfor være et hinder for ny næringsvirksomhet i lang tid framover, og dersom planleggingen ikke igangsettes raskt vil dette ta enda lengre tid.

På den andre siden igjen kan det hevdes at det er mange usikre faktorer knyttet til framtidig utvikling, en for tidlig beslutning kan innebære tapt opsjonsverdi der blant annet ny informasjon kan utnyttes og der økte inntekter ved utsatt oppstart kan oppveie de gevinstene en går glipp av ved å utsette prosjektet.

Vi har i denne rapporten anvendt scenarioteknikk for å gruppere de ulike problemstillingene som er reist.

Scenarioene, som er framtidsbilder i ulike utviklingsbaner, skal belyse ulike samfunnsmessige sider knyttet til forutsetninger for en fremtidig utbygging av linjen Balsfjord -Skaidi-Varangerbotn. I denne rapporten vektlegges også effekter som ikke inngår i den samfunnsøkonomiske beregningsmetodikken som Statnett legger til grunn for beregning av samfunnsøkonomiske effekter av tiltak i nettet.

Driverne i scenarioene er to, utviklingen i næringsaktiviteten i nord som den ene, og graden av nasjonalt forpliktende tiltak for å få ned utslipp av klimagasser blant annet gjennom pålagt utbygging av fornybar energi som den andre. Den første driveren er knyttet til graden av realisering av planer om ny næringsvirksomhet i Finnmark, ikke bare i petroleumsindustrien, men også virksomhet avledet av denne og ny aktivitet i gruvevirksomhet, fiskeindustri og annen virksomhet. Den andre driveren forutsettes å reflektere graden av nasjonale forpliktelser til satsing på fornybar energi som blir lagt i EUs klimapolitikk fram mot 2020, forutsatt vedtatt våren 2009 og implementert i EØS-avtalen, og som må sees i sammenheng med arbeidet med å etablere en ny internasjonalt forpliktende avtale om tiltak for å begrense den globale oppvarmingen på klimatoppmøtet i København ved utgangen av 2009, en avtale som skal etterfølge Kyotoavtalen etter 2012.

Kombinasjon av de to driverne gir fire ulike utviklingsbaner

- Nullalternativet med lav næringsaktivitet og liten utbygging av fornybar energi (*Stagnasjon og miljøoppportunisme*)
- Scenario 1 med høy næringsaktivitet, men uten at det bygges ut fornybar energi av betydning (*Utvikling og vekst i Øst-Finnmark*)
- Scenario 2 med sterke klimaforpliktelser, men lav næringsaktivitet med kraftbehov i regionen, (*Sterke klimaforpliktelser i Europa*)
- Scenario 3 som både omfatter høy næringsaktivitet og sterk utbygging av fornybar energi (*Energifylket Finnmark*).

I nullalternativet forutsettes at det ikke gjøres nye drivverdige petroleumsfunn i Barentshavet Sør. Samtidig blir det få og små nye næringsetableringer i Finnmark, dels på grunn av svak konjunkturutvikling, dels på grunn av manglende nettinfrastruktur for ny energiintensiv næringsvirksomhet. Svake miljøforpliktelser og manglende nettkapasitet fører til at vindkraft i liten grad bygges ut i Finnmark. Her vil utfordringene i sentralnettet i første rekke være knyttet til vedlikeholdsinvesteringer i eksisterende nett og forsyningssikkerhet ved ekstremvær.

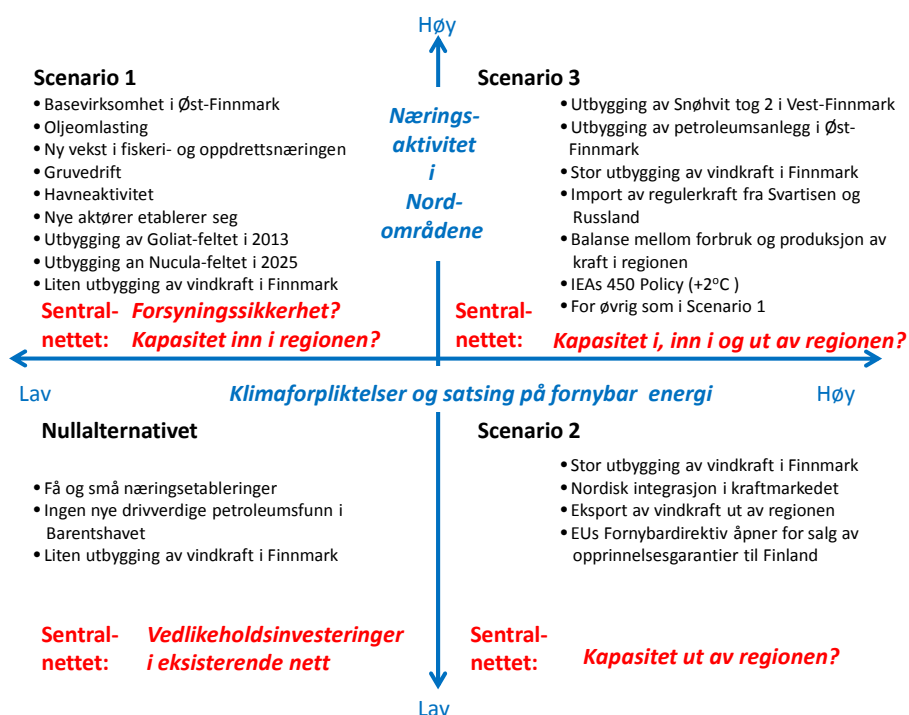
I scenario 1 forutsettes sterk næringsvekst med nyetableringer, økt basevirksomhet og havneaktivitet, gruvedrift og ny vekst i fiskerinæringen i Øst-Finnmark, og produksjonsstart på Goliat-feltet i Vest-Finnmark i 2013. Samtidig er incitamentene til vindkraftutbygging i Finnmark små. I dette scenarioet vil utfordringene i sentralnettet være knyttet til overføringskapasitet inn i regionen med god forsyningssikkerhet, særlig de tre vintermånedene.

Scenario 3 forutsetter sterke nasjonale klimaforpliktelser i EU/EØS-området, som omfatter en målsatt satsing på ny fornybar energi, og som medfører store utfordringer for overføringsnettet i

hele Europa. Dette scenarioet fører til en stor utbygging av vindkraft i Finnmark, samtidig som lav funnrater i Barentshavet og svak økonomisk utvikling begrenser næringsutviklingen til ringvirkninger av vindkraftutbyggingen. Utfordringene i sentralnettet vil her i hovedsak være knyttet til kapasitet for å eksportere den nye produksjonen ut av regionen.

I scenario 3 fører nye funn av gass til at Snøhvit tog 2 bygges ut på Melkøya ved Hammerfest, og til at petroleumsaktiviteten forskyves østover etter hvert som erfaringene fra nye lete-runder fører til drivverdige funn også her, med etablering av petroleumsanlegg med strømforsyning fra land. I et strengt klimaregime går prisen og etterspørselen etter petroleum noe ned, men en rekke utslippsreducerende tiltak nedover i verdikjeden og ønsket om å unngå økende avhengighet av import fra OPEC-landene medfører fortsatt etterspørsel etter olje og gass, men svakt avtakende fra 2015, i samsvar med forutsetningene i IEAs (det internasjonale energibyråets) siste etterspørselprognoser under klimatiltaksregime. Sterke miljøforpliktelser medfører også en stor utbygging av vindkraft i Finnmark, slik at de i større grad enn ved de to foregående scenarioene vil være balanse mellom forbruk og produksjon av kraft i fylket. Utfordringene i sentralnettet vil være knyttet til forsyning innad i regionen, kapasitet for regulerkraft inn til regionen samt kapasitet ut for eventuelt overskudd av vindkraft.

Innholdet i de fire utviklingsbanene og hovedutfordringene for sentralnettet er skissert i figur S-1 nedenfor.



Figur S-0-1 Fire scenarioer for framtidig næringsaktivitet i Finnmark og norske klimaforpliktelser og fornybarsatsing

Nordområdepolitikken, der nordområdene er definert som Norges viktigste strategiske satsingsområde i årene som kommer, vektlegger utbygging av god infrastruktur som en forutsetning for utvikling av handel og økonomisk virksomhet. En sentral målsetting er å utvikle grenseoverskridende næringsvirksomhet mellom Norge og Russland og å fremme norske

næringsinteresser i Russland. Alle scenariene med unntak av nullalternativet kan betraktes som utviklingsbaner i en aktiv nordområdepolitikk. En beslutning om å begynne planleggingen av infrastrukturiltak for å tilrettelegge for dette, vil like fullt være en strategisk og politisk beslutning som en beslutning basert på valg av et investeringsprosjekt nede på listen av alternative nettutbygginger rangert etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet etter Statnetts modeller og Finansdepartementets retningslinjer, der slike langsiktige og strategiske effekter ikke vektlegges.

Strategien for å knytte nettutbygging i Finnmark nærmere inn som en del av nordområdepolitikken vil være todelt. På den ene siden vil det være viktig å synliggjøre at lokalisering av ny nordområderelatert næringsvirksomhet med kraftforbruk av en viss størrelse i Finnmark vil kunne utløse infrastrukturtilrettelegging som vil gi store ringvirkninger i form av bortfall av kapasitetsbegrensninger for ytterligere næringsetablering, og i form av oppfyllelse av klimapolitiske målsetninger.

Den andre delen av strategien vil være knyttet til å bidra til å utvikle en nordområdedimensjon i det planlagte EU-direktivet om ny fornybar energi med tilhørende EØS-regelverk. En iverksetting av dette direktivet slik det foreligger som forslag gir store utfordringer for et dårlig tilpasset europeisk strømmnett. For å møte disse utfordringene har de nordiske systemoperatørene gjennom Nordel-samarbeidet vurdert klimatiltak-tilpasset nettutbygging med transportkanaler fra det arktiske området som sentrale element. På russisk side er det nå en økt interesse for vindkraft, særlig på Kola-halvøya. En videreutvikling av nordområdedimensjonen i fornybarsatsingen vil være å stimulere til samarbeid mellom Finnmark og Russland om vann- og vindkraft, noe som konkret kan bidra til å trekke Russland inn i et samarbeid der regjeringen ønsker å være pådriver for en mer ambisjøs klimaavtale etter 2012. Energi står sentralt i den dialogen norske myndigheter fører med Europakommissjonen, EU-land, USA og Canada om Nordområdene. Her har perspektivet i stor grad vært innrettet mot petroleum. Et samarbeid i nord om fornybar energi vil kunne gi et utvidet perspektiv på energisamarbeidet. Et utgangspunkt for utvikling av en slik nordområdedimensjon vil være å etablere et bedre kunnskapsgrunnlag om konsekvensene av- og posisjonene og strategiene i forhold til fornybardirektivet for både Norge, Sverige og kanskje særlig Finland.

Utvikling av en slik nordområdedimensjon på fornybarsiden vil være organisatorisk krevende, både fordi Russland står utenfor Nordel-samarbeidet, og fordi Nordel-samarbeidet vil opphøre i sin nåværende form². Samtidig er tidsperspektivet viktig. Fornybardirektivet omfatter tallfestet økning i fornybarandelen av forbruket i de enkelte land fra innen 2020. Dersom linjeforsterkning fram til Varangerbotn først blir idriftsatt etter 2018 vil vindkraft fra Finnmark i liten grad bidra til å nå målsetningene før utgangen av målperioden.

En balansert utbygging av ny energiproduksjon i Finnmark i takt med økt forbruk, som forutsatt i scenario 3, gir mindre flyt i nettet med reduserte tapskostnader og derved bedre samfunnsøkonomi i nettførsterkning. For aktører som planlegger energiintensiv næringsaktivitet i regionen kan det derfor være hensiktsmessig å inngå et strategisk samarbeid med aktører som ønsker å realisere fornybar energi produksjon og nettinteressentene for å få realisert de nødvendige nettførsterkningene.

² Kraftjournalen 5/6-2008

For nærings- og vindkraftinteressentene vil et stabilt nett uten flaskehals være avgjørende for om prosjektene realiseres. Netteierne vil på sin side være sikker på at produksjonen og forbruket kommer, før man foretar en stor investering der lønnsomheten avhenger av mange beslutninger om investeringer i mindre skala hos flere aktører som tar beslutninger uavhengig av hverandre. Man vil da kunne havne i et klassisk dilemma der gjensidig avhengige beslutninger ikke fattes. For å få linjekostnadene pr MW ned på et akseptabelt nivå vil det derfor være et behov for koordinering og samlet planlegging på forbruks- og produsentsiden, i samarbeid med Statnett som systemansvarlig.

I Finnmark ligger det nå kanskje i første rekke en koordinerings- og planleggingsoppgave hos fylkeskommunen som regional utviklingsaktør, der nettinfrastrukturens plass i en samlet energistrategi for fylket er første utfordring. Ettersom fylkeskommunen har få økonomiske virkemidler, ingen eierinteresser og avgrenset formell forvaltningsmyndighet i forhold til vindkraft- og nettutbygging, vil en slik rolle stille store krav til fylkeskommunens evne og vilje til å samarbeide med de ulike beslutningsaktørene.

1 Problemstillingen

Kraftflyten til Finnmark har i økende grad blitt brakt i fokus, både ut fra regionens potensial som vindkraftprodusent, og forventninger om vekst i ny kraftkrevende næringsvirksomhet i og utenfor petroleumssektoren.

Statnett har i flere studier, senest i nettutbyggingsplan 2008-25 konkludert med at oppgradering av linjenettet Skaidi-Varangerbotn til 420 kV linje ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt, og at nettet i dag har kapasitet til å håndtere det forbruk og den produksjon som regionen har. Kritikerne av dette har pekt på at nettet i dag er svakt, forsyningssikkerheten ikke tilfredsstillende, og at en utbygging er nødvendig for å kunne møte framtidig vekst og næringsutvikling. Kontroversen går ikke så mye på om en utbygging skal finne sted, men mer på *tidspunktet* for når planlegging og bygging skal igangsettes, i de samme studiene der Statnett har konkludert negativt, har de også konkludert med at en forsterking vil være samfunnsøkonomisk lønnsom i framtiden, med mer forbruk og produksjon i regionen, i nettutviklingsplan 2008-2025³ er dette tidfestet til etter 2018. Til dette repliserer kritikerne at en konsesjonsbehandling av en utbygging i sentralnettet er en langvarig prosess⁴ innenfor et omfattende lovverk⁵. I eksempelet for utbygging av linjen Balsfjord-Hammerfest vil det ta ni år fra melding ble sendt til ledningen kan settes i drift⁶. Nettkapasiteten vil derfor være et hinder for ny næringsvirksomhet i lang tid framover, og dersom planleggingen ikke igangsettes raskt vil dette ta enda lengre tid. Som eksempel har det vært hevdet at Statnett kom på etterskudd i planleggingen av ny nettinfrastruktur for de store industrietableringene i Midt-Norge som har funnet sted⁷, noe som har medvirket til en vanskelig forsyningssituasjon i dette området etter at industriprosjektene ble realisert. På den andre siden igjen kan det hevdes at det er mange usikre faktorer knyttet til framtidig utvikling, en for tidlig beslutning kan innebære tapt opsjonsverdi der blant annet ny informasjon kan utnyttes og der økte inntekter ved utsatt oppstart kan oppveie de gevinstene en går glipp av ved å utsette prosjektet. Statnett har for øvrig innført opsjonsbasert planlegging som planprinsipp, noe som innebærer at en utbygging ikke nødvendigvis gjennomføres, selv om planprosessen er påbegynt.

Vi har i denne rapporten forsøkt å gruppere problemstillingene som er reist ut fra scenarioteknikk.

³ Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025, Statnett, august 2008

⁴ Prosessen omfatter melding om planlagt konsesjonssøknad med påfølgende høringsrunde, fastsetting av konsesjonsutredningsprogram (NVE), arbeid med konsesjonssøknad og konsekvensutredning (KU), ny høringsrunde og behandling og godkjenning av søknad og KU i NVE, avklaring etter plan, og bygningsloven, eventuell klagebehandling i OED og rettskraftig vedtak fra OED før bygging kan påbegynnes.

⁵ Energiloven, plan- og bygningsloven, oreigningsloven og naturvernloven

⁶ Melding om at Statnett planlegger å søke konsesjon for denne utbyggingen ble sendt NVE i juni 2007, og linjen er planlagt satt i drift i 2016 etter en byggeperiode på tre år.

⁷ Nytt aluminiumsverk på Sunndalsøra, utvidelse på bedriften Hustad marmor i Fræna og prosesseringsanlegg på Aukra for gass fra Ormen Lange-feltet i Nordsjøen

2 Oppsummering av de fire scenarioene

2.1 Om scenarioene

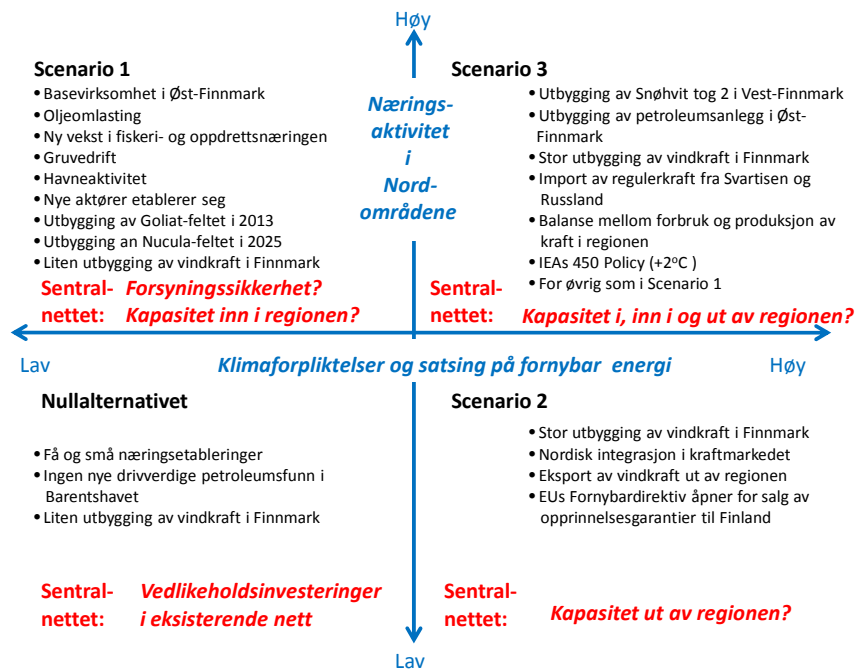
Scenarioene er framtidssbilder av ulike utviklingsbaner, og skal belyse ulike samfunnsmessige sider knyttet til forutsetninger for en fremtidig utbygging av linjen Skaidi-Varangerbotn. I denne rapporten vektlegges også effekter som ikke inngår i den samfunnsøkonomiske beregningsmetodikken som Statnett legger til grunn for beregning av samfunnsøkonomiske effekter av tiltak i nettet.

”Driverne” i scenarioene er to, der utviklingen i næringsaktiviteten i nord er den ene, og graden av nasjonalt forpliktende tiltak for å få ned utslipp av klimagasser blant annet gjennom pålagt utbygging av fornybar energi er den andre.

Kombinasjon av de to driverne gir fire ulike utviklingsbaner

- Nullalternativet med lav næringsaktivitet og liten utbygging av fornybar energi (*Stagnasjon og miljøoppportunisme*)
- Scenario 1 med høy næringsaktivitet, men uten at det bygges ut fornybar energi av betydning (*Utvikling og vekst i Øst-Finnmark*)
- Scenario 2 med sterke klimaforpliktelser, men lav næringsaktivitet med kraftbehov i regionen. Sterke klimaforpliktelser vil gi incentiver til utbygging av fornybar kraft (*Sterke klimaforpliktelser i Europa*)
- Scenario 3 som både omfatter høy næringsaktivitet og sterk utbygging av fornybar energi (*Energifylket Finnmark*).

En sammenstilling av de fire scenariene er vist i figur 3.1. De forskjellige utviklingsbanene vil i ulik grad representere utfordringer knyttet til opprusting av sentralnettet, både for linjen Skaidi-Varangerbotn og for linjenettet utenfor regionen.



Figur 2-1 Fire scenarier for framtidig næringsaktivitet i Finnmark og norske klimaforpliktelser og fornybarsatsing

2.2 Nullalternativet – stagnasjon og miljøoppportunisme

Med en utvikling med lav næringsaktivitet forutsettes at det i liten grad etableres ny næringsvirksomhet med energiforbruk av betydning i Øst-Finnmark. På fiskerisiden preges landindustrien av fortsatt stagnasjon, pessimisme og nedleggelse. Høyt kostnadsnivå og handelshindringer gir liten lønnsomhet i fiskeindustrien. Små og få funn fører til at petroleumsaktiviteten i Barentshavet sør er på et beskjedent nivå. Ny gruvevirksomhet kommer ikke i gang som følge av fall i råvareprisene.

En vedvarende finanskriser fører til liten investeringsvilje i ny fornybar energi. Italia og Polen lykkes i å svekke forpliktelsene i EUs klimaplaner. Dagens lappeteppes av ulike støtteordninger for vindkraft i Europa videreføres, utbygging stimuleres av subsidienivå framfor kostnadseffektivitet. Det betyr at produksjonen av vindkraft i Europa lokaliseres opportunistisk ut fra hvor produsentene får høyest tilskudd og at omstrukturering av kraftnettet i Europa i liten grad finner sted.

Stagnasjon i næringslivet og tilbakegang i folketallet i Øst-Finnmark medfører at det ikke blir økning i kraftforbruket.

Nettet nord for Balsfjord er det svakeste sentralnettet i Norge, noe som historisk har sin årsak i lavt forbruk i fylket kombinert med lange avstander gir små incentiver for investering i nye linjer. Dette har medført at det i de samfunnsøkonomiske beregningene har vært dårlig lønnsomhet i investering i nye linjer.

Statnett har så langt konkludert med at forsyningsikkerheten i Finnmark er tilfredsstillende. De er nå i ferd med å avslutte et arbeid som vurderer forsyningsikkerheten i Øst-Finnmark mer spesifikt,

der konklusjonene ennå ikke foreligger. Dersom forsyningssituasjonen fortsatt blir vurdert som tilfredsstillende og utsiktene til økning i forbruket er små, vil lønnsomhetsforutsetningene være uendret i forhold til tidligere, og det vil nok være liten vilje til å fravike kravet om at infrastrukturen på nett skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme etter de prinsippene som gjelder. Det betyr at utfordringene i sentralnettet i Øst-Finnmark framover i dette scenarioet vil være knyttet til å unngå driftsforstyrrelser i ekstremvær og gjennomføre vedlikeholdsinvesteringer i eksisterende nett.

2.3 Scenario 1 – utvikling og vekst i Øst-Finnmark

Her legger vi til grunn at fiskeindustrien langs hele kysten av Finnmark er lønnsom, omstillingsdyktig og markedsorientert og at det fra 2010 etableres både store, tradisjonelle bedrifter, og små nye nisjebedrifter i industrien. Personer og selskaper fra andre deler av landet finner det interessant å etablere seg i Finnmark. Samtidig investerer flere fiskeoppdrettsselskaper store summer i anlegg i Sør-Varanger og andre steder de nærmeste årene. Flere planer for gruvedrift i tillegg til oppstart ved Sydvaranger-anleggene blir realisert. Reiselivsnæringen er i vekst, der vintercruise er et nytt satsingsområde. Omlasting av olje fra Russland i Bøkfjorden i Sør-Varanger og Sarnesfjorden i Nordkapp tiltar i omfang. Omlasting via flytende terminal etableres, og det blir markedsmessig grunnlag for å etablere omlastingsvirksomhet flere steder i Finnmark. Utbygging av Sctokmanfeltet medfører stor basevirksomhet og høy havneaktivitet i Kirkenes. I Vest-Finnmark bygges Goliat-feltet ut i 2012 og Nucula-feltet vurderes drivverdig med oppstart 2025.

Forutsetningene om svake miljøforpliktelser er de samme som i nullalternativet, med unntak av at norske havner blir pålagt å levere kraft til skip som ligger i havn ("NOX-frie havner").

Nytt forbruk øst for Skaidi vil gi bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet i linjeforsterkningen til Varangerbotn.

For sentralnettet betyr den nye næringsvirksomheten store utfordringer knyttet til forsyningssikkerhet og transport av elektrisitet inn i regionen vinterstid som følge av økt forbruk av energi i regionen. Ved økt kraftforbruk uten ny produksjon må også Ofoten-snittet forsterkes, da det er dette snittet som oftest er kritisk ved underskudd. En utbygging av 420 kV-linje Ofoten-Balsfjord er vurdert til å ha svært positiv effekt i for av å redusere en rekke flaskehalsen i det nordiske markedet, og Statnett har varslet at melding om planer om utbygging vil bli sent årsskifte 2008-2009, der idriftssettelse er planlagt til 2015/2016

Den økte næringsaktiviteten som er forutsatt i dette scenarioet er næringsaktivitet som vil komme uavhengig av – og for en del av aktivitetene foran i tid i forhold til en eventuell utbygging av nytt tog 2 på Snøhvitanlegget i Vest-Finnmark. I dette scenarioet er tidsaspektet viktig, i det en næringsvekst som forutsatt her vil nå kapasitetsgrensen for nettet i løpet av en tidshorizont før 2018. Lang tid fram til utbygging av linjenettet blir meldt og lang tid til konsesjonsbehandling og utbygging kan innebære at ny næringsvirksomhet må utsettes eller ikke blir realisert.

2.4 Scenario 2 – Sterke klimaforpliktelser i Europa

Her legger vi til grunn at EU-parlamentet vedtar fornybardirektivet mars 2009, og direktivet innlemmes i EØS-avtalen. Direktivet omfatter bindende mål for å øke andelen av fornybar energi EU til 20 prosent av energiforbruket i 2020, og vi legger til grunn at Norges bidrag blir fastsatt til 25 terrawattimer ny fornybar energi, videre at felles støtteordninger for vindkraft i Europa etableres, samtidig med høye CO²-utslippspriser i form av kvote- og avgiftsordninger for utslipp av CO².

Ut over leveranse- og ringvirkninger, særlig innen anleggssektoren som følge av utstrakt utbygging av vindkraft i Finnmark, forutsettes det i dette scenarioet liten vekst i næringsaktiviteten i Finnmark, med få og små funn i Barentshavet sør som i nullalternativet.

Utfordringene i sentralnettet vil her være knyttet til kapasitet til å få den nye fornybarproduksjonen fram til de store forbruksmarkedene.

Behovet for store nettforsterkninger i regionen og i det øvrige nettet har over år vært et hinder for eksport av vindkraft fra Finnmark i større skala. En sterk vilje i Europa til å forplikte landene til å gjennomføre relativt store omlegginger av energiforbruket over mot fornybare kilder i løpet av de nærmeste 10-12 årene kommer inn som et nytt moment i dette bildet. Målsatt tempo for gjennomføring av tiltakene henger sammen med at mulighetene for å lykkes med å begrense økningen i global gjennomsnittstemperatur på lengre sikt avhenger av at utslippene av klimagasser blir redusert tidlig i dette århundret. EUs fornybardirektiv, som er planlagt vedtatt våren 2009, og som forutsettes å inngå i EØS-avtalen, vil omfatte forpliktende og forholdsvis omfattende mål for landene i EU og EØS-området. En iverksetting av dette direktivet slik det foreligger i forslag vil medføre store utfordringer for et dårlig tilpasset europeisk strømnnett, og nettstrukturen i hele Europa vil sannsynligvis måtte revurderes for at målene skal kunne nås. Gjennom Nordel-samarbeidet har de nordiske systemoperatørene, deriblant Statnett, vurdert en klimatiltak-tilpasset nettutbygging som nettopp tar sikte på å møte disse utfordringene. I disse nordiske klimatiltakorienterte nettutbyggingsplanene inngår transportkanaler fra den arktiske regionen som sentrale elementer. Det medfører at en eventuell beslutning om forsterking Skaidi-Varangerbotn vil være en beslutning av strategisk karakter i større grad enn en beslutning om valg mellom dette og andre ellers likeverdige utbyggingsalternativer.

Den strategiske karakteren i en slik beslutning styrkes også av at det på russisk side er en økt interesse for vindkraft, særlig på Kola-halvøya. En slik linjeforsterking kan åpne for et samarbeid mellom Murmansk og Finnmark om vindkraft som konkret kan bidra til å trekke Russland inn i et samarbeid på et område der regjeringen ønsker å være pådriver for en mer ambisiøs global klimaavtale etter 2012, samtidig som det vil kunne bidra til å utvide perspektivet i den petroleumsfokuserte energidimensjonen som er sentral i nordområdedialogen norske myndigheter har ført med Europakommisjonen, EU-land og USA og Canada.

Det vil også være knyttet usikkerhet til en slik beslutning. Forventede EU-pålagte krav om økt norsk fornybarproduksjon må også finne fornuftige anvendelser av den nye produksjonen i påvente av at økt etterspørsel fra transportsektoren og petroleumssektoren genereres. Fornybardirektivet vil være basert på mål for fornybar energi som andel av forbruket, og det er ennå usikkert om i hvilken grad det kan åpne for handel mellom landene basert på opprinnelsesgarantier. Videre vil forhandlingene

med Sverige om felles norsk-svensk grønt sertifikatmarked få ny driv først når konsekvensene av direktivet er klarlagt. Hvordan Finland, som vil ha kraftunderskudd selv etter at deres femte atomreaktor settes i drift, velger å nå sine målsettinger vil også være en viktig faktor. Dette skulle tilsi at prinsippet om beredskapsbasert planlegging av fremtidig nettutbygginger vil måtte veie tungt.

Fornybardirektivet vil omfatte nasjonale mål for å nå en overordnet målsetting om at 20 prosent av energiforbruket i EU-området skal komme fra fornybare kilder i 2020. I siste nettutviklingsplan er utbygging av ny 420 kV linje mellom Skaidi og Varangerbotn ikke av de tiltak som er prioritert i perioden fram til 2018. Hvis dette blir stående, betyr det at denne linjen tidligst vil være i drift ved utgangen av målperioden, og vindkraft fra Finnmark vil da ikke av de tiltak som inngår som bidrag for å nå denne målsetningen.

2.5 Scenario 3 – Energifylket Finnmark

I scenario 3 utvikler Barentshavet Sør seg i retning av å bli et betydelig produksjonsområde både for olje og gass som følge av betydelige funn og utvikling av avansert teknologi. I Vest-Finnmark bygges Snøhvit tog 2 ut. Petroleumsvirksomheten beveger seg østover, i 2010-2011 gjøres det funn av olje som gir grunnlag for et ilandføringsanlegg på Finnmarkskysten øst for Skaidi i 2021-22, med produksjonsperiode på 20 år. Kort tid etter gjøres det funn av store mengder gass øst i Barentshavet sør som gir grunnlag for etablering av et nytt LNG-anlegg i Øst-Finnmark med produksjonsstart 2023-25. I et klimaregime med strenge krav til CO²-håndtering knyttet til sluttbruken går råvareprisene for petroleum noe ned, men utvikling av ny teknologi gir likevel god økonomi i anleggene. Høye tiltakskostnader for håndtering av CO² fra gasskraftproduksjon ved de to ilandføringsanleggene, som har et energibehov i relativt moderat størrelse, medfører at kraft fra nettet blir valgt som primær energiforsyning.

For øvrig er næringsutviklingen i Øst-Finnmark som i scenario 1 med tillegg av leveranse- og ringvirkninger av en samtidig utbygging av vindkraft i balanse med det økende forbruket i fylket. Samarbeidet med Russland på energisiden øker både på vindsiden og for vannkraft. Forsterkninger på russisk side av nettet muliggjør effektkjøring fra magasinkraftverk i kombinasjon med vindkraftproduksjon.

En balansert utvikling mellom forbruk og produksjon av elektrisitet i Finnmark gir god samfunnsøkonomisk lønnsomhet i utbygging av linjenettet, som også vil åpne for eksport. Dersom man får en økt petroleumsvirksomhet vil det følgelig ligge til rette for linjeutbygging Skaidi-Varangerbotn og økt vindkraftproduksjon. I et strengt klimaregime vil bærekraftigheten i en slik løsning ligge i at krav til reduksjon av utslipp av klimagasser er knyttet til verdikjeden fram til sluttbruken av petroleumsproduktene. Barentshavet er en lovende petroleumsprovinns, og det er gjort funn i fire av seks lete hull i 2007 og 2008, men fortsatt ikke nok til å trekke konklusjoner om at det er funn grunnlag til stede for å utvide anlegget på Melkøya med et Tog 2. Dersom det skulle gjøres større funn i de østligste feltene i 20. konsesjonsrunde, vil petroleumsvirksomhet et eller flere steder øst på Finnmarkskysten kunne bli etablert. Det er en politisk målsetting at nye petroleumsinstallasjoner i størst mulig grad skal forsynes fra nettet, noe som blant annet har medført at den foreslåtte offshore-løsningen for utbygging av Goliat-feltet baseres på strøm fra kabel på land

i kombinasjon med turbinløsning. Man må også regne med at eventuelle varmekraftverk-løsninger for energiforsyningen til petroleumsinstallasjoner i framtiden vil måtte basere seg på CO²-fangst og lagring. For energibehovet ved prosessanlegg for oljefelt i størrelsesorden Goliat-feltet og oppover vil tiltakskostnadene ved CO²-håndtering med dagens teknologi⁸ bli så store at det ikke vil være regningsvarende. Det skulle tilsi at forsyning fra nettet er mest aktuelt. Dersom energibehovet skal dekkes med vindkraft må denne kombineres med regulerkraft for de periodene det ikke blåser. Vindkraft i kombinasjon med import av regulerkraft fra Russland kan da være et alternativ. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til dette scenarioet, idet det forutsetter at det faktisk gjøres drivverdige funn. Interessen for leteaktivitet er stor hos selskapene, noe som øker funnsanssynligheten. I gjennomsnitt tar det 11 år fra funn til produksjon.

⁸ Kombikraftverk med amin-teknologi

3 Kraftbalansen og sentralnettet i Finnmark i dag

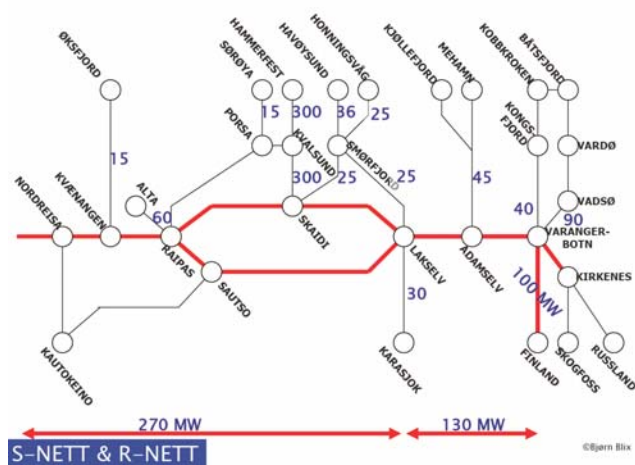
3.1 Kraftbalansen i Finnmark

Kraftproduksjonen i Finnmark er preget av sesongmessige svingninger som følge av mye uregulerbar elvekraftproduksjon, der elvekraftverkene i Alta og Pasvik har små muligheter for å regulere kjøringen. Dette gir kraftoverskudd om sommeren og underskudd om vinteren.

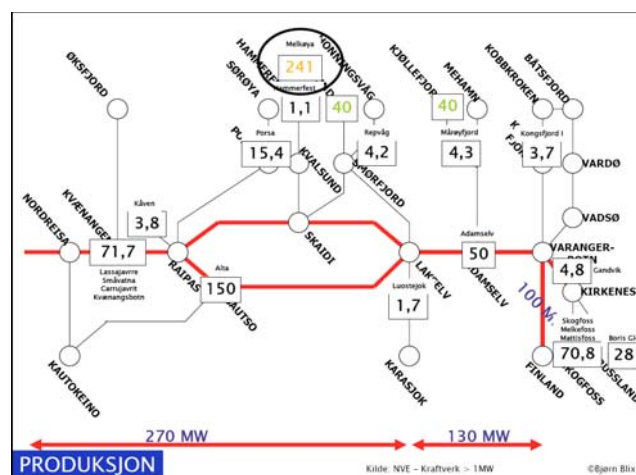
I 2006 var produksjonskapasiteten i Finnmark ca 330 MW installert ytelse og ca 175 MW i tilgjengelig vintereffekt, med en middelproduksjon på 1,5 TWh. De siste års forbruk har ligget på mellom 1,32 og 1,44 TWh. Effektflyten fordeler seg forskjellig mellom sommer og vinter, med overskudd om sommeren og underskudd om vinteren. Dersom Nord-Troms tas med, inkluderes også kraftverkene i Skibotn og Goulas, og det samlede området er normalt et overskuddsområde hele året, med samlet vannkraftproduksjon ca 2,4 TWh pr år. Produksjonen består for det vesentligste av ikke regulerbar vannkraft noe som gir liten reguleringsevne i kraftsystemet. Overskuddskraft ut av området kan enten gå via Guolas-snittet og videre sørover eller eksporteres til Finland. Ved eksport til Finland er overføringskapasiteten avhengig av finsk produksjon, og vil variere mellom 0 og 100 MW.

I tillegg til det ordinære forbruket til konsum og industri, kommer et betydelig forbruk ved LNG-anlegget på Melkøya i Hammerfest. Dette er ved normal drift beregnet til 1,7 TWh, dekket av eget varmekraftverk på anlegget med back-up fra nettet, se kapittel 7.5.1.

Effektforbruk og produksjonskapasitet i regionalnettet i Finnmark er illustrert i Figur 3-1-Figur 3-2.



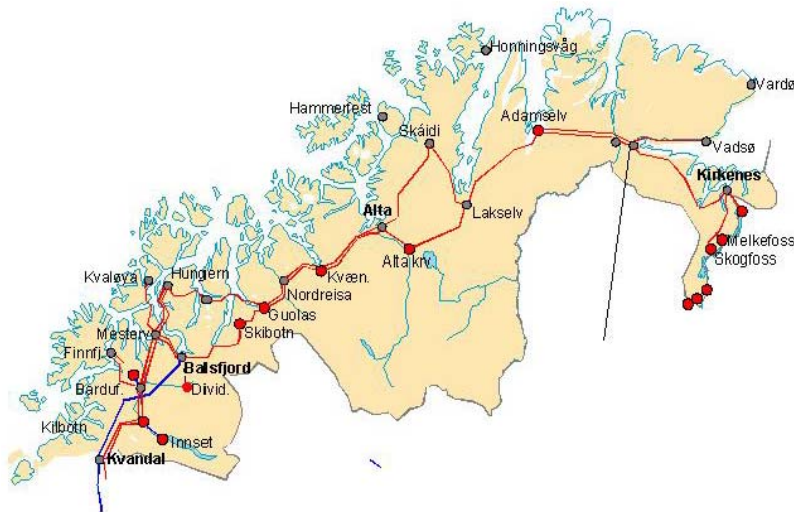
Figur 3-1 Overføringskapasitet i sentral- og regionalnettet i Finnmark. Illustrasjon; Bjørn Blix, Hammerfest E-verk



Figur 3-2 Produksjonskapasitet i Finnmark. Illustrasjon; Bjørn Blix, Hammerfest E-verk

3.2 Dagens sentralnett og forbindelser med utlandet

Bortsett fra mellom Lakselv og Adamselv består sentralnettet fra Balsfjord til Varangerbotn av to parallelle 132 kV-linjer med forbindelse i Varangerbotn til en 220kV-linje til Finland. Kraftnettet er for en stor del bygget i perioden 1960-1980. Noen utbedringer er foretatt i ettertid, men det er ikke foretatt noen store grep. I 2007 ble det gitt konsesjon til oppgradering til 132 kV-linje fra Varangerbotn til Skogfoss med forbindelse til Boris Gleb i Russland.



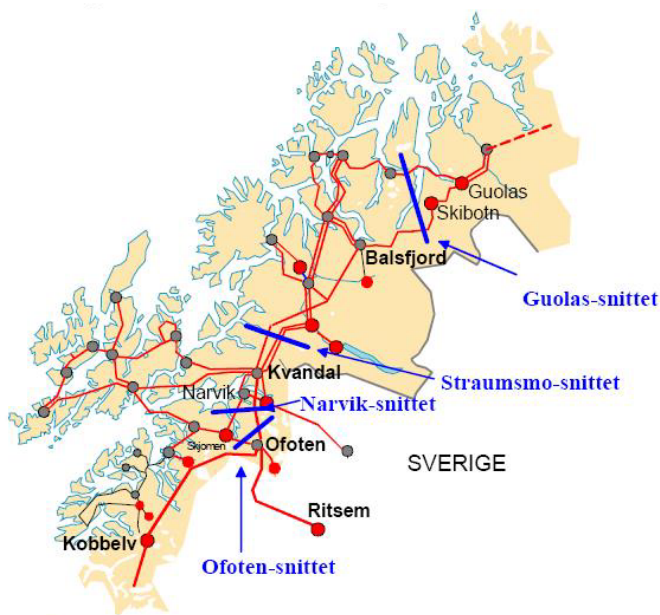
Figur 3-3 Sentralnettet nord for Kvandal

Nettstrukturen i Finnmark preges av at det regionale nettet ikke er sammenhengende men knyttet sammen via sentralnettet. Det meste av produksjonen fases inn på sentralnettet og ut til forbrukerne, enten internt i fylket eller ut av området.

I Varangerbotn er det mulig å drifte nettet samlet mot Finland. Dette har vært, og er i perioder fortsatt, vanskelig på grunn av pendlinger i det relativt svake nettet mellom Balsfjord og Pirttikoski⁹ i Nord-Finland.

De snittene som begrenser kapasiteten i nettet i Nord-Norge er i hovedsak Goulas-, Straumsmo- og Ofoten/Narvik-snittet, som er markert i Figur 3-4.

⁹ øst for Rovaniemi



Figur 3-4 Snittene i Nord-Norge

I Goulas-snippet må endringer i last og produksjon skje innenfor grenser på 270 MW eksport og 160 MW import. Denne kapasiteten er i dag i det vesentlige utnyttet, økninger i last og produksjon i forhold til dagens situasjon vil derfor være problematisk.

Statnett har over tid gjennomført et prosjekt knyttet til forsyningsikkerheten i Nord-Norge. Fase 1 av prosjektet ble avsluttet i juni 2007 og hadde fokus på kraftforsyningen i Nord-Norge nord for Ofoten generelt, både uten større omfang av ny produksjon eller forbruk og ved økt forbruk i Vest-Finnmark. Fase 2 av prosjektet skal etter planen avsluttes i løpet av 2008 og har fokus på forsyningsikkerheten i Øst-Finnmark.

Situasjonen for Finnmark med dagens nett er at flaskehals oppstår i Guolassnittet i utsatte måneder med mye vind og lave temperaturer. Utbedring av kapasiteten ved dette snippet alene øker ikke kapasiteten i særlig grad, nye flaskehals oppstår raskt lenger sør i Narvik og Ofotensnittet. I tillegg kan eksport av kraft til Finland møte kapasitetsproblemer ved høy produksjon i Finland. Det er i hovedsak import om vinteren med Varangerhalvøya mot Finland og eksport om sommeren med Kirkenes/Pasvik liggende mot Finland.

I følge Statnett er forsyningsikkerheten akseptabel i dag gjennom at det ved kritiske utfall er lokalproduksjon i området som gjør at man får strømmen frem med unntak i de helt ekstreme situasjoner.¹⁰

¹⁰ Konserndirektør Gunnar G. Løvås, Statnett, Energidagan 2008.

4 Nærmere om nullalternativet – stagnasjon og miljøoppportunisme

4.1 Nærings- og befolkningsutvikling

I dette scenarioet forutsettes det at det i liten grad etableres ny næringsvirksomhet med energiforbruk av betydning i Øst-Finnmark, med stagnasjon, pessimisme og nedleggelse for fiskeindustrien, og på petroleumssiden gir leting øst i Barentshavet Sør skuffende små og få funn. Videre gir fall i råvareprisene liten interesse for å sette i gang ny gruvedrift. Vedvarende negativ befolkningsutvikling gjør også at husholdningsforbruket av elektrisitet avtar.

4.2 Svake miljøforpliktelser og lite fornybar energi

Mangel på kapital, svake klimaforpliktelser og svake støtteordninger bidrar i dette scenarioet til at det er liten vilje til å investere i vindkraftproduksjon. Vi legger imidlertid til grunn at en av søkerne får konsesjon av Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE), og bygger en vindkraftpark i Finnmark innenfor dagens nettkapasitet.

Dette på bakgrunn av at Statnett etter pålegg av NVE i 2005 gjennomførte en undersøkelse av nettkonsekvensene av ny produksjon i Finnmark med dagens nett. Her ble det konkludert med at det maksimalt kan mates inn 120 MW vindkraft i Finnmark på nettet, med maksimal import av inntil 50 MW økt russisk import, forutsatt at importen kan begrenses ved kapasitetsproblemer. Statnett anbefalte videre at Hammerfest Energis planlagte 100MW gasskraftverk ikke realiseres som følge av forventet store perioder med flaskehals og anstrengt systemdrift¹¹.

4.3 Oppsummering av nullalternativet

Dette scenarioet forutsetter stagnasjon i næringslivet og tilbakegang i folketallet i Øst-Finnmark, noe som innebærer at det ikke blir økning i kraftforbruket.

Nettet nord for Balsfjord er det svakeste sentralnettet i Norge, noe som historisk har sin årsak i lavt forbruk i fylket kombinert med lange avstander som gir små incentiver for investering i nye linjer. Dette har medført at det i de samfunnsøkonomiske beregningene har vært dårlig lønnsomhet i investering i nye linjer.

Hva Statnett vil konkludere med når det gjelder forsyningssikkerheten i Øst-Finnmark mer spesifikt, vil ikke være klart før konklusjonene i del 2 av forsyningssikkerhetsprosjektet foreligger. En av årsakene til at dette arbeidet gjennomføres er Stormen Narve som i januar 2006 medførte

¹¹ Nettkonsekvenser av ny produksjon i Finnmark, Statnett 2005

driftsforstyrrelser og mørklegging av deler av området nord for Ofoten.¹² Men forutsatt at forsyningssituasjonen fortsatt blir vurdert som tilfredsstillende, jfr. kapittel 3.2, og utsiktene til økning i forbruket er små, vil forutsetningene være uendret i forhold til tidligere, og det vil nok være liten vilje til å fravike kravet om at infrastrukturen på nett skal basere seg på samfunnsøkonomisk lønnsomhet etter de prinsippene som er fastsatt. Det betyr at utfordringene i sentralnettet i Øst-Finnmark framover vil være knyttet til å unngå driftsforstyrrelser i ekstremvær og gjennomføre vedlikeholdsinvesteringer i eksisterende nett.

5 Nærmere om Scenario 1 – utvikling og vekst i Øst-Finnmark

5.1 Utvikling og vekst i næringslivet

Utviklingsbanen i dette scenarioet er i store trekk vekst i næringslivet i Finnmark.

Fiskeindustri og fiskeoppdrett

I denne utviklingsbanen blir fiskeindustrien langs hele kysten av Finnmark lønnsom, omstillingsdyktig og markedsorientert. Fra 2010 etableres det både store, tradisjonelle bedrifter, og små nye nisjebedrifter. Driften ved Svartnes-anlegget i Vardø kommer i gang med full kapasitet.¹³ Personer og selskaper fra andre deler av landet finner det interessant å etablere seg i Finnmark. Flere fiskeoppdrettsselskaper investerer store summer i anlegg i Sør-Varanger og andre steder de nærmeste årene.¹⁴

Gruvedrift

Scenarioet baseres på at flere planer for gruvedrift i tillegg til oppstart ved Sydvaranger-anleggene realiseres. Bakgrunnen for dette er at råvareprisene på malm og mineraler i dag har gjort Finnmark attraktivt for gruveselskaper. Flere selskaper har meldt sin interesse for å drive med letevirsomhet

¹² Områdeansvarlig Bjørn Hugo Jenssen, Statnett, Konferanse Næringsutvikling og infrastruktur for elektrisitet i nordområdene. Hvor står vi og hva må til? Kirkenes 29.-30.9 2008

¹³ Bedriften Arctic Blue Vardø AS har fra november 2008 leid anlegget til Aker på Svartnes for i første omgang produsere kongekrabbe-produkter med 15-20 personer i produksjonen, og videre søke å utvide med annen sjømat. Det arbeides også for å legge til rette for andre aktører på anlegget. Nyetableringen vil trolig vil gi ringvirkninger og få flere bedrifter til å komme til Svartnes, i følge ordføreren i Vardø (NRK, Fiskeribladet Fiskaren, MyAker)

¹⁴ Fiskeri- og kystdepartementet har i 2008 tildelt Finnmark sju nye konsesjoner for oppdrett av laks, ørret og regnbueørret. Oppdrettsselskapene ser vekstmuligheter i fylket, og har de siste to årene investert flere hundre millioner i Finnmark. (Finnmark fylkeskommunes nettsider)

på Finnmarksvidda, Gruvedriften i Sør-Varanger skal gjenåpnes¹⁵ og kobbergruven i Kvalsund kommune ønskes gjenåpnet.

Reiselivsnæringen

Reiselivsnæringen er i vekst, der vintercruise er et nytt satsingsområde.¹⁶

Oljeomlastning og basevirksomhet

Omlasting av olje fra Russland i Bøkfjorden i Sør-Varanger og Sarnesfjorden i Nordkapp øker til 400 skipsanløp pr. år. Omlasting via flytende terminal etableres, og det blir markedsmessig grunnlag for å etablere omlastingsvirksomhet flere steder i Finnmark. Utbygging av Sctokmanfeltet medfører stor basevirksomhet og høy havneaktivitet i Kirkenes. I Vest-Finnmark bygges Goliat-feltet ut.

Strømforsyning fra land – "NOx-frie havner"

Forutsetningene om svake miljøforpliktelser er de samme som i nullalternativet, med unntak av at norske havner blir pålagt å levere kraft til skip som ligger i havn ("NOx-frie havner"). Store skip er svært forurensende i form av lokale utslipp av NOx når de ligger ved havn. Selv om de ikke er i fart, må motorene holdes i gang for å forsyne skipene med strøm. Dette NOx-problemet må løses ved at skipene kobler seg til det lokale strømmettet når de ligger i havn. Det er stilt krav til at skipsfartsorganisasjonen IMO vedtar retningslinjer for dette, og EU har varselt egne tiltak dersom ikke IMO innfører utslippsreguleringer i løpet av 2009. For Honningsvåg havn er det estimert behov for effekt opp mot 15 MW ved toppbelastning.

¹⁵ Selskapet Northern Iron Limited melder i kvartalsrapport ultimo september om at langtidskontrakter for femti år framover er undertegnet og at oppstartsarbeidene går i henhold til plan, samtidig som svekking av krone og australsk dollar reduserer oppstartskostnadene i forhold til dollar. (Sør-Varanger Avis 1.11.2008)

¹⁶ Norge får sitt første vintercruise med destinasjon Alta i 2009. Cruisereferiene er nå i ferd med å oppdage Finnmark som eksotisk vinterdestinasjon i følge havnesjefen (Altaposten 7.10.2008). Også Hurtigruten har opplevd stor pågang fra Europa etter vinterturer (NRK Nordland 13.11.2008)

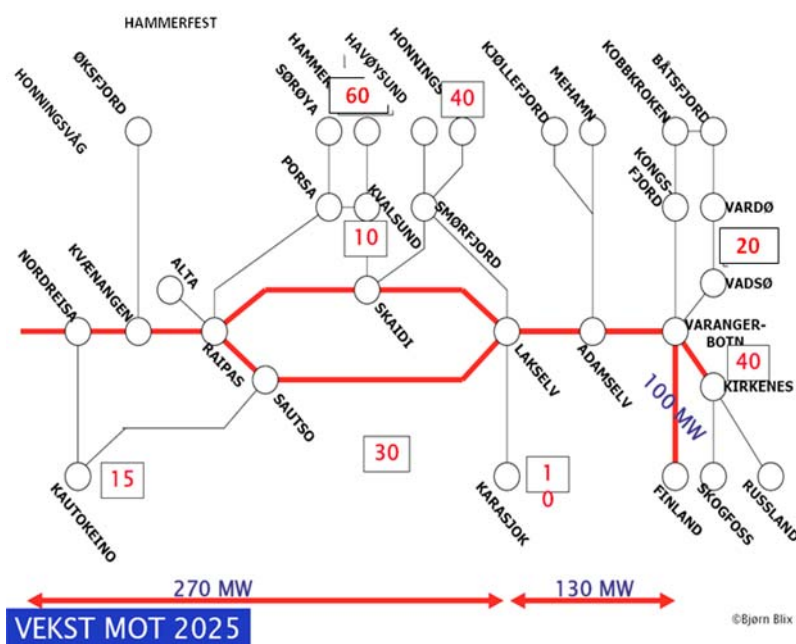
5.2 Effektbehov

Forutsatt næringsutvikling som beskrevet i ovenfor gir denne utviklingen et tentativt kvantifisert effektbehov i scenarie 1 med vekst til 125 MW i 2025 utenom petroleumsinstallasjoner.

Tabell 5-1 Anslag for effektøkning forbruk eksklusive petroleumsindustrien

Sted	Type	Kraft forsyning	MW
Kautokeino	Bergverk	Nett	15
Karasjok	Bergverk	Nett	10
Kvalsund	Bergverk	Nett	10
Kirkenes	Bergverk	Nett	40
Vardø/Båtsfjord	Fiskeindustri	Nett	20
	Generell næringsvekst	Nett	30
SUM			125

Ikke-kvantifisert effektbehov for landstrøm til skip inngår i posten generell næringsvekst. For petroleumssektoren forutsettes i tillegg Goliat-flyter idriftsatt i 2012, med effektbehov 60 MW. I tillegg forutsettes produksjon fra Nucula-feltet, med oppstart landanlegg med effektbehov 40 MW. Dette gir et samlet effektbehov som vist i Figur 5-1.



Figur 5-1 Vekst effektbehov i scenario 1. Illustrasjon basert på en mal for nettsystemet utarbeidet av Bjørn Blix, Hammerfest Energi

5.3 Nytt forbruk gir endrede betingelser for samfunnsøkonomisk lønnsomhet for linjeforsterkning

Nye forutsetninger om forbruk i regionen gir endrete forutsetninger for samfunnsøkonomisk nytte av investeringer i nett. Statnett bruker Samlast-modellen som basis for beregning av dette. Dette er et kraftig modellverktøy med optimaliseringsrutiner basert på lineær programmering. Statnett alene har flere årsverk knyttet til bruk og vedlikehold av denne. Vi har forsøkt å beskrive beregningsgangen i Samlast-modellen i vedlegg 4. I de samfunnsøkonomiske beregningene til Statnett veies kostnadene ved investeringene mot nytten i form av reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader, tapskostnader, systemdriftskostnader og avbruddskostnader samt nytten av den økte kapasiteten i nettet for konsumenter og produsenter i ulike delmarkeder i det samlede nettsystemet som inngår i analysen .

Vi har ikke mulighet til å tallfeste hvordan de samfunnsøkonomiske beregningene med nye forutsetninger om forbruk i Finnmark vil slå ut i en så kompleks modell, men vi vil tentativt forsøke å gjøre noen tolkninger om mulige utfall, blant annet basert på en vurdering av parametre gjennomført av ECgroup. De vurderer det slik at analysene som er gjort tyder på at det må nytt forbruk til for å lønnsomhet i nettutbyggingen. Det vurderes at ved økt forbruk uten ny produksjon må også Ofoten-snittet forsterkes, da det er dette snittet som som oftest er kritisk ved underskudd.

Det argumenteres blant andre fra Hammerfest Energi¹⁷ med at med økninger i forbrukseffekt i et størrelsesomfang 50-100 MW nord for Ofoten-snittet vil antallet dager med økt sannsynlighet for kritiske utfall øke betydelig, dette vil konsentrere seg til de tre vintermånedene. Vinterhalvåret vil være spesielt utsatt da effektunderskuddet er stort på grunn av høy etterspørsel og lav produksjon av kraft.

Med dagens nettsituasjon er forsyningssikkerheten god om sommeren mens den i vinterhalvåret er utsatt med hensyn til lavere produksjon, risiko for avbrudd og tapskostnader. Etablering av ny kraftkrevende industri i Finnmark kan møte hindringer i form av lav nettkapasitet og ustabile kraftleveranser. På kort sikt vil dette kunne løses med egen produksjon og import vinterstid, men over lengre tid vil den lave nettkapasiteten være til hinder for nyetableringer.

I Nordels Masterplan for sentralnettet i Norden (se kapittel 1.1.1.1) vises det til at en utbygging Ofoten-Balsfjord vil ha svært positiv effekt i for av å redusere en rekke flaskehals i det nordiske markedet. Statnett har varslet at melding om denne utbyggingen vil bli sendt innen utgangen av 2008.

¹⁷ Bjørn Blix, Hammerfest Energi; Finnmark - produsent av ren energi for Europa, Konferanse Næringsutvikling og infrastruktur for elektrisitet i nordområdene. Kirkenes 29.-30.9.2008

5.4 Ny næringsvirksomhet og nettkapasitet – høna og egget

Usikkerhet knyttet til hvorvidt ulike enkeltaktørers nyetableringer av energiintensiv næringsvirksomhet faktisk realiseres øst i Finnmark kan medvirke til at planlegging av ny nettkapasitet som medfører store investeringer ikke igangsettes før man er sikker på at det nye forbruket vil komme.

Samtidig vil manglende nettforsyning være en teknisk infrastrukturfaktor som i utgangspunktet kan utelukke Finnmark og Øst-Finnmark som lokaliseringssted for nyetablering, uten kanskje en gang å nå fram til styrebehandling, når etablering av ny energikrevende næringsvirksomhet besluttes.

Dette klassiske dilemmaet knyttet til hva som skal komme først, høna eller egget, medvirker til å bremse næringsutvikling i området.

I regjeringens Nordområdepolitikk, som er nærmere omhandlet i kapittel 6.5, er videreutvikling av infrastrukturen for å legge til rette for næringsvirksomhet og utvikling av nærings samarbeid og norske næringsinteresser rettet mot Russland viktige strategier. Ut fra sin beliggenhet vil Øst-Finnmark være et kjerneområde og knutepunkt for aktiviteter rettet mot Russland.

Nordområdene er Norges viktigste strategiske satsingsområde i årene som kommer. En beslutning om å igangsette planlegging av infrastrukturtiltak innrettet mot dette vil derfor like fullt være en strategisk politisk beslutning som en beslutning ut fra rangering av dette tiltaket i forhold til andre tiltak basert på de samfunnsøkonomiske kriteriene som er omtalt i kapittel 5.3.

En balansert utbygging av ny energiproduksjon i området i takt med økt forbruk gir mindre flyt i nettet med reduserte tapskostnader og derved bedre samfunnsøkonomi i nettforsterkning. Dette er for øvrig en viktig premiss i vårt scenario 3 i kapittel 7. For aktører som planlegger energiintensiv næringsaktivitet i regionen kan det derfor være hensiktsmessig å inngå et strategisk samarbeid med aktører som ønsker å realisere fornybar energi produksjon og nettinteressentene for å få realisert de nødvendige nettforsterkningene.

5.5 Oppsummering av scenario 1

Nytt forbruk øst for Skaidi vil gi bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet i linjeforsterkningen til Varangerbotn. Økt forbruk gir økt flyt og økte tapskostnader i dagens nett.

For sentralnettet betyr den nye næringsvirksomheten store utfordringer knyttet til forsyningssikkerhet og transport av elektrisitet inn i regionen vinterstid som følge av økt forbruk av energi i regionen. Ved økt kraftforbruk uten ny produksjon må også Ofoten-snittet forsterkes, da det er dette snittet som oftest er kritisk ved underskudd. En utbygging av 420 kV-linje Ofoten-Balsfjord er vurdert til å ha svært positiv effekt i for av å redusere en rekke flaskehalsen i det nordiske markedet, og Statnett har varslet at melding om planer om utbygging vil bli sent årsskifte 2008-2009, der idriftssettelse er planlagt til 2015/2016. Forutsatt at flaskehalsproblemene i Ofoten-

snittet løses, vil kapasitetsbegrensningen øst for Skaidi være 130 MW i sentralnettet fra Lakselv og østover.

Den økte næringsaktiviteten som er forutsatt i dette scenarioet er næringsaktivitet som vil komme uavhengig av – og for en del av aktivitetene foran i tid i forhold til en eventuell utbygging av nytt tog 2 på Snøhvitanlegget i Vest-Finnmark. I dette scenarioet er tidsaspektet viktig, i det en næringsvekst som forutsatt her vil nå kapasitetsgrensen for nettet i løpet av en tidshorison før 2018. Lang tid fram til utbygging av linjenettet blir meldt og lang tid til konsesjonsbehandling og utbygging kan innebære at ny næringsvirksomhet må utsettes eller ikke blir realisert. Dette vil i sin tur kunne svekke mulighetene til realisere nærings samarbeid og utvikle norske næringsinteresser rettet mot Russland innenfor Nordområdesatsingen.

6 Nærmere om scenario 2 – muligheter for økt fornybar kraftproduksjon

6.1 Forutsetningene i scenarioet – om dette kapitlet

Dette scenarioet er basert på forutsetninger om en forpliktende europeisk satsing på fornybar energi fram til 2020 gjennom nytt fornybardirektiv som tiltak for å redusere klimautslippene, og den rollen eksport av vindkraft fra Finnmark kan spille i dette. For å rendyrke de utfordringene en slik eksport vil stå overfor, er det her forutsatt en næringsutvikling i Finnmark med lav aktivitet med unntak av de ringvirkningene selve vindkraftutbyggingen vil medføre, og få og små funn på petroleumssiden.

En slik produksjon for eksport som ikke er balansert med økt forbruk i regionen vil stå overfor en rekke utfordringer, særlig knyttet til nødvendige nettførsterkninger i og utenfor regionen. Dette har medført at Statnett tidligere har konkludert med at linjeførsterkningen Skaidi-Varangerbotn ikke er samfunnsøkonomisk lønnsom.

I dette kapitlet gjennomgår vi innledningsvis det potensialet som ligger i utnyttelsen av vindressursene i Finnmark og de konsekvenser dette har for kostnadseffektivitet og samfunnsøkonomiske nytteeffekter av dette.

Med dagens kraftpriser og dagens kostnadsnivå ved vindkraftutbygging vil det ikke være bedriftsøkonomisk lønnsomhet i vindkraftproduksjon noen steder uten støtte, selv ved relativt høy kostnadseffektivitet pr produsert kraftenhet. Neste underkapittel omfatter en kort gjennomgang av status og mulig framtidig utvikling for støtteordninger.

Deretter forsøker vi å beskrive de barrierer og utfordringer som en slik vindkrafteksport fra Finnmark vil møte. Det omfatter i første rekke nødvendige nettførsterkninger for å få kraften ut. Beskrivelsen av nettførsterkingene er tredelt; nettførsterkninger fra Ofoten til Varangerbotn; nettførsterkninger sør for Ofoten samt nettførsterkninger fra Varangerbotn til Finland og Sverige som alternativ. I beskrivelsen av det siste alternativet bygger vi for det vesentlige på planene til Nordel, sammenslutningen av systemoperatørene i Norden.

Den neste utfordringen som beskrives er knyttet til at kostnadseffektiviteten i en stor og tung nettinvestering er avhengig av mange mindre investeringsbeslutninger hos ulike aktører, samtidig som disse aktørene igjen er avhengige av konsesjons- og tilskuddsmyndigheter som legger status quo for nettkapasiteten til grunn for sine prioriteringer. Dette medfører at man kommer inn i et høne og egg-dilemma; hva skal komme først. Behovet for samordning av produsent- (og konsument-)siden drøftes kort.

Den tredje utfordringen er knyttet til at forpliktelser til økt norsk fornybarproduksjon må finne nye anvendelser fram til nye markeder er generert i transportsektoren, petroleumsutvinningen og andre

sektorer. Det europeiske nettet er i dag lite tilpasset økt fornybarproduksjon og vil skape flaskehals for eksport av ny norsk vindkraftkraft. Nye markeder kan imidlertid åpne seg innen handel basert på opprinnelsesgarantier og eventuelt grønne sertifikater dersom det utvikler seg et felles sertifikatmarked.

Ringvirkninger inngår vanligvis ikke i samfunnsøkonomiske analyser fordi det i mange tilfeller medfører en omfordeling av verdiskapingen. Det er nå en styrket interesse på russisk side til å bygge ut vindkraft også i Murmansk-regionen. I nest siste delkapittel argumenteres det for at ringvirkninger av en satsing på vindkraft i Finnmark kan gi netto nytteeffekter ut over rene omfordelingsvirkninger i form av bidrag til å styrke og utvide den sentrale, men petroleumsfokuserede energidimensjonen i regjeringens nordområdestrategi, og at slike effekter også bør vektlegges i en slik strategisk infrastrukturbeslutning om utbygging av nettinfrastrukturen. I delkapitlet er også slike ringvirkningeffekter kvantifisert.

Siste delkapittel i dette kapitlet oppsummerer de viktigste momentene i dette scenarioet.

Status for vindkraftutbygging i Norge og Finnmark, teknologi- og kostnadsutviklingen for vindkraftutbygginger og potensialet for utbygging av vindkraft til havs utenfor Finnmark er omtalt i vedlegg 1 til denne rapporten.

6.2 Vindressurser i Finnmark

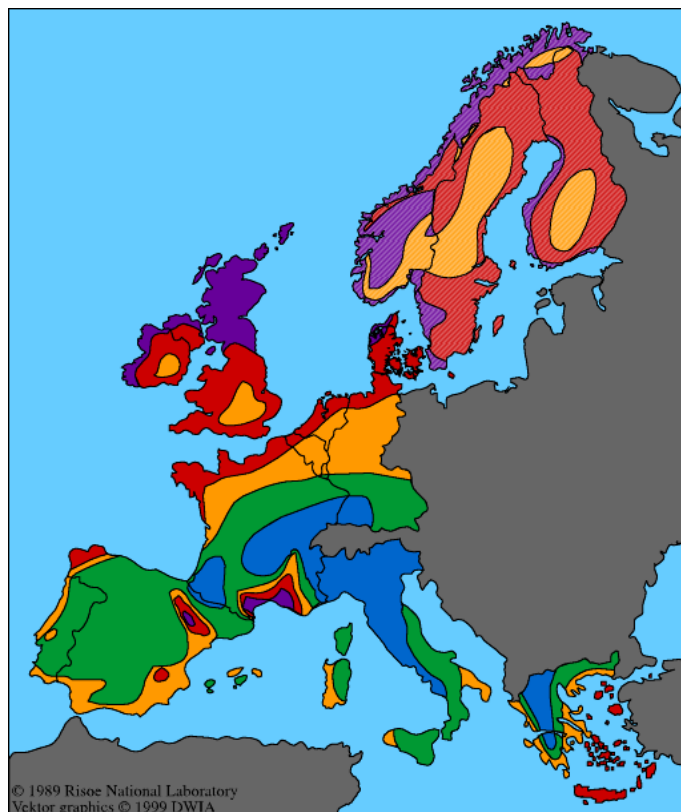
Norge har meget store vindressurser. Ressursene er vesentlig større enn i Tyskland og Danmark, som har bygd ut langt mer vindkraft enn Norge¹⁸. Store deler av det norske vindpotensialet er ikke realiserbart på grunn av blant annet miljømessige og dagens økonomiske forhold. Nesten 70 prosent av de påviste vindkraftressursene ligger i Finnmark. Dette skyldes en kombinasjon av gode vindforhold og store ubebodde områder langs kysten.¹⁹ Finnmark er egnet for ny turbinteknologi med romslige vindparker. Anleggsinfrastrukturen er god, med gode havneanlegg og godt dimensjonert veistandard til aktuelle lokaliteter.

Vindkartet i Figur 6-1 er en forenklet illustrasjon på vindforholdene i Vest-Europa, inndelt i soner med ulik midlere vindstyrke 50 (45) meter over bakken. Fiolette soner er soner med høyest vindstyrke, blå soner har svakest vindstyrke. Innenfor sonene markert med fiolett har områdene ved

¹⁸ Sammenliknet med utviklingen i Spania og Tyskland er potensialet for uttak av større vindkraftressurser omfattende. Disse to landene igangsatte på 1980-tallet en politisk prosess for å stimulere til fornybar og miljøvennlig energibruk. Dette resulterte i at teknologiutviklingen ble vesentlig forbedret og holdt et høyt tempo fram mot 2000-tallet. Spania var på nivå med Norge når det kommer til vindkraft 1992. I 2005 hadde Spania skapt 17.000 direkte og indirekte arbeidsplasser knyttet til utbygging og drift av vindkraft. Tilsvarende utvikling vises i Tyskland hvor 25.000 mennesker arbeider med vind og landet er ledende i verden i bruk av vindkraft med 24% av den totale installerte vindkraft (IEA:342).

¹⁹ fornybar.no

kysten høyest vindstyrke (>8,5 m/s), mens åpne innlandslandskap og skjermede områder har lavere vindstyrke. Vindkartet viser at vindressurene i Finnmark er blant de beste i Europa



© 1989 Risø National Laboratory
Vektor graphics © 1999 DWIA

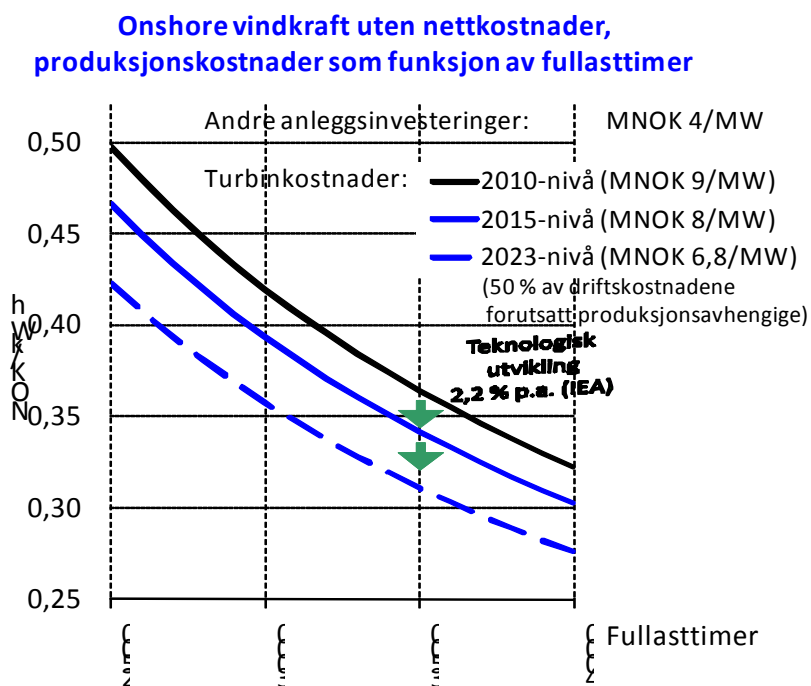
Wind Resources at 50 (45) m Above Ground Level										
Colour	Sheltered terrain		Open plain		At a sea coast		Open sea		Hills and ridges	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
Red	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
Orange	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Yellow	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Green	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
Blue	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
Purple			>7.5							
Dark Red			5.5-7.5							

Figur 6-1 Vindressurser i Vest-Europa. Kilde: Risø National Library

Kvaliteten på vindressursen bestemmer utnyttelsesgraden av vindturbinene, omregnet til fullasttimer²⁰. På land regnes det ofte med 2000-3000 fullasttimer i året. I Finnmark hvor vindressursene er best kan tallet komme opp i 4000 timer i året, avhengig av lokalitet. Til havs kan man nå opp i 4500 timer²¹. I Kraftsystemutredning for sentralnettet 2006-2025 har Statnett lagt til grunn en produksjon på 3500 fullasttimer i Finnmark, 3000 timer i Midt-Norge og 2600 timer i øvrige områder. Med disse forutsetningene vil selve vindkraftproduksjonen i Finnmark være 17 prosent mer effektiv enn i Midt-Norge og 35 prosent mer effektiv enn i øvrige områder sør for dette. Siden vindkraftproduksjon er så kapitalintensiv, vil kvaliteten på vindressursen influere kritisk på produksjonskostnadene. Dette er illustrert i Figur 6-2.

²⁰ eventuelt til kapasitetsfaktor – fullasttimer/8760 timer

²¹ Seniorforsker John Olav Tande, Sintef Energi, TU xx



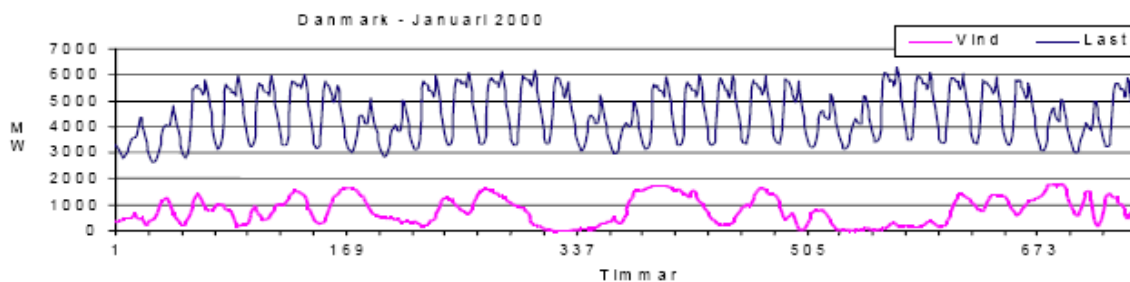
Figur 6-2 Onshore vindkraft uten nettkostnader, produksjonskostnader som funksjon av fullasttimer

I figuren er vist produksjonskostnadene for vindturbin i NOK/kWh som funksjon av fullasttimer.²² Forutsatt investeringskostnader 9 millioner kr pr. MW og andre faste anleggsinvesteringer på 4 millioner kr. pr MW, gir dette en produksjonskostnad ved turbin på 36 øre ved 3500 fullasttimer, 42 øre ved 3000 og 48 øre ved 2600 fullasttimer. Med en teknologisk utvikling som bidrar til å redusere turbinkostnadene som forutsatt i IEAs fremtidsbilde (se vedlegg

1), vil produksjonskostnadene med nye turbiner etter 2020 komme ned mot 30 øre ved 3500 fullasttimer. Graden av kommersialitet i dette uten støtteordninger vil selvsagt avhenge av den framtidige prisutvikling i markedsprisene for elektrisitet.

Kvaliteten på vindressursen i form av høyere fullasttid er "driveren" på nyttesiden når vindkraft i Finnmark vurderes opp mot vindkraftproduksjon andre steder i samfunnsøkonomisk analyse. Produsentene vi ha høyere produksjon til samme investeringskostnad. Vindkraft er en stokastisk størrelse som bare produseres mens det blåser. Hvordan dette vil slå ut i et ulike situasjoner for et sett av delmarkeder avhenger av markedsprisen i de ulike delmarkedene på de gitte tidspunkt. Nyttan vil sannsynligvis være stor der denne "ekstra" produksjonen kommer i perioder med høyt forbruk og uelastisk etterspørsel, som på vinteren, forutsatt et robust nett, og mindre dersom den inntreffer i perioder med lave priser, som om natten.

²² Annuitet av investerings- og driftskostnader samt restverdi ved 20 år, kalkylerente 8%, 50 prosent av driftskostnadene forutsatt produksjonsavhengige.



Figur 6-3 Dansk vindkraft i el-systemet ved ulike lastsituasjoner, januar 2000.
Kilde: Centrum for vindkraftinformasjon, faktablad 7.

Figur 6-3 er et eksempel på vindkraftproduksjon (nederste linje), i ulike lastsituasjoner for dag-natt-helg (øverste linje). Figuren viser vindkraftproduksjon i Danmark og døgnvariasjoner i nettlasten i januar 2000, da vindkraften sto for 12 prosent av elproduksjonen.

6.3 Støtteordninger, utvikling av et grønt sertifikatmarked

Uten økonomisk støtte vil ingen av vindkraftverkene i Norge (og Europa) være økonomisk lønnsomme med dagens priser (NVE, 2008). Derfor er tiltakshaverne avhengig av økonomisk støtteordninger. De ulike europeiske land har ulike støtteordninger for utbygging av fornybar energi. Ulik vektlegging av ulike mål i forskjellige land har ført til at ulike virkemidler har vært tatt i bruk. De virkemidler som har vært benyttet hyppigst er ulike former for produksjonsstøtte og investeringsstøtte. I tillegg til disse benyttes FoU-tilskudd, skatteinsatimenter, støtte til demo-programmer, informasjonsspredning, normative virkemidler, opplæring mv²³. Fra 90-årene har det hovedsakelig vært faste innmatningstariffer (feed-in tariff) som har vært hovedvirkemidlet til støtte av fornybare energikilder i Europa²⁴. I denne ordningen får en produsent en rett til å mate kraft inn på nettet og en garantert tariff for sin produksjon²⁵.

i følge Europadirektør Oluf Ulset i Statkraft har dagens lappeteppe av ulike støttesystemer for vindkraft i Europa (innmatningstariffer, handel med grønne sertifikater og annen støtte, ført til en utbygging av vindkraft i "flau bris" der jakten på subsidier er viktigere enn godeprosjekter, med store deler av installert kapasitet lokalisert til Tyskland og Spania. [Oluf Ulset, Statkraft AS, på årsmøte i Småkraftforeningen 26.3.2008] (se kapittel 6.2).

EU legger opp til en kraftig satsing på fornybar energi (se kapittel 6.4.4) gjennom et nytt EU-direktiv for fornybar energi. Dette krever effektive løsninger for å få fram tilstrekkelig fornybar produksjon,

²³ Kjell O. Kristiansen: Obligatoriske markeder for grønne sertifikater - Virkemiddelbruken i andre land, Rapport for OED, Joule AS, 2002

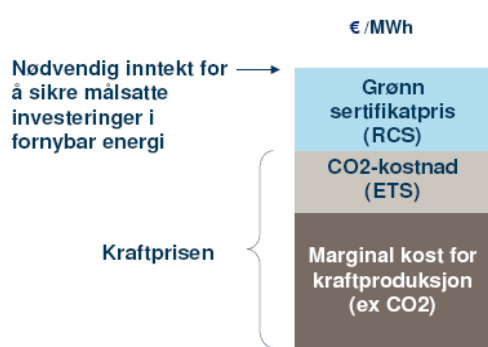
²⁴ Av i alt 25 EU-land har 15 land innført ulike former for innmatningstariffer, herunder Danmark, Tyskland, Spania, Nederland og Hellas.

²⁵ Fastprisen vil ofte være begrenset til et antall år eller driftstimer (eks 10 år) og kan evt trappes ned etter en forutbestemt plan.

og harmonisering av sertifiseringsregimer som går videre enn de ordninger som ligger som ligger inne i forslaget til direktiv²⁶ er oppe til diskusjon. I motsetning til et system med produksjonsstøtte i form av feed-in eller innmatingstariffer, der myndighetene bestemmer prisen på elektrisitet gjennom tilskuddene som gis og markedet bestemmer hvor mye som bygges ut, vil det i et marked med grønne sertifikater være myndighetene som bestemmer hvor mye som skal bygges ut, mens tilskuddet (sertifikatprisen) bestemmes i markedet. Etterspørselen etter sertifikatene genereres ved at sluttbrukere av elektrisk kraft er pålagt en lovbestemt plikt om å kjøpe en viss andel av sitt kraftforbruk fra produsenter av energi fra fornybare energikilder.

Sverige innførte et pliktig sertifikatmarked for fornybar energi i 2003, og vinteren 2005-2006 ble det gjennomført forhandlinger mellom Sverige og Norge om et norsk-svensk sertifikatmarked som ikke førte fram. Det har vært nye kontakter, og fra norsk side ønsker man å starte nye samtaler med Sverige om dette. Svenskene trenger tid til å avklare hva EUs fornybardirektiv betyr for dem, og drøftelsene kan ikke avsluttes før direktivet er lagt fram. I mellomtiden videreføres en ordning med investeringsstøtte til prosjekter med best kostnadseffektivitet samt en innmatingstariff fra 2008 med støtte på 8 øre pr kWh over 15 år for vindkraftproduksjon²⁷.

Fornybardirektivet til EU er et av tre sentrale initiativ i en samlet EU-pakke for å operasjonalisere målene om å redusere klimaeffektene forårsaket av økt utslipp av drivhusgasser, der CO² er største bestanddel. FNs klimapanel har i sin fjerde rapport konkludert med at gjennomsnittlig global temperaturøkning vil overstige 2 grader celsius over førindustrielt nivå etter 2030, med store negative



Figur 6-4 Inntekter fra fornybar produksjon, prinsippkisse.
Kilde: Statkraft AS, Oluf Ulseth, Årsmøte i Småkraftforeningen 2008

globale effekter og høy risiko for irreversible prosesser dersom ikke kraftige tiltak settes i verk for å redusere utslippene²⁸. EUs målsetninger er å øke fornybarandelen av energiforbruket med 20 prosent²⁹ og redusere klimagassutslippene med 20 prosent³⁰ innen 2020. Økning av andelen fornybar energi i energiforbruket er et av tiltakene, mens de to andre omfatter endringer i systemet for handel med utslippskvoter(ETS) i nytt kvotehandelsdirektiv og tiltak for sektorer utenfor kvotehandelsystemet. Kvotehandelsystemet innebærer en kostnad ved CO²-utslipp som vil bli reflektert i den europeiske

²⁶ Forslaget er tilpasset feed-in-tariffer, og dokumentasjonen av produsert fornybar energi skjer ved utstedelse av opprinnelsesgarantier

²⁷ Avkortet ved høye kraftpriser

²⁸ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 4th Assessment Report

²⁹ I forhold til 2005

³⁰ i forhold til 1990, målsetningen økes til 30 prosent dersom dersom andre industrialiserte land forplikter seg til en internasjonal avtale om tilsvarende utslippsreduksjoner og de økonomisk sterke utviklingslandene bidrar tilstrekkelig ut fra sine muligheter og forutsetninger.

elektrisitetsprisen. I dagens situasjon er marginalproduksjonen av kraft i et normalår i hovedsak produsert utenfor Norge med kullkraftverk som dominerende kilde. Dagens langsiktige kraftpris vil derfor være relativt lav, men med et betydelig tilhørende CO²-utslipp. Ved en ambisiøs klimapolitikk i EU og Norge kan denne situasjonen endre seg ved at kraft fra markedet forårsaker betydelig lavere tilhørende CO²-utslipp mens kraftprisene er høyere fordi tiltakskostnadene for CO²-reduksjonen er reflektert i kraftprisen. I den grad kontinentale kraftpriser "importeres" over i det nordiske markedet som følge av større markedsintegrasjon, betyr dette at også de nordiske markedsprisene for elektrisitet etterhvert vil reflektere dette påslaget. Det kommersielle grunnlaget for ny fornybar energiproduksjon vil da være en kraftpris som reflekterer påslaget samt inntektene fra incentivene for fornybarproduksjon enten generert i et sertifikatmarked eller som innmatingssubsidie, jfr. Figur 6-4.

6.4 Hva hindrer utnyttelsen av potensialet?

6.4.1 Barrierene

Vindkraft i Finnmark har et stort potensial, men flere barrierer må overvinnes. Den ene barrieren omfatter manglende nettkapasitet i og ut av området, den andre er knyttet til at vi i dette scenarioet ikke har forutsatt en stor økning av energiforbruket i området som følge av større petroleumsutbygginger, kraften må derfor eksporteres ut og finne sitt marked utenfor regionen, og den tredje barrieren er knyttet til i hvilken rekkefølge nettførsterkinger og ny produksjon skal realiseres (høna eller egget).

6.4.2 Nettkapasiteten

6.4.2.1 Ofoten-Varangerbotn

Statnett har gjennomført flere studier av vindkraftutbygging i Finnmark de siste årene, der konklusjonen har vært negativ for samfunnsøkonomisk lønnsomhet på grunn av de nettførsterkinger som må foretas. En studie³¹ som ble gjennomført i 2004 konkluderte med at lavere nettkostnad ved vindkraft i Midt-Norge ville gi større gevinst enn effekten av lengre fullasttid i Finnmark. Etter krav fra NVE kom en ny rapport³² året etter som konkluderte med at maksimalt 120 MW³³ ny vindkraft nord for Guolas-snittet i Nord-Troms kan mates inn i eksisterende nett uten forsterkinger. Statnetts Kraftsystemutredning fra 2006³⁴ omfattet ikke samfunnsøkonomiske analyser, men utredet framtidig netttutbygging i scenarioer, hvorav ett (*Nordisk integrasjon*) omfattet vindkraftutbygging uten kombinasjon med forbruksøkning, der et alternativ med vindkraftutbygging 600 MW i 2015 øket til 1 450 MW i 2025 i kombinasjon med likestrøm nettførsterking til Finland ble analysert. Når det gjelder planene om utbygging av 420 kV ledning Balsfjord-Hammerfest, der melding om konsesjonssøknad ble sendt i juni 2007, og 420 kV ledning Ofoten-Balsfjord, der slik melding er

³¹ Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge, Statnett 2004

³² Nettkonsekvenser av ny produksjon i Finnmark, Statnett, desember 2005

³³ i tillegg til Havøygavlen 40 MW og Kjøllefjord 40 MW

³⁴ Kraftsystemutredning for sentralnettet 2006-2025, Statnett, august 2006

planlagt gitt ved utgangen av 2008, så er de er begrunnet i samfunnsøkonomisk lønnsomhet som følge av økt *forbruk* i regionen ved utbygging av Snøhvit tog 2³⁵. I siste nettutviklingsplan fra 2008³⁶ inngår 420 kV-ledning Skaidi-Varangerbotn del av hovedstrategien i alle scenarier, men Statnett vurderer det fortsatt som samfunnsøkonomisk mer rasjonelt å satse på kraftutbygging andre steder i landet, samtidig som de ikke vurderer ny forbindelse fra Finnmark til Russland som aktuell i perioden fram til 2018.

En isolert utbygging fra Balsfjord til Varangerbotn vil gi betydelig bedret forsyningssikkerhet, men tilnærmet ingen ny kapasitet. Dersom man også foretar en nettoppgradering fra Ofoten til Balsfjord vil kapasiteten øke noe, og det blir mulig å knytte til mer ny kraftproduksjon i Finnmark og Troms. I følge Statnett vil dette tilsvare en installert effekt på rundt 500 MW³⁷. Investeringsomfanget for de tre utbyggingene er gjengitt i Tabell 6-1.

Tabell 6-1 Investeringsomfang for utbygginger av 420 kV-linjer nord for Ofoten

Investeringer, 420 kV-linje	
Ofoten-Balsfjord	680 MNOK
Balsfjord-Hammerfest	2200 MNOK
Skaidi-Varangerbotn	1230 MNOK

2008-kr, tall fra Nettutviklingsplan 2008-2025

6.4.2.2 Sør for Ofoten

I vurderingene som er gjennomført for oss av ECGroup (se kapittel 5.3) peker de på at en større vindkraftproduksjon i Finnmark fort vil møte problemer lengre sør, i Nordlandssnittet³⁸. Bak dette snittet ligger hele overskuddet fra Nord-Norge. Kapasitetsgrenser og problemer med stabilitet her fører til at mulighetene for større flyt i Finnmark reduseres. Vindkraft fra Finnmark vil måtte konkurrere med utbyggingsplaner langs hele kysten om den samme kapasiteten. Disse problemene sør for Ofoten vil derfor påvirke lønnsomheten av nye ledninger nord for Ofoten.

I Statnetts siste nettutviklingsplan³⁹ inngår en forsterking fra Ofoten-Rana og sørover som et av tiltakene for å dekke framtidig overføringsbehov ved stort kraftoverskudd i Nord-Norge. Det

³⁵ Melding, 420 kV-ledning Balsfjord-Hammerfest, Statnett, juni 2007

³⁶ Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025, Statnett, august 2008

³⁷ Områdeansvarlig Bjørn Hugo Jenssen, Statkraft, Konferanse Næringsutvikling og infrastruktur for elektrisitet i nordområdene. Hvor står vi og hva må til? Kirkenes 29.-30.9 2008

³⁸ Summen av ledningene 420 kV Ofoten-Ritsem, 220 kV Nedre Røssåga-Ajaure, 300 kV Tunnsjødal-Namsos og 300 kV Tunnsjødal-Verdal

³⁹ Nettutviklingsplan 2008-2025, Statnett 2008

opplyses at flere alternativer er under vurdering⁴⁰, herunder forsterkning mot Sverige og at en konkretisering vil komme i neste nettutviklingsplan.

Overføringssystemet i nord-sør-retning i Norge er svært svakt sammenlignet med det svenske overføringssystemet. Det svenske nettet består av åtte 400 kV-ledninger, mens det norske på sitt trangeste består av kun en 300 kV-ledning. En ny ledning fra Järpstrømmen i Jämtland til Nea i Sør-Trøndelag⁴¹ i kombinasjon med konsesjonssøkt ny 420 kV-ledning mellom Ørskog på Sunnmøre og Fardal i Indre Sogn⁴² vil i tillegg til å øke importkapasiteten i underskuddsområdet Midt-Norge også bidra til å styrke den norsk-svenske nord-sør-kapasiteten samtidig som faren for mulige kapasitetsproblemer i Sverige minsker.⁴³

⁴⁰ 420 kV nettfosterking Ofoten-Namsos-Klæbu, forsterking Norge-Sverige samt snitt 2 i Sverige eller styrbar kapasitet Ofoten-Namsos og videre sørover (f.eks høyspenning likestrøm med ny omformerteknologi)

⁴¹ Under bygging, planlagt idriftsatt 2009

⁴² Planlagt idriftsatt 2011

⁴³ Nordic Grid Master Plan 2008, Nordel, Mars 2008

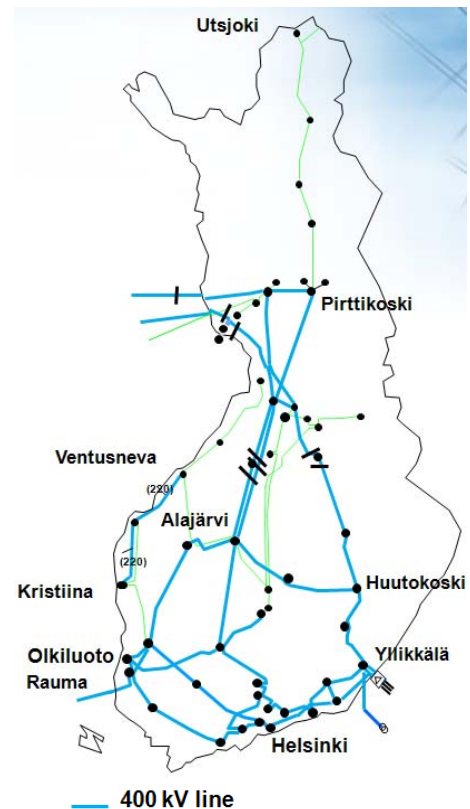
6.4.2.3 Mot Finland

Det er i dag konsesjonssøkt vindkraftverk på til sammen rundt 1200 MW, tilsvarende en produksjon på 3,5 TWh i Finnmark. I tillegg er det forhånds meldt en produksjonskapasitet på rundt 1600 MW, tilsvarende 4.8 TWh. Dersom større deler av dette skal realiseres uten nytt forbruk i regionen, vil en utbygging av en ny 420 kV-ledning fra Varangerbotn til Pirttikoski øst for Rovaniemi med innkobling mot det finske 400 kV-nettet være et alternativ som i større grad vil kunne få ut kraft fra Finnmark og ta av noe av trykket sørover i norsk nett. Dette er en utbygging med investeringskostnader i størrelsesorden 3,2 MNOK, omtrent samme nivå som utbyggingen Balsfjord-Varangerbotn. Det

vesentligste av disse investeringene må foretas i Finland.⁴⁴



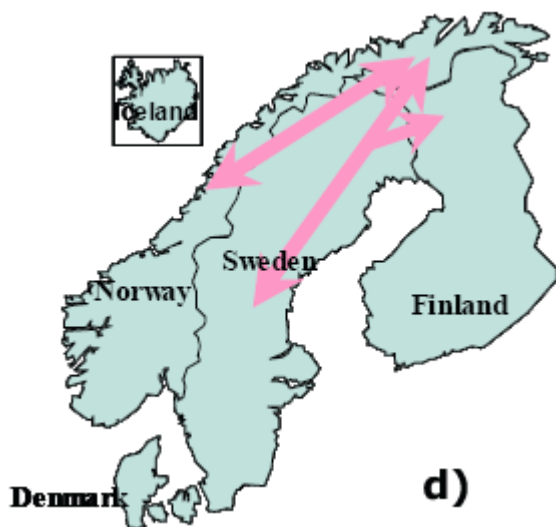
Figur 6-5 Figur fra Nettutviklingsplan 2008-2025, Statnett.
Rød linje: Ofoten-Hammerfest og Varangerbotn-Skogfoss
Grønn hel linje: Skaidi-Varangerbotn
Grønn stiplet linje: Nettforsterkninger sørover og til Finland
(I nettutviklingsplanen er Skaidi-Varangerbotn med nettforsterkninger forutsatt iverksatt etter 2018)



Figur 6-6 Det finske 400 kV- og 220 kV-nettet
Figur fra Fingrid

⁴⁴ Norsk andel oppgitt til 150 MNOK i Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025

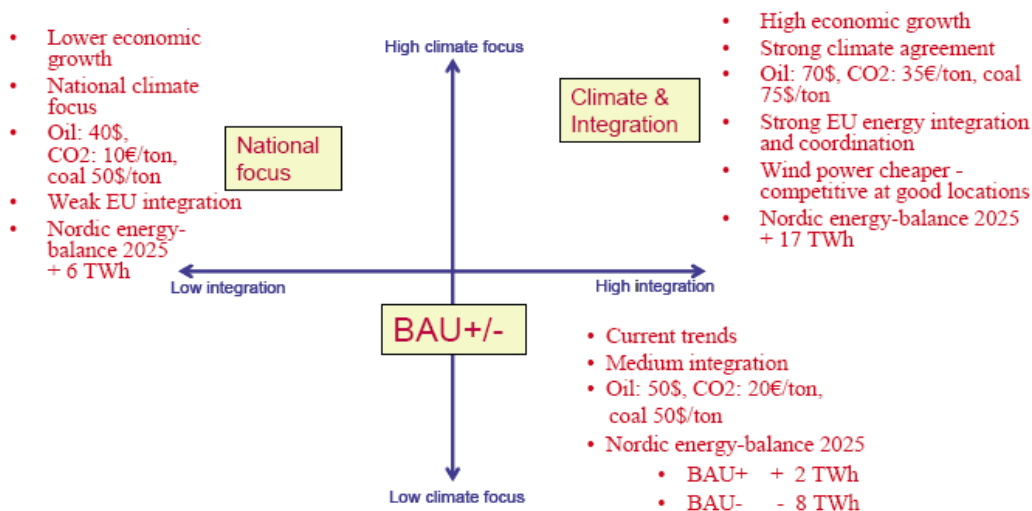
6.4.2.4 Linjeforsterkning i nord i Masterplan for sentralnettet i Norden



Nordel (sammenslutningen av totalsystemansvarlige (TSO) i Norden⁴⁵ publiserte i mars 2008 en masterplan for sentralnettet i Norden, Nordic Grid Master Plan 2008 (NGMP 2008). Målsettingen med planen er å minske de store prisforskjellene landene i mellom og bedre konkurransen i kraftmarkedet. I planen refereres det til at kraftflyten til den arktiske regionen i økende grad er blitt bragt i fokus. Her sies det at kombinert med nytt forbruk som følge av industrietableringer og flere vindkraftprosjekter i nord leder til et behov for å øke transportkanalen fra nord til resten av Nordel-området.

Figur 6-7 Transportkanal fra nord til resten av Nordel-området, illustrasjon i NGMP 2008

Masterplanen, som er gjennomført som en scenarie-studie har gjennomført samfunnsøkonomiske beregninger for inter-nordiske netttiltak langs utviklingsbanene fra nasjonalt fokus (lav økonomisk vekst) til nordisk integrasjon (høy økonomisk vekst) som de ene driveren og grad av miljøfokus (lite/høyt) som den andre. Dette gir utviklingsbanene som illustrert i Figur 6-8.



Figur 6-8 Tre scenarier i Nordels Masterplan for det nordiske sentralnettet langs dimensjonene *integrasjon og klimafokus*. Illustrasjon i NGMP 2008

⁴⁵ Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät og Landsnet på Island

I klima- og integrasjonsscenarioet fram til 2025 er det i Nordels studie høyt fokus på klima med sterke internasjonale avtaler om utslippsreduksjoner og høyt nivå på CO²-prisene (Euro 35/tonn) og oljepriser på nivå USD 70 pr fat. I dette scenarioet er vindkraft på gunstige lokaliteter konkurransedyktig med elektrisitetsproduksjon fra fossile kilder, og mer vindkraft og mindre varmekraft er forutsatt i dette scenarioet. Dette fører til bedre energibalanse sammenlignet med scenariene med trendframskrivning. Prisforskjellene mellom det vann- og vinddominerte nordiske området og det termisk dominerte kontinentale området blir også større som følge av CO²-prisene, noe som gjør nye linjer fra Norden til kontinentet mer lønnsomme.

I dette scenarioet vil også interne linjer fra det nordlige området av Nordel til det sørlige være lønnsomme på grunn av behovet for transport av økende vindkraftproduksjon i nord.⁴⁶ I studien



Figur 6-9 Forsterkninger i den arktiske regionen. Illustrasjon i NGMP 2008

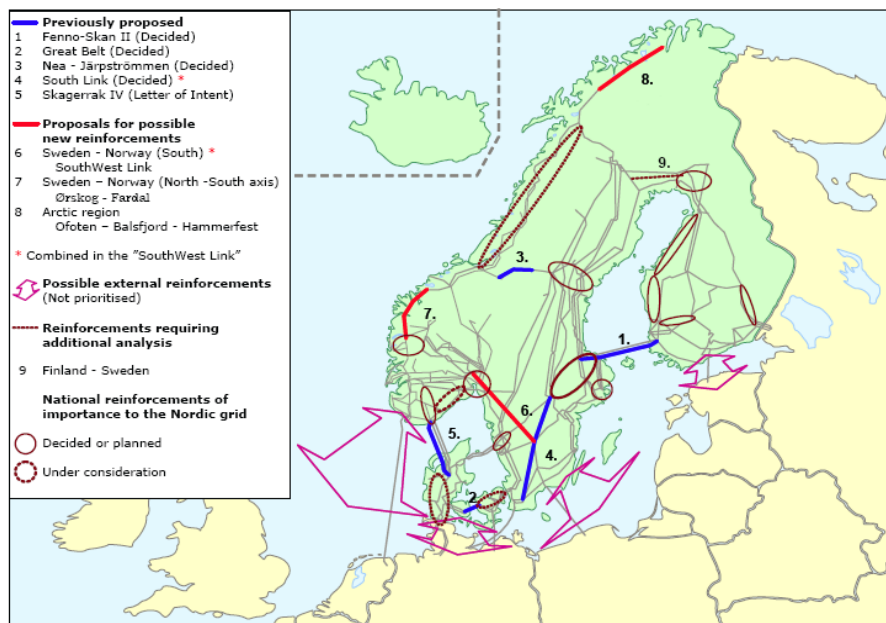
vises det til at det vil være tilnærmet kraftbalanse i Finnmark i 2010, men at utviklingen deretter kan gå i begge retninger. Mest sannsynlig vil regionen bli en energitilbyder som eksporterer elektrisitet til andre regioner. Sterk utbygging av vindkraft i Finnmark medfører store tekniske utfordringer og behov for å styrke nettet, heter det i planen. Utbygging av strekket Ofoten-Skaidi-Hammerfest inngår derfor som en sentral del av planen, der det forutsettes økt vindkraftproduksjon i kombinasjon med økt forbruk som følge av utbygging av Snøhvit Tog 2. Denne linjeforsterkningen er også beregnet til å være samfunnsøkonomisk lønnsom i de andre scenariene i planen (*trendframskrivning og nasjonalt fokus*).

Analysene viser at utbyggingen Ofoten-Balsfjord vil ha svært positiv effekt i form av å redusere en rekke flaskehalsar i det nordiske markedet.⁴⁷ Planen viser også samfunnsøkonomisk lønnsomhet for linjeforsterkning i Nord-Finland fra Norge i dette scenarioet. Analysen av denne linjen er imidlertid gjennomført som en alternativanalyse i forhold til utbygging av Ofoten-Hammerfest, og derfor ikke tatt med i anbefalingene for linjeutbygging. Nordel-studien anbefaler likevel at videre analyser av utbygging av forbindelsen Norge-Nord-Finland gjennomføres som et neste steg i forsterkingen av linjenettet, idet denne linjen med de gitte forutsetningene vil gi økt lønnsomhet etter 2015 (alle scenarier).

Nordels klima- og integrasjonsscenario har mer positiv energibalanse for Norge og Sverige som følge av mer vindkraft i nord. Her vil også en forsterkning mellom Nord-Norge og Sverige gi positivt bidrag opp mot 2025. I denne omgang anbefaler imidlertid ikke Nordel at denne bygges ut nå, fordi den bare viser positivt bidrag i klimascenarioet. Nordel peker imidlertid på at det er en klar tendens til at klimaspørsmål vil få økt betydning i tiden framover, og det derfor er viktig å følge opp disse forsterkningene, der nye vurderinger varsles i framtidige masterplaner for Norden.

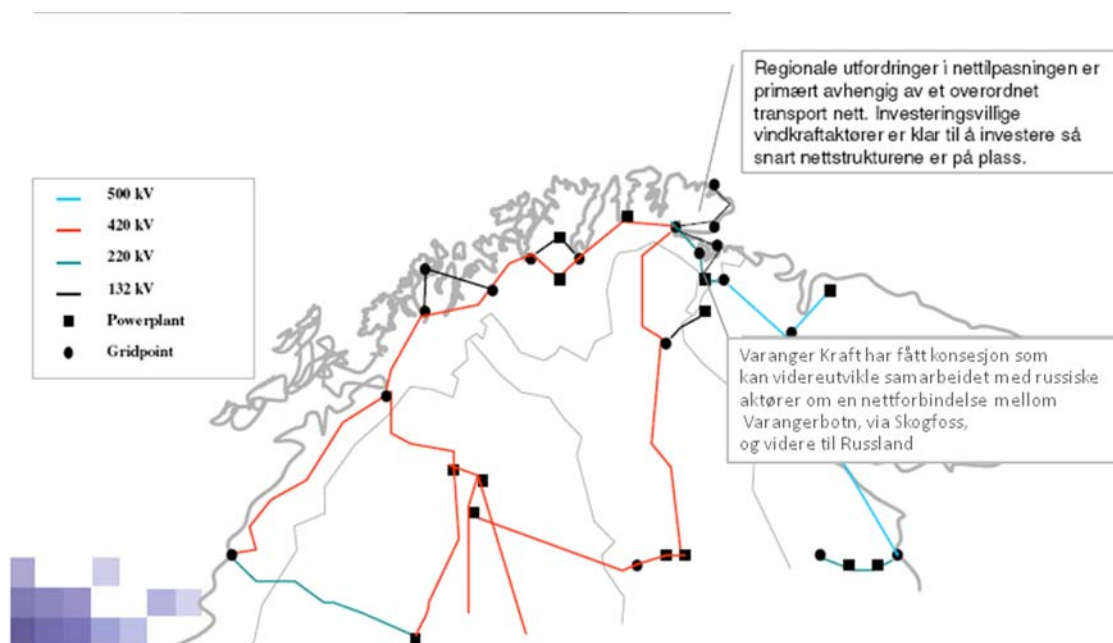
⁴⁶ Nordic Grid Master Plan 2008, Nordel (Organisation for the Nordic Transmission System Operators), 2008

⁴⁷ Ibid. side 31



Figur 6-10 Tidligere og nye forslag til linjetorsterkninger i det nordiske nettet og tilknyttede strekk, herunder forsterkning Finland-Sverige i nord Illustrasjon i NGMP 2008.

Konklusjonene fra klima- og integrasjonsscenarioet i Nordels Masterplan er i god overensstemmelse med forslaget fra Varanger Kraft om opprusting av det nordiske sentralnettet i nord til en 420 kV *Nordkalottring* (se). I følge Varanger Kraft vil en slik ring være en god løsning for transport av ny produksjon samtidig som leveringsforsyningsikkerheten vil øke.



Figur 6-11 Nordkalottring (420 kV). Illustrasjon fra Varanger Kraft

6.4.2.5 Linjekapasitet ved ulike forsterkninger i nettet

Basert på forutsetningene om kapasitetsgrenser gitt av ulike nettutbyggingsalternativer i scenariene i Statnetts kraftsystemutredning 2006-2025, har vi i Tabell 6-2 satt opp noen tentative anslag for økt eksport av kraft fra Finnmark ved ulike nettfosterkninger. Forsterkes det bare i Norge, er anslaget at man kan få ut ca. 2000 GWh uten å forsterke lenger sør. En ny ledning mot Finland vil ta av noe av trykket sørover i det norske nettet, og man vil i mye større grad kunne få ut kraften fra Finnmark. Anslaget for Finland bygger på forutsetninger fra svingproducentenscenarioet i kraftsystemutredningen.

Tabell 6-2 Tentativt anslag for økt eksport av kraft fra Finnmark ved ulike nettfosterkninger

Nettfosterking	Økt energimengde eksportert [GWh]
Ofoten-Balsfjord-Alta/Skaidi	500
Ofoten-Balsfjord-Varangerbotn	2000
Ofoten-Varangerbotn-Pirttikoski	4500

6.4.2.6 Oppgraderinger i regional- og distribusjonsnettet

En utbygging av vindkraft og småkraft vil også medføre betydelig oppgraderingsbehov i regional- og distribusjonsnettet. Her er det en utfordring at nettselskapene i liten grad har økonomiske incentiver til tilrettelegging for slik utbygging, særlig i distribusjonsnettet (masket nett) idet det her ikke kan kreves anleggsbidrag ved innfasing av produksjon. NVE fastsetter årlig rammer for inntekten det enkelte selskap kan hente inn fra tariffene for å sikre at nettselskapene skal drive rasjonelt og effektivt. Grunnlaget for denne inntektsrammen for det enkelte selskap er en kostnadsnøkkel der en kostnadsnorm for selskapet har høyest vekt.⁴⁸ Kostnadsnormen beregnes i en effektivitetsmodell basert på beste påviste praksis⁴⁹, der det justeres for naturgitte forhold som påvirker kostnadsnivået til de enkelte nettselskap⁵⁰. Disse justeringsparametrene i effektivitetsmodellen tar bare hensyn til forhold som er knyttet til forsyningsoppgaven - å forsyne forbrukerne med elektrisk kraft og ikke til oppgaven å tilrettelegge for produksjon i nettområdet. Potensialet for småkraftproduksjon er i likhet med de naturgitte forhold ulikt geografisk fordelt i landet, med størst potensial på Vestlandet og i

⁴⁸ Kostnadsnormen for selskapet utgjør 60 prosent av nøkkelen, og selskapets faktiske historisk kostnadsgrunnlag og ikke-levert energi utgjør 40 prosent, i tillegg kommer en justeringsfaktor for historiske investeringer.

⁴⁹ DEA-analyse

⁵⁰ Modell for fastsettelse av kostnadsnorm. Økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007. Utkast per 6.6.2006, NVE

Nord-Norge. Det har derfor vært foreslått å innlemme vind- og småkraftutbygging som kostnadsdriver i effektivitetsmodellen.⁵¹

6.4.3 Høna og egget igjen

Tilsvarende som for infrastrukturutbygging for næringsutvikling omtalt i kapittel 5.4, havner gjerne beslutninger om nettinvesteringer for vindkraftproduksjon i et klassisk høne-egg-dilemma, hva kommer først? Investeringer i nett blir ikke gjennomført før kraftforbruk eller –produksjon er besluttet realisert, og forbruk og/eller produksjon blir ikke realisert fordi nettinfrastrukturen ikke er på plass.

For vindkraftinteressentene vil et stabilt nett uten flaskehals være avgjørende for om prosjektene realiseres. Netteierne vil på sin side være sikker på at produksjonen kommer, før man foretar store investeringer. Samtidig vektlegger NVE som konsesjonsmyndighet og Enova som tilskuddsmyndighet den nettkapasitet som faktisk forefinnes i sine prioriteringer. Lønnsomheten i en stor nettinvestering vil avhenge av mange beslutninger om investeringer i produksjonskapasitet (og forbruksgenererende virksomhet, se kapittel 5.4) i mindre skala hos flere aktører som tar beslutninger uavhengig av hverandre. For å få linjekostnadene pr MW ned på et akseptabelt nivå vil det være et behov for koordinering og samlet planlegging på produsentsiden. Dette må også skje i samarbeid med Statnett som systemansvarlig og også i den grad det aktualiseres større enheter på forbrukssiden, jfr. scenario 3.

Det ligger kanskje i første rekke en koordinerings- og planleggingsoppgave på offentlig side i regionen. Gjennom forvaltningsreformen har fylkeskommunen fått oppgaven som regional utviklingsaktør, og vil som sådan kunne spille en initierende og koordinerende rolle. Ettersom fylkeskommunen har få økonomiske virkemidler, ingen eierinteresser og avgrenset formell forvaltningsmyndighet i forhold til vindkraftutbygging, vil en slik rolle stille store krav til fylkeskommunens evne og vilje til å samarbeide med de ulike beslutningsaktørene.

Et eksempel på fylkeskommunen i en slik koordineringsrolle finner vi i Sør-Trøndelag. Fylkestinget i Sør-Trøndelag vedtok i 2006 at det skulle lages en fylkesdelplan for vindkraft. Planprogram ble fastsatt i 2007, planforslag ble sendt på høring tidlig 2008, og behandlet i fylkestinget sommeren 2008. Her ble det vedtatt å sende revidert plan på ny kort høringsrunde før planen tas opp til sluttbehandling ved utgangen av 2008. Nord-Trøndelag fylke har også tatt del i det faglige arbeidet og har utarbeidet en strategisk utbyggingsplan for vindkraft. I Nordland fylke tar en også sikte på å ferdigstille fylkesdelplan for vindkraft i 2009. Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet har utarbeidet egne retningslinjer for slike regionale planer for vindkraft⁵². En planprosess av den type som er gjennomført i Sør-Trøndelag har tatt utgangspunkt i allerede

⁵¹ Sandbekken, Svein m.fl: Koordinering mellom nett og produksjon – er investeringsplikt løsningen? Rapport til EBL, ECgroup 13.03.2008

⁵² I *Retningslinjer for planlegging og lokalisering av vindkraftanlegg, Det kongelige miljøverndepartement og Det kongelige olje- og energidepartement, 2007*

planlagte nettutbygginger, mens i Finnmark vil det være nettinfrastrukturens plass i en samlet energistrategi som vil være første utfordring.

6.4.4 Hvor skal vi gjøre av all kraften

Forslaget til fornybardirektiv⁵³ er nå gjenstand for forhandlinger mellom energiministrene i EU og i Europaparlamentet. Det er et uttalt mål at de tar sikte på å slutføre forhandlingene våren 2009.⁵⁴ Direktivet er en oppfølging vedtak i 2007 om et bindende EU-mål på 20 prosent fornybarandel i energiforbruket og 10 prosent fornybarandel i totalt drivstofforbruk i EU i 2020. Direktivet omfatter både elektrisitet, oppvarming/avkjøling og transport. Målet er å etablere et felles rammeverk for å fremme fornybare energikilder der hver medlemsstat skal sørge for å (minst) oppfylle målene for andel fornybar energi i forbruket innen 2020. Målene for de enkelte land er ulike. Det er foreslått nasjonale mål for Sverige økning fra 40 til 49 prosent andel fra fornybare kilder⁵⁵ i 2020, for Finland økning fra dagens 28 prosent til 38 prosent og for Danmark fra 17 til 30 prosent av forbruket. Direktivet er forslått innlemmet i EØS-avtalen og det vil også bli stilt krav til norsk øking i andel av fornybar energi i elektrisitetsforbruket. EUs regnemodell kan bety mellom 20 og 30 TWh i ny elproduksjon i Norge, avhengig av forbruksutviklingen. Norske myndigheter har valgt å avvente vedtak i EU før de tar stilling til om og hvordan de vil implementere direktivet. Utbygging av vindkraft vil være et viktig område i denne fornybarsatsingen. Den norske regjeringen har for øvrig i 2006 fastsatt et samlet mål på 30 TWh/år økt fornybar energiproduksjon og energieffektivisering i Norge i 2016 i forhold til 2001, der økt utbygging av miljøvennlig vindkraft utgjør en viktig del av satsingen.

Norge har ikke kullkraftbasert kraftproduksjon som ny fornybar produksjon kan erstatte, så fornybar energi vil måtte finne anvendelse innenlands i forbruk innen oppvarming, industri, transportsektoren⁵⁶ og nye og eksisterende petroleumsinstallasjoner eller den må eksporteres. Samtidig planlegger Norge med klimajustert produksjon og forbruk, som innebærer økt tilsig til vannkraftproduksjonen og redusert forbruk. Også Sverige planlegger med kraftoverskudd framover.

En satsing på fornybar energi i den størrelsesorden som forslaget til fornybardirektiv foreskriver vil medføre at det må gjøres betydelige investeringer i det europeiske elektrisitetsnettet. En storstilt satsing på vindkraft som foregår i Nord-Tyskland vil kunne bli en barriere for norsk krafteksport, fordi det tyske nettet i liten grad vil kunne ta last ut over egen produksjon. Tilsvarende har Storbritannia store utfordringer med kjernekraft og ny vindkraftutbygging i nord og flaskehals i

⁵³ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, 2008/0016 (COD), Commission of the European Communities

⁵⁴ på grunn av skifte av Europaparlament og senere fornyelse av Kommisjonen.

⁵⁵ Fornybare energikilder defineres som vind-, sol-, geotermisk-, bølge-, tidevanns-, vannkraft-, biomasse-, fyllplassgass-, kloakkbehandlingsgass- og biogassenergi.

⁵⁶ blant annet el-biler/plugg-inn-hybrid

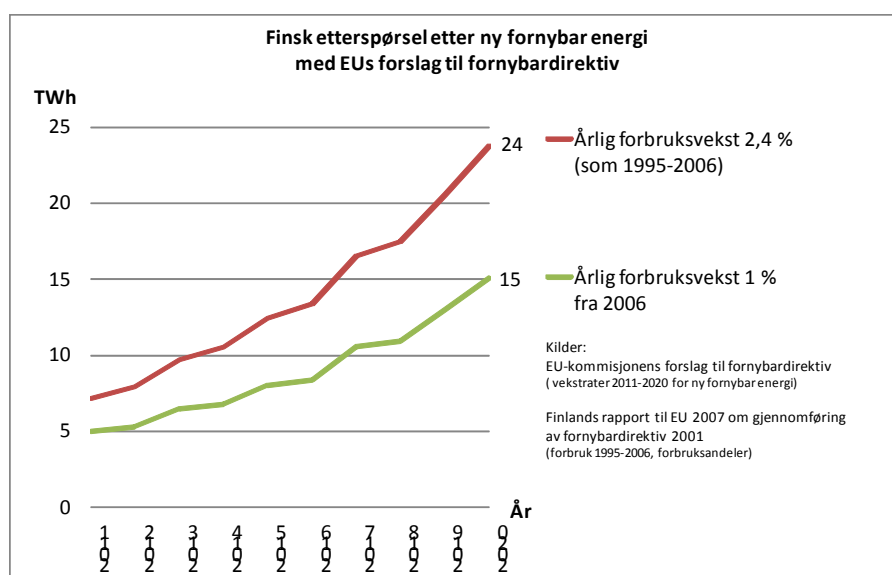
nettet til de store forbruksområdene i sør⁵⁷. Finland har satset på kjernekraft i sin elektrisitetsproduksjon. Deres femte atomreaktor, med en kapasitet på hele 1600 MW er nå under bygging. Selv med dette kjernekraftverket i drift vil de ha kraftunderskudd, men flere nye kjernekraftverk er under planlegging.⁵⁸

Samtidig ligger Norges fordel med overføringsledningene til kontinentet i eksport av regulerbar vannkraft i perioder med høye priser på kontinentet, og import av kraft når prisene er lave.

Det ligger altså flere store utfordringer i kø dersom Norge skal gjøres til en storeksportør av fornybar energi. Det er imidlertid kanskje særlig to potensielle eksportområder som åpner seg i kjøvannet av et nytt fornybarhetsdirektiv fra EU, eksport av opprinnelsesgarantier dersom dette lar seg gjennomføre innenfor det regelverket som blir etablert, og salg av grønne sertifikater forutsatt at europeisk grønt sertifikatmarked (se kapittel 6.3) utvikler seg.

I forslaget til fornybardirektiv er andelen økt fornybar energi målt som andel av forbruket. For å oppnå kostnadseffektivisering legges det opp til å tilrettelegge for at forbruk i en medlemsstat kan produseres av fornybare kilder i en annen, og også for at medlemsstater også kan regne inn forbruk av elektrisitet, varme og kjøling inn i egne nasjonale mål. Derfor foreslås samordning av forskrifter for utforming og overførsel av opprinnelsesgarantier (Guarantees of Origin). Det åpnes også for avtaler med tredjeland om handel innenfor et rammeverk for opprinnelsesgarantier.

Finland kan være en interessant aktør å følge i dette. Avhengig av veksten i det generelle forbruket av elektrisitet i Finland og avhengig av hvor stor del av fornybarforpliktelsene som tas innenfor elektrisitetsproduksjonen og hvor mye som tas innen varmeproduksjon, vil i størrelsesorden opp mot 20 TWh av det finske forbruket i 2020 være fra ny fornybar energi, se Figur 6-12.



Figur 6-12 Finsk etterspørsel etter ny fornybar energi med EUs forslag til fornybardirektiv

⁵⁷ Teknisk ukeblad 1808

⁵⁸ TU 10/2008

Målsettingene for Finland er ambisiøse for finske forhold. Rundt 60 prosent av elektrisitetsproduksjonen fra fornybare kilder i Finland er vannkraft⁵⁹, der utbyggingspotensialet er lite. Den nest største fornybarkilden er biprodukter fra skogsbruket, som svartlut, flis m.v. Energiproduksjonen fra dette svinger med markedssituasjonen for treforedlingsindustrien.

Subsidier har medført en markant økning i nye bio-energikilder og vindkraft i Finland. For vindkraft har det fram til 2008 vært gitt støtte i form av investeringsstøtte og skattebegunstigelser, i likhet med i andre land har utbyggingen av vindkraft økt sterkt de senere årene, men vindkraft utgjør fortsatt en svært liten del av elektrisitetsforsyningen. I 2005 var installert vindturbin kapasitet 82 MW med en produksjon på 170 GWh, og i 2006⁶⁰ 86 MW med en produksjon 154 GWh⁶¹, noe som gir en effektiv gjennomsnittlig effektutnyttelse på henholdsvis 2070 og 1800 fullasttimer. I 2008 er installert kapasitet økt til 128 MW.⁶² Undersøkelser for videre utbygginger på kysten, offshore og i indre Lappland er gjennomført og arealdisponert i regionalt planverk. Fra sommeren 2008 har flere produsenter lansert store planer om utbygging av vindkraft i Finland, dels motivert ut fra at regjeringen har kommet med nye planer om innføring av innmatningstariffer for vindkraft og dels for å posisjonere seg i forhold til de beste produksjonsforholdene til havs⁶³. For i planene om totalt 5500 MW ny vindkraft i Finland fram til 2016 er 5000 MW planlagt til havs i Bottenviken. Andre er mer nøkterne i forhold til disse planene, den finske vindkraftforeningen mener det er mulig å realisere 2000-2500 MW av den planlagte kapasiteten fram til 2020, mens andre igjen peker på utfordringer knyttet til utbygging i åpne havområder blant annet knyttet til isforhold, som krever produktutvikling og demonstrasjonsanlegg før en storstilt utbygging kan settes i gang.⁶⁴

Selv med store planer om egen vindkraftproduksjon i Finland vil dette dersom det blir realisert neppe være nok til at Finland kan nå målene som foreslås i fornybardirektivet. Det burde ut fra dette være et potensial for handel med fornybar energi med Finland dersom en opprinnelsesgarantiordning som gir uttelling i forhold til landenes mål for fornybarforbruk kan etableres, særlig i en mulig situasjon der Norge overoppfyller sine mål og Finland ikke klarer å møte sine

⁵⁹ Avhengig av varierende årsproduksjon

⁶⁰ Et år med lite vind, VTT

⁶¹ Report by Finland on implementation of Directive 2001/77/EC, 27.11.2007

⁶² Kraftjournalen 4-2008

⁶³ ibid

⁶⁴ ibid

6.5 Regionale ringvirkninger i nord som bidrag til å nå målsettingene i regjeringens Nordområdepolitikk

6.5.1 Energi og infrastruktur som viktige punkter i regjeringens Nordområdestrategi

Statnett er pålagt å gjennomføre samfunnsøkonomiske vurdering av nettinvesteringer basert på Finansdepartementets prinsipper som gjelder for alle investeringer i offentlig sektor. Hovedformålet med samfunnsøkonomiske analyser er å klarlegge og synliggjøre konsekvensene av alternative tiltak før beslutninger fattes. Hovedprinsippet for verdsetting av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er at kroneverdien av en positiv konsekvens er lik det befolkningen er villig til å betale for den. Men ikke alle konsekvenser av tiltak lar seg kvantifisere på denne måten. I tillegg kan fordelingsmessige konsekvenser av tiltaket ha negative eller positive sekundære effekter. Nytte-kostnadsanalyser kan derfor bidra til å gi et godt beslutningsgrunnlag, men slike analyser kan ikke uten videre gi et fasitsvar på om et tiltak er ønskelig eller ikke⁶⁵. I samfunnsøkonomiske analyser er man ofte varsom med å gjøre tillegg for ringvirkninger, fordi det i mange tilfeller innebærer en omfordeling av verdiskapingen, der ringvirkninger av tiltak et sted medfører en redusert aktivitet andre steder, og således ikke endrer den samlede nåverdien av prosjektet. Regionale ringvirkninger inngår vanligvis ikke i slike samfunnsøkonomiske analyser, idet nytteberegningene forholder seg indifferent til hvor i landet leveranse-, konsum- og avledede virkninger kommer. Det innebærer at den samlede nasjonale verdiskapingen forutsettes å være like ved alternative utbyggingsområder i landet.

Tiltaksinitierte ringvirkninger som gir bidrag til netto verdiskaping ut over slike omfordelingseffekter burde derimot være relevante ved en beslutning om hvorvidt et strategisk tiltak skal igangsettes. I underkapittel 6.5.2-6.5.4 vil vi søke å belyse noen sider knyttet til netto verdiskapingseffekter av tilrettelegging for økt vindkraftproduksjon i forhold til målsettingene i regjeringens nordområdestrategi. Dette er verdiskapingseffekter som vanskelig lar seg kvantifisere i en tradisjonell nytte-kostnadsanalyse der konsument- og produsentoverskudd er kjerneelementer.

I regjeringens nordområdestrategi, der regjeringen slår fast at den ser nordområdene som Norges viktigste strategiske satsingsområde i årene som kommer, er det vektlagt at god infrastruktur er en forutsetning for utvikling av handel og økonomisk virksomhet. Og regjeringens strategi er å videreutvikle infrastrukturen i Nordområdene, spesielt for å legge til rette for næringsvirksomhet.⁶⁶ Regjeringen understreker at vi skal handle i forhold til miljø og klima⁶⁷. Det er også regjeringens strategi å legge til rette for videreutvikling av et kompetansebasert næringsliv i nordområdene, med hovedvekt på å utnytte mulighetene i de ressursbaserte næringene. Det anses at et slikt kompetansegrunnlag vil være viktig for utvikling av den grenseoverskridende næringsvirksomheten

⁶⁵ Veileder i samfunnsøkonomiske analyser, Finansdepartementet

⁶⁶ Regjeringens nordområdestrategi, Utenriksdepartementet, 2006, side 56

⁶⁷ Ibid, side 1

mellom Norge og Russland⁶⁸. Regjeringen legger til grunn at den vil føre en offensiv og fremtidsrettet næringspolitikk i nord, der regionens komparative fortrinn utnyttes, med satsing på næringer hvor regionen framstår som særlig konkurransedyktig, blant annen innen miljøteknologi og energi.⁶⁹ Det pekes på at Nord-Norge i europeisk sammenheng har et meget stort potensial for vindkraft⁷⁰. For petroleumsnæringene er nordområdestrategien spesifikk med hensyn til ringvirkninger, der det heter at det er et mål for regjeringen å legge til rette for at de næringsmessige ringvirkningene av økt petroleumsvirksomhet i Barentshavet kommer Nord-Norge til gode⁷¹, der regjeringen ønsker å legge til rette for at petroleumsvirksomheten får størst mulig betydning for norsk og nordnorsk kompetansebygging for lokal og regional næringsutvikling⁷²

Vindforholdene på Kolahalvøya er svært like de vi finner på Finnmarkskysten, og russiske myndigheter har begynt å interessere seg for vindkraft. Blant annet planlegger nederlandske, norske og russiske aktører å bygge en 200 MW vindpark ved Teriberka fra sommeren 2009, som første steg i en større utbygging⁷³. Forløpige resultater viser at vindpotensialet på Kola kan genereres til elektrisk kraft i størrelsesorden 1000 MW.⁷⁴ I tillegg til at direkte ringvirkninger fra anlegg og drift av vindkraft i Finnmark generelt vil bidra til å styrke de overordnede målsettingene om fremtidsrettede arbeidsplasser og bærekraftig vekst og utvikling i nordområdene⁷⁵, og et allsidig næringsliv som er mindre utsatt for konjunktur- og strukturendringer i de enkelte markeder⁷⁶, vil en infrastrukturel tilrettelegging for vindkraft medføre nærings- og kompetanseutvikling som kan styrke målsettingene om å øke næringssamarbeidet med Russland, fremme norske næringsinteresser i Russland⁷⁷ og øke kompetanseoverføringen mellom norske og russiske bedrifter⁷⁸. Dette vil også kunne være et bidrag til å utvide perspektivet i den petroleumsfokuserte energidimensjonen som er sentral i nordområdedialogen norske myndigheter har ført med Europakommisjonen, EU-land og USA og Canada⁷⁹, samtidig som det konkret kan bidra til å trekke Russland inn i et samarbeid på et

⁶⁸ Ibid, side 53

⁶⁹ Ibid, side 53

⁷⁰ Ibid, side 54

⁷¹ Ibid, side 53

⁷² Ibid, side 8, 9

⁷³ Fiskeribladet 21.10.2008

⁷⁴ Russland.ru 05.03.2008

⁷⁵ Regjeringens nordområdestrategi, Utenriksdepartementet, 2006, side 7

⁷⁶ Ibid, side 51

⁷⁷ Ibid, side 58

⁷⁸ Ibid, side 59

⁷⁹ Ibid, side 11

område der regjeringen ønsker å være pådriver for en mer ambisiøs global klimaavtale etter 2012⁸⁰, ved å stimulere til samarbeid om fornybar energi som alternativ til atomkraft i et område der atomavfall representerer et stort miljøproblem.

I en strategisk beslutning om utbygging av denne infrastrukturen, burde det derfor være relevant å tillegge ringvirkningene i nord, og de mulighetene de vil skape, vekt. Tilsvarende estimering av lokale/regionale ringvirkninger er for øvrig satt som krav i konsekvensutredninger for petroleumsutbygginger.

6.5.2 Ringvirkning av anleggsutbygging av vindkraft, lokale leveranseandeler og sysselsatte

En utbygging av 420 kV linje fram til Varangerbotn, med forsterkninger sørover, vil gi grunnlag for økt vindkraftproduksjon ut over de 120 MW som er satt som kapasitetsgrense i eksisterende nett. Statnett har i sin kraftsystemutredning 2006-2025 laget tre scenarier⁸¹ der økt vindkraftproduksjon i Finnmark med nettforsterking inngår, Svingprodusent-scenariet⁸² med utbygging av ny vindkraft i Finnmark til 600 MW i 2015 og 1500 MW i 2025 og tilsvarende nivå for scenariet for Nordiske integrasjon⁸³

Dette tilsvarer et potensielt investeringsbehov på produksjonssiden i størrelsesorden 11 milliarder 2008-kroner med teknologi- og kostnadsutvikling for vindturbinene forutsatt av IEA⁸⁴. Den overveiende delen av kostnadene vil være knyttet til investering i selve vindturbinene (tårn, maskinhus med generator og gir, rotor og vinger). Idet dette er investeringsutstyr som i sin helhet importeres, vil sannsynligvis slike framtidige kostnadsreduksjoner i liten grad slå ut i reduserte lokale virkninger, bortsett fra at anleggskostnadene kan bli reduserte ved at det etableres færre større turbiner i vindparkene framfor et større antall turbiner med mindre ytelse. Det er mindre sannsynlig at en vil få tilsvarende produktivetsgevinster for prosjektering og ledelse, anleggsarbeider og elektriske systemarbeider ut over de ordinære produktivetsforbedringene som kan forventes i bransjene. Hvor store lokale virkninger disse delene av utbyggingene vil gi i anleggsperiodene, avhenger av i hvilken grad lokalt næringsliv er konkurransedyktig og kan bidra med investeringsleveranser. Forutsatt relativt høye lokale leveranseandeler på anleggs- og engineeringsiden, har vi estimert de lokale leveranseandelene til i størrelsesorden 800 millioner fram til 2015 og 1,6 milliarder kroner i perioden 2015-2025, se Tabell 6-3.

⁸⁰ Ibid, side 38

⁸¹ Scenariene "Fornybar kraft", "Svingprodusent" og "Nordisk integrasjon" i tillegg til "Trendframskrivning", Kraftsystemutredning for sentralnettet 2006-2025.

⁸² Fornybar-kraftscenariet og Svingprodusent-scenariet omfatter også forbruk ved landbasert prosessanlegg.

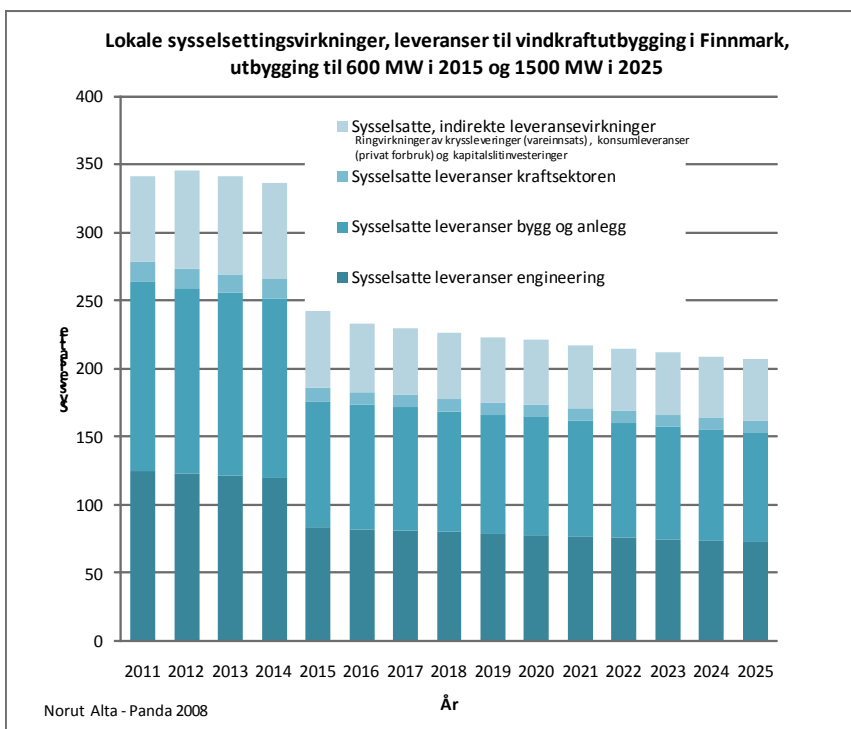
⁸³ Som forutsetter nettforsterkninger sørover.

⁸⁴ 2,2 prosent årlig kostnadsreduksjon fra 2010

Tabell 6-3 Investeringer og regionale leveranseandeler ved utbygging av 1500 MW vindkraft i Finnmark fram til 2025

Periode	Investering vindturbiner	Prosjek- tering	Anleggs- arbeider	Elektriske system mv.	Sum
2011-2014	4 301	480	960	960	6 701
2015-2025	7 185	720	1 440	1 440	10 785
Sum	11 485	1 200	2 400	2 400	17 485

Regionale andeler					
Periode	Investering vindturbiner	Prosjek- tering	Anleggs- arbeider	Elektriske system mv.	Sum
2011-2014	-	204	408	204	816
2015-2025	-	396	792	396	1 584
Sum	-	600	1 200	600	2 400



Figur 6-13 Lokale sysselsettingsvirkninger, leveranser til vindkraftutbygging i Finnmark, utbygging til 1500 MW i 2025

sysselsettingsvirkninger av forsterkninger på lokal-, regional- og stamnettet og eventuell nettutbygging mot Finland er ikke medregnet.

Drift og vedlikehold av vindenergianleggene er lite arbeidskraftintensivt. Med utgangspunkt i enhetstall for sysselsatte pr vindturbin på 0,2 kan sysselsettingspotensialet på driftssiden anslås til 30-40 i 2015 økende til 80-85 i 2025, samt sysselsetting i vedlikehold på rundt 5 økende til 12-15 i 2025, forutsatt at også periodisk vedlikehold kan utføres av lokalt bosatte teknikere.

⁸⁵ Beregninger gjennomført i det regionaløkonomiske planverktøyet Panda.

Med bakgrunn i disse investeringsestimatene er samlet lokalt sysselsettingspotensial i direkte leveranser anslått til rundt 270 sysselsatte pr år fram til 2015 og rundt 160-180 lokalt sysselsatte pr. år i perioden 2015-2025, forutsatt en samlet utbyggingsprofil som lokalt næringsliv kan tilpasse sin kapasitet til. Dette medfører ytterligere leveranseringvirkninger (vareinnsats, kapitalslitinvesteringer og konsumeffekter) i størrelsesorden 50-70 sysselsatte pr. år.⁸⁵ Lokale produksjons- og

6.5.3 Ringvirkningspotensial på lang sikt – satsing på lokalt FoU-arbeid

I driftsfasen vil i utgangspunktet ringvirkningene være langt mindre hvis ikke avledet virksomhet skapes. Slik avledet aktivitet kan være basert på innovasjonsarbeid som kan gi konkrete resultater i form av lokale arbeidsplasser og lokalt forankret verdiskaping i tilknytning til vindkraftprosjekter. Dette kan skje ved at lokale og nasjonale aktører i samarbeid utvikler og gjennomfører nyskapende prosjektideer i vindkraftkommunene. Forsknings- og utviklingsarbeid knyttet til vindkraftproduksjon i arktisk klima med høye vindhastigheter og høyt saltinnhold i luften er vil også være aktuelle oppgaver, noe som også kan bidra til kunnskapsutvikling for produksjon av vindkraft til havs.

Slike aktiviteter vil for en stor grad kunne finansieres ved nasjonale forskningsmidler og gjennom Norges forskningssamarbeid med EU. Dersom vindkraftprodusentene avsetter midler til forskning og utvikling tilsvarende 2 prosent av produksjonsverdien som egenfinansiering vil dette kunne gi et anslått ringvirkningspotensial på 40-100 FoU-årsverk pr. år.

I det motsatte tilfelle, der nettet gradvis forsterkes nordover og denne regionen kommer "sist i køen" i vindkraftutbygging til tross for sitt gunstige ressursgrunnlag og gunstige produksjonsbetingelser, vil det i mindre grad være sannsynlig at slike kompetansegevinster kan genereres. Sannsynligheten er stor for at det i løpet av de neste 10-15 årene utvikles etablerte leverandør- og kompetansestrukturer i tilknytning til vindkraftutbygginger der forholdene ligger til rette for det, dels finansiert av de offentlige incentiver og subsidier i strømmarkedet som ligger som premisser for fornybarsatsingen. Ved en utbygging i Finnmark langt fram i tid vil det da være større sannsynlighet for at denne kompetansen hentes inn utenfra i kortsiktige og avgrensede utbyggingsperioder.

6.5.4 Bidrag til økt kommunaløkonomisk handlefrihet

Kystkommunene i Finnmark, som er aktuelle lokaliseringssteder for vindparker, har i lang tid hatt svikt i næringsgrunnlaget og sterkt fall i folketallet (27 prosent siden 1980). Dette har medført reduserte inntekter for kommunene, med påfølgende manglende vedlikehold og opprusting av kommunal infrastruktur som skoler, institusjoner og veier. Bærekraftig vekst og utvikling i nordområdene handler også om å legge forholdene til rette slik at folk i nord kan bygge en tilværelse i levedyktige lokalsamfunn.⁸⁶ Ressursbeskatning gjennom kommunal eiendomsskatt vil kunne gi betydelig økt handlingsrom til reinvestering i infrastruktur og samfunnsutviklings- og bolystiltak, slik Hammerfest kommune har oppnådd gjennom eiendomsbeskatningen av anlegget på Melkøya. Regionrådene i fylket har også utredet mulighetene for fordeling av eiendomsskatteinntektene fra petroleums- og energiaktiviteter imellom kommunene i fylket gjennom et solidarisk eiendomsskattefond. Årlig eiendomsskattepotensial i 2025 anslås til 32-80 millioner kr⁸⁷. En

⁸⁶ Regjeringens nordområdestrategi, Utenriksdepartementet, 2006, side 7

⁸⁷ Se [], side

vindparkutbygging vil også generere grunneierinntekter. Finnmarkseiendommen, som er både eier og forvalter av grunn og naturressurser i Finnmark, har definert en aktiv holdning til utbygging av vindkraft inn i sin næringsstrategi.

6.5.5 Kan vi lære av Galicia?



Figur 6-14 Galicia, Spania

I Spania har de fleste regionene sine egne vindenergiprogram innrett mot å stimulere de lokale markedene.

Galicia er den nordøstligste regionen i Spania, en etter spanske forhold relativt fjerntliggende region med 2,8 millioner innbyggere (5,8 prosent av den spanske befolkningen). De fleste er bosatt i befolkningssentraene ved kysten, mens innlandet for en stor del er økonomisk avhengig av jordbruk. I spansk sammenheng har Galicia en gunstig beliggenhet for vindkraft. Med utgangspunkt i to

testvindmøller i regionen i 1994, begynte regionale aktører arbeidet med å utvikle den strategiske Galician Wind Power Plan, som blant annet omfattet tilrettelegging av regelverk, innovasjonssystem og infrastruktur. Lovverket og støtteordninger ble tilrettelagt for å sikre stabile rammebetingelse og stimulering til investeringer i sektoren. Med basis i denne planen, som av mange betraktes som et referanse- og ledelsesmodell for utvikling av fornybar energi, er det i løpet av en tiårsperiode investert 2,5 milliarder Euro i oppbyggingen av vindkraft og vindkraftindustri i regionen. Det er bygget opp en vekstkraftig fornybar industri som følge av dette. Ved inngangen til 2007 var det installert 2600 MW vindkraft i Galicia, tilsvarende 22 prosent av den spanske vindkraftkapasiteten. Planen er å øke til 3400 MW i 2010 og 6500 MW i 2012. I kjølvannet av dette er det bygget opp en industri blant annet for turbin-, rotorblad- og turbintårnproduksjon og –sammenstilling, samt en leverandørindustri til dette. I Galicia regnes det at dette har skapt rundt 3000 arbeidsplasser direkte som følge av planen og 2000 indirekte tilknyttede arbeidsplasser. Av andre utviklingsprosjekt i regionen kan nevnes utviklingsprosjekt for vindkraftbasert hydrogenproduksjon for å sikre jevn forsyning i et ikkekontinuerlig vindkraftregime.⁸⁸

⁸⁸ Høye kostnader og lav energieffektivitet gjør at det er lenge til hydrogen kan bli vanlig som energibærer i kraftproduksjonen. Vind-hydrogensystemer på avsidesliggende steder hvor det er mye vind og høy energipris er et nisjefelt som kan bli det første området hvor det er god økonomi i å bruke hydrogen som energibærer til kraftforsyning. Det betyr at slike systemer kan få en mulighet i en tidlig fase av en eventuell hydrogenepoke. (TU 14.08.2006) Det er blant annet gjennomført et demonstrasjonsprosjekt for vindkraft i kombinasjon med hydrogenlagring på Utsira i Rogaland kommune. Statkraft er deltaker i et lignende prosjekt i Navarra, en region lenger øst i Spania.

6.6 Oppsummering av scenario 2

Behovet for store nettforsterkninger i regionen og i det øvrige nettet har over år vært et hinder for eksport av vindkraft fra Finnmark i større skala. Regionen ligger også bak overskuddsområdet i Nordland i forhold til underskuddsområder lenger sør. En sterk vilje i Europa til å forplikte landene til å gjennomføre relativt store omlegginger av energiforbruket over mot fornybare kilder i løpet av de nærmeste 10-12 årene kommer inn som et nytt moment i dette bildet. Målsatt tempo for gjennomføring av tiltakene henger sammen med at mulighetene for å lykkes med å begrense økningen i global gjennomsnittstemperatur på lengre sikt avhenger av at utslippene av klimagasser blir redusert tidlig i dette århundret. EUs fornybardirektiv, som er planlagt vedtatt våren 2009, og som forutsettes å inngå i EØS-avtalen, omfatter forpliktende og forholdsvis omfattende mål for landene i EU/EØS-området. En iverksetting av dette direktivet slik det foreligger i forslag vil medføre store utfordringer for et dårlig tilpasset europeisk strømnnett, og nettstrukturen i hele Europa vil sannsynligvis måtte revurderes for at målene skal kunne nås. Gjennom Nordel-samarbeidet har de nordiske totalsystemoperatørene, deriblant Statnett, vurdert en klimatiltak-tilpasset nettutbygging som nettopp tar sikte på å møte disse utfordringene. I disse nordiske klimatiltakorienterte nettutbyggingsplanene inngår transportkanaler fra den arktiske regionen som sentrale elementer. Det medfører at en eventuell beslutning om forsterking Skaidi-Varangerbotn vil være en beslutning av strategisk karakter i større grad enn en beslutning om valg mellom dette og andre ellers likeverdige utbyggingsalternativer.

Den strategiske karakteren i en slik beslutning styrkes også av at det på russisk side er en økt interesse for vindkraft, særlig på Kola-halvøya. En slik linjeforsterking kan åpne for et samarbeid mellom Murmansk og Finnmark om vindkraft som konkret kan bidra til å trekke Russland inn i et samarbeid på et område der regjeringen ønsker å være pådriver for en mer ambisiøs global klimaavtale etter 2012, samtidig som det vil kunne bidra til å utvide perspektivet i den petroleumsfokusede energidimensjonen som er sentral i nordområdedialogen norske myndigheter har ført med Europakommisjonen, EU-land og USA og Canada.

Det vil også være knyttet usikkerhet til en slik beslutning. Forventede EU-pålagte krav om økt norsk fornybarproduksjon må også finne fornuftige anvendelser av den nye produksjonen i påvente av at økt etterspørsel fra transportsektoren og petroleumssektoren realiseres. Fornybardirektivet vil være basert på mål for fornybar energi som andel av forbruket, og det er ennå usikkert om i hvilken grad det kan åpne for handel mellom landene basert på opprinnelsesgarantier. Videre vil forhandlingene med Sverige om felles norsk-svensk grønt sertifikatmarked få ny driv først når konsekvensene av direktivet er klarlagt. Hvordan Finland, som vil ha kraftunderskudd selv etter at deres femte atomreaktor settes i drift, velger å nå sine målsettinger vil også være en viktig faktor. Dette skulle tilsi at prinsippet om beredskapsbasert planlegging av fremtidig nettutbygginger vil måtte veie tungt.

Fornybardirektivet vil omfatte nasjonale mål for å nå en overordnet målsetting om at 20 prosent av energiforbruket i EU-området skal komme fra fornybare kilder i 2020. I siste nettutviklingsplan er utbygging av ny 420 kV linje mellom Skaidi og Varangerbotn ikke av de tiltak som er prioritert i perioden fram til 2018. Hvis dette blir stående, betyr det at denne linjen tidligst vil være i drift ved utgangen av målperioden, og vindkraft fra Finnmark vil da ikke være av de tiltak som inngår som bidrag for å nå denne målsetningen.

7 Scenario 3 Vindkraftutbygging og energiforsyning til petroleumsvirksomhet i nord – Energifylket Finnmark

7.1 Scenarioet – innholdet i dette kapitlet

I dette scenarioet forutsettes balansert økt forbruk og produksjon av elektrisk kraft i Finnmark. Vi legger her som forutsetning at Barentshavet sør utvikler seg i retning av å bli et betydelig produksjonsområde både for olje og gass som følge av betydelige funn og utvikling av avansert teknologi. Dette medfører at Snøhvit tog 2 ut i Vest-Finnmark bygges ut. Videre forutsettes at petroleumsvirksomheten beveger seg østover, det gjøres i 2010-2011 funn av olje som gir grunnlag for et ilandføringsanlegg på Finnmarkskysten et sted øst for Skaidi i 2021-22, med produksjonsperiode på 20 år. Kort tid etter gjøres det funn av store mengder gass øst i Barentshavet sør som gir grunnlag for etablering av et nytt LNG-anlegg i Øst-Finnmark med produksjonsstart 2023-25. I et klimaregime med strenge krav til CO²-håndtering knyttet til sluttbruken går råvareprisene for petroleum noe ned, men utvikling av ny teknologi gir likevel god økonomi i anleggene. Høye tiltakskostnader for håndtering av CO² fra gasskraftproduksjon ved de to ilandføringsanleggene, som har et energibehov i relativt moderat størrelse, medfører at kraft fra nettet blir valgt som primær energiforsyning.

Dette kapitlet omfatter innledningsvis en drøfting av bærekraftighet i et scenario som forutsetter et strengt klimaregime, samtidig som det forutsettes økt petroleumsutvinning i Barentshavet. Barentshavet er karakterisert som en lovende petroleumsprovins. og i påfølgende delkapittel gjennomgår vi utsiktene framover for utvikling av Barentshavet sør som petroleumsprovins. Gjennomgangen omfatter innledningsvis en beskrivelse av Snøhvit-feltet og eksisterende LNG-anlegg på Melkøya, utsiktene for en utbygging av et Tog 2 og et framtidig Tog 3 på Melkøya, og de foreliggende planene for utbygging av Goliat-feltet. Deretter beskrives ikke-evaluerte funn og leteaktivitet i 2007 og 2008 og prosessene for tildeling av forhåndsdefinerte områder i 2008 og 20. konsesjonsrunde 2009. Delkapitlet avsluttes med en omtale av Oljedirektoratets ressursanslag for utvinnbare ressurser i Barentshavet og framtidbildene for utviklingen i området framover som Oljedirektoratet har laget.

De to neste delkapitlene er viet de feltutbyggingene i Vest- og Øst-Finnmark vi har lagt inn som forutsetninger, og det energiforbruket disse vil representere, sammenlignet med energiforsyningen til dagens LNG-anlegg på Melkøya, og planene for energiforsyning offshore for Goliat.

Videre diskuterer vi i to delkapitler alternativene for kraftforsyning, forsyning basert på gasskraft med CO²-håndtering og kraft fra nettet, før kapitlet avsluttes med et oppsummerende delkapittel. Kraft fra nettet basert på vindkraftproduksjon må suppleres med regulerkraft i perioder uten vind, og en diskusjon rundt mulighetene for å dekke slikt regulerkraftbehov ved import fra Russland inngår i delkapitlet om kraft fra nettet.

7.2 Bærekraftighet i scenarioet

Mange vil nok hevde at det er et paradoks i dette scenarioet at det forutsettes økt petroleumsutvinning i Barentshavet samtidig som det forutsettes et strengt klimaregime.

En forutsetning om bærekraftighet i dette scenarioet legger til grunn konklusjonene i IEA⁸⁹s Energy Technology Perspective 2008 og IEAs World Energy Outlook 2008 om at petroleumsbasert energiforbruk fortsatt vil utgjøre hoveddelen av energiforbruket selv i en fremtid med strenge tiltak for å begrense klimautslippene. Krav til reduksjon av utslipp av klimagasser vil da være knyttet til verdikjeden helt fram til *sluttbruken* av petroleumsproduktene. For å nå målsetningene om framtidig reduksjon i økingen av den globale oppvarmingen har IEA analysert de teknologiske mulighetene for å gjennomføre en "vifte" av tiltak knyttet til energisektoren, transportsektoren og bygningssektoren, der tiltak i energisektoren har teknologiske forutsetninger for å være de mest kostnadseffektive.

I IEAs World Energy Outlook 2008 konkluderes det med at en storstilt dekarbonisering av verdens energikilder er nødvendig for å hindre katastrofal og irreversibel skade på det globale klimaet, der den gjennomsnittlige globale temperaturøkningen kan bli opp til 6°C dersom ikke sterke og hurtige tiltak settes i gang. I World Energy Outlook 2008 presenteres to tiltaks-scenarier som forutsettes å stabilisere utslippene av klimagasser til atmosfæren, et 550 Policy scenario og et 450 Policy scenario, som omfatter tiltak for å stabilisere utslippsnivået av CO²-ekvivalenter i atmosfæren til henholdsvis 550 og 450 deler per million (ppm) på lang sikt. Dette er utslippsnivåer som FNs klimapanel har estimert vil øke gjennomsnittstemperaturen med rundt 3 og 2 grader. For å nå disse målene forutsettes det at en vifte av tiltak må settes inn. Dette omfatter kvotehandling, sektoravtaler særlig innenfor transport og industri, og nasjonale virkemidler og tiltak, deriblant fjerning av subsidier, i tillegg til økte investeringer i FoU-tiltak innen energi. Det mest ambisiøse 450 Policy-scenariet forutsetter langt strengere tiltak fra 2020 og utover og forutsetter en langt sterkere medvirkning fra land utenfor OECD-området enn 550 Policy scenarioet.

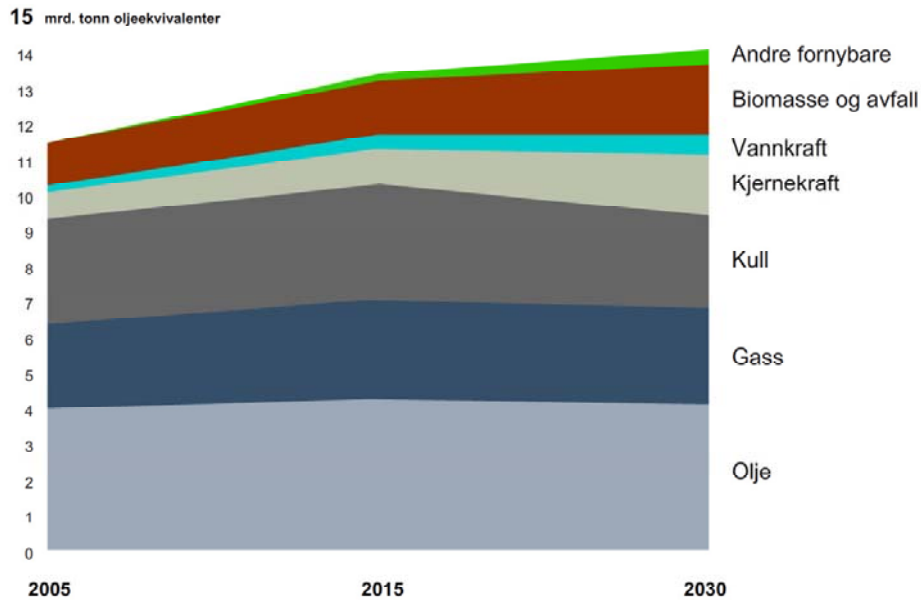
Med utslippstiltak i 550 Policy-scenariet, der transportsektoren vil stå for over halvparten, vil veksten i etterspørselen etter petroleum bli redusert fram til 2030, og markedsandelen av primærenergiforbruket avtar, men det ventes fortsatt en viss vekst i etterspørselen.

I referansealternativet uten tiltak estimerer IEA oljeprisen til å ligge på nivå 100 dollar pr. fat i realverdi i perioden fram til 2015, med økning til et nivå rundt 120 dollar i 2030, som følge av økte utvinningskostnader. I 550 Policy-scenariet forventes oljeprisen i 2030 å ligge rundt 100 dollar, 18 prosent lavere enn i referansealternativet som følge av redusert etterspørsel. Følgene av finanskrisen bidrar til store midlertidige svingninger i prisen de nærmeste årene, og hvis krisen vedvarer vil det bli et press på prisen nedover som følge av lavere økonomisk aktivitet og redusert etterspørsel, men IEA legger til grunn at økende utvinningskostnader etter 2015 bidra til å presse prisen oppover.

IEA legger også til grunn at det vil være et fortsatt investeringsbehov både i eksisterende felt og i nye felt for å møte etterspørselen samtidig som produksjonen i eksisterende felt i økende grad forventes å avta .

⁸⁹ Det internasjonale energibyrået

Figur 7-1 illustrerer at verdens forbruk av olje og gass vil ligge omtrent på nivå med dagens, selv ved et strengt klimaregime.



Figur 7-1 Forbruket av energiressurser fram til 2030 ved tiltak for å redusere klimagassutslippene. Kilde IEA

7.3 Utbygginger, leting og ressurser i Barentshavet

7.3.1 Snøhvit-feltet og eksisterende anlegg på Melkøya

Samlet plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) av Snøhvit ble godkjent av Stortinget i mars 2002. Snøhvit-prosjektet, som omfatter ilandføring, LNG-prosessering og eksport av gass fra undervannsinstallasjoner ved feltene Snøhvit, Albatross and Askeladd, ble da delt i fire faser, der fase 1 omfattet utbyggings- og oppstartsfasen og fase 3 og 4 omfatter senere innfasing av feltene Askeladd og Albatross for å opprettholde LNG-produksjonen. Anlegget kom i produksjon i september 2007 som den første feltutbyggingen i Barentshavet. De utvinnbare reservene består av 160 milliard standard kubikkmeter naturgass, 6,3 million Sm³ våtgass og 18,1 million Sm³ kondensat. Feltlevetiden på eksisterende felt er rundt 30 år.

I oppstarten av Snøhvit har det vært problemer med regularitet og kapasitet. Operatøren StatoilHydro har varslet at de i 2009 vil ta endelig stilling til hvilke tiltak som kan bringe anlegget til planlagt kapasitet og sikre stabil og sikker drift. Snøhvit har etter revisjonsstansen sommeren 2008 produsert stabilt på omlag 80 prosent av planlagt kapasitet. I oktober 2008 ble det gjennomført en ny revisjonsstans der flere tiltak for bedre regulariteten i anlegget, inkludert tiltak for å begrense utslipp av NO_x og CO₂ ble utført.

7.3.2 Snøhvit Tog 2 (og 3)

StatoilHydro har over tid arbeidet med videreutvikling av Snøhvit LNG-prosjektet for å etablere et robust grunnlag for en fremtidig beslutning om bygging av ytterligere et LNG-anlegg på Melkøya (Tog2), og de har arbeidet med aktiviteter som krever tidlig avklaring knyttet til å definere optimal kapasitet for et nytt LNG-anlegg, med tilhørende energiløsninger og gjennomføringsplaner.

En avgjørende forutsetning for gjennomføring av Tog2 er at nødvendige gassreserver kan avklares innen investeringsbeslutning kan tas. Gjennom systematisk letevirksomhet i nærområdet til Snøhvitfeltet er det påvist nye gassfunn i området (se kapittel 7.3.4). Sammen med ytterligere tiltak for å avdekke nødvendige gassressurser i regionen vil dette kunne legge grunnlaget for å bygge ny kapasitet for gassproduksjon på Melkøya. StatoilHydro viser blant annet til følgende tiltak:

- Vurdering av mulighetene for å øke gassutvinningen fra Snøhvit, Albatross og Askeladd
- Avklaring av mulige andre reserver i funn i området, f.eks. Tornerose og Goliat
- Boring av nye gassprospekter i området
- Nye lisenstildelinger i nærområdet

Selskapet presenterte i januar 2007 følgende tidsplanen for Tog 2, med forbehold om tilstrekkelige drivverdige funn:

- 2008/2009: Ressursanalyse og forstudie
- 2010/2011: PUD og PAD til behandling av Stortinget
- 2011-2015: Byggeperiode
- 2016: Drift

Ved funn av større gassressurser planlegges også et framtidig tog 3, på størrelse med tog 2.

Så langt har imidlertid ikke forventningene om funn av tilstrekkelig nye ressurser slått til. Blant annet ble det i slutten av 2007 boret en avgrensingbrønn på Askeladd Beta-prospektet seks kilometer sørvest for Snøhvitfeltet som viste seg å være tørr, og det ble kun påvist spor av hydrokarboner.

I følge StatoilHydro er det for tidlig å trekke noen konklusjon med hensyn til funngrunnlaget for Tog 2 på Melkøya, i følge selskapet er det fortsatt et stykke å gå før man er i mål med Tog 2 til tross for at det er påvist olje og gass ved fire av seks brønner i Barentshavet i år. Selskapet regner også inn økt utvinningsgrad for Snøhvitfeltet som en ekstraressurs i Tog 2, dette anslaget vil bli mer sikkert etter at feltet har produsert en stund⁹⁰.

7.3.3 Goliat-feltet

Goliat-feltet er lokalisert 75 km fra Hammerfest og 50 km sørvest for Snøhvit. Reservene i feltet er anslått til 31 mill. Sm³ o.e., for det vesentlige olje⁹¹. Prosjektet er nå i planleggingsfasen, og

⁹⁰ Informasjonssjef Edd Magne Torbergsen, StatoilHydro til Finnmark Dagblad 1.11.2008.

⁹¹ Et relativt lite felt i norsk sokkelsammenheng

operatøren Eni Norge har som mål å levere inn plan for utbygging og drift i første kvartal 2009, der av konsekvensutredningen ble framlagt for høring tidlig i november 2008. Forutsatt at planene blir godkjent i Stortinget våren 2009, planlegges en utbygging med boreoppstart i 2010 og produksjonsoppstart i 2013. Planlagt produksjonsperiode er 12 år, forutsatt at det ikke gjøres nye oljefunn i området som kan knyttes inn mot feltet, og slik forlenge produksjonstiden. Riksgassen i feltet er forutsatt eksportert til Snøhvit-installasjonene.

Eni Norge har klargjort at de sammen med lisenspartnerne⁹² har besluttet at bare offshore flytende produksjons- og lagringsenhet knyttet til havbunnsinnretninger med direktelasting til skip er aktuelt utbyggingskonsept, ut fra tekniske og økonomiske forhold og fleksibilitet i forhold til framtidig innfasing av eventuelt nye funn. Myndighetene har likevel satt som krav at konsekvensutredningen også skal omfatte undervanninstallasjoner med ilandføringsløsninger.⁹³ I det opprinnelige programmet for konsekvensutredning for prosjektet⁹⁴ ble det identifisert seks mulige ilandføringssteder for Goliat, hvorav to øst for Skaidi (Sarnesfjorden-Kåfjorden-Lafjorden i Nordkapp kommune og Kifjord i Lebesby kommune).

7.3.4 Ikke-evaluerte funn og leteaktivitet i 2007-2008

Nuculafeltet, rundt 110 km nord for Goliat og 65 km nord for Nordkapp, ble funnet i 2007. Feltet inneholder både olje og gass, og er så langt karakterisert som nytt ikke-evaluert funn. Nucula betraktes å ha potensial for å bidra til å utvikle petroleumsvirksomheten i området. En ny avgrensingsbrønn på feltet er boret senhøsten 2008. I følge Oljedirektoratet er det er for tidlig å anslå størrelsen på funnet, men foreløpige beregninger tyder på at det opprinnelige ressursanslaget på mellom 6 og 12 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter må justeres ned etter boringen.

Det er nylig også gjort funn på Ververis-feltet, lokalisert 200 km nord for Nordkapp på 350 meters vanddybde. Det er for tidlig å anslå størrelsen på feltet, boreresultatene blir nå analysert, og det kan ta opp til halvannet år før resultatene er tilgjengelige.

Også på Obesum-prospektet, 175 km nord-nordvest for Hammerfest er det i mars i år gjort funn av olje og gass. StatoilHydro er nå i gang med ytterligere tester for å avklare hvor stort funnet er, og nye boringer vil bli gjennomført innen utgangen av 2008. Funnet forsterker troen på å finne ytterligere forekomster i dette området.

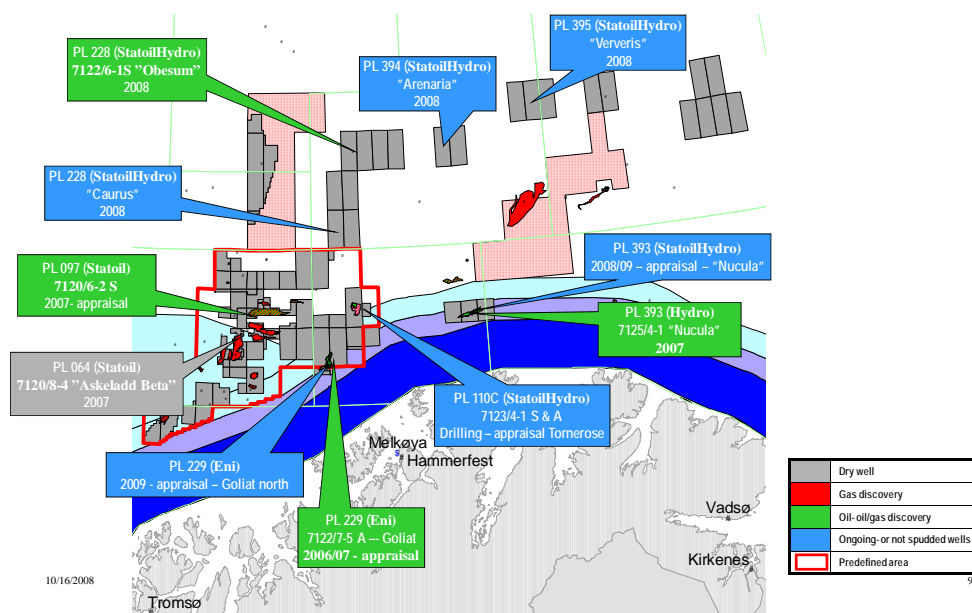
⁹² Det norske Oljeselskap har i ettertid solgt sin andel av lisensen, slik at StatoilHydro pr. dato er eneste lisenspartner til EniNorge

⁹³ I forslaget til konsekvensutredningprogram definert som to ilandføringsløsninger, et med prosessering på feltet og eksport av olje i rør til oljeterminal på land og et alternativ med direkte ilandføring fra havunnsanlegg og prosessering på land.

⁹⁴ Goliat (PL 229) – forslag til program for konsekvensutredning, Eni Norge mars 2007

Sommeren 2008 er det boret en letebrønn i Arenaria-prospektet, om lag 165 km nord for Nordkapp. Her er det gjort funn av gass. Gassen er påvist i reservoarbergarter av dårlig kvalitet, og brønnen har ikke blitt formasjonstestet. Det er derfor fortsatt usikkert om gassen lar seg produsere.

Det er også boret en undersøkelsesbrønn på Caurus-prospektet, 122 km fra land, nordvest for Nucula-feltet. Her er det påvist gass i bergarter av god reservoarkvalitet, foreløpig beregnet til mellom 2 og 14 milliarder Sm³ utvinnbar gass. Det ble også gjort funn i bergarter av dårlig reservoarkvalitet med komplisert struktur, der det er for tidlig å anslå størrelsesomfang.



Figur 7-2 Letebrønner i Sørlege Barentshav 2007-2008, Oljedirektoratet

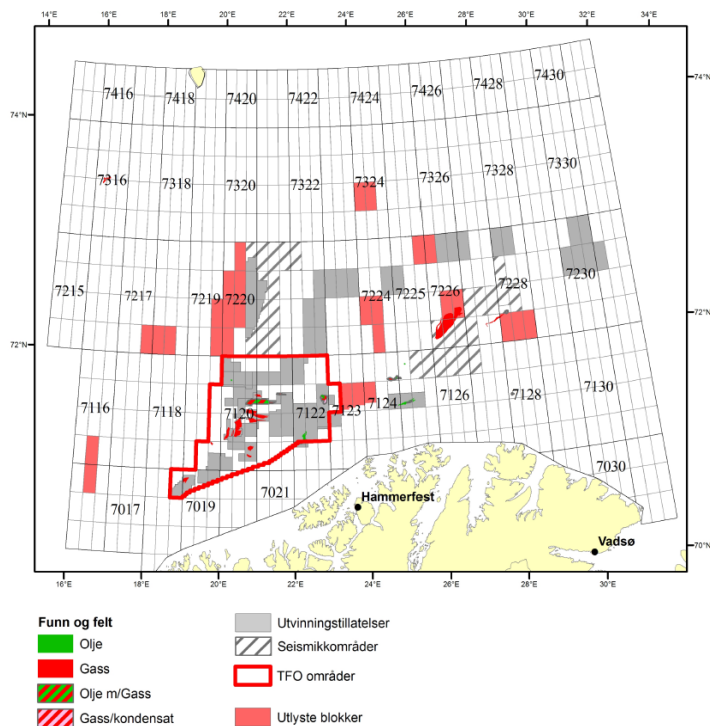
7.3.5 Tildeling av forhåndsdefinerte områder 2008 og 20. konsesjonsrunde 2009

7.3.5.1 Forhåndsdefinerte områder

I 2003 ble konsesjonstildelingssystemet lagt om til den såkalte tildeling av forhåndsdefinerte områder for å stimulere til en mer effektiv utforskning av de modne områdene på den norske sokkelen. I modne områder, med god forståelse av geologien, er det et betydelig potensial for å påvise nye ressurser, inkludert tilleggsressurser som kan tilknyttes eksisterende installasjoner. I Barentshavet omfattet TFO-søknadsrunden i 2008 39 blokker. I følge Oljedirektoratet er interessen for forhåndsdefinerte områder blant selskapene stor. Olje- og energidepartementet (OED) tar sikte på å tildele nye utvinningstillatelser kort etter årsskiftet 2008-2009.

7.3.5.2 Den 20. konsesjonsrunden

OED lyste sommeren 2008 ut 79 blokker/deler av blokker i 20. konsesjonsrunde fordelt på 51 i Norskehavet og 28 i Barentshavet. I følge Oljedirektoratet er de utlyste blokkene i Barentshavet viktig for videre utforskning, da brønner som blir boret her vil kunne gi informasjon som kan åpne for nye leteområder. OED vektlegger sekvensiell utforskning, som innebærer at nye blokker blir tildelt på grunnlag av kunnskap fra allerede tildelte arealer. Fristen for selskapene til å søke på de utlyste

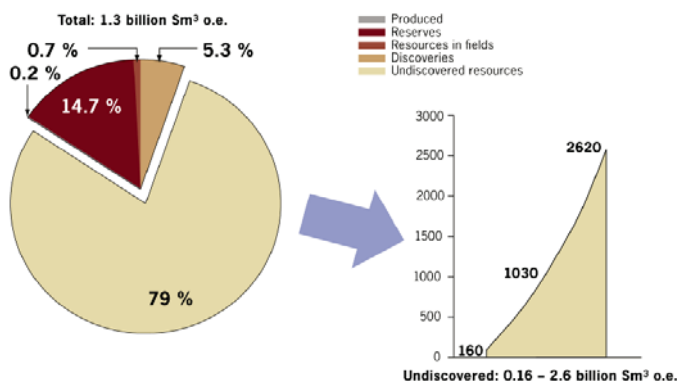


blokkene var 7. november 2008, med planlagt tildeling i løpet av våren 2009. Ved søknadsfristens utløp hadde 46 selskap levert søknader. I Barentshavet var samtlige blokker omsøkt.

Figur 7-3 Utlyste blokker i Barentshavet i 20. konsesjonsrunde

7.3.6 Utvinnbare ressurser i Barentshavet

Recoverable resources – Barents Sea



Figur 7-4 Anslag på utvinnbare ressurser i Barentshavet, Oljedirektoratet 2007



Oljedirektoratet har anslått forventet utvinnbare petroleumsressurser i Barentshavet til 1,03 milliard standard kubikkmeter oljeequivalenter, av dette nær 80 prosent ennå ikke funnet. Forventet volum for de uoppdagede ressursene utgjør rundt 30 prosent av forventet uoppdagede ressurser på norsk sokkel⁹⁵. Usikkerhetsspennet for de uoppdagede ressursene i ressursanslaget for Barentshavet er stort, fra 0,16 til 2,6 milliarder Sm³ o.e.

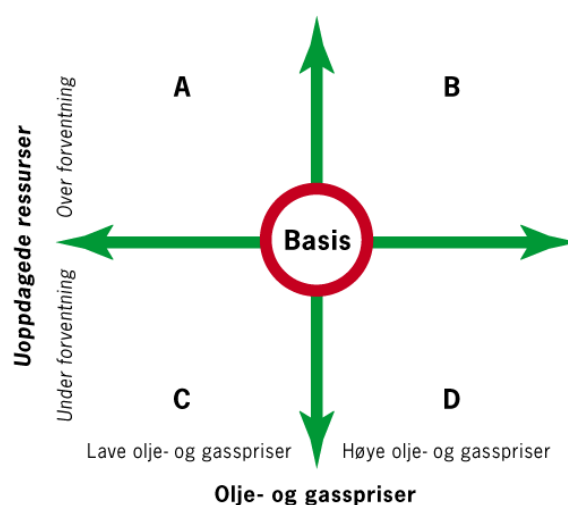
Tabell 7-1 De oppdagede petroleumsressursene (millioner Sm³ o.e.), Oljedirektoratet 2007

Område	Væske			Gass			Totalt		
	P90	Forventning	P10	P90	Forventning	P10	P90	Forventning	P10
Nordsjøen	380	675	1000	300	500	730	750	1175	1650
Norskehavet	120	370	740	230	825	1620	370	1195	2340
Barentshavet	40	480	1270	80	550	1430	160	1030	2620
Totalt for sokkelen	640	1525	2640	750	1875	3330	1550	3400	5800

⁹⁵ 3,4 milliard sm³ o.e.

7.3.7 Framtidsbilder fra Oljedirektoratet

Som vist i Tabell 7-1 er det betydelig usikkerhet i forhold til hvor store ressurser som er til stede, hvor mye som en kan få tilgang til og hvor mye som kan utvinnes. OD laget i 2007 fire framtidbilder over mulig utvikling på norsk sokkel, der utviklingen i Barentshavet var et av de sentrale elementene. Framtidsbildene – eller scenariene - tok utgangspunkt i to viktige drivkrefter av betydning for produksjon og verdiskaping som det er knyttet betydelig usikkerhet til - prisen på olje og gass og omfanget av de uoppdagede ressursene⁹⁶.



Figur 7-5 De fire scenarioene i forhold til variasjoner i olje- og gasspriser og forventninger til uoppdagede ressurser, OD

I Scenario B med nye funn over forventning og høye olje- og gasspriser (TeknolaB), gir vedvarende høyere priser på olje og gass enn IEAs referanseframskrivning høy leteaktivitet og produksjon. Dette gir sammen med stabile rammevilkår for å redusere CO²-utslippene forutsigbarhet for investeringer og en akselerert teknologiutvikling. I dette framtidbildet ser Oljedirektoratet for seg at det blir oljeutbygging i Barentshavet og at Norge og Russland blir enige om utforskning av omstridt område i Barentshavet, og det gjøres flere store gassfunn, noe som gir grunnlag for en ny LNG-terminal på kysten av Finnmark. Det nordlige Barentshavet og området rundt Jan Mayen åpnes for letevirksomhet. Det gjøres funn utenfor Jan Mayen. Utover i perioden gjøres det flere store olje- og gassfunn nord i Barentshavet. Norsk kontinentalsokkel er svært attraktiv for de store aktørene fordi de får adgang til nordområdene. Nordområdene blir etter hvert tyngdepunktet for olje- og gassvirksomheten i Norge.

I Scenario A - funn over forventning, men lave olje- og gasspriser (Full gAss) – legger Oljedirektoratet til grunn at aktivitetsnivået tar seg opp som følge av flere store funn til tross for at de lave prisene demper leteaktiviteten. Også i dette framtidbildet legges det til grunn at Norge og Russland blir

⁹⁶ Petoro har siden videreutviklet disse framtidbildene for området Barentshavet Sør

enige om utforsking av omstridt område i Barentshavet, og det gjøres flere store gassfunn. Også her gir dette grunnlag for en ny LNG-terminal på kysten av Finnmark, samtidig som det utover i perioden gjøres flere store olje- og gassfunn nord i Barentshavet.

I Scenario D – vedvarende høye olje- og gasspriser, men skuffende leteresultater (BloD, svette og tårer)- gir teknologiutvikling satsing på økt utvinning. Petoro har videreutviklet dette framtidsbildet i sitt scenario "Dyrebare dråper". Her forutsettes det at trinnvis åpning av andre områder i nord, samarbeid med russerne og anvendelse av avansert teknologi medfører at satsing i Barentshavet sør er attraktivt i en større sammenheng, til tross for relativt få og små funn. Flere små enkeltfunn i stedet for store funn som kunne stå på egne ben, forutsetter effektiv samordning i områdeløsninger og ny teknologi for å kunne realisere utbygginger.

I Scenario C – Lave olje- og gasspriser og få nye funn (Closing-time) – blir produksjonen betydelig lavere enn framskrivning av Oljedirektoratets langtidsprognoser. Her legges det videre til grunn at Norge innfører egne strenge miljøtiltak fordi det ikke er oppnådd internasjonal enighet og petroleumsaktiviteten i Barentshavet er på et beskjedent nivå. Det stilles også krav om at norsk kontinentalsokkel får strøm fra vindkraft eller fra land og strenge krav til CO²-fangst og -lagring.

7.4 Feltutbygginger i energiscenarie 3

7.4.1 Tidsaspektet

Gjennomsnittlig tar det 11 år fra funn til produksjon⁹⁷. Goliat-feltet ble påvist i 2000, og utbygger planlegger nå for produksjonsstart i 2012. Snøhvitfeltet ble oppdaget så tidlig som i 1984, men etter et forsøk tidlig på 90-tallet på å etablere et grunnlag for utbygging av feltet, ble planene lagt på is av kostnads- og markedsmessige årsaker. Basert på nye teknologiske løsninger ble en ny planprosess for Snøhvit startet i 1997, som førte fram til stortingsgodkjenning i 2002 og produksjonsoppstart i 2007.

7.4.2 Vest-Finnmark:

I vårt energiscenarie 3 har vi lagt til grunn feltutbygginger basert på funn i Barentshavet utenfor Finnmark i Vest- og Øst-Finnmark.

For Vest-Finnmark forutsetter vi produksjonsstart på Goliat i henhold til utbyggers planer i 2012. Videre legger vi til grunn produksjonsstart for Snøhvit tog 2 i 2016 i henhold til utbyggers planer forutsatt at nødvendige gassreserver er avklart

7.4.3 Øst-Finnmark

⁹⁷ Oledirektør Bente Nyland, Barentshavkonferansen 22.-23.4 2008

Her legger vi til grunn at det gjøres funn av drivverdige oljeressurser i størrelsesorden 50-60 mill Sm³ i 2010-2011, enten i form av enkeltfunn samsvarende med Oljedirektoratets funnoptimistiske scenarier A eller B, eller i form av områdeløsning samsvarende med Oljedirektoratets funnpessimistiske scenarie D. Produksjonsstart ved ilandføringsanlegg på Finnmarkskysten øst for Skaidi i 2021-22, med produksjonsperiode på 20 år.

Videre forutsetter vi funn av drivverdige gassressurser i størrelsesorden 200-250 milliarder Sm³ i 2012-2014 i Barentshavet utenfor Øst-Finnmark, enten i form av enkeltfunn samsvarende med Oljedirektoratets funnoptimistiske scenarier A eller B, eller i form av områdeløsning samsvarende med Oljedirektoratets funnpessimistiske scenarie D. Produksjonsstart ved LNG-anlegg i Øst-Finnmark 2023-25.

7.5 Energibehov i scenarioet

7.5.1 Dagens kraftvarmeverk på Snøhvit-anlegget

Dagens energianlegg på Melkøya, bestående av fem GE Nuovo gassturbiner, leverer 215 MW elektrisitet og 167 MW varme. Det forsyner kraft til hele landanlegget inklusive prosessering, lager og utskipingssystemer, offshoreinstallasjonene samt personell- og administrasjonsanlegg. Systemet er bygget opp med to hovedleveranser; elektrisitet og prosess-/fjernvarme. Det er gitt utslippstillatelse til utslipp av 920.000 tonn karbondioksid (CO²) og 156 tonn nitrogenoksid (NOX) per år fra energianlegget.

LNG-fabrikken har behov for 50 MW reservekraft, og kraft fra det ordinære kraftnettet inngår som reservekilde. Dette medførte oppgradering av eksisterende nett og delvis etablering av nytt linjenett mellom Skaidi og Hammerfest/Melkøya i utbyggingsperioden.

I planleggingsfasen ble det vurdert ulike løsninger for dekning av LNG-anleggets energibehov. En av disse var kraft fra nettet. Behovet i LNG-anlegget var imidlertid så stort at elektrisitetsforsyningen til Finnmark ikke hadde tilstrekkelig kapasitet⁹⁸. Kraft fra nettet ville ha krevet forsterkninger av linjenetter Skaidi-Ofoten, noe som på planleggingstidspunktet ble ansett å være en kostbar og tidkrevende prosess, der også varme måtte skaffes fra andre kilder. NVE hadde også innsigelser knyttet til at anleggets elkraftbehov på rundt 1,7 TWh pr år uten dedikert kraftutbygging andre steder ville virke negativt på kraftbalansen i Norge, med forventet utvikling mot større importavhengighet fra utlandet.⁹⁹ CO²-utslipp med en slik energiløsning ble beregnet til 245.000 t/år.¹⁰⁰

⁹⁸ Konsekvensutredning Snøhvit LNG 2001, side 41

⁹⁹ NVE, Bakgrunn for vedtak. Statoil. Søknad og konsekvensutredning for gassbasert kraftvarmeverk (energianlegg) tilknyttet Snøhvit-utbyggingen, side 11. 20.06.2003

¹⁰⁰ Snøhvit energibrosjyre "Effektiv kraftforsyning – miljømessige konsekvenser" Statoil 2002

7.5.2 Energiforsyning til Eni Norges utbyggingsløsning for Goliat.

Eni Norge har i begynnelsen av oktober 2008 sendt melding til NVE om at planlegging av kabelforbindelse fra land til den planlagte flytende produksjonsinnretningen på Goliatfeltet er igangsatt, og at konsesjonssøknad for utbyggingsplanene vil bli sendt i i løpet av utgangen av 2008. Planleggingen omfatter tilhørende transformatorstasjon og nettoppgraderinger på land.¹⁰¹ I meldingen vektlegger Eni Norge at konseptet er tilpasset for å muliggjøre elektrifisering. Løsningen er basert på utprøvd teknologi og forutsettes å være operativ fra produksjonsstart i 2013. I meldingen viser Eni Norge til studier som viser at planlagt elkraftbehov kan dekkes gjennom det regionale og lokale nettet.

Som tillegg til forsyning av elektrisk kraft fra land planlegger Eni Norge å installere en gassturbin på innretningen, blant annet for å dekke det termiske varmebehovet og sikre driftsregulariteten. Forventede CO²-utslipp fra denne turbinen er rundt 160 000 tonn pr år.¹⁰²

Størrelsen på det maksimalt mulige effektuttaket mellom Goliat-innretningen og det regionale kraftnettet på land er planlagt å være 60 MW, med normalt kraftuttak i størrelsesorden 35-45 MW.

7.5.3 Energiforsyning til Snøhvit tog 2

En utbygging av tog 2 på Melkøya forventes å kreve 200-300 MW elektrisk kraft. Utbygger har arbeidet med to hovedløsninger for kraftforsyningen, fra et nytt gassfyrte kraftverk med CO²-håndtering eller med kraft fra nettet.

Energiløsning for Tog II

- Kraftverk med CO₂-fjerning
- Kraft fra nettet
- Direkte drift med CO₂-fjerning



Figur 7-6 Snøhvit tog 2, kraftforsyning, StatoilHydro, januar 2008

¹⁰¹ Elektrifisering av Goliatfeltet. Melding med forslag til utredningsprogram. Eni Norge 3. oktober 2008

¹⁰² Plan for utbygging og drift av Goliat, del 2 Konsekvensutredning, november 2008, EniNorge

Det foreligger lite konkret om utbyggingsplanene, men Hammerfest Energi, som har anket et avslag fra NVE på konsesjonssøknad for bygging av 100 MW prototyp gasskraftverk med CO²-håndtering til Olje-og energidepartementet, har arbeidet med et konsept der et slikt gasskraftverk utvides til 400 MW, noe som i følge Hammerfest Energi vil gi økt virkningsgrad og vesentlig bedre økonomi i et slikt prosjekt.

Hammerfest Energis omsøkte gasskraftverkplaner er basert på en prosess utviklet av det norske teknologiselskapet Sargas. Planene for 100MW-anlegget omfatter en forventet årsproduksjon på 700-800 GWh, med utskillelse av 90 prosent av CO² fra forbrenningen med oppkobling mot deponiet for utskilt CO² fra Snøhvit-brønnstrømmen.¹⁰³ Investeringskostnadene er beregnet til 1,6 milliarder kr eksklusive tilknytning til gass- og CO²-rørledning og kostnader for kjølevann. NVE har begrunnet avslaget på konsesjonssøknaden med at teknologien ikke anses å være spesielt lovende anvendt på naturgass. I følge NVE vil virkningsgraden bli lavere i en gasskraftløsning og derved driftskostnadene høyere enn for konkurrerende kombikraftverk teknologi med aminrensing som blant annet utvikles på Kårstø og Mongstad. NVE forutsetter også høyere priser for kjøp av gass til anlegget enn det som er forutsatt av konsesjonssøker.¹⁰⁴ Hammerfest Energi har anket NVEs avslag, blant annet ut med begrunnelsen at tekniske data for konkurrerende teknologi er basert på fremskrevne studier av hvordan denne teknologien vil bli i framtiden, utført av potensielle leverandører. I begrunnelsen for klagen vises det blant annet til at ikke-trykksatt CO²-fangst i konkurrerende teknologi lider av fundamentale svakheter som vil medføre vedvarende problemer med drift og pålitelighet.¹⁰⁵ Også Sargas og miljøstiftelsen Zero har anket NVEs avslag på faglig og forvaltningsmessig grunnlag. I Sargas' anke anslås investeringskostnadene for et 400 MW-anlegg med omsøkt teknologi til 3,6 milliarder kroner, mot 6,9 milliarder kroner for tilsvarende gasskraftverk med aminrensing.

Den andre energiløsningen som vurderes er 300 MW elektrisk kraft til Snøhvit tog 2 forsynt fra det norske kraftnettet. Elektrifisering av nye olje- og gassutbygginger betraktes av myndighetene som en viktig faktor i satsingen på å redusere CO²-utslippene på norsk kontinentalsokkel. På bakgrunn av planarbeidet med Tog 2 har Statnett i juni 2007 meldt at de planlegger å søke konsesjon om bygging av en ny 420 kV ledning fra Balsfjord til Hammerfest med to nye 132 kV-forbindelser fra Hammerfest til Melkøya. Det er fordi det eksisterende 132 kV kraftnett nord for Balsfjord ikke kan forsyne det mulig nye LNG-anlegget med 300 MW forbruk.

I framdriftsplanen i meldingen var det forutsatt at konsekvensutredningsprogrammet ville bli fastsatt ved utgangen av 2007. Utredningsprogram for tiltaket ble imidlertid først fastsatt av NVE 22. september 2008. Her er det blant annet satt som utredningskrav at kraftledningens innvirkning på

¹⁰³ Gasskraftverket som planlegges er et kombikraftverk der to energisykluser – en gassturbinprosess og en dampturbinprosess – kombineres og CO₂ fanges under trykk ved lavt volum. Det relative effektbidraget fra de to prosessene, og kombinasjonen av prosessene, er ulik den en finner i konvensjonelle kombikraftverk (CCGT-anlegg).

¹⁰⁴ Bakgrunn for vedtak. Hammerfest Energi AS – konsesjonssøknad for gasskraftverk med CO₂-fangst i Hammerfest kommune i Finnmark. NVE 25.6.2007

¹⁰⁵ Christensen, Tor og Børset, K.: Hammerfest E-verk, Varmekraftverk med CO₂fangst, Avslag på konsesjonssøknad. Begrunnelse for anke

kraftsystemet og betydningen for forsyningsikkerheten i regionen vurderes i konsekvensutredningen. Videre vil det sammen med den systemmessige beskrivelsen av tiltaket gjøres en kortfattet beskrivelse av betydningen den planlagte kraftledningen vil ha for utbygging av vindkraft i regionen.

Statnett planlegger å ferdigstille arbeidet med konsesjonssøknad og konsekvensutredning og sende søknad i desember 2008, med påfølgende konsesjonsbehandling og høringsrunde fram til eventuelt rettskraftig konsesjonsvedtak ved utgangen av 2010. Bygging av linjen vil da forventes å ha oppstart året etter, med idriftssettelse av ledningen i 2016.

Statnett har imidlertid innført opsjonsbasert planlegging som planprinsipp. Dette ut fra at det nå er mindre ledig kapasitet i sentralnettet enn tidligere og et stort antall usikre prosjekter på produksjons- og forbrukssiden, der etablering av nytt forbruk, for eksempel en større industrietablering, vil kunne realiseres raskere enn en ny linje i sentralnettet. Begrunnelsen fra Statnett for å melde bygging av en ny linje fra Balsfjord til Hammerfest er at et nytt forbruk i regionen som følge av Tog 2 medfører at en slik nettførsterking vil være samfunnsøkonomisk lønnsom. Det er så langt ikke gjort gassfunn med sikre nok anslag på en størrelsesorden som kan konkludere endelig at en slik utvidelse av prosessanlegget på Melkøya vil komme. Statnett har i nettutviklingsplanen for 2008-2025 understreket at en konsekvens av opsjonsbasert planlegging er at de melder og eventuelt konsesjonssøker flere linjer enn de kan komme til å bygge.

7.6 Dekking av energibehov ved utvinning av petroleumressurser i Øst-Finnmark – hvor aktuelt vil det være med gasskraftanlegg med CO²-fangst og lagring?

7.6.1 Landbasert oljeterminal - er gasskraftverk med CO²-håndtering aktuelt?

I kapittel 7.4 har vi i Scenario 3 forutsatt at det som følge av leteaktivitet gjøres et drivverdig oljefunn i Øst-Finnmark i størrelsesorden 50 mill Sm³ o.e. Energiforbruket for et slikt felt vil blant annet avhenge av trykk- og temperaturforhold i reservoaret og valg av utbyggingsløsning. Eksempelvis er Goliat-feltet et felt med lavt trykk og temperatur, som gir utfordringer knyttet til voksutfelling i brønner og produksjonssystemer. Forslaget til konsekvensutredningsprogram for Goliat omfattet tre utbyggingsalternativer, et alternativ med full prosessering, lagring og lasting av råolje på feltet, et alternativ med full prosessering på feltet og eksport av olje i rør til oljeterminal på land, og et alternativ med direkte ilandføring fra havbunnsanlegg og prosessering på land. Her ble energibehovet foreløpig beregnet til mellom 40 og 70 MW kraftbehov og 15-30 MW prosessvarmebehov (se Tabell 7-2)

Tabell 7-2 Foreløpig beregnet energibehov i Forslag til konsekvensutredningsprogram for Goliat, Eni Norge, mars 2007

	Alternativ 1 Prosessering, lagring og lastning på feltet	Alternativ 2 Prosessering på feltet, olje til terminal på land	Alternativ 3 lilandføring fra havbunnsanlegg, prosessering på land
Kraftbehov (MW)	40-45	50-55	60-70
Prosessvarmebehov (MW)	15-20	15-20	20-30

Som eksempel i dette scenarioet legger vi til grunn en utbyggingsløsning med kraftbehov i størrelsesorden 60 MW. Dette behovet kan alternativt dekkes fra nettet eller basert på brenngass fra feltet. I et strengt klimaregime forutsettes det at det vil bli stilt krav til at en gassløsning må baseres på CO²-håndtering.

Som operatør på Ormen Lange-feltet ble Norske Shell E&P i januar 2008 bedt av Olje- og energidepartementet å utrede det økonomisk gjennomførbare potensialet for å utvikle et gasskraftverk for å dekke feltets energibehov og eventuell eksport til nettet. Shell har på bakgrunn av dette gjennomført en studie basert på fire ulike kraftverksstørrelser (67, 253, 417 og 838 MW) basert på kombikraftverk med state-of-the-art amin-teknologi. Konklusjonene til Shell er negative for alle størrelsesvariantene, tiltakskostnadene vil bli svært høye sammenlignet med forventede priser for gass og elektrisitet. For den minste typen kraftverk (nettoeffekt 58MW) anses CO²-håndtering som helt uaktuelt, med investeringskostnader for gasskraft-delen beregnet til 1,3 milliarder 2008-kr, og karbonfangst-anlegg estimert til 1,55 milliarder kr. I tillegg er CO²-rør (150 km) og deponiinvesteringer estimert til 4 milliarder kr. Samlede driftskostnader, hvorav rør- og deponikostnadene utgjør hovedparten, er beregnet til i overkant av 80 millioner kr pr.år.

Et dedikert gasskraftverk i denne størrelsesorden basert på CO²-håndtering synes derfor lite aktuelt selv med forventet læringseffekt som gir teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner i framtiden.

7.6.2 LNG-prosesseringsanlegg i Øst-Finnmark – gasskraftverk under 1000 MW med CO²-håndtering (kombikraftverk med amin-rensing) vil gi svært høye tiltakskostnader

Ved en eventuell etablering av et LNG-prosesseringsanlegg i Øst-Finnmark som skissert i kapittel 7.4 vil energibehovet bli vesentlig større enn for en oljeterminal beskrevet ovenfor. Her kan vi legge til grunn et energiforbruk i samme størrelsesorden som for Snøhvit Tog2, 300 MW.

De tekniske data for 417-MW-kraftverket i Shell-studien omtalt ovenfor tok utgangspunkt i et småskala kommersielt varmekraftverk, der beregnet ytelse etter CO²-fangst var 361 MW. Som nevnt ovenfor ga også denne løsningen svært høye tiltakskostnader. Dersom det skulle gjøres drivverdige funn utenfor Øst-Finnmark av slike dimensjoner at et kraftverk med stor ytelse skulle være aktuelt,

vil det sannsynligvis medføre krav til back-up fra nettet i en slik størrelsesorden at forsterkninger i nettet uansett vil være påkrevet.

7.6.3 Kvotehandel og CO²-håndtering som klimatiltak

Fornybardirektivet, omtalt i kapittel 6.3 og 6.4.4, er et av flere instrumenter i EUs tiltakspakke for å redusere klimautslippene innen 2020. Et annet er utvidelser og forbedringer i kvotehandelssystemet for større industribedrifter i sektorer som samlet representerer 40 prosent av EU-landenes miljøgassutslipp. Et forslag til direktiv for å tilrettelegge lovverket knyttet til CO²-lagring og utvikling av demonstrasjonsanlegg for fangst og lagring inngår også. Det tredje tiltaksområdet omfatter de sektorene som i dag står utenfor kvotehandelssystemet, herunder transport¹⁰⁶.

Kvotehandelssystemet ble innført i 2005, og andre fase løper fra 2008 til 2012, ved Kyoto-avtalens utløp. Norge har knyttet seg til EUs kvotehandelssystem for denne perioden, og fra 2008 er petroleumssektoren inkludert i systemet, der de aller fleste utslipp fra installasjoner i petroleumssektoren omfattes av kvoteplikten, og installasjonene må kjøpe kvoter på markedet. Petroleumsvirksomheten er i tillegg omfattet av flere sektorovergripende virkemidler som CO²-avgift, NOx-avgift og faklingsforbud. CO²-avgiften er altså opprettholdt, men nivået er justert slik at den totale CO²-kostnaden opprettholdes på tilnærmet rundt 340 kroner pr tonn.

I forslaget til direktiv for tredje fase i kvotehandelssystemet for perioden 2013-2020¹⁰⁷, foreslår kommisjonen reduksjoner i kvotetaket for å nå en målsetting om 21 prosent reduksjon av utslippene i 2020¹⁰⁸. Det foreslås at flere sektorer blir omfattet av kvotesystemet, og at også utslipp av NOx og PFC¹⁰⁹ inngår i systemet. Videre foreslås at kvotetildelingene overføres fra medlemslandene til en EU-institusjon og at andelen frie kvotetildelinger reduseres.¹¹⁰

I begynnelsen av 2006 var kvoteprisen steget til 30 Euro pr tonn CO², mens den nådde et bunnivå på 17 Euro i oktober 2008 under finanskrisen. For generøse kvotetak har også tidligere medført lav kvotepris. Dersom de dårlige økonomiske utsiktene vedvarer er det ventet at prisen kan gå

¹⁰⁶ 10 prosent biodrivstoff innen 2020

¹⁰⁷ Proposal from the European Commission for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading system of the Community, 28. januar 2008

¹⁰⁸ I forhold til 2005-nivå

¹⁰⁹ Perfluorokarboner

¹¹⁰ Norge kan i følge sine forpliktelser i Kyotoprotokollen øke CO₂-utslippene i perioden fra 2008 til 2012 med en prosent i forhold til 1990. Sommeren 2007 foreslo regjeringen at Norge skal overoppfylle forpliktelsene og redusere utslippene med 9 prosent i forhold til 1990. Regjeringen foreslo videre at Norge fram til 2020 påtar seg en forpliktelse om å kutte de globale klimagass-utslippene tilsvarende 30 prosent av norsk 1990-nivå og at Norge skal være karbonnøytralt i 2050

ytterligere ned som følge av lavere økonomisk vekst.¹¹¹ Langsiktige prisprognoser fra mars 2008 viser forventet sterk prisoppgang i tredje fase av kvotesystemet fra 2013.¹¹²



Figur 7-7 CO²-kvoter ETS, ulike langsiktige prisprognoser, Kilde: Jos Cozijnsen: Lange termijn CO²-prijprognoses

En høy kvotepris vil minske gapet mellom tiltakskostnader for CO²-håndtering og energikostnad uten håndtering. Samtidig vil den også medføre økt strømpris, avhengig av i hvor stor grad strømprisen på kontinentet blir reflektert i det nordiske markedet, se kapittel 6.3, dersom tysk kullkraft fortsetter å være marginalprodusent i i Nordpool-markedet. Kullkraft er også mer følsom for endringer i kvotepris enn gasskraft fordi utslippene er større. Dette betyr igjen at vindkraftproduksjon blir mer konkurransedyktig.

Forslaget til direktiv¹¹³ om fangst og lagring av CO² omfatter i første rekke tilrettelegging av lovverket vedrørende lagring. EU-kommisjonen viser til at CO²-fangstteknologi ennå ikke er kommersielt demonstrert, og at karbonfangst sannsynligvis først vil bidra til å oppfylle klimamålsettingene fra 2020 og utover. Det foreslås derfor ikke påbud om slike anlegg ved nye installasjoner. Derimot foreslås at medlemsstatene skal pålegge nye installasjoner med kapasitet over 300 MW å sette av areal til framtidige fangstanlegg og at medlemsstatene skal tilrettelegge for transport og deponi. I tillegg vil kommisjonen stimulere til bygging og drift av opp til 12 demonstrasjonsanlegg fram til 2015.

Norge, som har satset stort i utviklingsprosjekt på Mongstad og Kårstø, har som mål å sikre aksept for at karbonfangst og lagring er et nødvendig klimatiltak i forhandlingene som leder opp til

¹¹¹Jos Cozijnsen: Impact of the financial crisis on the CO2 Market, November 2008

¹¹² Jos Cozijnsen: Lange termijn CO2-prijprognoses

¹¹³ Proposal from the European Council for a Directive of the European Parliament and of the Council on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directives [...], januar 2008

klimateoppmøtet i København i 2009, og at mekanismer som bidrar til at teknologien tas i bruk kommer på plass, herunder finansielle insentiver.¹¹⁴

7.7 Kraft fra nettet

Med kraft fra nettet kan, ut fra resonnementet ovenfor, dedikert vindkraft i regionen vise seg å være konkurransedyktig. Dedikert kraftproduksjon reduserer tap i nettet. I kraftsystemutredningen for sentralnettet 2006-2025 vises det til at en betydelig økt el-forbruk i Finnmark som følge av kraftforbruk til petroleumsutvinning vil kunne gi et bedre grunnlag for større mengder vindkraft tilpasset forbruksutviklingen.

Vindkraft må imidlertid suppleres med magasinert kraft i de perioder det ikke er vind. Nord for Balsfjord er det lite regulert kraftproduksjon. Dersom det ikke er tilstrekkelig magasinkraft i regionen, vil det være en forutsetning for en slik løsning at også linjenettet Ofoten-Balsfjord forsterkes, i tillegg til forsterking Skaidi-Varangerbotn. En forsterking av Ofoten-Balsfjord er i siste nettutviklingsplan kostnadsestimert til 680 mill. kr. En mulig effektkjøringskilde i kombinasjon med vindkraft kan da være planlagt nytt 380 MW aggregat ved Svartisen Kraftverk. En annen mulighet er import fra Russland.

7.8 Utveksling med Russland

Det arbeides med planer om økt import fra Russland til Finnmark i et samspill med vind- og vannkraftproduksjon i Finnmark. Statnett påpeker at selv små mengder ny kraftproduksjon i området vil øke flaskehalsene vår og sommer, og en betydelig import fra Russland vil få store nettmessige konsekvenser. På den annen side kan en større grad av integrasjon av energimarkedene i nordområdene legge grunnlaget for en bedre ressursutnyttelse i både Norge og Russland i følge Statnett. I dag kommer det 28 MW elvekraft fra Boris Gleb.¹¹⁵ Det er mulig å fase inn flere russiske generatorer i Pasvikvassdraget mot det nordiske nettet via Skogfoss. Dette omfatter ca. 40 MW¹¹⁶, som er ferdig prosjektert på norsk side, og kostnadsberegnet til ca. 40 MNOK. Senere kan det være aktuelt å legge inn inntil 150-200 MW, og på sikt enda større mengder, noe som forutsetter nettførsterkninger også på russisk side. Det er gitt konsesjon for ny 132 kV ledning fra Varangerbotn til Skogfoss¹¹⁷ med kostnadsestimat 340 MNOK 2008-kr¹¹⁸. Denne eies i dag av Varanger Kraft, men vil sannsynligvis etter hvert inngå i sentralnettet.

¹¹⁴ Regjeringen.no 12.11. 2008

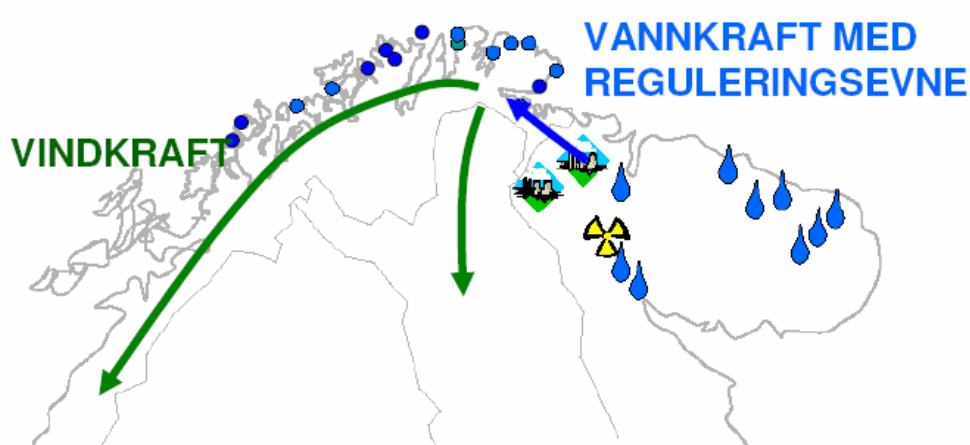
¹¹⁵ En generator i Boris Gleb som er faset inn på Nordel. Denne importen har vært stabil i mange år, med unntak av siste vinter da den lå ute et par måneder.

¹¹⁶ Inklusive bygging av en ca 5 km 110 kV linje fra Varanger Krafts kraftstasjon på Skogfoss og til det russiske nettet på andre siden av elven, samt bryteranlegg og trafo ved Varanger Krafts utendørsanlegg i Skogfoss.

¹¹⁷ Varanger Kraft

Murmansk fylke har en betydelig vannkraftproduksjon, med en installert effekt på 1240 MW og en produksjon på 5,5 TWh i 1995, fordelt på 14 vannkraftverk over 30 MW (se vedlegg 3). Dette utenom en installert effekt på 1760 MW i atomkraftverket i Polyarny Zory og tilsammen 1645 MW i to kullkraftverk og fire oljekraftverk¹¹⁹. Murmansk er den klart største kraftproduserende regionen i Nordvest-Russland. I 1996 var den samlede kraftproduksjonen 17,3 TWh, mens forbruket, for en stor del til industriell produksjon, var på 10,9 TWh¹²⁰.

Med kraftoverskudd og betydelige mengde vannkraft med reguleringsevne, vil dette være et svært aktuelt alternativ for regulering av vindkraft ved økt elektrisitetsforbruk i Finnmark som følge av nye petroleumsinstallasjoner, som illustrert på figuren nedenfor. Det er mulig å øke effekten ved flere av kraftverkene i Murmanskregionen gjennom utskifting av turbiner og generatorer og annen teknisk opprusting¹²¹. De to øverste av de i alt syv kraftverkene i Pasvikelva har begrenset slukeevne, og fungerer til tider som en flaskehals. Russerne ønsker derfor å utvide kapasiteten, noe som vil gi økt reguleringsevne.¹²²



Figur 7-8 Illustrasjon fra Varanger Kraft

¹¹⁸ Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025

¹¹⁹ Russia North-West: Power to Change, Öko-Institut e.V, Berlin/Freiburg 1997

¹²⁰ Energi i Nordområdene, Ocean Futures

¹²¹ Russia North-West: Power to Change, Öko-Institut e.V, Berlin/Freiburg 1997, side 45 ff

¹²² Tor Arne Pedersen, Varanger Kraft til Kraftnytt.no 2.8.2005

7.9 Oppsummering – scenarie 3

En balansert utvikling mellom forbruk og produksjon av elektrisitet i Finnmark gir god samfunnsøkonomisk lønnsomhet i utbygging av linjenettet, som også vil åpne for eksport. Dersom man får en økt petroleumsvirksomhet vil det følgelig ligge til rette for linjeutbygging Skaidi-Varangerbotn og økt vindkraftproduksjon. I et strengt klimaregime vil bærekraftigheten i en slik løsning ligge i at krav til reduksjon av utslipp av klimagasser er knyttet til verdikjeden fram til sluttbruken av petroleumproduktene. Barentshavet er en lovende petroleumsprovins, og det er gjort funn i fire av seks letehull i 2007 og 2008, men fortsatt ikke nok til å trekke konklusjoner om at det er funngrunnlag til stede for å utvide anlegget på Melkøya med et Tog 2. Dersom det skulle gjøres større funn i de østligste feltene i 20. konsesjonsrunde, vil petroleumsvirksomhet et eller flere steder øst på Finnmarkskysten kunne bli etablert. Det er en politisk målsetting at nye petroleumsinstallasjoner i størst mulig grad skal forsynes fra nettet, noe som blant annet har medført at den foreslåtte offshore-løsningen for utbygging av Goliat-feltet baseres på strøm fra kabel på land i kombinasjon med turbinløsning. Man må også regne med at eventuelle varmekraftverk-løsninger for energiforsyningen til petroleumsinstallasjoner i framtiden vil måtte basere seg på CO²-fangst og lagring. For energibehovet ved prosessanlegg for oljefelt i størrelsesorden Goliat-feltet og oppover vil tiltakskostnadene ved CO²-håndtering med dagens teknologi¹²³ bli så store at det ikke vil være regningssvarende. Det skulle tilsi at forsyning fra nettet er mest aktuelt. Dersom energibehovet skal dekkes med vindkraft må denne kombineres med regulerkraft for de periodene det ikke blåser. Vindkraft i kombinasjon med import av regulerkraft fra Russland kan da være et alternativ. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til dette scenarioet, idet det forutsetter at det faktisk gjøres drivverdige funn. Interessen for leteaktivitet er stor hos selskapene, noe som øker funnsannsynligheten. Det tar gjennomsnittlig 11 år fra funn til produksjon.

¹²³ Kombikraftverk med amin-teknologi

Litteratur

Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025, Statnett 2008

Kraftsystemutredning for Sentralnettet 2006-2025, Statnett, august 2006

Regional kraftsystemutredning for Finnmark 2008-2020, Varanger Kraft Nett, 2008

Nordic Grid Master Plan 2008, Nordel, Organisation for the Nordic Transmission System Operators, 2008

Forsyningssikkerhet i Nord-Norge, Statnett SF, juni 2007

Nettkonsekvenser av ny produksjon i Finnmark, Statnett – divisjon utvikling og investering, desember 2005

Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge, Statnett – divisjon utvikling og investering, desember 2004

Energy Technology Perspectives 2008 – Scenarios & Strategies to 2050, OECD/IEA, 2008

Regjeringens nordområdestrategi, Utenriksdepartementet, desember 2006

Figurer

Figur 3-1	Fire scenarioer for framtidig næringsaktivitet i Finnmark og norske klimaforpliktelser og fornybarsatsing.....	Feil! Bokmerke er ikke definert.
Figur 4-1	Overføringskapasitet i sentral- og regionalnettet i Finnmark.	13
Figur 4-2	Produksjonskapasitet i Finnmark.	13
Figur 4-3	Sentralnettet nord for Kvandal	14
Figur 4-4	Snittene i Nord-Norge.....	15
Figur 6-1	Vekst effektbehov i scenario 1.	19
Figur 7-1	Vindressurser i Vest-Europa. Kilde: Risø National Library.....	25
Figur 7-2	Onshore vindkraft uten nettkostnader, produksjonskostnader som funksjon av fullasttimer	26
Figur 7-3	Dansk vindkraft i el-systemet ved ulike lastsituasjoner, januar 2000.....	27
Figur 7-4	Inntekter fra fornybar produksjon, prinsippskisse.	28
Figur 7-6	Figur fra Nettutviklingsplan 2008-2025, Statnett. Ofoten-Hammerfest og Varangerbotn-Skogfoss, Skaidi-Varangerbotn, Nettforsterkninger sørover og til Finland	32
Figur 7-5	Det finske 400 kV- og 220 kV-nettet Figur fra Fingrid	32
Figur 7-8	Tre scenarioer i Nordels Masterplan for det nordiske sentralnettet langs dimensjonene <i>integrasjon</i> og <i>klimafokus</i> . Illustrasjon i NGMP 2008.....	33
Figur 7-7	Transportkanal fra nord til resten av Nordel- området, illustrasjon i NGMP 2008.....	33
Figur 7-9	Forsterkninger i den arktiske regionen. Illustrasjon i NGMP 2008	34
Figur 7-11	Nordkalottring (420 kV). Illustrasjon fra Varanger Kraft	36
Figur 7-10	Tidligere og nye forslag til linjeforsterkninger i det nordiske nettet og tilknyttede strekk, herunder forsterkning Finland-Sverige i nord Illustrasjon i NGMP 2008.....	35
Figur 7-12	Finsk etterspørsel etter ny fornybar energi med EUs forslag til fornybardirektiv	39
Figur 7-13	Lokale sysselsettingsvirkninger, leveranser til vindkraftutbygging i Finnmark, utbygging til 1500 MW i 2025	44
Figur 7-14	Galicia, Spania.....	46
Figur 8-1	Forbruket av energi fram til 2030 ved tiltak for å redusere klimagassutslippene.IEA.....	50
Figur 8-2	Letebrønner i Sørlege Barentshav 2007-2008, Oljedirektoratet.....	53
Figur 8-3	Utlyste blokker i Barentshavet i 20. konsesjonsrunde	54
Figur 8-4	Anslag på utvinnbare ressurser i Barentshavet, Oljedirektoratet 2007	54
Figur 8-5	De fire scenarioene i forhold til variasjoner i olje- og gasspriser og forventninger til uoppdagede ressurser, OD	55
Figur 8-6	Snøhvit tog 2, kraftforsyning, StatoilHydro, januar 2008.....	58
Figur 8-7	CO ² -kvoter ETS, ulike langsiktige prisprognoser	63
Figur 8-8	Illustrasjon fra Varanger Kraft	65
Figur 0-1	Produksjon av vindkraft i Norge fra 1993-2005	70
Figur 0-2	Utvikling i vindturbin størrelse (IEA)	71
Figur 0-3	Estimat for kostnadsutviklingen for vindkraft på land fram til 2015, IEA	72
Figur 0-4	Påvist utbyggingspotensial for bunnfast offshore vindkraft utenfor Finnmark.....	74
Figur 0-5	Vindroser til hindcastpunkter (rød) og observasjonsstasjoner (blå). Sweco.....	75
Figur 0-1	Skisse av Samlast-modellen for samfunnsøkonomiske beregninger	78

Tabeller

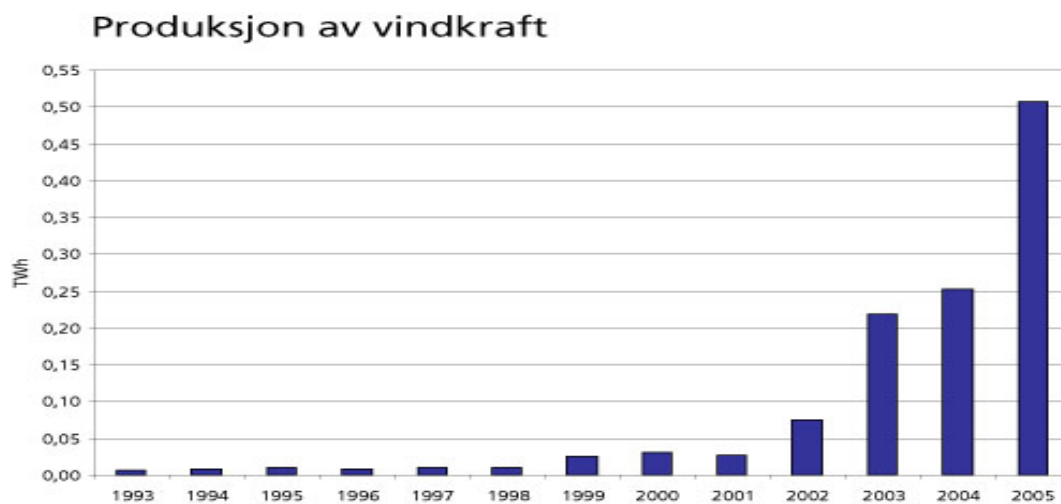
Tabell 7-1	Investeringsomfang for utbygginger av 420 kV-linjer nord for Ofoten.....	30
Tabell 7-2	Tentativt anslag for økt eksport av kraft fra Finnmark ved ulike nettførsterkninger	36
Tabell 7-3	Investeringer og regionale leveranseandeler ved utbygging av 1500 MW vindkraft i Finnmark fram til 2025	44
Tabell 8-1	De uoppdagede petroleumsressursene (millioner Sm ³ o.e.), Oljedirektoratet 2007	54
Tabell 8-2	Foreløpig beregnet energibehov i Forslag til konsekvensutredningsprogram for Goliat, Eni Norge, mars 2007	61
Tabell 0-1	Konsesjonssøknader til behandling i NVE, vindkraftparker i Finnmark.....	76
Tabell 0-2	Forhånds meldte vindkraftprosjekter i Finnmark	76

Vedlegg 1 - Vindkraft på land og til havs

V1.1 Status for vindkraft på land i Norge og Finnmark

Installert vindkraft har økt eksponentielt på verdensbasis, særlig innenfor EU, som et teknologisk svar på problemene knyttet til utslipp av drivhusgasser, global oppvarming og overholdelse av forpliktelsene i Kyoto-avtalen. Dablingstiden for vindenergi kapasiteten har det siste tiåret vært på tre år, til tross for leveringsproblemene og prisutviklingen de siste årene. Ingen annen energiteknologi kan vise til tilsvarende vekst. Vindkraft har størst utbredelse i Tyskland, Spania og Danmark.

I et historisk perspektiv har vindkraft betydd lite for energiprodusentene i Norge. Det har imidlertid også her vært en eskalerende utvikling siden 1980 når det kommer til utnytting av vindressurser, og fra 1997 økte interessen i Norge betydelig for vindkraft.



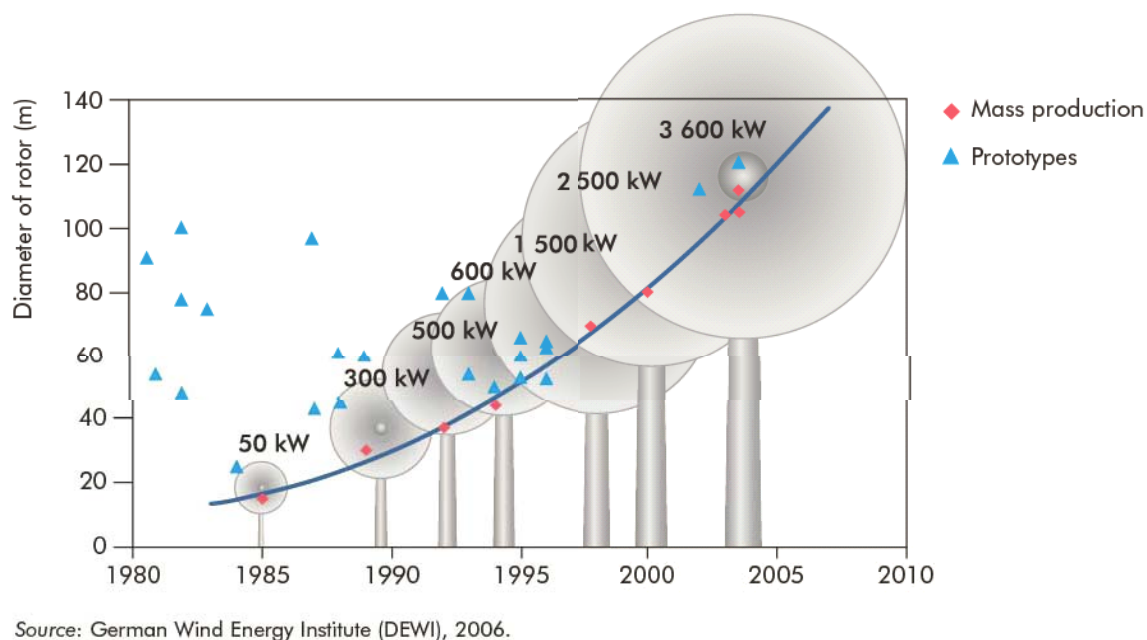
Figur 0-1 Produksjon av vindkraft i Norge fra 1993-2005

I Finnmark er det en installert effekt for vindkraft i 2008 på 80 MW. Vindparken i Havøygvælen i Måsøy kommune har en samlet effekt på 40 MW, og Gartefjellet i Lebesby kommune tilsvarende.

V.1.2 Teknologisk og kostnadmessig utvikling for vindkraft på land

Teknologisk utvikling innenfor vindkraft har vært omfattende. Siden 1990 har installert kapasitet i 2007 blitt 50-doblet. Dette innebærer en global vindkraftproduksjon på 94 GWh i 2007. I 2006 ga vindturbiner 152 TWh som tilsvarer i underkant av 1% av den globale elektrisitetsforsyningen. Selve vindmøllene i dag har standard tre-blader horisontale akser. Turbinstørrelsen har økt betydelig siden 1980. Fra en rotordiameter på 10 meter i 1980 opererer man i dag med de største bladene som har over 126 meter rotordiameter. Turbinene har om lag blitt doblet i størrelse hvert femte år siden

1980. Dette har medført større produksjonskapasitet (IEA:345). De største turbinene har i dag mellom 5 og 6 MW kapasitet.

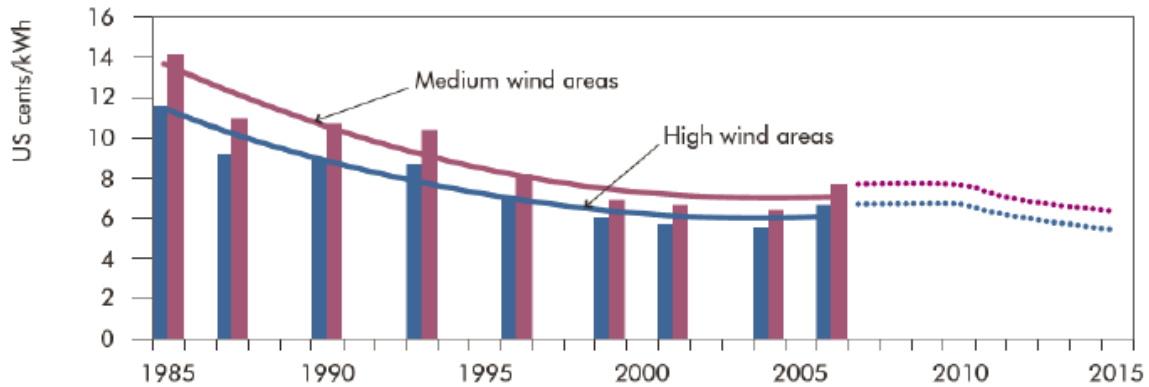


Figur 0-2 Utvikling i vindturbinestørrelse (IEA)

Turbinkostnadene representerer i størrelsesorden 75 prosent av prosjektkostnadene for vindparker. Dette betyr at vindkraft er kapitalintensivt. Kostnadene pr. MW for vindturbiner er redusert med en fjerdedel siden 1980 på verdensbasis. Kostnadsreduksjonen styres av teknologiske framskritt, oppgradering av størrelse på turbinene og økt kapasitet til industrien som sådan (IEA:339). Fra 2004 har imidlertid utviklingen gått i motsatt retning, med en sterk kostnadsøkning som en følge av høye råvarepriser, økt press i markedet og større etterspørsel. Kostnadene varierte i 2006 fra 1 224 000 dollar/MW (Danmark) til 1 707 000 dollar/MW (Canada). I følge IEA¹²⁴ forventes det imidlertid at denne kostnadsboblen vil avta og utviklingen med videre kostnadsreduksjon som følge av teknologisk utvikling for landbaserte turbiner vil videreføres fra 2010. Det forutsettes 10% læringskurve for hvert år og en omfattende kapasitetsøkning hvert tredje år. Et scenario fra IEA legger til grunn en kostnadseffektivisering som følge av teknologisk utvikling på 2,2 prosent pr. år fra 2010. En annen undersøkelse av kostnadene for flere prosjekt i sju europeiske land, gjennomført for Enova¹²⁵, viser en variasjonsbredde i samlede prosjektkostnader fra 1,4 millioner euro til 1,8 millioner euro pr MW, hvorav vindturbinkontrakten utgjør i størrelsesorden 70-75 prosent av kostnadene. Her forventes også fortsatt økende kostnadsnivå de nærmeste årene som følge av høy etterspørsel, men at produksjonskapasiteten vil øke i relativt jevnt tempo de nærmeste årene, jamfør Figur 0-3.

¹²⁴ IEA: Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios & Strategies to 2050

¹²⁵ European Wind Farm Project Costs History and Projections 2008 Study, Garrard Hassan and Partners Ltd.



Note: Based on an average 2 MW turbine with present production costs of US cents 7.6/kWh installed in a medium wind area (average wind speed of 6.3 m/s at a hub height of 50 m).

Source: Lemming, et al., 2008.

Figur 0-3 Estimat for kostnadsutviklingen for vindkraft på land fram til 2015, IEA Energy Technology Perspectives 2008

Vindkraftutbygging i Norge genererer kostnader langs fire dimensjoner. Det er

- investeringskostnader i produksjonsanlegg,
- driftskostnader,
- system- og reguleringskostnader og
- miljøkostnader.

Kostnadene vil variere fra lokalitet til lokalitet på grunn av forskjellig adkomst, internveier, nettilknytningskostnader, servicebygg). Kostnadene for selve vindturbinene er imidlertid tilnærmet like for alle lokalitetene. Det samme gjelder drifts- og vedlikeholdskostnader.

Ut fra informasjon innhentet i det globale leverandørmarkedet for vindturbiner ligger *investeringskostnaden* inkl fundamentering på ca 9 millioner kroner pr installert MW¹²⁶.

I tillegg kommer infrastrukturkostnader (vei, nettilknytning, transformatorstasjon) og med en investeringskostnad på 9 millioner, vil totalen utgjøre 12-14 millioner pr. installert MW.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene vil utgjøre 5-6 øre/kWh. I tillegg kommer utgifter til forsikring, offentlige skatter, produksjons- og nettrelaterte utgifter og utgifter til leie av grunn. I sum utgjør de samlede drifts- og vedlikeholdskostnadene ca 7-9 øre/kWh.

¹²⁶ Dong Energy, i NVE konsesjonstildeling til Haram Kraft, 2008

V.1.3 Vindkraft til havs

V.1.3.1 Teknologisk utvikling

Offshore vindkraft omfatter to hovedtyper teknologier, bunnfast vindkraft og flytende vindkraft. Bunnfast vindkraft består av vindturbiner som er fundamentert til havbunnen. Bunnfast vindkraft fundamentert på havbunnsdybler inntil 30 meter rangeres som moden teknologi, som er på vei til å bli konkurransedyktig med annen fornybar energi, mens teknologien for større havdyp er umoden. Flytende vindkraft omfatter vindturbiner på flytende og posisjonerte installasjoner lokalisert på dypt vann¹²⁷. Gunstige vindressurser gjør at det anses å være et stort framtidig potensial for flytende vindkraft, selv om teknologien i dag er teknologisk og markedsmessig umoden. I Norge ser en også muligheten til å utvikle flytende vindkraft som en alternativ energiforsyningskilde til flytende petroleumsinstallasjoner til erstatning for gassturbindrevet energiproduksjon på plattformene, som utgjøre en betydelig del av norske CO²-utslipp. Dette for eksempel ved å etablere flytende vindkraft-anlegg i nærheten til de kabler som er under vurdering for elektrifisering av petroleumsinstallasjonene.

Flytende vindkraft befinner seg i dag på et forsknings- og utviklingsstadium. To norske og et norsk-dansk flytende vindkraft-prosjekt er nå under utvikling, Sway, Hywind og Windsea. Hywind og Sways konsepter består av flytende betongkonstruksjoner som understell for vindturbinene, Windsea har tre tårn og tre turbiner – én i hvert hjørne av en triangelformet flytende plattform. De tre prosjektene er nå i ferd med å utvikle prototyper. Sway utvikler en prototype med en 5 MW vindturbin, som etter planen skal installeres i 2010, og ha kommersiell produksjon fra 2012. Hywinds prototype har en 2,3 MW turbin som er planlagt installert i 2009. WindSea vil ha en installert effekt på til sammen rundt 10 MW per plattform, og planlegges installert i 2011.

Bunnfast vindkraft er relativt lite utbygd i dag, men det er ventet at flere EU-land vil øke satsingen på bunnfast vindkraft som ledd i sin klimasatsing, Tyskland har for eksempel brukt opp store deler av potensialet for landfast vindkraft¹²⁸.

I NVEs rapport om vindkraftpotensialet utenfor norskekysten¹²⁹ er investeringskostnadene i en offshore vindpark estimert til å ligge 60 prosent over kostnadene i en landbasert vindpark, i størrelsesorden 12,6 millioner kroner pr MW eksklusive nettilknytning i form av kabel til land for en 200 MW offshore vindpark mot i underkant av 8 millioner kroner i en landbasert park. Kostnadene til selve turbinen er sammenlignbare, men investeringer i fundament, installasjon, internt elektrisk i parken og andre kostnader ligger vesentlig høyere. I det samme eksempelet er nettilknytning 20 km til land anslått til 2,6 millioner kroner pr. MW. Ulike forhold ved ulike vindparker medfører at variasjonsbredden er stor. IEA 2008 estimerer en variasjonsbredde på kostnadene ved fra 1,5 mill

¹²⁷ Det er testet ut anlegg på havdyp inntil 45 meter

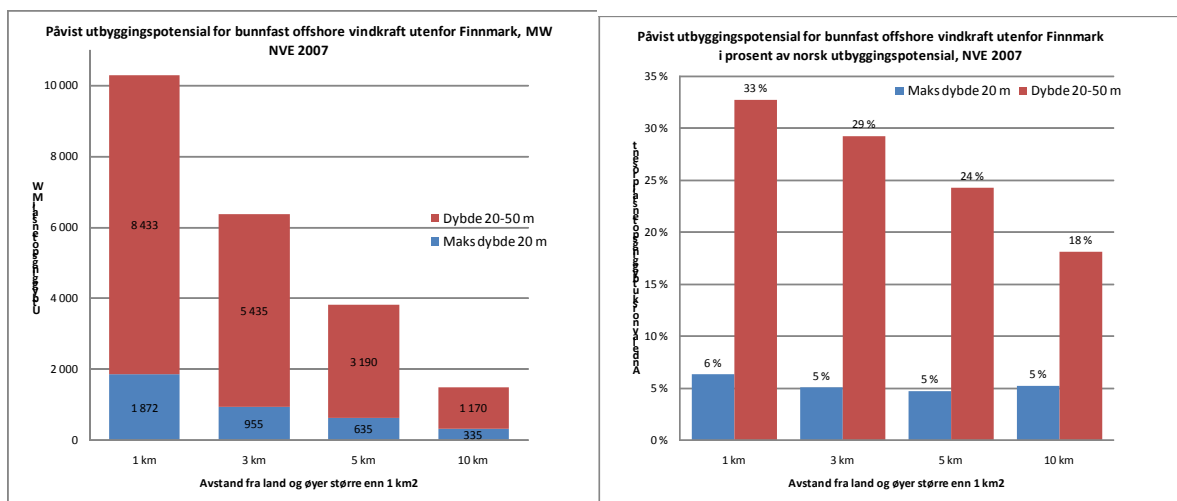
¹²⁸ www.vindkraft.no

¹²⁹ Knut Hofstad: Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore), NVE, Rapport nr 1/2007

dollar pr MW til 3,4 mill dollar, avhengig av forholdene. Drifts- og vedlikeholdskostnadene vil også være høyere, vanskelig adkomst antas å være en viktig grunn.¹³⁰

V.1.3.2 Utbyggingspotensial for bunnfast offshore vindkraft utenfor Finnmark

NVEs undersøkelse av utbyggingspotensialet for bunnfast offshore vindkraft¹³¹ viser at det største potensialet finnes fra Møre og Romsdal og nordover. Utbyggingspotensialet for dybder utenfor Finnmark opp til 50 meter er 10000 MW¹³², 1/3 av det samlede norske potensialet på over 55 000 MW, men da for en stor del i en minsteavstand fra land på mellom 1 og 3 km. Økes minsteavstanden til 3, 5 og 10 km fra land er potensialet henholdsvis 6000, 3800 og 1500 MW. Potensialet for bunnfast vindkraft på grunnere områder er imidlertid lite, 1875 MW ved minsteavstand 1 km fra land. Det er Nordland som har det største utbyggingspotensialet ved de grunnere havdybdene.



Figur 0-4 Påvist utbyggingspotensial for bunnfast offshore vindkraft utenfor Finnmark, MW og prosent av norsk utbyggingspotensial, Kilde: NVE Vindkraftpotensiale

Utbyggingspotensialet utenfor Finnmark er lokalisert på nordsiden av Sørøya i vest-Finnmark, og i Øst-Finnmark nord for Nordkynhalvøya, nord for Berlevåg, nord for Makkaur og områder mellom Vardø og Ekkerøy på nordsiden av Varangerfjorden.

Det er en rekke næringsinteresser som konkurrerer om bruken av arealene langs kysten og også for havarealer kan annen bruk komme i konflikt med utnyttelsen av havenergi.

¹³⁰ Ibid, side 12 ff

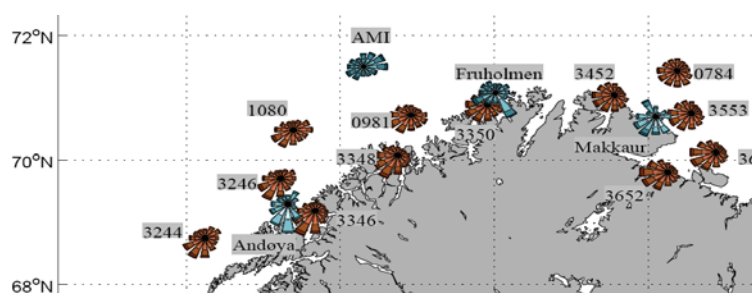
¹³¹ Ibid

¹³² 35-40 TWh

V.1.3.3 Utbyggingspotensial for flytende vindkraft utenfor Finnmark

Når teknologien er blitt tilstrekkelig utviklet, og kostnadene har nådd et forsvarlig nivå vil det være mulig å bygge ut store områder flytende offshore vindkraft. Sweco Grøner har gjennomført en potensialstudie av havenergi i Norge¹³³ for Enova. Her er det fysiske potensialet for offshore vindkraft estimert til hele 14 000 TWh. Det betyr at potensialet er så stort at alt annet enn en helt marginal utbygging forutsetter at kraften eksporteres. Til sammenligning er potensialet i de kystnære områdene beskrevet i avsnittet ovenfor omregnet i Sweco-rapporten til rundt 200 TWh.

Kartleggingen av vindressursene er foretatt blant annet ved bruk av tilgjengelige offshore observasjoner fra plattformer og skip. Nordsjøen har det beste datagrunnlaget, med de fleste observasjonspunktene og de lengste tidsseriene mens grunnlaget er betydelig dårligere i Norskehavet og Barentshavet, der en i større grad har måttet ta utgangspunkt i beregnede vindstyrker basert på andre meteorologiske data (hindcast-punkter). For Barentshavet har en kun en måleserie fra observasjonsskip, men har også hatt tilgjengelig målinger på kyststasjoner.¹³⁴ Kartleggingen finner gode vindressurser til havs og årsmiddelvind typisk 10-12 m/s i 90 meters høyde. Vind til havs blir i mindre grad påvirket av topografi og strukturer i nærområdet, som gir mer



Figur 0-5 Vindroser til hindcastpunkter (rød) og observasjonsstasjoner (blå). Sweco

stabile vindforhold med mindre variasjoner i vindstyrke og retning.

For de beregnede målepunktene fra Lofoten og langs kysten av Troms viser kartleggingen en årsmiddelvind på omkring 10 m/s, mens årsmiddelvinden er noe høyere, ca 10,5 m/s langs nordkysten av Finnmark. Alle målepunktene nord for Finnmark

ligger forholdsvis nært land, og det kan forventes en noe høyere årsmiddelvind ved større avstand til kysten. Observasjonsskipet gir en årsmiddelvind på 11,2 m/s i 90 m høyde. Tidligere studier indikerer også at ekstremvind-nivået i Barentshavet er på nivå med Nordsjøen, lavere enn utenfor Nordvestlandet og Nordland¹³⁵.

Områdene nord for 67,5°N har over halvparten av det tekniske potensialet i norsk økonomisk sone i følge kartleggingen, i overkant av 7000 TWh, mesteparten ved havdybder på mellom 60 og 300 meter.

¹³³ Potensialstudie av havenergi i Norge, Sweco Grøner, Rapport 154650-2007.1

¹³⁴ Fruholmen og Makkaur

¹³⁵ Potensialstudie av havenergi i Norge, vedlegg 2, s 36

Vedlegg 2: Konesjonssøkte, forhåndsmeldte, utsatte og avslåtte vindkraftparker i Finnmark

To vindkraftparker i Finnmark er satt i produksjon, en på Havøygavlen i Måsøy kommune på 40 MW, med Arctic Wind som tiltakshaver, og en på Gartefjellet i Lebesby kommune på 40 MW med Kjøllefjord Vind AS som tiltakshaver.

I NVE er det inne ikke-avgjorte konesjonssøknader for vindparkanlegg i Finnmark med en samlet ytelse på 1120 MW. Lokalitetene er beskrevet i Tabell 0-1 nedenfor.

Tabell 0-1 Konesjonssøknader til behandling i NVE, vindkraftparker i Finnmark

Kommune	Navn	Tiltakshaver	Ytelse
Berlevåg	Rákkocearro	Varanger kraft	350 MW
Båtsfjord	Hamnfjell	StatoilHydro	160 MW
Båtsfjord	Hamnfjell testpark	StatoilHydro	5 MW
Båtsfjord	Båtsfjordfjellet	StatoilHydro	120MW
Gamvik	Digermulen	Fred Olsen	100 MW
Hammerfest	Hammerfest	Statkraft	110 MW
Hasvik	Sørøya	Vindkraft Nord	15 MW
Lebesby	Laksefjorden	Fred Olsen	100 MW
Måsøy	Snefjord	StatoilHydro	160 MW
Konesjonssøkt			1120 MW

I tillegg er det forhåndsmeldt vindkraftprosjekter på til sammen 1360 MW, se Tabell 0-2

Tabell 0-2 Forhåndsmeldte vindkraftprosjekter i Finnmark

Kommune	Navn	Tiltakshaver	Ytelse
Berlevåg	Eliastoppen	Norsk Miljøkraft FOU	40 MW
Berlevåg	Laukvikdalsfjellet	Statkraft Energi	70 MW
Hasvik	Dønnesfjord	Vindkraft Nord	100 MW
Lebesby	Skjøtningsberg	Norsk Miljøkraft FOU	400 MW
Lebesby og Gamvik	Nordkyn	Statkraft	750 MW
Forhåndsmeldt			1360 MW

NVE har avslått konesjonssøknad for vindkraftverk med 50 MW ytelse på Magerøya i Nordkapp kommune fra tiltakshaver Statkraft. Videre har NVE anmodet tiltakshaver StatoilHydro¹³⁶ om å utsette planlegging av vindkraftverk med ytelse 90 MW i Bugøynes i Sør-Varanger kommune, tiltakshaver Norsk Miljøkraft om å utsette videre planlegging av vindkraftverk 100 MW på Domen i Vardø kommune og tiltakshaver Varanger Kraft om å utsette videre planlegging av vindkraftverk 50 MW på Seglkollfjellet i Vardø og Båtsfjord kommuner. Olje- og energidepartementet har også

¹³⁶ Daværende Norsk Hydro Produksjon

omgjort NVEs vedtak om konsesjon til tiltakshaver Statkraft for vindkraftverk på Skallhalsen 65 MW i Vadsø kommune.

Vedlegg 3: Vannkraftverk i Murmansk-regionen

Kraftverk med ytelse over 30 MW	Elv	Byggeår 1. turbin	Turbiner	Installert ytelse, MW	Årlig produksjon GWh
HPS N 15, 16	Serebriyan	-	-	354,9	1110
WKW-Niva-3	Niva	1949	4	155,5	890
Kniazhegubskaya	Kovda	1955	4	152,0	740
Verkhne-Tiriberskaya	Teriberka	1984	2	130,0	240
Iovskaya	Iova	1960	2	80,0	550
Kumskaya	Kuma	1962	2	80,0	340
Niva 2	Niva	1934	4	60,0	420
Borisoglebskaya WKW-8	Paz	1962	2	56,0	270
Nizhne-Tulomskaya	Tuloma	1938	4	50,0	280
Khevaskosky WKW-7	Paz	1971	2	47,0	210
Raiakovsky WKW-6	Paz	1955	3	43,2	220
Yaniskovsky WKW-5	Paz	1950	3	30,5	210
Sum				1239,1	5480

Kilde: Energy Policy Committee of the US-Russia Joint Commission on Economic and Technology Cooperation: Joint Electric Power Alternatives Study 1995, gjengitt i Øko-Institut e.V: Russia North-West: Power to Change, 1997

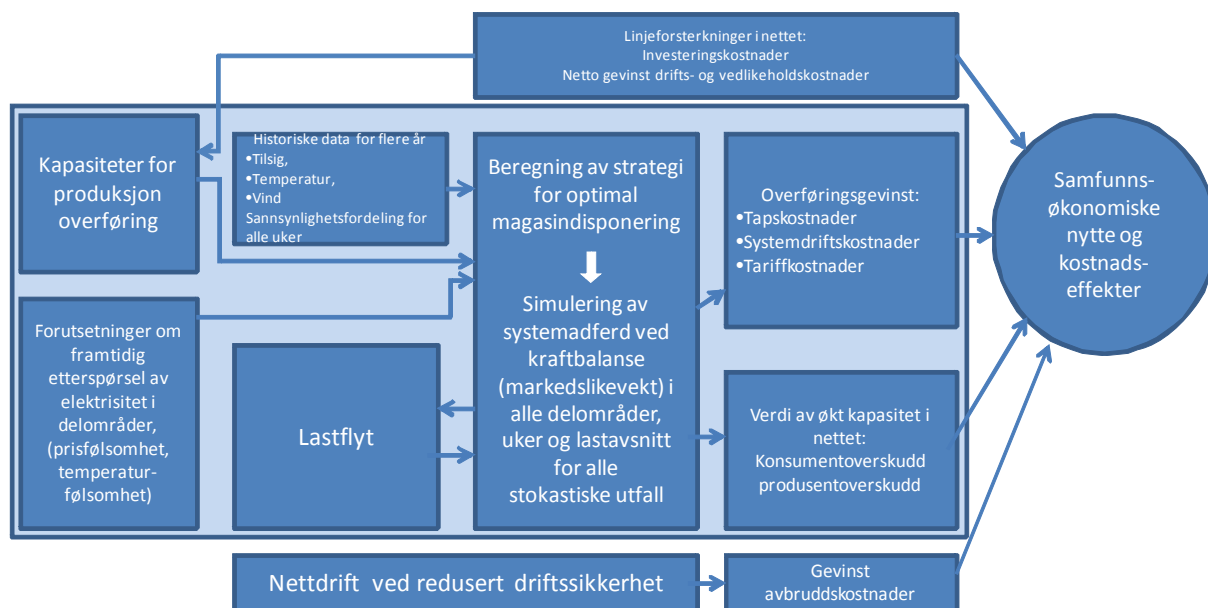
Kraftverk	Elv	Byggeår 1. turbin	Turbiner	Installert ytelse, MW	Årlig produksjon GWh
Niva-1	Niva	-	-	39	-
N.-Tiriberskaya	Teriberka	-	-	26	-

Kilde: OECD/IEA: Electricity in European Economies in Transition, Paris 1994, gjengitt i Øko-Institut e.V: Russia North-West: Power to Change, Berlin/Freiburg 1997
Her er installert ytelse oppgitt til 1634 MW for 16 vannkraftverk i Murmansk over 25 MW

Vedlegg 4: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for linjeforsterkning- prinsippene i Samlast

Nye forutsetninger om endriner i forbruk og/eller produksjon i en region gir endrete forutsetninger for samfunnsøkonomisk nytte av investeringer i nett. Statnett bruker Samlast-modellen som basis for beregning av dette. Dette er et kraftig modellverktøy med optimaliseringsrutiner basert på lineær programmering. Statnett alene har flere årsverk knyttet til bruk og vedlikehold av denne.

Modellkjernen består av en optimaliseringsmodell for å finne priskryss mellom tilbud og etterspørsel for 20 prisområder i Norden basert på historiske data for flere (51) år sannsynlighetsfordelt for forbruk fordelt over ulike tidsavsnitt i ukene, der beregning av en optimal strategi for magasindisponering inngår som et sentralt beregningstrinn. Med utgangspunkt i beregningen av de ulike markedslukevektene i delmarkedet beregnes konsument- og produsentoverskudd, tap i nettet, flytprofiler og informasjon om flaskehalsar. Beregninger av lastflyt, spenning og dynamiske problemer i nettet for å finne kapasitetsgrensene og hvilke komponenter som kan kobles ut dersom det blir nødvendig, gjøres i en egen modell, og beregningsdata inngår som inngangsdata til Samlast-modellen. Modelloppbyggingen er forsøksvis illustrert i Figur 0-1.¹³⁷



Figur 0-1 Skisse av Samlast-modellen for samfunnsøkonomiske beregninger

¹³⁷ Skissen er basert på beskrivelser i SNF-rapport nr 30/05 Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning, og J.A. Matilainen, L.C Haarla: Wind Power and Transmission Grid Planning, 7th International Workshop on Large Scale Integration og Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms



Postboks 1463
9506 Alta
Besøksadr. Kunnskapsparken, Markedsgata 3

Internett: www.finnmark.norut.no
E-post: post@finnmark.norut.no
Telefon +47 78 45 71 00
Telefaks +47 78 45 71 01
Foretaksnummer NO 983 551 661 MVA

Norut Alta er et forskningsinstitutt i forskningskonsernet Norut