

Rapport 2008-123

**Utredning av  
kostnader for økt  
krafttilgang i Midt-  
Norge**

# **Utredning av kostnader for økt krafttilgang i Midt- Norge**

Utarbeidet for  
Olje- og  
energidepartementet

## **Innhold:**

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....	3
1 INNLEDNING, DEFINISJONER OG PRESISERINGER .....	2
1.1 Geografisk avgrensning .....	2
1.2 Basisantakelser.....	3
1.3 Kostnader .....	5
1.4 Kraftsituasjonen i Midt-Norge.....	6
2 TILTAK SOM KAN BEDRE NETTO KRAFTSITUASJON.....	10
2.1 Tiltak som kan bedre kraftbalansen i Midt-Norge.....	10
2.1.1 Ny vannkraft .....	10
2.1.2 Onshore vindkraft og offshore vindkraft på grunt vann .....	12
2.1.3 Gasskraft .....	16
2.1.4 Biobaserte kraftvarmeverk.....	21
2.1.5 Økt fjernvarmeutbygging.....	22
2.1.6 Energieffektiviseringstiltak i industrien og i alminnelig forbruk .....	24
2.2 Tiltak som kan forverre kraftbalansen i Midt-Norge.....	25
2.3 Nyttevirkninger av tiltak .....	26
2.3.1 Mulige samfunnsøkonomisk nyttevirkninger av tiltak .....	26
2.3.2 Virkninger på kraftsystemet av forskjellige tiltak .....	27
3 TILTAJSKOSTNADSKURVE FOR MIDT-NORGE .....	29
3.1 Situasjon 2010.....	29
3.2 Situasjon 2015.....	30
3.3 Situasjon 2020.....	31
LITTERATUR.....	33
SELSKAPER OG OFFENTLIGE AKTØRER SOM ER KONTAKTET .....	34

## Sammendrag og konklusjoner

### Resymé

*Det er mulig å realisere så store mengder ny energiproduksjon eller energieffektivisering i Midt-Norge frem mot 2020 at området kan komme i kraftbalanse. Prosjektene som kan bidra på sikt er vindkraft på land og til havs på grunt vann, gasskraft, vannkraft, noe biobasert kraft, fjernvarmeprosjekter og energieffektiviseringstiltak i både alminnelig forsyning og i industrien. På kort sikt, det vil si innen 2010, er mulighetene derimot begrensede på grunn av det lave tilfanget av nye prosjekter som lar seg realisere innen kort tid. Realiseringen av mulige prosjekter er avhengig av at kommersielle aktører er villige til å investere.*

### Bakgrunn og problemstilling

Midt-Norge har i dag et stort kraftunderskudd og en anstrengt forsyningssituasjon. Olje- og energidepartementet (OED) har etablert en egen gruppe i forbindelse med arbeidet for å bedre kraftsituasjonen i Midt-Norge. På bakgrunn av et ønske fra gruppen om bedre kunnskapsgrunnlag om tilgjengelige tiltak som kan bidra til bedret kraftbalanse i Midt-Norge er Econ Pöyry bedt om å utarbeide et kunnskapsgrunnlag som skal:

*Gi en oversikt aktuelle tiltak som kan bedre kraftsituasjonen i Midt-Norge og kostnader ved realisering av disse.*

Kostnadene som oppgis i denne rapporten, er i hovedsak kostnader som investor står ovenfor og ikke tiltakenes fulle samfunnsøkonomiske kostnader. Tiltakene som beskrives, er tiltak som kan være tilgjengelige i Midt-Norge i en 10 til 15-års tidshorisont. Rapporten gir ingen vurdering av sannsynligheten for at de ulike tiltakene blir realisert eller hvilke typer tiltak som bør realiseres.

### Sammendrag og konklusjoner

Det er ulike energikilder eller energieffektiviseringstiltak som kan investeres i for å bedre kraftbalansen i Midt-Norge. De mest aktuelle produksjonstiltakene i Midt-Norge er vindkraft, vannkraft, gasskraft, fjernvarme og noe biobasert kraftproduksjon. Av energieffektiviserende tiltak finnes det både tiltak som kan iverksettes i industrien og i alminnelig forsyning. Vi tar ikke hensyn til endringer i nærings- eller befolkningsstruktur, det vil si at vi legger til grunn en forbruksutvikling basert på dagens industri- og næringsvirksomhet samt folketall.

#### *Lite potensial mulig å realisere innen 2010*

Blant tiltak som kan bidra noe i forhold til netto kraftbalanse innen 2010 finnes vannkraft, fjernvarme og energieffektiviseringstiltak i alminnelig forsyning på oppunder en halv TWh. Dette kan bidra til å bedre netto kraftunderskudd innenfor flaskehalsene i Midt-Norge, som i 2010 sannsynligvis vil ligge et sted mellom åtte og ni TWh import på årsbasis. Selv om netto kraftbalanse vil være anstrengt også i 2010, så er det mulig å importere betydelige mengder kraft til regionen som følge av den eksisterende nettkapasiteten og tiltak som er under gjennomføring i regi av Statnett. Statnetts anslag på importkapasitet til Midt-Norge i 2010 er på 12 TWh (maksimalt).

Innen 2010 antar vi at det ikke er noen vindkraft- eller gasskraftverk som er kommet langt nok i planleggingsprosessen til at de kan realiseres.

#### *Flere prosjekter mulig å realisere frem mot 2015*

Frem mot 2015 er det mulig å realisere mange prosjekter i Midt-Norge, også innenfor vindkraft på land og gasskraft. Basert på Statnetts analyser av nettkapasiteten i regionen, legger vi til grunn at det kan være mulig å realisere betydelige mengder vindkraft på Fosen, gitt nettførsterkning. Det kan også være mulig å realisere et gasskraftverk på Fræna innen 2015. I tillegg til vindkraft på land og gasskraftverk, kan det også realiseres mer vannkraft, en bioturbin på Skogn, noe mer fjernvarme- og energi-effektiviseringsprosjekter.

Dersom alle tilgjengelige prosjekter blir realisert, kan summen av produksjonsøkningene være i størrelsesorden syv til åtte TWh innen 2015. Det vil si at området fremdeles vil ha et kraftunderskudd, men vesentlig mindre enn i dag. I tillegg anslår Statnett at importkapasiteten inn til Midt-Norge kan økes til maksimalt 16 TWh/år, dersom den konsesjonssøkte Ørskog-Fardal-linjen realiseres.

Det kan også være mulig å få realisert vindkraft til havs innen 2015, men vi antar at ulike prosesser i forhold til å få på plass nødvendige tillatelser og kommersiell løsning, vil være såpass tidkrevende at vindkraft til havs ikke vil være i produksjon innen 2015.

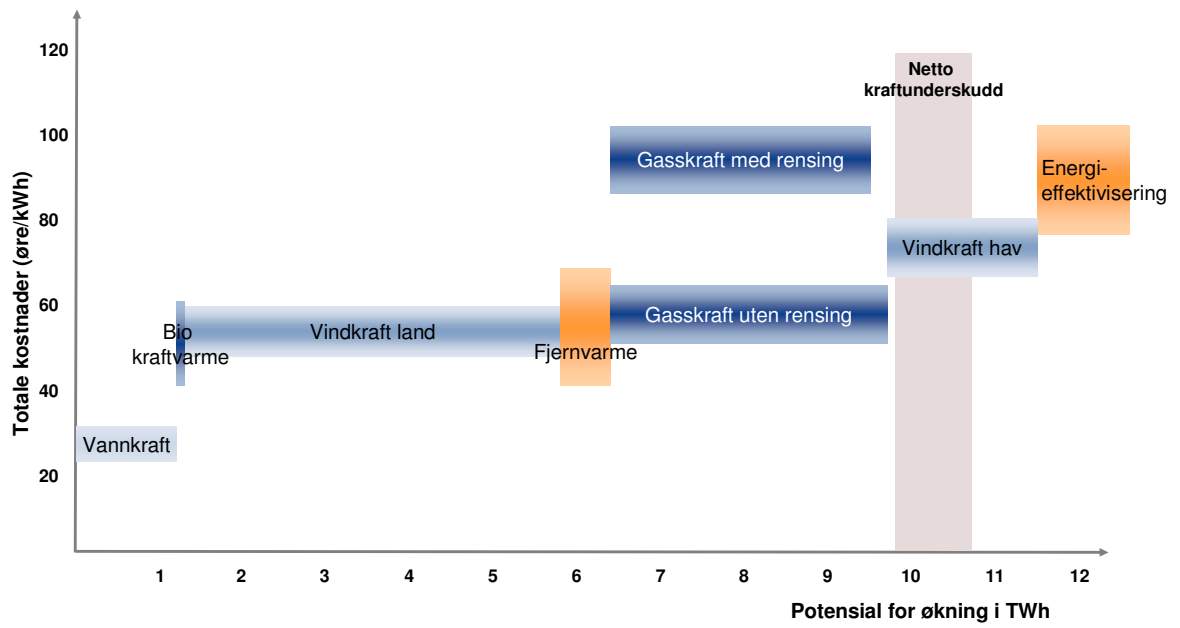
#### *Mulig å oppnå kraftbalanse innen 2020*

I forhold til situasjonen 2015 ser vi for oss at det innen 2020 kan investeres i ytterligere prosjekter innenfor vannkraft og vindkraft på land (Snillfjordområdet), samt at prosjekter innenfor havsbasert vindkraft kan realiseres, illustrert størrelsesmessig på grunnlag av data for Havsuls prosjekter. Ytterligere gasskraft er ikke lagt inn til 2020. Prosjekter innenfor energieffektivisering forutsetter en høy grad av omlegging av energibruk i alminnelig forsyning, slik at energieffektiviseringen i alminnelig forsyning kommer opp i nær én TWh innen 2020.

Dersom alle tilgjengelige prosjekter blir realisert innen 2020, er det mulig at Midt-Norge kan komme i kraftbalanse i 2020, vist i figur A. Realisering av tiltakene forutsetter at kommersielle aktører (enten de er privateid eller er offentlige kraftselskaper) er villige til å investere.

Tiltakene er sortert etter et sannsynlig kostnadsspenn for en investor som skal realisere de ulike typene av tiltak. Kostnadstallene i figuren tar ikke hensyn til mulige inntekter fra marked og/eller myndigheter, og er derfor ikke noe anslag på den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av ulike tiltak. Videre er kostnadstallene basert på dels konkrete data for prosjekter i Midt-Norge som er offentlig kjent, dels erfaringstall fra andre prosjekter. Netto kraftunderskudd i figuren illustrerer situasjonen med forbruksvekst fra dagens situasjon gitt fra basisanslag i de regionale kraftsystemutredningene, uten tilhørende vekst i produksjonen. I tillegg vedvarer sannsynligvis importmuligheten til regionen på om lag 16 TWh, gitt realisering av Ørskog-Fardal.

Figur A *Illustrasjon av mulige tiltak i Midt-Norge, 2020*



Kilde: Econ Pöyry

# 1 Innledning, definisjoner og presiseringer

Olje- og energidepartementet (OED) har etablert en egen gruppe i forbindelse med arbeidet for å bedre kraftsituasjonen i Midt-Norge. Gruppen ønsker et bedre kunnskapsgrunnlag om tilgjengelige tiltak som kan bidra til en bedret kraftbalanse i Midt-Norge og kostnaden forbundet med disse. OED har bedt Econ Pöyry om bistand til å utarbeide kunnskapsgrunnlaget. Hovedmålet med utredningen er å:

*Gi en oversikt aktuelle tiltak som kan bedre kraftsituasjonen i Midt-Norge og kostnader ved realisering av disse.*

Oversikten er på et overordnet og aggregert nivå. Det tas utgangspunkt i teknologier og tiltak som er aktuelle i Midt-Norge. Vi ser på følgende mulige tiltak som kan bedre kraftsituasjonen i Midt-Norge; økt vannkraftproduksjon, økt vindkraftproduksjon, realisering av ulike typer gasskraftverk, realisering av kraftproduksjon fra biomasse, økt fjernvarmeutbygging og energieffektivisering i industrien og i alminnelig forsyning. I tillegg kommenteres effekten av en eventuell økt elektrifisering av oljeinstallasjonene i Norskehavet.

Tiltakene karakteriseres med hensyn til energipotensial, kostnadsnivå og realiseringstid, og illustreres i kapittel tre med oversikter over mulig realiserbart potensial innenfor de ulike teknologier, kostnadsintervall for teknologiene og når de kan forventes å gi et bidrag til den regionale kraftbalansen.

Det vil ikke i denne rapporten bli presentert noen anbefalinger for hvilke typer tiltak som bør realiseres.

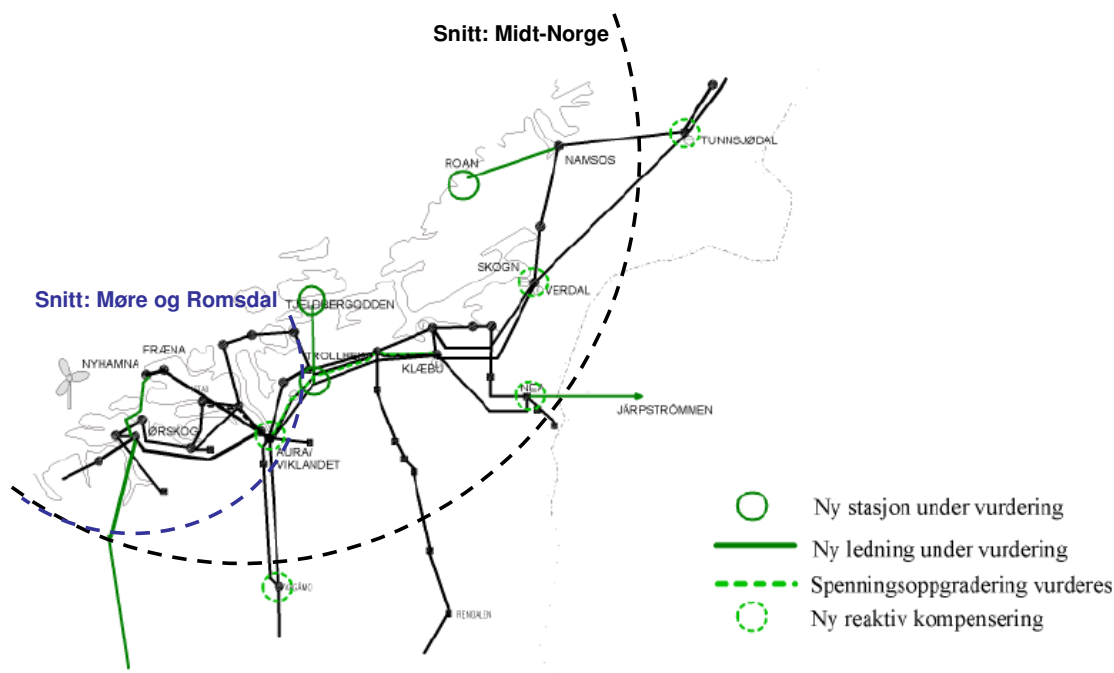
## 1.1 Geografisk avgrensning

Midt-Norge er i denne sammenhengen å forstå som sammenfallende med det området som frem til 16. november 2008 var Statnetts prisområde NO2. Dette området er langt på vei sammenfallende med fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag sør for Tunnsjødal<sup>1</sup>. I tillegg kan en liten del av nordlige Sogn og Fjordane regnes med til det relevante området nettmessig, men dette området er såpass lite at vi velger å se bort fra det i analysene. Figur 1.1 viser det geografiske området.

---

<sup>1</sup> I dagens situasjon går sentralnettssnittet sør for Tunnsjødal. Dersom det blir realisert større vindkraftparker på Fosen med tilhørende nettførsterkning, så vil flaskehalsen flytte seg sør for Namsos.

Figur 1.1 Hovednettet i Midt-Norge med illustrasjon av flaskehalsene



Kilde: Statnett og Econ Pöyry

Netto kraftbalanse i forhold til kapasiteten i nettet er mer utfordrende i Møre og Romsdal enn i Midt-Norge.

## 1.2 Basisantakelser

Det er en rekke forutsetninger som må tas for å kunne sammenligne teknologier. De viktigste basisantakelsene blir oppgitt her. For en nærmere beskrivelse av de ulike tiltakene viser vi til kapittel to.

### Økonomisk levetid

Investeringene i ny produksjon blir avskrevet over prosjektets økonomiske levetid. Vi har lagt til grunn forskjellige økonomiske levetider avhengig av teknologi:

- Vannkraft: 50 års økonomisk levetid. Denne levetiden er høyere enn oppgitt i NVE (2007a), som opererer med 40 år. Anleggsmidler i vannkraftverk har ofte en vesentlig lengre levetid enn dette. For eksempel opererer skatteloven med avskrivningstider på 40 og 67 år for ulike komponenter i vannkraftverk.<sup>2</sup> Ifølge NVEs beregninger av skattemessige åpningsbalanser i forbindelse med innføringen av kraftskattereformen i 1997, var ca. halvparten av anleggsmassen i kategorien som ble avskrevet over 67 år.<sup>3</sup> Erfaringstall fra bransjens egne investeringsanalyser og verdivurderinger indikerer også vesentlig lengre levetider enn 40 år. Samtidig kan det være betydelige forskjeller mellom verk avhengig av sammensetningen av anleggsmassen. Det er blant annet grunn til å vente at småkraftverk har en kortere økonomisk levetid samlet sett. Vårt anslag på 50 år

<sup>2</sup> Dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert adkomsttunneler) avskrives over minimum 67 år. Maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister, osv. avskrives over minimum 40 år. (Skattelovens §18-6)

<sup>3</sup> Sammensetningen av anleggsmassen i norsk vannkraftproduksjon er drøftet i ECON (2000).



kan ses som et representativt anslag for levetiden til en samlet portefølje med mye småkraft og noe større vannkraft.

- Vindkraft: 20 års økonomisk levetid er det både NVE (2007a) og Enova (i forbindelse med investeringsstøttesøknader) bruker for vindkraftanlegg. Dette anslaget er i tråd med hva kommersielle utbyggere opererer med.
- Gasskraft: 25 år (NVE, 2007a). Etter hva vi kjenner til, opererer kommersielle utbyggere av gasskraftverk i andre land med kortere levetider enn dette (15-20 år), men vi har likevel valgt å benytte samme anslag som NVE.
- Kraftvarme: 20 år, samme anslag som NVE (2007a)
- Fjernvarmeverk: 20 år
- Luft til luft varmepumper: Vi har valgt å legge 15 år til grunn

### **Avkastningskrav**

I analysen legger vi til grunn et avkastningskrav på åtte prosent reelt før skatt, noe som svarer til ca. 7,7 prosent nominelt etter skatt når forventet inflasjon er 2,5 prosent og skattesatsen 28 prosent. Åtte prosent reelt før skatt er også det avkastningskravet som Enova legger til grunn for søknader til vindkraftprogrammet de forvalter.

Det kan i prinsippet være visse forskjeller mellom teknologier med hensyn til relevant risiko og dermed avkastningskravet, for eksempel som følge av forskjeller i kostnadsstruktur. Vi har likevel valgt å benytte et felles avkastningskrav til prosjektene i vår analyse. Vi har ikke grunnlag for å anta at forskjellene vil være svært store eller gi store utslag sammenlignet med andre usikre faktorer i beregningene.

Gjølberg og Johnsen (2007) drøfter avkastningskrav til investeringer i fornybar energi til bruk i Enovas analyser og vurderinger av støttesøknader på grunnlag av en empirisk analyse av internasjonale avkastningsdata for selskaper innen fornybar energi og energisektoren generelt. De konkluderer med et avkastningskrav på 7,7 prosent for et representativt Enova-prosjekt nominelt etter skatt, som svarer til åtte prosent reelt før skatt. Vannkraft ligger på linje med et representativt prosjekt i deres analyse, vindkraft noe over, bioenergi og fjernvarme noe under.<sup>4</sup>

### **Brenselspris og kvotepris**

Verken vannkraftverk eller vindkraftverk betaler brenselspris. For de andre teknologiene bruker vi følgende forutsetninger for innfyrt brensel og kvotepris:

- Gassprisen ligger i dag på om lag 38 øre/kWh innfyrt brensel, basert på Emden Troll-prisen justert for tariffen.
- Biobrensel antas å ha en pris på 20 øre/kWh.
- Sluttkonsumpris elektrisk kraft inkludert overføringstariffer, avgifter og moms antas å ligge på om lag 80 øre/kWh.
- Kvotepriser ligger i dag på ca 22 €/tCO<sub>2</sub> og forventes å øke til 25 €/tCO<sub>2</sub> i 2015, og 30 €/tCO<sub>2</sub> i 2020.

---

<sup>4</sup> Anslagene på reelt avkastningskrav før skatt varierer fra 7,5 prosent for bioenergi og fjernvarme til 8,6 prosent for vindkraft.

## Driftstid

Følgende forutsetninger ligger til grunn for driftstid i beregningene for de ulike teknologiene:

- Vannkraft: 4500 timer/år
- Vindkraft på land: 3000 timer/år. Vindkraft offshore: 3500 timer/år
- Gasskraft: 8000 timer/år
- Kraft fra biomasse: 4000 timer/år
- Fjernvarmeverk: 1800 til 3000 timer/år

## Valutakurs

Vi bruker gjennomsnittlige valutakurser for 2007. Følgende valutaer blir benyttet i denne rapporten:

- 1 € er 8,02 kroner
- 100 DKK er 107,58 kroner
- 1 £ er 10,70 kroner

## 1.3 Kostnader

Så langt det er mulig kartlegger og tallfester vi både investerings- og driftskostnadene ved forskjellige tiltak:

- Investeringskostnader omregnet til årlige kapitalkostnader ved hjelp av representative forutsetninger om levetid og avkastningskrav for forskjellige tiltak. Vi tar ikke hensyn til eventuelle subsidier som noen typer energiproduksjon kan motta.
- Driftskostnader inklusive nettariffler, løpende vedlikehold, brenselkostnader (der det er relevant), kvotepriser (der det er relevant)

Vi beregner ikke kostnadene ved eksterne virkninger som for eksempel miljøkostnader, med unntak av gasskraftverk, hvor vi inkluderer CO<sub>2</sub>-kvoteprisen på kostnadssiden. Det vil være eksterne virkninger av alle typer kraftproduksjon, også vannkraft og vindkraft. Slike prosjekter betaler imidlertid forskjellige former for skatter og avgifter som i hvert fall delvis vil reflektere miljøkostnadene ved produksjonen. Vannkraftverk vil blant annet måtte betale eiendomsskatt (gjelder alle verk, så fremt vertskommunen faktisk krever inn eiendomsskatt) samt konsesjonsavgifter og andre betalinger i henhold til industrikonsesjonsloven (verk som er konsesjonspliktige i henhold til industrikonsesjonsloven – de fleste små vannkraftverk vil imidlertid være unntatt). Også vindkraftverk vil være gjenstand for eiendomsskatt.

Tiltakskostnadene per teknologi vil bli oppgitt i et kostnadsintervall som skal reflektere de sannsynlige kostnadene for ulike tiltak innenfor en kategori. Erfaringsmessig kan det være store svingninger i produksjonskostnadene på relativt kort tid, både med hensyn til driftskostnader (gjelder spesielt gasskraftverk og bioenergi hvor prisene på brensel varierer) og investeringskostnader. Investeringskostnadene har steget betraktelig de seneste årene som følge av høy etterspørsel etter utstyr og råvarer (alle teknologier) samt den globale høykonjunkturen. Hva som blir virkningene av et konjunkturomslag og eventuelle endringer i investeringene i energisektoren globalt, er usikkert, men det

illustrerer at kostnadsbildet kan endre seg raskt. Vi velger derfor å operere med intervaller basert på mest mulig oppdatert informasjon om utfallsrommet i et visst tidsrom, heller enn å komme med detaljerte punktestimater.

De samfunnsøkonomiske kostnadene for produksjonstiltak vil inneholde flere elementer enn det investor står overfor. Spesielt gjelder dette nødvendige nettførsterkninger som ikke blir definert som produksjonsrelaterte nettanlegg - forsterkningsbehov i det maskede nettet ved større utbygginger av ny produksjon og kostnader som blir belastet sluttbrukere, som for eksempel tilknytning av fjernvarmenett. Disse kostnadene vil ikke bli reflektert i kostnadskurvene i kapittel 3, men vil bli kommentert i teksten. Dette er kostnader som på visse vilkår kan bli betydelige, men som er svært vanskelige å anslå i mange tilfeller. For eksempel kan nettilknytning av ett vindkraftverk være billig, men dersom det bygges ut mye vindkraft i et konsentrert område, kan kostnadene til nettinvesteringer bli betydelige for samfunnet.

## 1.4 Kraftsituasjonen i Midt-Norge

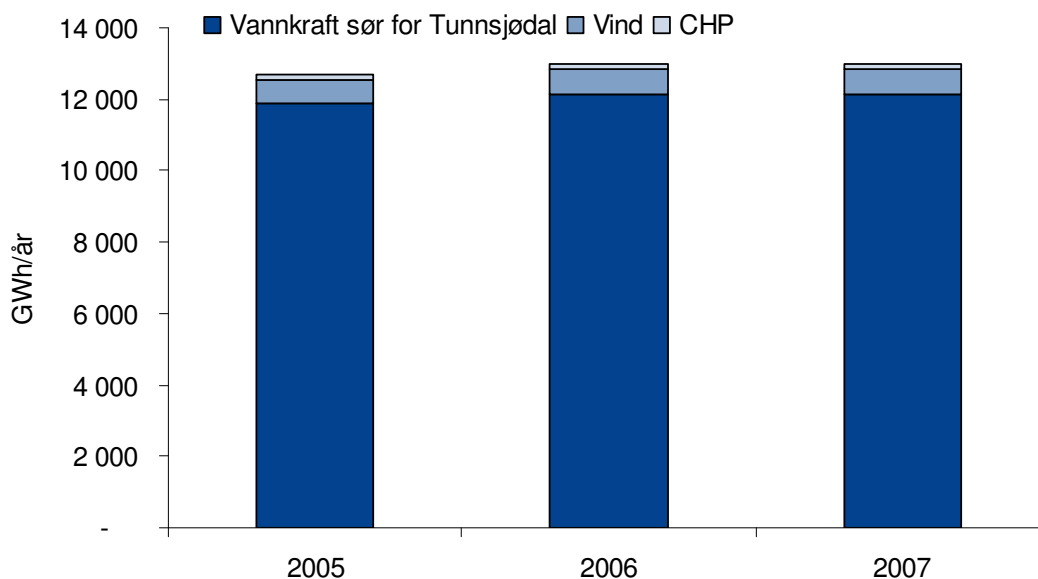
Midt-Norge har i dag et stort kraftunderskudd og en anstrengt forsyningssituasjon. Som bakgrunn for analysen av tiltak som kan bedre kraftsituasjonen i Midt-Norge ligger dagens situasjon når det gjelder regional produksjon av kraft, regionalt forbruk og nettsituasjonen.

### **Produksjon av kraft**

I likhet med resten av norsk kraftproduksjon, er kraftproduksjon i Midt-Norge dominert av vannkraft, men vi finner også her i denne regionen den største konsentrasjonen av vindkraftproduksjon i Norge.

I Midt-Norge produseres det nå litt over 13 TWh/normalår sør for Tunnsjødal, se Figur 1.2. For nærmere omtale av vannkraft og vindkraft viser vi til omtale i kapittel 2.

Figur 1.2 Produksjon av kraft i Midt-Norge (sør for Tunnsjødal i Nord-Trøndelag)



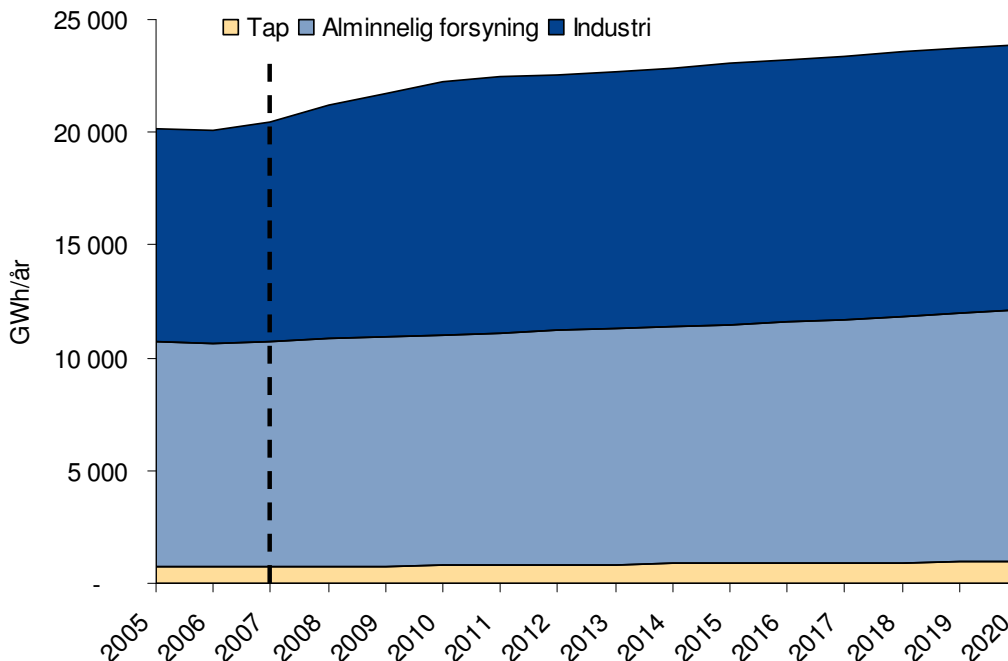
Kilde: Kraftsystemutredninger for de tre fylkene i Midt-Norge, Statnett, Econ Pöyry

### Forbruk

Vi tar eksisterende nærings- og bosettingsstruktur for gitt, det vil si at vi ikke tar hensyn til eventuelle endringer i forbruket i regionen som følge av redusert aktivitetsnivå ved for eksempel nedleggelse.

I perioden 2007 til 2020 vil det, ifølge basisprognoser basert på kraftsystemutredningene for Møre og Romsdal (Istad Nett, 2008), Sør Trøndelag (TrønderEnergi Nett, 2008) og Nord-Trøndelag (Nord-Trøndelag elektrisitetsverk, 2008) skje en ytterligere forbruksvekst i perioden på nær 3,5 TWh. Dette er en basisprognose basert på de regionale kraftsystemutredningene, og vi foretar ingen vurdering av usikkerhet knyttet til fremtidig utvikling i forbruket. Over én TWh økning vil skje i alminnelig forsyning. Industrien vil, ifølge prognosene, øke sitt kraftforbruk med ca. to TWh. Det er bedrifter i Møre og Romsdal som forventes å stå for den videre økningen i industriforbruket i regionen. Ormen Langes landterminal står for den største økningen med en vekst på over én TWh fra 2007-2020, mens Hydro aluminium Sunndal og Hustadmarmor deler den resterende forbruksøkningen. Basis forbruksprognose er vist i Figur 1.3.

Figur 1.3 Forbruk av kraft i Midt-Norge fra 2005. Fra 2007 til 2020 er det vist en prognose for vekst i forbruket



Kilde: Kraftsystemutredninger for de tre fylkene i Midt-Norge, Econ Pöyry

Med et forbruk på ca. 20 TWh/år og en produksjon på ca. 13 TWh i Midt-Norge, har regionen i utgangspunktet et netto kraftunderskudd på ca. syv TWh i 2007. Med dagens forventninger om ytterligere forbruksvekst i regionen vil kraftunderskuddet øke dersom det ikke samtidig realiseres ny kraftproduksjon, og netto kraftunderskudd vil da bli på over ni TWh i 2015 og over 10 TWh i 2020.

### Nett

Midt-Norge har vært et fokusområde for Statnett i flere år på grunn av forsynings-sikkerhetssituasjonen – den manglende kapasiteten til å dekke underskuddet i området.

En rekke tiltak er allerede utført i regionen, blant annet er det foretatt investeringer i nett og transformatorstasjoner for til sammen 1,6 milliarder kroner i det interne nettet i Midt-Norge samt en investering på 500 millioner kroner i ni kondesbatterier og to SVC-installasjoner. Maksimal importkapasitet inn til Midt-Norge oppgis i Statnetts notat om kraftsituasjonen i Midt-Norge til 8 til 10 TWh/år, før ferdigstillelse av Nea-Järpstrømmen.

I løpet av 2009 vil den forsterkede forbindelsen over Nea til svenskegrensen bli ferdigstilt. Kostnadsrammen for den norske andelen av oppgraderingen av forbindelsen Nea-Järpstrømmen er på om lag 510 millioner kroner, ifølge Statnett (2008). Dette tiltaket vil forbedre situasjonen i Midt-Norge, men vil i mindre grad ha positiv effekt på situasjonen i Møre og Romsdal. I Statnetts notat om kraftsituasjonen i Midt-Norge oppgis maksimal importkapasitet inn til Midt-Norge å ligge på 10 til 12 TWh/år etter ferdigstillelse av Nea-Järpstrømmen.

Statnett har ansvar for virkemidler for håndtering av svært anstrengte kraftsituasjoner (forkortet SAKS). Svært anstrengte kraftsituasjoner oppstår når det blir knapphet på kraft. Tiltakspakken er presentert i Tabell 1.1.

*Tabell 1.1 Statnetts tiltakspakke for svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS),*

	<i>Mulige tiltak</i>	<i>Utførte eller planlagte tiltak</i>
<b>Fase 1</b>	1. Opprette separat Elspotområde 2. Innhente detaljert informasjon fra aktørene 3. Gi mer detaljert informasjon til aktørene (i engrosmarkedet)	1. Prisområde fra 2006, avlyst høst 2008
	Avlyse revisjoner	
<b>Fase 2</b>	4. Informasjonskampanje rettet mot allmennheten 5. Systemvern og/eller reservekomponenter for å øke importkapasiteten til området, f.eks transformatorer eller kondensatorbatteri. 6. Utkobling av kjeler som ikke allerede er koblet ut.	
	Spesialregulere produksjon for å sikre full import (i engrosmarkedet)	
<b>Fase 3</b>	7. Spesialregulere ned produksjon for å spare vann i særlig viktige kraftverk.	
	Driftskobling med redusert driftssikkerhet.	
<b>Dersom tiltak 1-10 ikke er tilstrekkelig</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Innløsning av energiopsjoner</li><li>• Igangsetting av reservekraftverk</li></ul>	Statnett investert i 300 MW reservekraft. (2,3 mrd. kroner)

Som fase én av SAKS-tiltak har Statnett mulighet til å innføre prisområder. 20. november 2006 innførte Statnett tre prisområder i Norge ved å gjøre Midt-Norge til eget prisområde. For kommende vinter vurderes magasinbeholdning i Midt-Norge som tilfredsstillende. Dette, kombinert med ferdigstilling av forsterkninger i overføringsnettet i landsdelen, gjør at Statnett har besluttet at Midt-Norge og Nord-Norge igjen skal være et samlet elspotområde fra mandag 17. november 2008. Statnett klassifiserer i dag kraftsituasjonen i Midt-Norge som akseptabel, men en vesentlig endring i kraftsituasjonen kan, ifølge Statnett, gjøre det nødvendig å gjeninnføre prisområdet i en senere periode.

Ny forbindelse mellom Ørskog og Fardal er konsesjonssøkt av Statnett. Formålet med ledningen er å bedre forsyningssikkerheten for elektrisitet i Midt-Norge, tilrettelegge for å ta imot ny vind- og vannkraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre samt bedre forsyningssikkerheten også i denne regionen. Linjen kan tidligst stå ferdig i 2013 dersom alle tillatelser kommer på plass i løpet av 2009. Linjen er kostnadsberegnet av Statnett til ca. 2,5 milliarder kroner. Etter eventuell realisering av Ørskog-Fardal klassifiserer Statnett kraftsituasjonen i Midt-Norge som normalisert. I Statnetts notat om kraftsituasjonen i Midt-Norge oppgis maksimal importkapasitet inn til Midt-Norge å ligge på 15-16 TWh/år etter eventuell ferdigstilling av Ørskog-Fardal.

## 2 Tiltak som kan bedre netto kraftsituasjon

Midt-Norge er en region med god tilgang til naturgitte ressurser, både når det gjelder vann, vind og nærhet til gassreserver. Midt-Norge har for eksempel 5,5 TWh av Norges 32 TWh ledige ressurser i kraftverk under 10 MW (NVE, 2004), hvorav det meste befinner seg i Møre og Romsdal. Av kjente vindkraftprosjekter fra NVEs database over prosjekter i konsesjonsprosess befinner nær halvparten av kapasiteten seg i Midt-Norge. I tillegg har regionen fysisk nærhet til gass fra Norskehavet.

Valg av teknologier er basert på kjente mulige prosjekter i Midt-Norge samt prosjekter som er forhåndsmeldt eller konsesjonssøkt i det norske kraftsystemet i løpet av de siste årene.

### 2.1 Tiltak som kan bedre kraftbalansen i Midt-Norge

#### 2.1.1 Ny vannkraft

##### Status vannkraft

Nesten all kraftproduksjon i Midt-Norge er i dag vannkraftbasert. Forventet normalårsproduksjon i Midt-Norge sør for sentralnettssnittet (sør for Tunnsjødal) er i år på 13 TWh.

##### Mulig ny vannkraft

Vi legger til grunn at det ikke vil bli bygget ny storskala vannkraft i Midt-Norge frem til 2020. Ny vannkraftproduksjon kan derfor komme fra oppgraderings- og utvidelsesprosjekter i eksisterende anlegg, eller fra utvikling av ny småskala vannkraftproduksjon. I Econ Pöyry (2008)<sup>5</sup> foretok vi en kartlegging av nye prosjekter innenfor blant annet vannkraft i Norge. Basert på data fra denne undersøkelsen forventer vi at ny vannkraftproduksjon i Midt-Norge i all hovedsak vil komme fra ny småskala vannkraftproduksjon.

I Figur 2.1 viser vi tre ulike anslag på hva som kan bli bygget av ny vannkraft innen 2020 i Midt-Norge. Dersom vi baserer oss på en tilnærming ut fra kjente prosjekter vil vi ved å ta med prosjekter utbyggere selv anser som sannsynlige prosjekter ("bare sannsynlige prosjekter") kun økte produksjonen med 200 GWh/år innen 2020. Dersom vi tar med alle vannkraftprosjekter som kraftselskaper oppgir i regionen ("alle prosjekter"), kommer vi opp i om lag 450 GWh/år. Som vi ser oppgir selskapene en økning frem til 2012, og siden en svært liten økning. Vi gjør oppmerksom på at undersøkelsen er en bred utvalgsundersøkelse, men ikke en komplett undersøkelse. Undersøkelsen kan benyttes som et gulv for vannkraftutbyggingen i regionen.

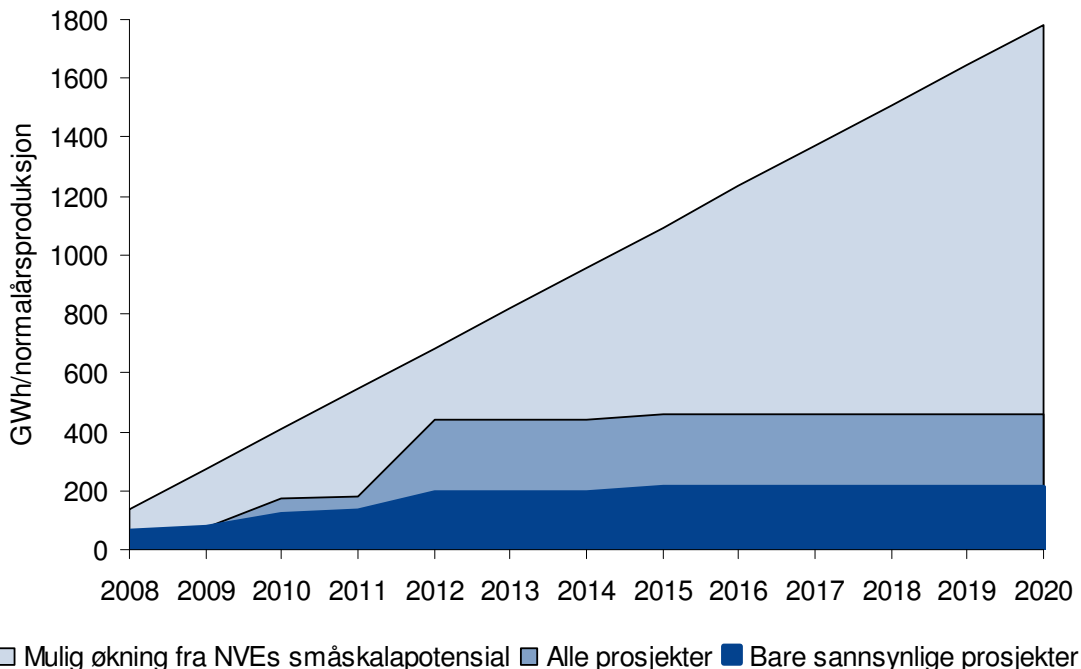
Alternativt kan vi ta utgangspunkt i NVEs kartlegging av småkraftpotensialet i Norge. Potensialet i Midt-Norge er på om lag 5,5 TWh. Dersom vi antar at tre prosent av det rimeligste vannkraftpotensialet (NVEs kategori under tre kroner/kWh) samt potensialet i Samlet plan under 10 MW kan bygges ut årlig, og legger dette sammen med en utnyttelse på én prosent årlig av det dyreste potensialet (NVEs kategori tre til fem

---

<sup>5</sup> Rapporten ble utført på oppdrag fra EBL.

kroner/kWh), får vi en årlig økning på nær 140 GWh/år. Dette velger vi å tolke som et tak på mulig utbygging per år i regionen.

Figur 2.1 Mulig ny vannkraftproduksjon i Midt-Norge



Basert på Econ Pöyrys undersøkelse og antakelser om utnyttelse av NVEs kartlagte småkraftportensial, gjør vi følgende anslag på mulig realiserbart vannkraftpotensial i Midt-Norge frem mot 2020.

- Innen 2010 baserer vi oss i hovedsak på Econ Pöyrys undersøkelse, justert noe opp for å reflektere at det er en utvalgsundersøkelse. Vi antar at det kan realiseres 200 GWh innen 2010.
- Innen 2015 legger vi til grunn en veksttakt lik den frem til 2010, og antar at mulig realisert potensial kan komme opp i ca. 600 GWh innen 2015.
- Innen 2020 antar vi at det kan bli realisert 1,2 TWh vannkraft i Midt-Norge.

### Antakelser om kostnader ved investering i vannkraft

I NVE (2007a) oppgis kostnadsintervall for vannkraftanlegg til å ligge i området 17 øre/kWh til 26 øre/kWh. Disse anslagene er basert på noen andre forutsetninger enn vi legger til grunn i denne rapporten, blant annet legger NVE til grunn 40 års levetid for vannkraftanleggene og en kalkulasjonsrente på 6,5. I NVEs kapitalkostnader er det tatt hensyn til kostnader i byggetiden, som typisk varierer fra to til fire år for ulike vannkraftanlegg. Kostnadstallene fra NVE kan ses på som et uttrykk for gjennomsnittskostnader for aktuelle vannkraftutbygginger med en øvre grense på noe over tre kr/kWh (investert beløp/årsproduksjon).

Dersom vi legger til grunn våre antakelser om levetid og kalkulasjonsrente, samt antar at det har vært en viss kostnadsøkning <sup>6</sup> siden NVEs rapport ble skrevet (anslår den som

---

<sup>6</sup> Det har vært en generell kostnadsøkning for alle typer kraftproduksjon de siste årene.



en illustrasjon til å være om lag 10 prosent) kan intervallet i 2008-kroner være på 22 øre/kWh til 32 øre/kWh. Antar vi i tillegg at det også kan finnes vannkraftprosjekter som realiseres opp til fire kroner/kWh, strekkes kostnadsintervallet til 36 øre/kWh.

Kostnadsanslagene ovenfor inkluderer tre øre/kWh i driftskostnader, som er i tråd med NVEs anslag på en prosent av total investeringskostnad i årlige kostnader til drift og vedlikehold (tre øre tilsvarer tre kr/kWh i investeringskostnader). Eiendomsskatt og eventuelle konsesjonsavgifter og lignende, kommer i tillegg til dette. Konsesjonsavgifter utgjør på landsbasis i overkant av 0,5 øre/kWh, mens eiendomsskatt under gjeldende regler vil utgjøre maksimalt ca. 1,5 øre/kWh for vannkraft over 10 000 kVA påstemplet merkeytelse (om lag 10 MW), noe mindre for små vannkraftverk målt over hele levetiden.<sup>7</sup>

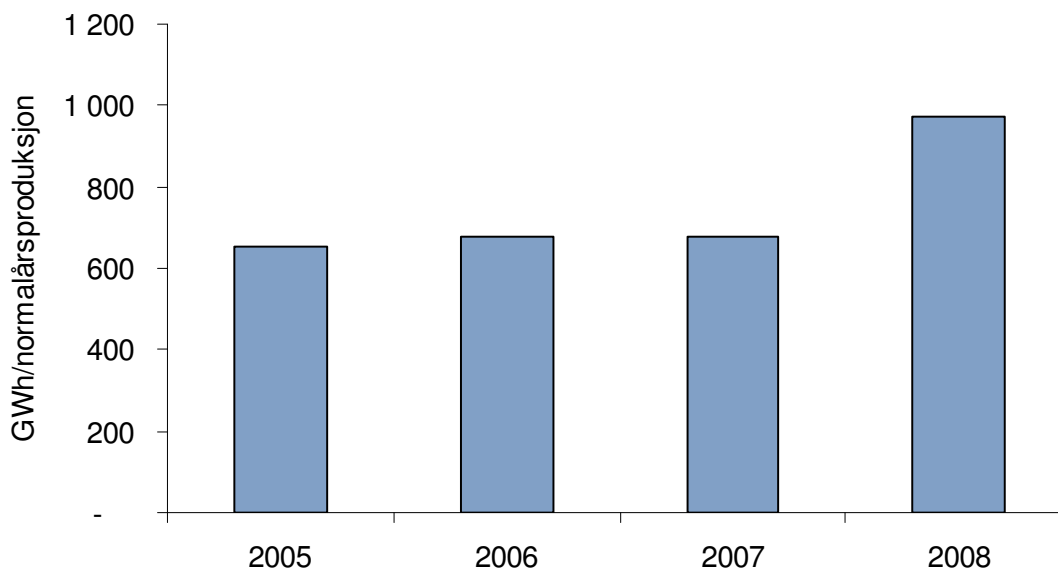
## 2.1.2 Onshore vindkraft og offshore vindkraft på grunt vann

### Status vindkraft

I 2007 ble det produsert 899 GWh vindkraft i Norge. Store deler av dagens norske vindkraftproduksjon foregår i Midt-Norge. Den største vindkraftparken i Norge er Smøla, som ligger i Møre og Romsdal, og som alene har en forventet årsproduksjon på 450 GWh<sup>8</sup>.

Utvikling i forventet normalårsproduksjon fra vindkraftanlegg i Midt-Norge fra 2005 og frem til i dag er vist i Figur 2.2.

Figur 2.2      *Utvikling i forventet normalårsproduksjon fra vindkraftparker i midt-Norge*



---

<sup>7</sup> Små vannkraftverk under 10 MW betaler eiendomsskatt basert på skattemessig verdi av anleggene. Denne avhenger direkte av investeringskostnaden, og vil reduseres over tid inntil eventuelle reinvesteringer finner sted. Et vannkraftverk med en investeringskostnad på tre kr/kWh vil betale ca. 2,1 øre/kWh i eiendomsskatt initialt, men dette reduseres altså over tid.

<sup>8</sup> Statkrafts anslag. Tilsvarer en driftstid på 3000 timer/år.

Idriftssatte vindkraftanlegg i Midt-Norge er oppgitt i Tabell 2.1. Den forventede årsproduksjonen i tabellen er ikke direkte sammenlignbar med faktisk årsproduksjon, på grunn av differanse mellom forventet og faktisk årsproduksjon.

*Tabell 2.1 Idriftssatte vindkraftanlegg i Midt-Norge*

<i>Fylke</i>	<i>Lokalisering</i>	<i>Effekt (MW)</i>	<i>GWh*</i>
Sør-Trøndelag	Bessakerfjellet	58	173
Sør-Trøndelag	Eldsfjellet	55	166
Nord-Trøndelag	Hundhammerfjellet	7	22
Møre og Romsdal	Harøy	4	11
Møre og Romsdal	Smøla	150	450
Sør-Trøndelag	Valsneset	9	28
Nord-Trøndelag	Vikna	2	6
		285	855

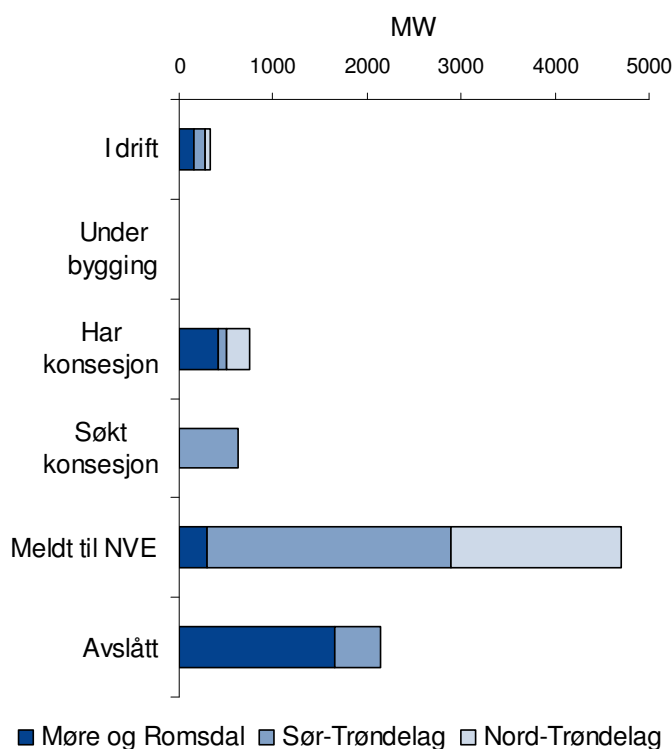
\*Under forutsetning om 3000 driftstimer/år

Kilde: NVE

### Mulig ny vindkraft

Nær halvparten av alle kjente vindkraftprosjekter i Norge er lokalisert til Midt-Norge. På hvilket stadium i konsesjonsprosessen prosjektene i Midt-Norge befinner seg i, er oppsummert i Figur 2.3.

*Figur 2.3 Vindkraftprosjekter i Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag*



Kilde: NVE, Econ Pöyry

I Tabell 2.2 viser vi en oversikt over de prosjekter som er kommet lengst i konsesjonsprosessen, samt de prosjekter som er avslått av enten bare NVE eller som også har bekreftet avslag fra OED. I tillegg til tabellen nedenfor kommer prosjekter som er meldt til NVE.

*Tabell 2.2 Vindkraftprosjekter i Midt-Norge (konsesjonsgitte, konsesjonssøkte og avslåtte)*

<i>Status</i>	<i>Fylke</i>	<i>Lokalisering</i>	<i>Effekt (MW)</i>	<i>GWh</i>
Endelig konsesjon, ikke i drift	Nord-Trøndelag	Ytre Vikna	249	747
Endelig konsesjon, ikke i drift	Sør-Trøndelag	Harbaksfjellet	91	272
Konsesjon NVE	Møre og Romsdal	Harams-/Flemsfjellet	66	198
Konsesjon NVE	Møre og Romsdal	Havsul I (offshore)	350	1050
Søknader under behandling	Sør-/Nord-Trøndelag	Oksbåsheia	150	450
Søknader under behandling	Sør-Trøndelag	Frøya	200	600
Søknader under behandling	Sør-Trøndelag	Kvenndalsfjellet	120	360
Søknader under behandling	Sør-Trøndelag	Roan	330	955
Avslag NVE	Møre og Romsdal	Havsul II (offshore)	800	2400
Avslag NVE	Møre og Romsdal	Havsul IV (offshore)	350	1050
Avslag NVE	Møre og Romsdal	Haugshornet	90	270
Avslag NVE	Møre og Romsdal	Fræna	65	195
Stilt i bero/avsluttet	Møre og Romsdal	Smøla	4	12
Stilt i bero/avsluttet	Møre og Romsdal	Smøla	40	120
Stilt i bero/avsluttet	Sør-Trøndelag	Leksvik	200	600
Stilt i bero/avsluttet	Sør-Trøndelag	Storheia	300	900

Kilde: NVE

Fylkeskommunen i Sør-Trøndelag har utarbeidet et forslag til fylkesdelplan for vindkraft i Sør-Trøndelag 2008-2020. I denne planen konkluderes det med at det vil være plass til om lag tre TWh vindkraft i fylket i 2020. Dette anslaget baserer seg på forutsetninger om kapasitet i nettet, mulig vindkraftutbyggingen i Nord-Trøndelag og ingen gasskraftverk. Nord-Trøndelag fylkeskommune i sin strategi for vindkraftutbygging i fylket lagt til grunn dagens utbygde vindparker (Husfjellet/Vikna og Hundhammerfjellet/Nærøy), Ytre Vikna vindpark (har konsesjon, men ikke investeringsstøtte), og den konsesjonssøkte Oksbåsheia/Sørmarkfjellet i Flatanger/Osen kommuner. I tillegg er det angitt at Innvorda vindpark/Flatanger og Breivikfjellet vindpark/Namdalseid bør konsekvensutredes som "reserve" på grunn av usikkerhet ved Oksbåsheia/Sørmarkfjellet vindpark. I alt utgjør dette ca 1500 GWh/år. I Møre og Romsdal er det ikke utarbeidet noen fylkesdelsplan for vind. De volumer med vind vi antar kan bli realisert innen 2020 i Midt-Norge, vil ikke overstige fylkeskommunenes grenser.

Ifølge Statnetts nettutviklingsplan (Statnett 2008) vil det ved realisering av store mengder ny vindkraft på Fosen bli et behov for å bygge en ny ledning fra Roan til Namsos. Kraftledningen er ca. 82 km lang, og vil i utgangspunktet kunne ta opp til 2 000 MW, men begrensinger i bakenforliggende nett gjør at maksimal ny produksjonskapasitet som kan tilknyttes ledningen i dag vil være opp til 800 MW av den planlagte vindkraften i området. Nettførsterkningen er konsesjonssøkt og er

kostnadsberegnet av Statnett til 500 millioner kroner. Ved ytterligere vindkraft i Sør-Trøndelag vil det også bli behov for ytterligere forsterkning sørover med ny 420 kV ledning mellom Roan og Trollheim/Orkdal. Kostnaden for denne forsterkningen er beregnet av Statnett til 1,64 milliarder kroner.

Det er usikkert hvor mange vindkraftprosjekter som kan realiseres i regionen i årene som kommer. Usikkerheten knytter seg både til hvilke prosjekter som får rettskraftig konsesjon, og hvilke av disse igjen som får investeringsbeslutning.

Vi velger å legge til grunn forventet produksjonsvolum fra vindkraftprosjekter ut fra muligheter basert på tilgjengelig nettkapasitet i regionen. Vi gjør imidlertid oppmerksom på at vi ikke foretar noen vurdering av hvilke prosjekter som vil bli realisert, prosjektene og områdene nedenfor er kun ment som en illustrasjon på hva som er et mulig utfall. Volumer vind som er mulig å realisere innenfor våre forutsetninger er:

- Innen 2010 vil det ikke realiseres flere vindkraftprosjekter enn de som har kommet til i løpet av 2008; Bessakerfjellet og Hundhammarfjellet.
- På bakgrunn av informasjon om nettsituasjonen fra Statnett antar vi at inntil 800 MW vindkraft kan realiseres på Fosen, tilsvarende om lag 2,4 TWh. Realisering av storskala vindkraft på Fosen vil kreve investering i nettradianen Namsos-Roan. Innen 2015 kan også Ytre Vikna bli realisert, men den fulle utgaven av Ytre Vikna skal etter planen mates inn nord for flaskehalsen i sentralnettet, slik at vi ikke legger denne mulige produksjonsøkningen inn i våre beregninger for Midt-Norge.
- Mellom 2015 og 2020 antar vi at ytterligere fire TWh vind kan realiseres i regionen, 700 MW landbasert i Snillfjordområdet, tilsvarende en produksjon på om lag 2,1 TWh. Realisering av dette volumet vil kreve ytterligere nettforsterkning Roan-Trollheim, via Storheia og Snillfjord. I tillegg kan 1,8 TWh havsbasert vindkraft lenger syd være mulig å realisere (mulig produksjon fra Havsul I og halv Havsul II). For å mate produksjonen fra Havsul I inn på nettet er det nødvendig å investere i radialen Aukra-Nyhamna, mens Havsul II gjør at en linje Ørskog-Alvestad må bygges.

### **Antakelser om kostnader ved investering i ny vindkraft**

På oppdrag fra Enova har Garrad Hassan (2008) utarbeidet en oversikt over investeringskostnader ved en rekke større vindkraftparker på land som er realisert i Europa. Investeringskostnadene varierer betydelig mellom prosjekter, men Garrad Hassan oppgir at et typisk kostnadsspenn vil ligge på mellom 1,4 millioner €/MW til 1,8 millioner €/MW, noe som tilsvarer 11,2 millioner kroner/MW til 14,4 millioner kroner/MW. Investeringskostnadene inkluderer anskaffelse av turbiner og kostnader til all annen utvikling og infrastruktur som må på plass for å få vindkraftparken operasjonell. I tillegg inkluderer investeringskostnaden nettkostnader for tilknytning til nettet. For driftskostnadene legger vi til grunn erfaringsdata fra norske vindkraftparker innhentet av NVE (2007b). Her oppgis de gjennomsnittlige driftskostnader til 7,8 øre/kWh.<sup>9</sup>

I NVE (2007a) oppgis investeringskostnaden for offshore vindkraft til 14 millioner kroner/MW. Dette er tall frem til 2004/2005. Det er også kjente opplysninger for

---

<sup>9</sup> Erfaringsdata for driftskostnader fra 2007 viser en økning, men datagrunnlaget er for tynt til å basere seg på.

kostnader for offshore vindkraft fra Rødsand II i Danmark, hvor E.on 29. april 2008 vant anbudet for en 200 MW park, til en kostnad på 62,9 DKR øre/kWh. I norske kroner blir dette 67,7 øre/kWh. Denne kostnaden inkluderer ikke kostnader til nettilslutning av anlegget; i Danmark må investor ikke betale kostnaden for nettilslutning av anlegget, noe en norsk investor må ta hensyn til. Siden vi har et begrenset erfaringsgrunnlag for kostnader til havsbaserte vindkraftanlegg, velger vi i illustrasjonene å anta at investeringskostnadene for et havsbasert vindkraftanlegg vil være om lag 50 prosent høyere enn et vindkraftverk på land samt at driftskostnadene vil være ca. dobbelt så høye.

Basert på basisantakelser oppgitt i avsnitt 1.2 og ovennevnte antakelser om investerings- og driftskostnader, vil fulle kostnader for et vindkraftverk på land ligge i intervallet 46 øre/kWh til 57 øre/kWh. Offshore vindkraft vil ligge i intervallet 65 øre/kWh til 79 øre/kWh, hensyntatt også en høyere driftstid. Oppdaterte kostnadsanslag fra for eksempel Havsul I ligger innenfor dette intervallet.

### **2.1.3 Gasskraft**

#### **Mobile gasskraftverk**

Statnett har det overordnede systemansvaret for kraftforsyningen i Norge. Som vi var inne på i kapittel 1.4, er et av Statnetts virkemidler SAKS-pakken (håndtering av svært anstrengte kraftsituasjoner). Ett av virkemidlene i pakken er igangsetting av reservekraftverk. Styret i Statnett besluttet i desember 2006 å anskaffe to mobile gasskraftverk for å ha reservekraftverk i regionen. Disse gasskraftverkene er plassert på Tjeldbergodden og i Nyhamna i Møre og Romsdal. Kraftverkene har en samlet kapasitet på 300 MW, ifølge konsesjon. Anlegget på Tjeldbergodden er ferdigstilt, mens det tilsvarende reservekraftanlegget på Nyhamna forventes ferdigstilt før nyttår 2008.<sup>10</sup>

Anleggene er rene reservekraftverk som kun skal benyttes i en svært anstrengt situasjon der sannsynlighetene for avbrudd eller rasjonering er meget stor.

Virkningsgraden til et reservekraftverk er om lag halvparten av et konvensjonelt gasskraftverk. Anleggene har møtt forholdsvis mye motbør fra miljøbevegelsen på grunn av relativt høye utslipp ved full drift. Ifølge Statnett skal gasskraftverkene også kunne benytte biodiesel. Det trengs omtrent en million liter biodiesel i døgnet for hvert anlegg, noe som er problematisk å skaffe på kort varsel. Denne løsningen anses derfor som urealistisk på kort sikt.

Oppjustert kostnadsanslag for de totale kostnadene er på ca. 2,3 milliarder kroner. For å kunne redusere kostnadene for kraftverket på Tjeldbergodden har Statnett uttrykt ønske om å leie ut gasskraftverket til utlandet i perioder der anlegget ikke er i bruk.

#### **Status konvensjonelle gasskraftverk**

Det første gasskraftprosjektet i Midt-Norge som fikk konsesjon var Skogn. Denne konsesjonen ble gitt i 2001, og inneholdt en utslippstillatelse på ca. 2,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> ved full drift. To andre gasskraftverk (Elnesvågen og Tjeldbergodden) har også fått

---

<sup>10</sup> <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2008/Reservekraftanlegget-pa-Tjeldbergodden-snart-klart/>

konsesjon, men i motsetning til Skogn har ikke disse prosjektene utslippstillatelse. En liste over gasskraftprosjekt samt deres status og størrelse er vist i Tabell 2.3.

*Tabell 2.3: Gasskraftprosjekt i Midt-Norge*

	<i>Historikk</i>	<i>Fylke</i>	<i>Selskap</i>	<i>MW</i>
Skogn	Konsesjon 2001. Lagt på is 2008	Nord-Trøndelag	Industrikraft Midt-Norge	800
Tjeldbergodden	Konsesjon, men ikke utslippstillatelse. Lagt på is 2007	Møre og Romsdal	Statoil	920
Elnesvågen	Konsesjonssøkt 2006, avslått av NVE 2008. Påklaget til OED	Møre og Romsdal	Industrikraft Møre	450

Industrikraft Midt-Norge ble i oktober 2001 gitt anleggskonsesjon og utslippstillatelse til et gasskraftverk på 800 MW<sup>11</sup> på Skogn. Anlegget er planlagt samlokalisert med Norske Skogs papirfabrikk på Fiborgtangen og var i utgangspunktet planlagt til å produsere ca. seks TWh kraft og én TWh varme per år. Investeringen avhenger blant annet av at det kommer et gassrør inn Trondheimsfjorden fra Tjeldbergodden. Industrikraft Midt-Norge har utsatt byggingen av gasskraftverket hovedsakelig på grunn av høye utbyggings- og driftskostnader. Selskapet fikk i april 2007 forlenget konsesjonstiden og utsatt idriftsettelsen av kraftvarmeverket. Konsesjonstidspunktet er forlenget til 1. januar 2037, og krav om idriftsettelse av anlegget er utsatt til 1. januar 2012. Imidlertid forlot administrerende direktør i Industrikraft Midt-Norge sin stilling november 2008, og Norske Skog har i etterkant sagt at dersom statlig støtte til gasskraftverket ikke kan garanteres, så er prosjektet skrinlagt inntil videre.

Statoil fikk i januar 2006 anleggskonsesjon etter energiloven for et gasskraftverk på om lag 860 MW på Tjeldbergodden. Prosjektet ble derimot skrinlagt av Shell og StatoilHydro grunnet høye produksjonskostnader samt uklarheter i lagrings- og rensingsutredningen. Det er spesielt den høye gassprisen i forhold til elektrisitetprisen som gjør prosjektet ulønnsomt.

Som følge av prosjekteiers skrinlegging av Tjeldbergodden og Skogn har vi i denne rapporten kun gjort vurderinger av et potensielt gasskraftverk i Elnesvågen.

### **Industrikraft Møre (IKM) – Elnesvågen, Fræna**

Industrikraft Møre søkte 1. desember 2006 om anleggskonsesjon i henhold til energiloven for bygging og drift av et gasskraftverk på opptil 420 MW (inntil 450 MW)<sup>12</sup>. Søknaden inkluderte også nettilknytning fra industrikraftverket til Fræna transformatorstasjon i sentralnettet, samt eventuell konsesjon for Naturgass Møre AS' bygging og drift av gassrør Nyhamna-Elnesvågen-Vestavika etter naturgassforskriften. Det ble sendt en egen søknad om utslippstillatelse i henhold til forurensningsloven, hvor Industrikraft Møre AS la til grunn at CO<sub>2</sub>-fangst og videre håndtering av CO<sub>2</sub> vil bli realisert som separate tiltak.

---

<sup>11</sup> Ifølge konsesjonen.

<sup>12</sup> Når det gjelder størrelsen på gasskraftverkene, søkes det ikke om konkret kapasitet, men beste tilgjengelige teknologi (Best Available Technology) på realiseringstidspunktet, i tråd med IPCC-direktivet og forurensningsloven. I våre beregninger legger vi kapasitet fra konsesjonssøknad til grunn som hovedprinsipp.

Statnetts analyser viser at Fræna er en god lokalisering for ny kraftproduksjon. Industrikraft Møres planlagte gasskraftverk ligger på en egnet industritomt kun knappe to kilometer fra Fræna transformatorstasjon, med innmatning på sentralnettet (420 kV). Videre gir underdekningen i området et stort behov for innmating av kraft med lang brukstid (over 8 000 timer). Det er også en fordel med geografisk nærhet til gasstilførsel fra Ormen Lange.

I mars 2008 vedtok NVE å ikke gi konsesjon for gasskraftverket på Elnesvågen. I NVEs begrunnelse for avslaget ble det lagt vekt på at Regjeringen ikke ønsker flere konvensjonelle gasskraftverk i Norge, et ønske som kan knyttes til hensynet om å ikke øke innenlandske CO<sub>2</sub>-utslipp. Industrikraft Møres forutsetning om at et eventuelt rense- og fangstanlegg må støttes av staten ble dermed ikke godtatt. Industrikraft Møre har nå sendt anket på avslaget til NVE, som høsten 2008 har sendt klagen og sin egen opprettholdelse av vedtak til OED. Den 19. november uttalte Statens forurensingstilsyn at tilsynet anbefaler Miljøverndepartementet å kreve CO<sub>2</sub>-håndtering ved kraftverket på Elnesvågen. Bakgrunnen for utsagnet er at SFT mener det er uheldig å etablere en stor ny utslippskilde for CO<sub>2</sub> i en situasjon der den norske regjering har høye mål for nasjonale utslippsreduksjoner, uten å ha på plass virkemidler som gir tilstrekkelige incentiver til å begrense utslippene. OED skal behandle klagen som siste instans.

### **Antatte om kostnader ved investering i gasskraftverk**

Kostnadsanslagene for gasskraftverket på Elnesvågen er hentet fra konsesjonssøknaden og konsesjonsavslaget fra NVE. Investeringskostnaden består av bygging av gasskraftverket (to milliarder kroner), investering i gassrør og tilknytning (91 millioner kroner), investering i nettilknytning (130 millioner kroner), investering i NO<sub>x</sub>-renseanlegg (100 millioner kroner) samt renter i byggeperioden (to år). Legger man til grunn en kapasitet på 420 MW vil dette tilsvare 5,5 millioner kroner/MW. De årlige kapitalkostnadene, faste driftskostnader inkludert, for gassverket blir om lag 850 kroner/kW/år med forutsetning som tidligere nevnt om 25 års levetid og åtte prosent avkastningskrav. Med antatt driftstid på 8000 timer/år tilsvarer dette ca. 11 øre/kWh.

Gassprisen er den største komponenten av de totale kostnadene for et gasskraftverk, spesielt i situasjoner med høye gasspriser. Gassprisen er gjennomsnittet av månedspriser fra Troll-Emden fra januar til oktober 2008 på 234 øre/Sm<sup>3</sup>. Dette gir en gasspris justert for en effektivitetsgrad på 58 prosent på om lag 38 øre/kWh, som tidligere oppgitt i kapittel 1.2. CO<sub>2</sub>-prisen er basert på gjennomsnittet av spotpriser fra januar til oktober 2008 som tilsvarer rundt 24 € per tonn CO<sub>2</sub>. Dette gir en enhetspris på nesten syv øre/kWh. Med ikke-energirelaterte variable driftskostnader på ca fire øre/kWh blir dermed de totale kostnadene for gasskraftverket på Elnesvågen om lag 60 øre/kWh.

Det knytter seg usikkerhet til kostnadsanslag for et nytt gasskraftverk. Kapital-kostnadsestimatet fra konsesjonen ligger på omtrent 690 €/kW dersom gassrør og tilknytning tas med. Dette tallet ligger lavere enn dagens anslag på 750 €/kW, som gjenspeiler økt etterspørsel etter, og dermed høyere priser på, kraftverktstyr. Høy utstyrsetterspørsel sammen med høye priser på stål og jern kan til dels tilskrives en periode med økonomisk høykonjunktur. Denne høykonjunkturen har avtatt i andre halvdel av 2008, og fallende stålpriser samt avtagende etterspørsel etter utstyr på sikt, vil med noe sannsynlighet trekke dagens kapitalkostnader nedover igjen. Europeisk kapasitetsøkning er likevel en robust antagelse, som igjen taler for at prisene på utstyr vil kunne holde seg høye. For å illustrere usikkerheten har vi lagt til en oppside og nedside på kapitalkostnadene med 10 prosent i forhold til kostnadsanslaget i

konsesjonssøknaden noe som gir utslag på kapitalkostnaden for anlegget på pluss/minus ett øre/kWh.

En annen usikkerhet knyttet til kostnadene ved et gasskraftverk er selve brenselprisen, som utgjør en betydelig større kostnadskomponent enn kapitalkostnaden. Dagens gasspris på over 200 øre/Sm<sup>3</sup> er rekordhøy, og gjenspeiler den høye oljeprisen i 2008, ettersom gasspriser for kraftprodusenter i dag er oljeindekserte. Imidlertid har vi i perioden september til november sett stadig fallende oljepriser, til under 50 dollar per fat i desember. Dersom oljeprisene ikke tar seg opp på sikt, tyder dette dermed på at også gassprisene vil falle betydelig fra dagens nivå. I tillegg er det flere tegn som kan tyde på at gassprisene i mindre grad vil være knyttet til oljeprisene fremover. Dette henger sammen med investeringer i både kapasitet for tradisjonelle leveranser av rørgass og for mottak av LNG. Både økt tilgang på gass og flere leverandører tilsier at sannsynligheten for gass-til-gass-konkurranse øker. Gass-til-gass-konkurranse vil antagelig gi lavere gasspriser enn oljeindeksering og dermed gi et ytterligere press nedover på gassprisen. På den andre siden er det mulig at utviklingen på gassmarkedet går i retning av et marked der det ikke blir full gass-til-gass-konkurranse, men en mer oligopolistisk prissetting (konsentrert marked). I et slikt marked vil den marginale markedsverdien av gass bestemmes av verdien i kraftproduksjon. Dermed avhenger gassprisen av kullprisen og kvoteprisen på CO<sub>2</sub>. Fallet i oljeprisen samt muligheten for at gasspriser ikke lenger vil være knyttet til oljepriser fører til at nedsiden av gassprisen vil være større enn oppsiden. Vi har derfor vurdert nedsiden av gassprisen til å ligge 40 øre/Sm<sup>3</sup> under dagens gasspris, mens oppsiden anslås til 20 øre/Sm<sup>3</sup> over dagens gasspris. Prisen på gass justert for effektivitetsgrad forventes dermed å ligge et sted mellom 31 øre/kWh og 42 øre/kWh.

Et gasskraftverk uten CO<sub>2</sub>-rensing vil også måtte betale for utslipp. Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter har i snitt i 2008 ligget i overkant av 20 € per tonn CO<sub>2</sub>. Forventningene til kvotemarkedet etter 2012 spiller imidlertid en stor rolle for prisene, siden kvoter kan spares til fremtidige perioder. Ny informasjon og utviklingen i de internasjonale klimaforhandlingene vil antagelig endre prisforventningene. En stram internasjonal avtale med bred tilslutning kan gi høyere priser. Dersom forhandlingene mislykkes, blir EU alene om å videreføre kvotehandelen, og det kan både gi høyere og lavere priser. Dersom man skal få på plass en internasjonal avtale, tror vi imidlertid det må gis relativt sjenerøse utslippstak – og betydelig fleksibilitet – i en første periode, som isolert sett vil tale for lavere CO<sub>2</sub>-priser. Vi har med dette som grunnlag lagt til en oppside og nedside på fem € per tonn CO<sub>2</sub>. Dette tilsvarer en CO<sub>2</sub>-pris mellom ca. fem og åtte øre/kWh.

I sum antar vi altså at kostnadene for et konvensjonelt gasskraftverk uten rensing kan ligge i intervallet 50 øre/kWh til 66 øre/kWh.

### **Antatte kostnader ved investering i rense- og transportanlegg**

Investering i rense- og transportanlegg vil utgjøre en betydelig merkostnad ved gasskraftverket i Elnesvågen. Vi antar parallell utbygging av gasskraftverk og rensesanlegg. Det er viktig å påpeke at storskala rensing, fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> fra et kraftverk ennå ikke er utprøvd i større kommersiell skala, og at alle kostnadsanslag dermed inneholder en betydelig grad av usikkerhet.

Våre kostnadsanslag på rense- og fangstanlegg er basert på tall fra Kårstø-rapporten til NVE (2006). Fangstanlegget ble anslått til å kreve om lag 3,5 milliarder kroner i investeringer. Ifølge arbeid utført av Econ Pöyry i etterkant av Kårstø-rapporten er det



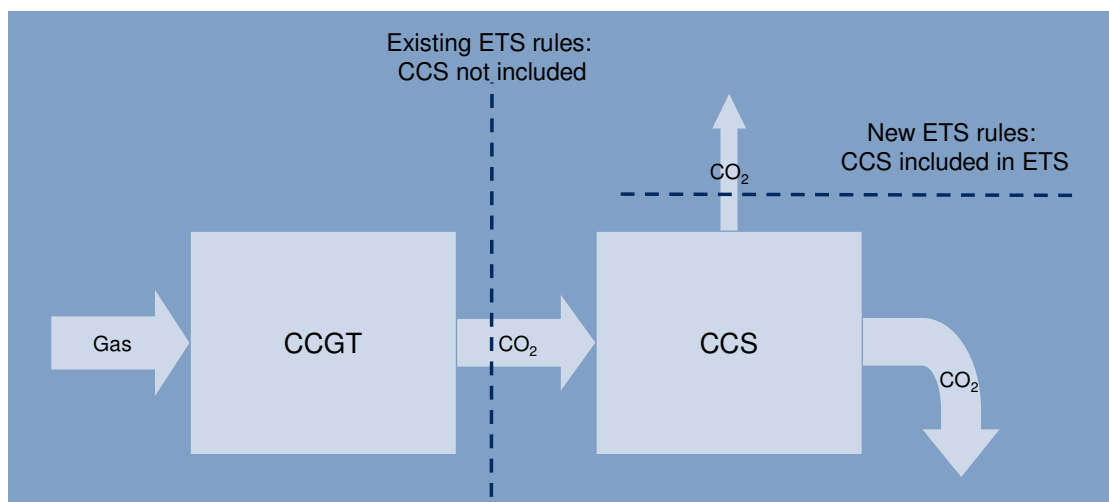
derimot grunnlag for å tro at kostnaden har økt siden Kårstø-rapporten ble publisert. Econ Pöyry anslår at investeringskostnaden for rense- og fangstanlegget ligger på omtrent fem milliarder kroner. Med forutsetning om 25 års levetid og 8000 brukstimer ligger dermed kapital- og driftskostnader (utenom energikostnader) på 22,5 øre/kWh hvorav 1,5 øre/kWh er årlige variable driftskostnader. Samtaler med Gassnova har gitt grunnlag for å tro at også dette er et noe lavt anslag.

Når det gjelder transportløsningen med rør og lagring har Industrikraft Møre vurdert en rørledningstransport med deponering i en antatt struktur 80 km fra Mørekysten til en total kostnad på om lag 2,5 milliarder kroner. Kostnaden for transport og lagring blir dermed 9 øre/kWh, inkludert anslaget for faste driftskostnader fra Kårstø-rapporten til NVE (2006).

En betydelig kostnadskomponent for rensenanlegget vil også være energikostnadene, i form av elektrisitet og damp som inngår i rense- og fangstprosessen. Vi har lagt inn denne kostnaden som en reduksjon i virkningsgraden i kraftverket, ettersom vi antar at kraftverket vil forsyne rense- og fangstanlegget med både elektrisitet og damp. Vi har nedjustert virkningsgraden med 10 prosent, noe som gir en gasspris på ca. 46 øre/kWh, justert for effektivitetsgrad.

Det er ikke realistisk å forvente at verken gasskraftverket på Elnesvågen kommer i drift før 2012, som igjen medfører at verken kraft- eller varmeanlegg kan forvente å få frikvoter. Gasskraftverket må dermed betale for CO<sub>2</sub>-utslipp. Med nye regler for CO<sub>2</sub>-kvoter gjeldende fra 2012 vil derimot gasskraftverket på Elnesvågen betale utslippskvoter kun for faktisk utslipp av CO<sub>2</sub>, altså ikke inkludert CO<sub>2</sub>-utslippet som renses og lagres (se Figur 2.4). Utslippet antas å bli redusert i forhold til et konvensjonelt gasskraftverk med omtrent 85 prosent.<sup>13</sup> Utslippskostnadene blir dermed på rundt ett øre/kWh.

Figur 2.4 Kostnadsskisse for gasskraftverk med og uten rensing



Når vi legger til kostnader for selve gasskraftanlegget (kapitalkostnadene og de variable ikke-energielaterte kostnadene for gasskraftverket på henholdsvis 11 øre/kWh og fire

<sup>13</sup> [http://www.ife.no/ife\\_nyheter/2007/IFE\\_nei\\_til\\_CO2-haandtering\\_pa\\_Kaarstoe?set\\_language=no&cl=no](http://www.ife.no/ife_nyheter/2007/IFE_nei_til_CO2-haandtering_pa_Kaarstoe?set_language=no&cl=no)

øre/kWh) kommer vi opp i en total kostnad for et gasskraftverk på Elnesvågen med CO<sub>2</sub>-håndtering på om lag 95 øre/kWh.

Det knytter seg stor usikkerhet til kapitalkostnadene for et rense- og fangstanlegg ettersom det er umoden teknologi. Det er vanskelig å fastslå om alle kostnadselementer er tatt i betraktning. Dette kan tydelig eksemplifiseres ved CO<sub>2</sub>-prosjektet på Mongstad, hvor første trinn av utbyggingen nylig er blitt anslått til å koste sju ganger så mye som antatt i 2006 (DN, 28.11.2008)<sup>14</sup>. Med relativt ukjente kostnader samt en omfattende mulighet for en utbyggingsperiode preget av forsinkelser, har vi kun estimert en oppside på kapitalkostnadene. Vi legger til grunn at investeringskostnadene ved prosjektstart kan være 20 prosent høyere enn vårt oppjusterte estimat på fem milliarder kroner. Dette tilsvarer at kapitalkostnadene vil ligge på rundt 26 øre/kWh. Videre vil et rense- og fangstanlegg ha variable driftskostnader som er svært avhengige av brukstid for kraftverk og fangstanlegg noe som kan få konsekvenser for driftskostnadene. Vi har med bakgrunn av dette vurdert oppsiden av driftskostnadene til å ligge på ett øre/kWh over basisanslaget. De variable driftskostnadene kan derfor bli 2,5 øre/kWh.

Også når det gjelder transport og lagring av CO<sub>2</sub> er dagens kostnadsestimater svært usikre. Årsaken til dette er i hovedsak at det finnes relativt lite erfaring med storskala transport av CO<sub>2</sub> i rør. Det fraktes riktignok CO<sub>2</sub> i rør til havs på Snøhvit-feltet, men fremdeles finnes ingen internasjonale standarder for CO<sub>2</sub>-transport i rør. CO<sub>2</sub>-transporten fra Fræna vil videre være mer komplisert enn frakten fra Snøhvit ettersom CO<sub>2</sub>-gassen vil måtte fraktes over større avstander. Som estimat på en oppside for transport og lagring av CO<sub>2</sub> har vi valgt å bruke kostnadsanslaget for en alternativ deponiløsning utredet av IKM. Denne løsningen innebærer en rørledningstransport direkte til Johansen-formasjonen i Troll-området vest for Mongstad, som også er et mulig lagringssted for CO<sub>2</sub> fra Kårstø. Avstanden mellom Elnesvågen og Johansen-formasjonen er om lag 350 km. Å utvikle denne løsningen er anslått av IKM å ha en investeringskostnad på 2,7 milliarder kroner for en kapasitet på en million tonn CO<sub>2</sub> per år. Dette gir en kostnad på 10 øre/kWh, inkludert driftskostnader.<sup>15</sup>

Gitt disse vurderingene vil kostnadsintervallet for CO<sub>2</sub>-håndtering være på 85 øre/kWh til 106 øre/kWh, inkludert kostnadene for gasskraftverket og samme anslag for oppside og nedside for gasspris og CO<sub>2</sub>-pris, det vil si et utslag på energikostnader på 39 til 51 øre/kWh.

## 2.1.4 Biobaserte kraftvarmeverk

Industrikraft Midt-Norge annonserte oktober 2006 et nytt konsept for gasskraftverket på Skogn, med biokraft fra Norske Skog Skogn. I de nye planene inngikk et gasskraftverk på 420 MW, i stedet for 800 MW som opprinnelig planlagt. Konseptet nå lagt på is av Norske Skog.

Likevel gjenstår muligheten for Norske Skog å utvikle det eksisterende bioanlegget. Begrunnelsen for utvidelsen av biokapasiteten er den planlagte tilsettingen av fyllstoff i

---

<sup>14</sup> [http://www.dn.no/sokeverktøy/fast/?form\\_searchType=article&q=mongstad](http://www.dn.no/sokeverktøy/fast/?form_searchType=article&q=mongstad)

<sup>15</sup> Kostnadene for transport og lagring for de to ulike alternativene (Elnesvågen 80 km og Johansen-formasjonen 320 km) på henholdsvis 9 øre/kWh og 10 øre/kWh er regnet ut fra investeringskostnadene alene. Dersom variable driftskostnader legges til grunn vil trolig forskjellen bli større, men vi hadde ikke tilstrekkelige opplysninger til å inkludere andre komponenter enn investeringskostnaden.

produksjonen av papirmasse. Dette medfører en endring i produksjonen og produksjonsvilkårene. Bruken av termomekanisk masse i produksjonen vil dermed utfases, noe som vil redusere gjenvinningsvarmen i anlegget. Fabrikkanlegget i Skogn har allerede Norges største bioenergianlegg og har tilgang på store mengder biobrensel. Eksisterende anlegg består av to høytrykkskjeler på 35 og 50 MW, og har en dampturbin på 10 MW. Anlegget har i dag litt over 50 prosent utnyttelse og produserer 350 GWh varme og 45 GWh elektrisk kraft. Et tiltak som er blitt lansert av Norske Skog er å installere enda en turbin (12 MW kondens) og utnytte ledig kjelkapasitet. Dette alene vil gi ca 100 GWh ekstra elkraft ved 8000 timers brukstid. Vi antar at tiltaket kan installeres etter 2010. Vi anslår kostnadene for en slik turbin til ca. 30 øre/kWh, basert på en investeringskostnad for turbinen på to millioner kroner/MW, samt ikke-energirelaterte variable kostnader på rundt syv øre/kWh. Prisen på biomasse er anslått til å ligge rundt 20 øre/kWh.<sup>16</sup>

En vesentlig usikkerhet hva gjelder kostnadsanslagene for biokraft er investeringskostnadene. Dette bunner i at utstyr til biofyrte kraft/varmeverk leveres av relativt få aktører, som i dag har en mye sterkere markedsposisjon enn leverandører av turbiner til konvensjonelle kraftverk. Derfor vurderer vi investeringskostnaden til å ha en ren oppside på 50 øre/MW. Brenselsprisene er også heftet med usikkerhet, selv om Norske Skog Skogn generelt vil ha god tilgang på forholdsvis rimelig brensel. Vi anslår brenselkostnadene til å variere mellom 17 øre/kWh og 23 øre/kWh, basert på anslag fra NVE. Dermed kan de totale kostnader for utvidelsen av biokapasiteten på Skogn ligge mellom 27 øre/kWh og 34 øre/kWh.

### **2.1.5 Økt fjernvarmeutbygging**

Sammenlignet med fjernvarmeutbygging i andre nordiske land og relativt til andre energikilder i Norge, er fjernvarme ikke i særlig stor grad utbygd i Norge. Ifølge tall fra SSB<sup>17</sup> ble det netto produsert litt i overkant av tre TWh fjernvarme i Norge i 2007. Produksjonen av fjernvarme har doblet seg på ti år. Per i dag produseres det lite elektrisitet fra kombinerte varmekraftverk basert på biomasse som brensel.

Vi legger til grunn at en økt utbygging av fjernvarme i hovedsak vil føre til en substitusjonsvirkning på kraftmarkedet ved at deler av varmeetterspørselen som i dag blir forsynt fra kraftmarkedet kan gå over fra elektrisitet til fjernvarme. Vi forventer i mindre grad at økt fjernvarme vil ha en direkte effekt ved også økt elektrisitetsproduksjon.

#### **Status fjernvarme**

Det finnes i underkant av 10 registrerte fjernvarmekonsesjonærer i Midt-Norge, med en installert kapasitet på nær 500 MW. Den dominerende fjernvarmeaktøren i regionen er Trondheim fjernvarme og deres anlegg i Trondheim med 300 MW installert effekt og en produksjon i 2006 på 450 GWh varme.

---

<sup>16</sup> Investeringskostnaden er basert på anslag fra fornybar.no, mens de variable kostnadene er hentet fra NVEs håndbok "Kostnader ved Produksjon av Kraft og Varme" (2007).

<sup>17</sup> <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/fjernvarme/tab-2008-09-18-01.html>

*Tabell 2.4 Eksisterende fjernvarmekonsesjonærer i Midt-Norge*

<i>Lokalisering</i>	<i>Fylke</i>	<i>Installert effekt (MW)</i>
ULSTEINVIK	MØRE OG ROMSDAL	8
SUNNDALSØRA	MØRE OG ROMSDAL	44
ÅLESUND	MØRE OG ROMSDAL	72
ÅRØ	MØRE OG ROMSDAL	8
AVERØY	MØRE OG ROMSDAL	20
TRONDHEIM	SØR-TRØNDELAG	298
KLÆBU	SØR-TRØNDELAG	7
ORKDAL	SØR-TRØNDELAG	12
NAMSOS	NORD-TRØNDELAG	32
LEVANGER	NORD-TRØNDELAG	20
STEINKJER (konsesjon okt. 2008)	NORD-TRØNDELAG	26

Kilde: NVE

NVE har gitt Bio Varme AS konsesjon for bygging og drift av et fjernvarmeanlegg i Steinkjer kommune, Nord-Trøndelag fylke. Samtidig avslår NVE søknaden til Nord Energi AS. Fjernvarmeanlegget til Bio Varme AS vil kunne levere 20 GWh varmeenergi og åtte GWh damp per år i 2015.

### **Mulig ny fjernvarme**

Det er registrert konsesjonssøknader på fjernvarme hos NVE i Kristiansund, Molde, Oppdal, Stjørdal og Værnes. På flere av lokaliseringene er det flere søkere til samme geografiske område.

*Tabell 2.5 Konsesjonssøkte fjernvarmeprosjekter i Midt-Norge*

<i>Lokalisering</i>	<i>Fylke</i>	<i>Installert effekt (MW)</i>
KRISTIANSUND	MØRE OG ROMSDAL	27
KRISTIANSUND	MØRE OG ROMSDAL	18,5
KRISTIANSUND	MØRE OG ROMSDAL	26
MOLDE SENTRUM	MØRE OG ROMSDAL	29
OPPDAL	SØR-TRØNDELAG	9
OPPDAL	SØR-TRØNDELAG	9
OPPDAL	SØR-TRØNDELAG	11,8
STJØRDAL	NORD-TRØNDELAG	21
VÆRNES OG STJØRDAL	NORD-TRØNDELAG	12,5

Kilde: NVE

De konsesjonssøkte fjernvarmeprosjektene er søkt i overlappende geografiske områder. Dersom det blir bygget ut fjernvarmeanlegg i Kristiansund, Molde, Oppdal, Stjørdal og Værnes, vil det kunne medføre en fjernvarmeutbygging på opp mot 100 MW i regionen.

Trolig vil kapasiteten i nye anlegg være overdimensjonert for de første årene i drift, og ikke bli fullt utnyttet før etter fem til 10 år. På den andre siden finnes det utvidelsesmuligheter i eksisterende anlegg, hvor den mest sannsynlige og største økningen er i

Trondheim hvor avfallskapasiteten ble økt i fjor og hvor det sannsynligvis er uutnyttet kapasitet.

Det er altså usikkert hva som vil bli realisert av ny fjernvarmeproduksjon i regionen frem mot 2020. For å illustrere mulig økning i levert fjernvarme fra eksisterende og nye anlegg i årene fremover legger vi inn en økning på 300 GWh til 2015 og ytterligere 300 frem til 2020.

### **Antakelser om kostnader ved investering i fjernvarme**

Vi har tatt utgangspunkt i kostnader for fjernvarmeanlegg hentet fra ulike kilder. Pöyry Finland oppgir investeringskostnader på om lag 75 millioner for et effektivt fjernvarmeanlegg på 25 MW og en driftstid på 3000 timer. Legger vi disse kostnadene, samt vårt avkastningskrav på åtte prosent og 20 års levetid til grunn, får vi kapitalkostnader for anlegget på ca. 10 øre/kWh. I Istads konsesjonssøknad for fjernvarmeanlegg i Molde (Istad, 2008) oppgis investeringskostnader til varmesentralen, grøfter, rør og kundesentraler til 98 millioner kroner. Legger vi til grunn at anlegget er 14 MW og driftstiden lavere enn i det finske tilfellet (ca. 1800 timer i konsesjonssøknaden til Istad), kan kapitalkostnadene for anlegget komme opp i om lag 40 øre/kWh. De totale drifts- og vedlikeholdskostnadene inkludert brenselskostnader er på om lag 30 øre/kWh, basert på opplysninger fra Istad (2008). I sum gir dette at den totale kostnaden for ny fjernvarme kan ligge i intervallet 40 til 70 øre/kWh.

### **2.1.6 Energieffektiviseringstiltak i industrien og i alminnelig forbruk**

Midt-Norge er en region med relativt mye kraftintensiv industri. Spesielt i Møre- og Romsdal utgjør elektrisitetsforbruket til kraftintensiv industri en relativt høy andel. Hvis man legger sammen forbruket for de største installasjonene – Hydro Aluminium Sunndal, Hustadmarmor, Ormen Lange og Tjeldbergodden – utgjør kraftforbruket ca. 6,5 TWh, drøye 60 prosent av det totale forbruket i fylket. I Trøndelags-fylkene har Norske Skog Skogn, Fesil Metall Holla og Elkem Thamshavn et elektrisitetsforbruk på totalt tre TWh. Industrien i Midt-Norge bruker altså rundt 10 TWh per år. Alminnelig forsyning ligger også på rundt 10 TWh per år, som gir et totalt årlig elektrisitetsforbruk på 20 TWh i regionen, som tidligere vist i kapittel 1.

Ifølge kraftsystemutredningene for Møre og Romsdal (Istad Nett, 2008), Sør Trøndelag (TrønderEnergi Nett, 2008) og Nord-Trøndelag (Nord-Trøndelag elektrisitetsverk, 2008) vil det skje en ytterligere forbruksvekst i perioden på nær 3,5 TWh, hvorav én TWh økning vil skje i alminnelig forsyning, og resten vil komme fra industrien. Vi forutsetter at næringsstrukturen opprettholdes, og legger derfor anslagene fra kraftsystemutredningene som utgangspunkt.

### **Energieffektivisering i alminnelig forsyning**

Som et eksempel på et energieffektiviseringstiltak innen alminnelig forsyning legger vi til grunn et potensial for økt bruk av varmpumper. Varmepumper kan redusere elektrisitetsforbruk til oppvarming til nærmere en tredjedel. Hvis vi tar som eksempel at halvparten av alle uttakspunkter innen alminnelige forsyning installerer en varmpumpe innen 2020, kan dette dermed redusere elektrisitetsforbruket med ca. 930 GWh i året, basert på dagens forbrukstall. I våre anslag i kapittel tre legges energieffektiviseringstiltaket inn med lineær vekst fra i dag og frem mot 2020. Anslaget på energieffektivisering er kun ment som illustrasjon på mulig tiltak.

Vi antar at gjennomsnittsprisen for en varmpumpe ligger på rundt 15 000 kroner, og at de har en levetid på 15 år. Om vi antar at en gjennomsnittlig husholdning med forbruk på 20 000 kWh per år bruker rundt ca 40 prosent, eller 7500 kWh, i året på oppvarming, blir kapitalkostnaden per år på ca. 20 øre/kWh. En varmpumpe vil redusere elektrisitetsforbruk til oppvarming med om lag 5 000 kWh per år. Dersom vi legger til grunn en sluttbrukerpris for elektrisitet på 80 øre/kWh vil dette gi en energi-effektiviseringskostnad på om lag 75 øre/kWh.

### **Energieffektivisering i industrien**

Effektiviseringspotensialet i industrien er svært begrenset, ettersom de største installasjonene allerede driver svært effektivt. Econ Pöyry har vært i kontakt med alle de største selskapene i regionen og fått vite at produksjonsprognosene avgjør det fremtidige elektrisitetsforbruket og at forbruksprognosene i kraftsystemutredningene er gjeldende. Disse prognosene danner basis for beskrivelsen av forventet forbruksvekst i kapittel en.

Norske Skog Skogn har derimot et prosjekt som blant annet skal bidra til å redusere kraftforbruket til fabrikkens raffinører. Raffinører har som oppgave å mekanisk frigjøre fiber fra flis som videre inngår i produksjonen av papirmasse. Dette prosjektet vil alene gi en besparelse på 250 GWh per år når det er gjennomført, ifølge Enova. Enova støtter prosjektet med 50 millioner kroner, mens bedriften selv investerer nærmere 300 millioner kroner. Enova antyder at enhetskostnadene er i størrelsesorden ca. 100 øre/kWh.

## **2.2 Tiltak som kan forverre kraftbalansen i Midt-Norge**

Vi har i basisscenariet lagt inn en forbruksvekst i alminnelig forsyning samt eksisterende virksomhet innen industri og petroleumssektoren. Vi kan ikke utelukke en høyere vekst i kraftforbruket enn dette, for eksempel som følge av etableringer av nytt storskala forbruk. Det mest aktuelle synes å være økt bruk av kraft fra land til petroleumsvirksomhet i Norskehavet.

### **Økt elektrifisering av sokkelen**

Ifølge Unitech/Raconsult (2007) vil en delvis elektrifisering av installasjonene i Norskehavet utenfor Midt-Norge medføre et effektbehov for kraft fra land på 160 MW<sup>18</sup>, det vil si et kraftforbruk på om lag én TWh.

Gassfeltene Onyx, Victoria, Marulk og Luva er påvist på midtnorsk sokkel. Feltene er i en tidlig planleggingsfase. Gassfeltene kan bli utbygget før 2020, men utbygging er beheftet med stor usikkerhet. Kraftbehovet til disse feltene og tilhørende installasjoner er grovt anslått til om lag 200 MW eller 1,5 TWh/år. Forsyning fra land vil øke underskuddet og vil bare kunne gjøres dersom ny kraftproduksjon bygges i regionen.

Ifølge Statnetts nettutviklingsplan (2008) vil elektrifisering av installasjoner i norskehavet bli ilandført på Tjeldbergodden og føre til behov for ny 420 kV ledning mellom Tjeldbergodden og Trollheim. En slik ledning vil kreve investeringer på 240 millioner

---

<sup>18</sup> Helelektrifisering vil medføre et effektbehov på 280 MW. Helelektrifisering innebærer at alle energikrevende prosesser elektrifiseres, inklusive direktedrevne kompressorer, mens delelektrifisering bare omfatter de minst effektive prosessene, hovedsakelig generering av kraft i gassturbiner på plattformene. Helelektrifisering regnes normalt for å være uforholdsmessig dyrt (jf. NVE et al., 2007).

kroner.<sup>19</sup> Statnett anslår imidlertid at elektrifisering av oljeinstallasjoner i Norskehavet ikke blir aktuelt før tidligst 2020.

## 2.3 Nyttevirkninger av tiltak

Nyttevirkningene av tiltak er ikke vurdert kvantitativt i denne rapporten. Vi beskriver her kun kort de viktigste samfunnsøkonomiske nyttevirkningene av ulike tiltak samt systemvirkningene av forskjellige tiltak, herunder regulerbarheten og forutsigbarheten ved forskjellige typer kraftproduksjon.

### 2.3.1 Mulige samfunnsøkonomisk nyttevirkninger av tiltak

Den samfunnsøkonomiske verdien av ny kraft eller lavere kraftforbruk er i utgangspunktet lik kraftprisen pluss marginale nettkostnader (marginaltap).

#### Reduserte flaskehalskostnader

Flaskehalskostnader blir beregnet ut fra områdeprisforskjeller. Uten ny overføringskapasitet eller ny kraftproduksjon i betydelig omfang, og gitt dagens forbruk av kraft i regionen, vil Midt-Norge få vesentlig høyere priser enn resten av Norge og Norden i framtiden, jf. Statnett (2007), hvor den samfunnsøkonomiske verdien av å fjerne flaskehalsene inn til Midt-Norge er beregnet til 1,175 milliarder kroner. Dersom investeringer i ny (storskala) produksjon i Midt-Norge medfører lavere områdepriser, vil det imidlertid være en gevinst som tilfaller forbrukerne i Midt-Norge og ikke produsentene.

#### Reduserte tap i nettet

I regioner med stor forskjell mellom produksjon og forbruk, vil det være høyere tap i nettet enn i områder med kraftmessig balanse. I Midt-Norge er det underskudd på kraft. For å reflektere denne kostnaden for samfunnet og sende et signal til markedet, blir det beregnet marginaltapssatser i hvert sentralnettspunkt, som blir reflektert i innmatingstariffen. Innmatingstariffen består av to ledd. *Energiledet* vil variere med marginaltapssatsene i innmatingspunktet. Marginaltapssatsene for innmating av kraft er positiv i underskuddsområder for kraft og negativ i overskuddsområder for kraft. Statnett har bestemt at marginaltapssatsen ikke kan overstige 10 prosent. *Fastleddet* er en fast avgift på 0,5 øre/kWh per kWh kraft matet inn i nettet. I spesielt definerte områder i Norge gir Statnett et ytterligere incentiv til realisering av ny produksjon, ved at fastleddet for innmatingstariffen kun skal være 0,1 øre/kWh (den såkalte innfasingstariffen). Dette har i de seneste årene vært gjeldende i Midt-Norge og Bergensområdet, som er de to områdene med størst underskudd på kraft. I sum må altså en produsent betale en innmatingstariff til nettselskapet dersom summen av energiledet og fastleddet er større enn null, og motsatt, produsenter får betalt for å mate inn i nettet dersom summen av energiledet og fastleddet er mindre enn null.

I Statnetts konsesjonssøknad for Ørskog-Fardal er verdien av reduserte overføringstap som følge av den nye linjen beregnet til 552 millioner kroner.<sup>20</sup>

---

<sup>19</sup> Beregningen er noen år gammel.

<sup>20</sup> Ørskog-Fardal-forbindelsen har også betydelige nyttevirkninger i Sogn og Fjordane, blant annet ved å legge til rette for økt utbygging av kraftproduksjon og et generelt sterkere sentralnett i regionen, men disse er ikke tallfestet i konsesjonssøknaden.

Ulempen for den aktøren som etablerer ny, storskala produksjon i Midt-Norge, er at marginaltapssatsen blir redusert, og kan forsvinne helt når anlegget kommer i produksjon. Denne delen av nytte for samfunnet er altså noe forbrukerne i regionen kan nyte godt av, ved at de kan betale et lavere energiledd, og ikke eierne av det nye produksjonsanlegget.

### **Reduserte kostnader ved utfall**

Statnett har i sine beregninger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Ørskog-Fardal ikke inkludert reduserte tap ved utfall (Statnett, 2007). Det skyldes at Statnett har forutsatt at importkapasiteten inn til Midt-Norge er blitt begrenset for å unngå økt risiko for utfall. Begrunnelsen har vært at et utfall i Midt-Norge kan påvirke hele det nordiske kraftnettet og ha svært store samfunnsøkonomiske konsekvenser. Når nettet ikke vil bli kjørt med lavere sikkerhet i situasjoner med høy belastning, fører det til høyere flaskehalskostnader og høyere områdepriser i Midt-Norge, jf. diskusjonen av områdepriser ovenfor. Vi har derfor ikke informasjon om nyttevirkningen om reduserte kostnader ved utfall.

Tiltakene Statnett har gjennomført de senere årene, og som de er i ferd med å gjennomføre i nettet i Midt-Norge (SVC-anlegg, kondensatorbatterier, Nea-Järpstrømmen, reservekraftverk) kan tenkes å påvirke både risikoen for utfall og konsekvensene i forhold til Statnetts tidligere beregninger.

### **Sparte nettinvesteringer**

Ny kraftproduksjon kan medføre lavere investeringsbehov i sentralnettet, avhengig av lokalisering og omfang. Kombinasjonen av at det har vist seg vanskelig å få realisert tilstrekkelig med ny storskala kraftproduksjon i regionen og at planleggingen av Ørskog-Fardal-linjen i dag er kommet langt, gjør at Statnett ikke lenger ser på nettinvesteringer og ny storskala kraftproduksjon i Midt-Norge som alternative, men som komplementære tiltak.

På lavere nettnivåer vil utbygging av fjernvarme eller redusert kraftforbruk på visse vilkår medføre lavere nettinvesteringer. Det er imidlertid vanskelig å anslå denne virkningen på generelt grunnlag.<sup>21</sup>

## **2.3.2 Virkninger på kraftsystemet av forskjellige tiltak**

For å opprettholde den spenning som kreves i sentralnettet er det viktig å hele tiden ha balanse mellom produksjon og etterspørsel. Det er forskjeller mellom de ulike teknologiene som produserer kraft i hvor stor grad de raskt kan justere opp eller ned sin produksjon som respons på forbruksendringer.

- Vannkraft med magasinkapasitet muligheten for rask opp- og nedregulering av produksjonen, og produksjonen har en høy grad av forutsigbarhet på kort sikt i den forstand at produksjonsevnen i driftstimen er kjent på tidspunktet hvor det fysiske markedet klareres (12-36 timer før driftstimen). Vannkraft med lite eller uten magasinkapasitet (ofte småskala vannkraftproduksjon) har i mindre grad en slik reguleringsmulighet, og er også mindre forutsigbar på kort sikt.

---

<sup>21</sup> Den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme i et helhetlig perspektiv er drøftet i blant annet Dalen et al. (2007).



- Vindkraft produseres når det blåser, og vil kreve reservekapasitet for de perioder det ikke blåser. Vindkraft har en forventet produksjonsprofil som over året samsvarer godt med forbruksprofilen, spesielt i alminnelig forsyning (høyere vinterproduksjon). På den andre siden vil produksjonen være lite forutsigbar sammenlignet med andre teknologier på kort sikt, til tross for at verktøy for vindprognoser er i stadig utvikling.
- Gasskraft kan reguleres opp og ned relativt raskt (og brukes i betydelig utstrekning for slike formål i termiske kraftsystemer), men til høyere kostnader enn vannkraft. Til gjengjeld er produksjonen både forutsigbar og regulerbar.
- Fjernvarme har i utgangspunktet ingen direkte systemvirkninger, men bidrar til å gjøre etterspørselen etter kraft mindre fleksibel (ettersom oppvarmings- etterspørselen er mer prisfølsom). Den eksakte virkningen avhenger av hva slags oppvarmingsløsninger fjernvarmen erstatter (ren eloppvarming, kombinerte el- og oljekjeler etc.).

De forskjellige kraftproduksjonsteknologiene har altså visse forskjeller i systemvirkninger. Det vil kunne ha kostnader både for Statnett som systemansvarlig og for aktørene selv dersom de blir stilt overfor noen av systemkostnadene selv. På den andre siden vil det være mulig å redusere kostnadene for systemet dersom vannkraft, vindkraft og eventuelt gasskraft kan samspille optimalt. Det avhenger i sin tur av virkemiddelbruken med hensyn til flaskehalshåndtering og organiseringen av regulerkraftmarkedet.

### 3 Tiltakskostnadskurve for Midt-Norge

På bakgrunn av de potensialene innenfor de ulike teknologier som vil være tilgjengelig på ulike tidspunkt i Midt-Norge, kombinert med kostnadsanslagene våre, illustrerer vi her noen kostnadskurver for situasjonen 2010, 2015 og 2020. Kostnadene som blir vist i figurene er illustrasjoner på investerings- og driftskostnader som investor vil stå ovenfor, uten hensyn til eventuelle subsidieelement. Det er altså ikke et uttrykk for de samfunnsøkonomiske kostnadene for tiltakene. Samfunnsøkonomiske kostnader blir kort drøftet i forhold til tiltak som er gjennomførbare i situasjon 2015 og 2020.

Potensielt volum av ny energi eller energisparing øker over tid, noe som generelt reflekter at flere prosjekter kan bli tilgjengelige. Det tar tid å realisere ulike prosjekter, blant annet ut i fra den tiden det tar å få konsesjon for prosjektet og selve utbyggingstiden. Realiseringstiden er både teknologi- og prosjektspesifikk. Vi viser til kapittel to for en grundigere gjennomgang av hvilke forutsetninger og vurderinger som ligger til grunn for de ulike mulige tiltakene.

Intervallene på kostnadssiden for teknologiene gjenspeiler et mulig utfallsrom for kostnadene som ulike tiltak innenfor en teknologi kan stå overfor. For eksempel vil en vindkraftparks plassering ut fra vindforhold, topografi, avstand til nettet, skog etc. ha stor betydning for de totale kostnadene. De totale kostnadene oppgis i faste 2008-kroner. Investeringskostnadene blir holdt fast på 2008-nivå. Brenselsprisen for gasskraft følger en forventet utvikling i gasspris. I tillegg vil kostnadsintervallet også være påvirket av våre forutsetninger om levetid, avkastningskrav, driftstid etc. som er oppgitt i kapittel en.

Vi viser til kapittel to for en grundigere beskrivelse av hva som ligger bak våre kostnadsanslag.

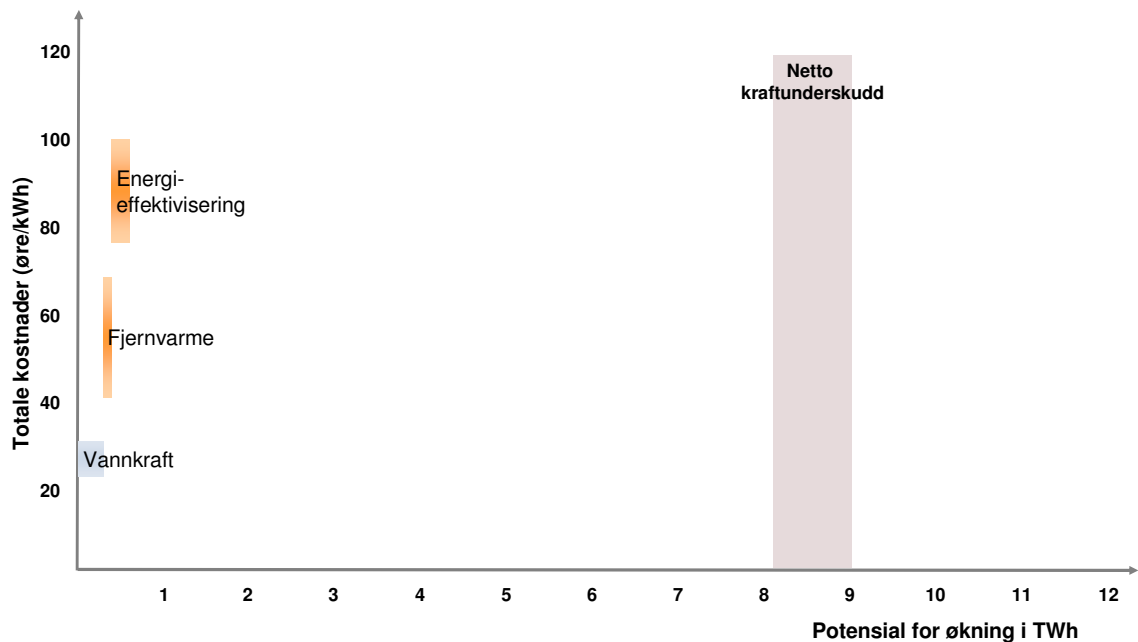
#### 3.1 Situasjon 2010

Innen 2010 antar vi at det i liten grad er tilgjengelig mulige investeringer som kan bedre netto kraftunderskudd i Midt-Norge. På grunn av realiseringstiden kan det verken påregnes investeringer i vindkraft- eller gasskraftverkprosjekter som kan bidra med produksjon innen 2010.

Mulige bidrag til bedret kraftbalanse i dette tidsperspektivet kan komme fra noe vannkraft, litt fjernvarme og noe energieffektivisering i alminnelig forsyning.

Netto kraftunderskudd i 2010 vil sannsynligvis ligge et sted mellom åtte og ni TWh. Statnetts anslag på importkapasitet til Midt-Norge i 2010, det vil si etter ferdigstilling av Nea-Järpstrømmen, er på maksimalt 12 TWh.

Figur 3.1 Illustrasjon av mulige tiltak i Midt-Norge, 2010



Kilde: Econ Pöyry

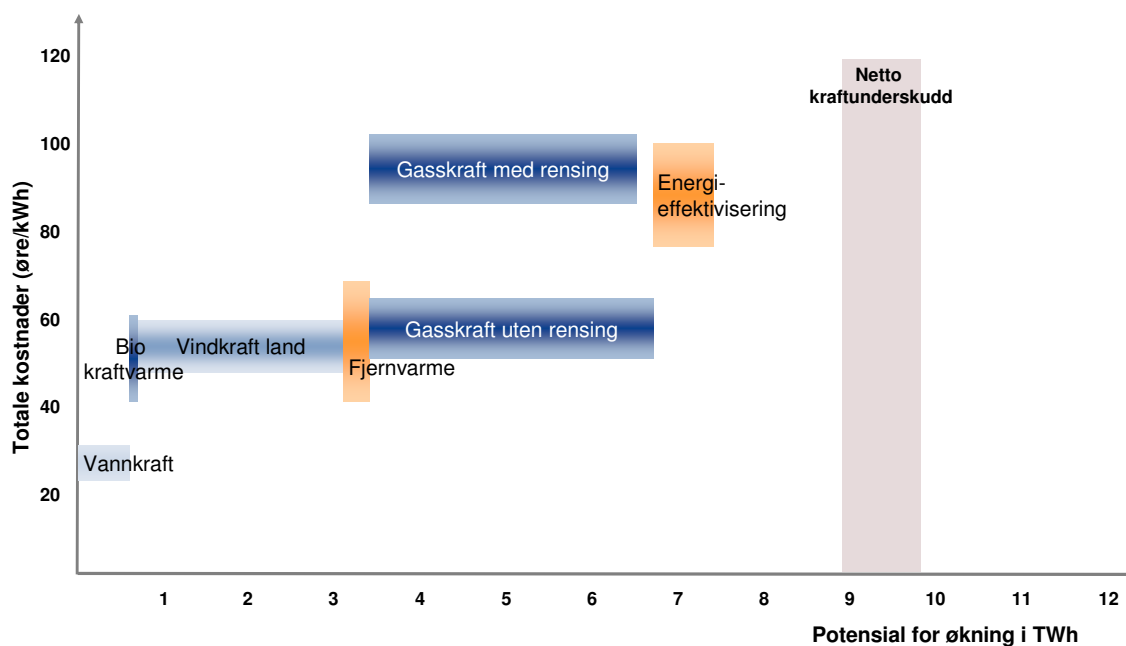
## 3.2 Situasjon 2015

Innen 2015 kan vi se for oss at det kan være mulig å få realisert ny produksjon i regionen innenfor også vindkraft på land og gasskraft. Det kan også være mulig å få realisert vindkraft til havs innen 2015, men vi antar at ulike prosesser i forhold til å få på plass nødvendige tillatelser og kommersiell løsning, vil være såpass tidkrevende at vindkraft til havs ikke vil være i produksjon innen 2015.

Vi antar at med en høy investeringstakt, så kan det realiseres prosjekter i størrelsesorden syv til åtte TWh innen 2015. Det vil si at området fremdeles vil ha et kraftunderskudd, men mye mindre enn i dag.

I tillegg anslår Statnett at importkapasiteten inn til Midt-Norge kan økes til maksimalt 16 TWh/år, dersom den konsesjonssøkte Ørskog-Fardal-linjen realiseres.

Figur 3.2 Illustrasjon av mulige tiltak i Midt-Norge, 2015



Kilde: Econ Pöyry

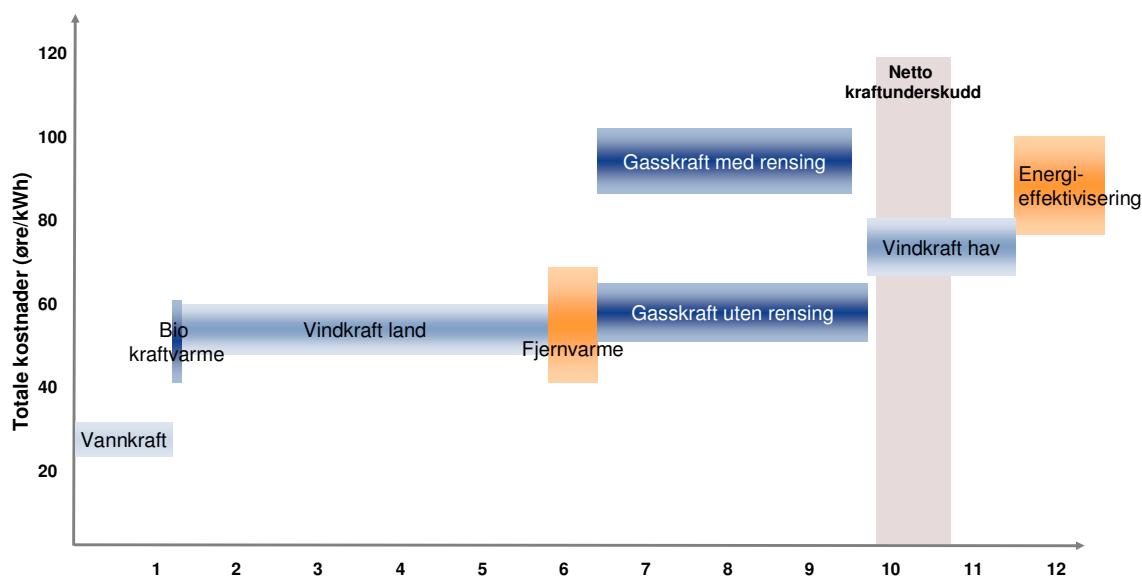
De store nye produksjonsenhetene, som store mengder ny vindkraft på Fosen eller gasskraftverk på Fræna, vil ha samfunnsøkonomiske kostnader og nytteeffekter som ikke vises i diagrammet ovenfor. Kostnadene knytter seg i første rekke til eventuelle nettkostnader utover de nettkostnader som blir lagt på utbyggerne. På nyttesiden vil større nye produksjonsanlegg bidra til reduserte tap i nettet og dermed redusert marginaltapsledd som kommer forbrukerne i regionen til gode. Dersom Statnett gjeninnfører eget prisområde i Midt-Norge, kan realisering av nye produksjonsenheter også bidra til å redusere en eventuelt høyere regionspris. En slik nytteeffekt kommer også forbrukerne i regionen til gode.

### 3.3 Situasjon 2020

I forhold til situasjonen 2015 ser vi for oss at det innen 2020 kan investeres i ytterligere prosjekter innenfor vannkraft og vindkraft på land, samt at prosjekter innenfor havsbasert vindkraft kan realiseres. Ytterligere gasskraft er ikke lagt inn til 2020. Prosjekter innenfor energieffektivisering forutsetter en høy grad av omlegging av energibruk i alminnelig forsyning.

Dersom vi legger til grunn denne høye veksten i investeringer i ulike prosjekter frem mot 2020, er det mulig at Midt-Norge kan komme i kraftbalanse i 2020.

Figur 3.3 Illustrasjon av mulige tiltak i Midt-Norge, 2020



Kilde: Econ Pöyry

På samme måte som for tiltakene som kan bidra til å bedre netto kraftbalanse i 2015, vil også tiltakene som er lagt inn for 2020 ha samfunnsøkonomiske konsekvenser utover de kostnader som vises i figuren ovenfor. De største endringene fra 2015-situasjonen er økningen i vindkraft, hvor Snillfjordområdet og Havsul-prosjekter er lagt inn i potensialet. Begge tiltak vil sannsynligvis føre med seg nettmessige kostnader som går utover nettkostnader som belastes tiltakshaverne.

Vi vurderer ikke her størrelsen på den samfunnsøkonomiske nytten av tiltakene, men nytteeffektene er generelt størst ved realisering av den første enheten med ny storskala produksjon i et underskuddsområde. Dersom Midt-Norge etter 2015 nærmer seg kraftmessig balanse, så vil nye prosjekter realisert i perioden 2015-2020 ikke medføre tilsvarende samfunnsøkonomiske nyttegevinster.

## Litteratur

- Dalen, D.M., E.R. Moen og C. Riis (2007): *Regulering av fjernvarme*. Utredning for Olje- og energidepartementet, oktober 2007. CREAM – Center for Research in Economics and Management, Handelshøyskolen BI.
- Econ Pöyry (2008): *Mulig ny kraftproduksjon*. Econ Pöyry rapport 2008-046.
- Garrad Hassan (2008): *European Wind Farm Project Costs History and Projections 2008 Study*.
- Gjølberg, O. og T. Johnsen (2007): *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?* Notat, 12. desember 2007. Universitetet for miljø- og biovitenskap, Ås, og Norges Handelshøyskole, Bergen.
- Istad Nett (2008): *Hovedrapport – Kraftsystemutredning – Møre og Romsdal 2008*.
- Istad (2008): *Konsesjonssøknad for fjernvarmeanlegg i Molde*. Mai 2008.
- Nord-Trøndelag elektrisitetsverk (2008): *Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2008-2023* - Hovedrapport.
- NVE (2007a): *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. Håndbok. Redaktør: Knut Hofstad. Bidragsytere Norsk Energi, Kjetil Ryen, Kjell Erik Stensby.
- NVE (2007b): *Vindkraft - Produksjonsstatistikk for 2006*. Knut Hofstad.
- NVE (2006): *CO<sub>2</sub>-håndtering på Kårstø*. NVE-rapport 13-2006. Pål Tore Svendsen (red).
- NVE (2004): *Beregning av potensial for små kraftverk i Norge*. Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater. NVE-rapport 19-2004. Torodd Jensen (red.).
- Statnett (2008): *Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025*.
- Statnett (2007): *Konsesjonssøknad Ørskog-Fardal*.
- TrønderEnergi Nett (2008): *Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2008 – 2023* - Hovedrapport.
- Unitech/Raconsult (2007): *Elektrifisering av Norsk sokkel – Transmisjonssystem fra land og distribusjon til plattformer*.

## **Selskaper og offentlige aktører som er kontaktet**

Vi har vært i kontakt med følgende selskaper i løpet av prosessen med utarbeidelse av rapporten:

- Adapt
- Enova
- Gassnova
- Havsul
- Industrikraft Midt-Norge
- Istad Nett
- Norsk Hydro
- Norske Shell
- Norske Skog
- Olje- og energidepartementet
- Statnett
- StatoilHydro