

Rapport 2008-046

## **Mulig ny kraftproduksjon**

# Mulig ny kraftproduksjon

Utarbeidet for  
Energibedriftenes Landsforening

## **Innhold:**

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....	1
1   UNDERSØKELSEN .....	6
1.1   Bakgrunn og problemstilling .....	6
1.2   Metode .....	6
2   OMFANG AV INVESTERINGSPLANER I NORGE.....	8
2.1   Prosjekter på tegnebrettet.....	8
2.2   Fremtidig kraftbalanse .....	9
3   NY PRODUKSJON .....	11
3.1   Vannkraftanlegg.....	11
3.2   Vindkraftanlegg .....	13
3.3   Gasskraft-, kullkraft- og atomkraftanlegg .....	15
4   ÅRSAKER TIL AT NYE KRAFTPROSJEKT IKKE BLIR REALISERT .....	16
4.1   Vannkraft .....	16
4.2   Vindkraft på land .....	19
5   ÅRSAKER TIL AT NYE KRAFTPROSJEKT BLIR REALISERT .....	23
VEDLEGG 1:   SELSKAPSUTVALG .....	24

## Sammendrag og konklusjoner

### Resymé

*Norske kraftselskaper har omfattende planer for investeringer i ny kraftproduksjon. Vi kan forvente å se realisering av mellom 3 og 11 TWh ny vannkraftproduksjon i Norge de nærmeste årene. Om lag halvparten av dette volumet er betinget at den varslede støtten til vannkraftprosjekter introduseres. For vindkraft er det to prosjekter under bygging i Norge. Når disse er ferdigstilt fanger ikke undersøkelsen opp ny vindkraftkapasitet som kan komme i drift før tidligst 2011, gitt de rammevilkår som var gjeldende januar 2008.*

*Dersom myndighetene ønsker å bidra til økte volumer fornybar kraft i Norge, vil tiltak som kan gi raskest effekt være å få ned saksbehandlingstiden i NVE og å øke støttenivåene for fornybar kraft. For vannkraftprosjekter vil også en reversering av fjerningen av risikopåslaget i normrentene bidra positivt. På litt lengre sikt vil økt forutsigbarhet omkring støtteordninger og skattesystem styrke investeringsincentivene. Realisering av flere av vindkraftverkene er også avhengig av bedret nettkapasitet.*

### Bakgrunn og problemstilling

På oppdrag fra EBL har Econ Pöyry foretatt en undersøkelse om investeringsplaner i ny kraftproduksjon innenfor vindkraft og vannkraft i Norge. Undersøkelsen er en oppfølging av Econ Pöyry rapport 16/2007. Problemstillingen i årets prosjekt har vært å:

- *Fremskaffe oppdatert kunnskap om bl.a. volumet av mulige investeringer og sannsynlighet for realisering av planlagte prosjekter i potensiell ny kraftproduksjon i Norge.*
- *Fremskaffe kunnskap om faktorer som utløser eller hindrer investeringer.*

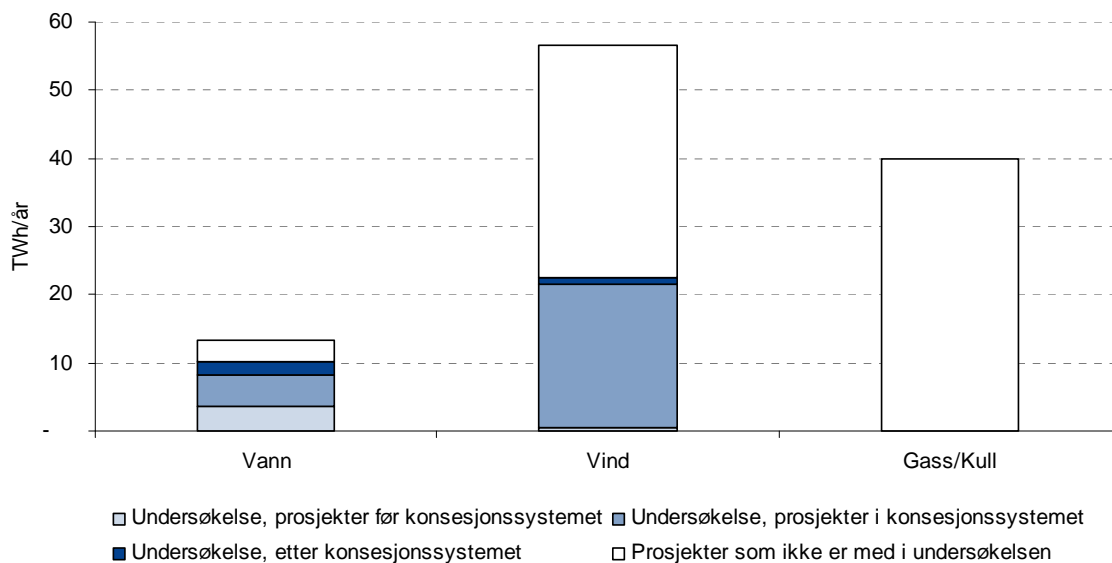
Fjorårets undersøkelse vektla å få frem volumene av mulig ny norsk energiproduksjon. Årets undersøkelse har i større grad lagt vekt på å få frem årsakssammenhenger bak de potensielle volumene, spesielt sett i lys av siste års utvikling av politisk bestemte rammebetingelser samt få frem konsekvenser av de kostnadsøkninger som er observert i markedet.

### Sammendrag og konklusjon

Ser vi 10 år frem i tid kan tilfanget av ny kraftproduksjon i Norge komme innenfor tre forskjellige teknologier; vannkraft, vindkraft eller termisk kraftproduksjon.

De kjente vindkraftprosjektene i Norge er størst i volum (gitt gjennomsnittlig brukstid på 3.000 timer/år), se figur A. Undersøkelsen avdekker at med dagens rammebetingelser vil kun en svært liten andel av dette volumet komme i produksjon de nærmeste 10 årene. Kjente planer for gasskraft- og kullkraftverk representerer også en svært stor potensiell kraftkilde (gitt gjennomsnittlig brukstid på 7.700 timer/år). Kraftvarmeverket på Mongstad er under oppføring, men med dagens rammebetingelser ser det ikke ut til at flere termiske verk vil bli realisert i Norge de nærmeste årene. Vannkraftverk representerer et mindre volum i figur A. Dette er imidlertid den teknologien hvor det mest sannsynlig vil bli realisert ny kraftproduksjon i Norge de nærmeste 10 årene.

Figur A Potensiell ny kraftproduksjon i Norge de nærmeste 10 år

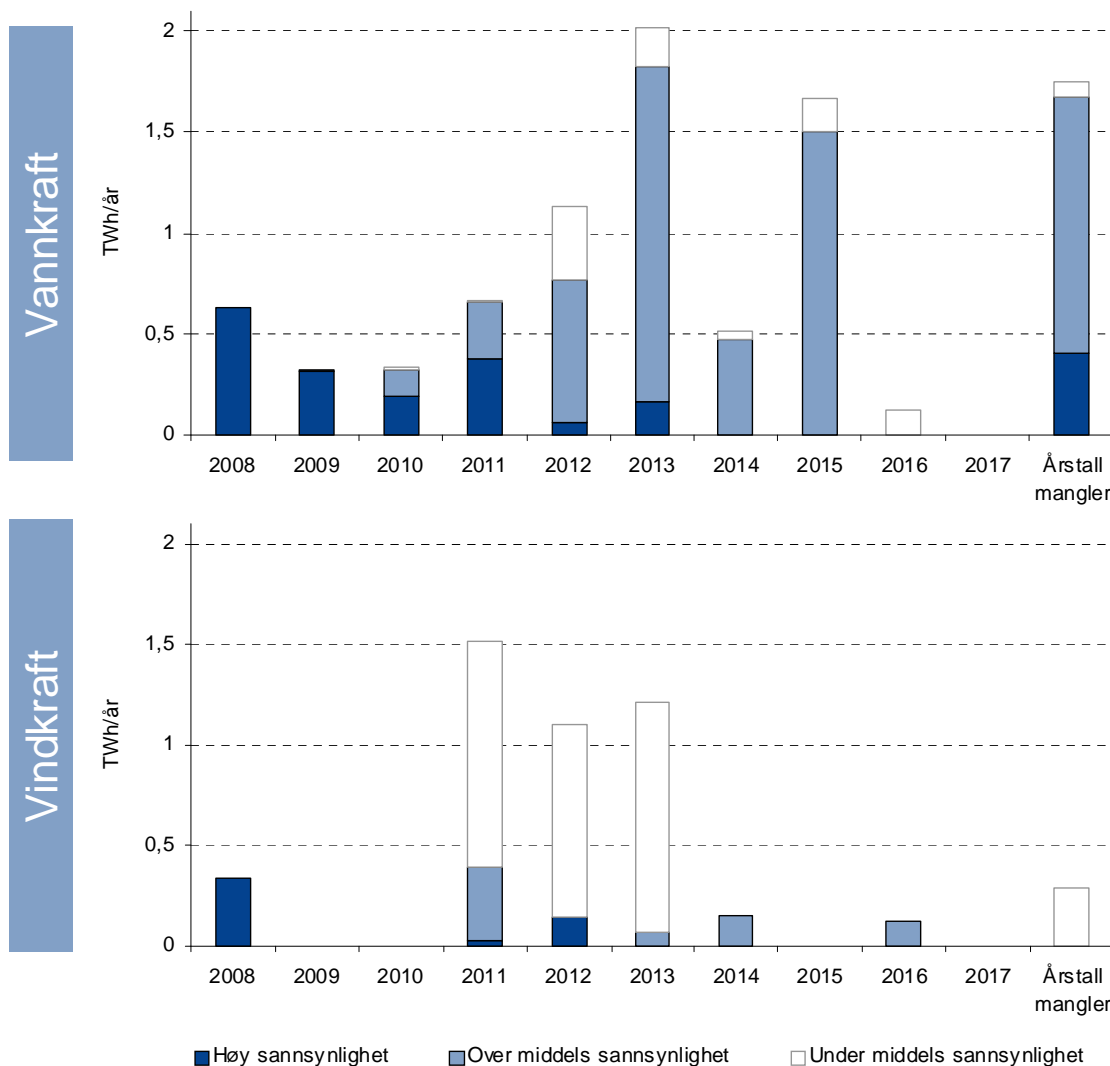


Store deler av de vannkraftprosjekter som undersøkelsen omfatter oppgis å enten ha høy sannsynlighet eller over middels sannsynlighet for realisering. Som vist i figur B vil det de nærmeste fire årene høyst sannsynlig komme i drift 1.5 TWh ny vannkraftproduksjon. Justerer vi for at undersøkelsen omfatter 70 prosent av de potensielle vannkraftprosjektene i Norge, kan det sannsynligvis komme om lag 2 TWh ny vannkraftproduksjon i Norge de nærmeste fire årene. Tar vi med prosjekter som enten er oppgitt å komme i produksjon i en senere periode eller hvor selskapene ikke oppgir oppstartstidspunkt, samt justerer for andel som er fanget opp av undersøkelsen, er det tilgjengelig om lag 3 TWh vannkraft som er høyst sannsynlig kommer i produksjon. Inkluderes prosjekter med over middels sannsynlig er det nær 11 TWh vannkraft som kan realiseres. Det er imidlertid en betingelse for denne sannsynligheten; om lag halvparten av dette volumet kan kun realiseres med den offentlig støtte som er varslet.

Vindkraftprosjektene er i en helt annen situasjon. Her er det 0,3 TWh vindkraft som sannsynligvis kommer i produksjon frem til og med 2010, det vil si de to vindkraftanleggene Bessakerfjellet og Hundhammerfjellet 3 i Trøndelagsfylkene. Slik situasjonen ser ut i dag, er det svært lite vindkraft som kommer i drift etter disse to prosjektene er realisert. Under forutsetningen av hva som var gjeldende rammebetingelser januar 2008 da undersøkelsen ble gjennomført, vil det si at Norge vil få en forventet vindkraftproduksjon i 2010 på 1,3 TWh, og ikke de 3 TWh som Regjeringen har som målsetting.

I april 2008, etter undersøkelsen var avsluttet, er det utlyst en ny runde med investeringsstøtte fra Enova. Investeringsstøtten har klare likhetsrekke med en anbudsordning, og Enova har som målsetting å få realisert mest mulig vindkraftproduksjon pr. støttekrone. Vi forventer at støtten vil ha utløsende effekt for de prosjekter som mottar støtten.

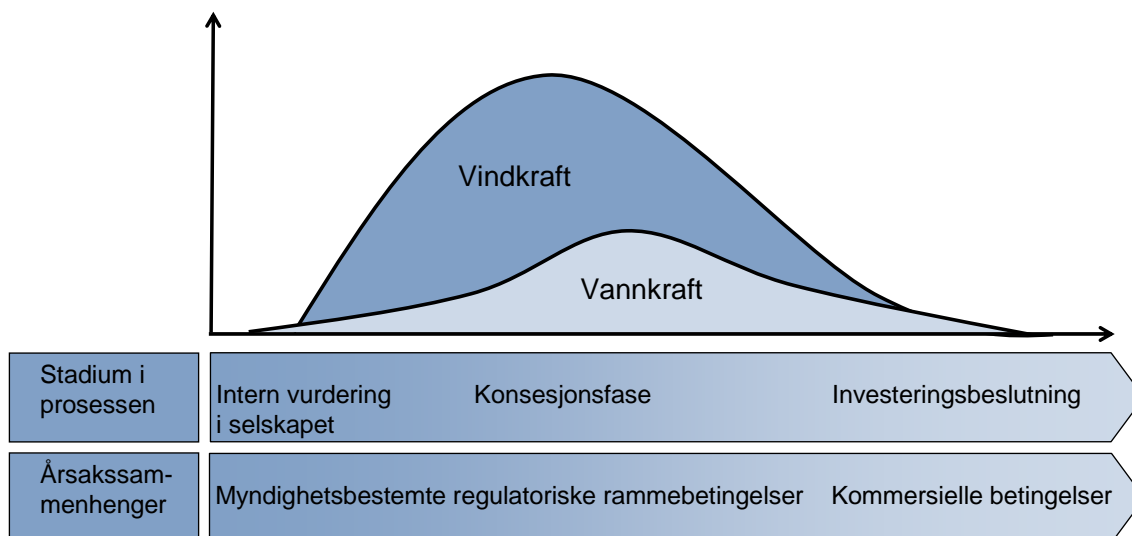
Figur B Mulig tidspunkt for realisering av ny kraftproduksjon i Norge



Som nevnt er det store volumer av vindkraftprosjekter kjent i Norge; langt større enn for vannkraftprosjekter. Dette henger delvis sammen med at vindkraft er langt mindre utbygget enn vannkraft i Norge, og at det finnes flere mulige lokaliseringer av vindkraftproduksjon i forhold til hva som er tilgjengelig for ny vannkraftproduksjon. Volumene som kommer frem i denne undersøkelsen er imidlertid også et uttrykk for at det er forskjeller mellom teknologiene i hvilke prosjekter som blir offentlig kjent. Et vindkraftprosjekt kan bli meldt til NVE selv om selskapet ikke har grunnlag for å tro at prosjektet kommer til å bli gjennomført. Et vannkraftprosjekt vil i langt mindre grad bli meldt til NVE før selskapet har en større sikkerhet for at prosjektet vil bli gjennomført, på grunn av at regelverket setter klare begrensinger på hvilke vannkraftprosjekter som er tillatt å melde.

I figur C har vi illustrert forskjellen mellom teknologiene, både i volum og i modenhet frem mot realisering. Årsakssammenhenger er avhengig av hvor i prosessen prosjekter er. Prosjekter som har et godt stykke igjen på veien frem mot realisering har en tendens til å oppleve de ikke-økonomiske årsakssammenhengene som det viktigste hinderet for realisering. Jo nærmere realisering, jo mer fremtredende blir de økonomiske realitetene.

Figur C *Illustrasjon av potensialene for ny kraftproduksjon i Norge – stadium i prosess frem mot realisering og hvilke årsakssammenhenger oppleves som viktigste hinder for realisering*



Det er en rekke faktorer som hindrer realisering av ny kraftproduksjon i Norge. Vi har delt årsaksfaktorene inn i to kategorier; faktorer som kan endres på kort eller litt lengre sikt, og faktorer som er langt vanskeligere å ha noen innvirkning på. Vi har illustrert årsaksfaktorene i figur D.

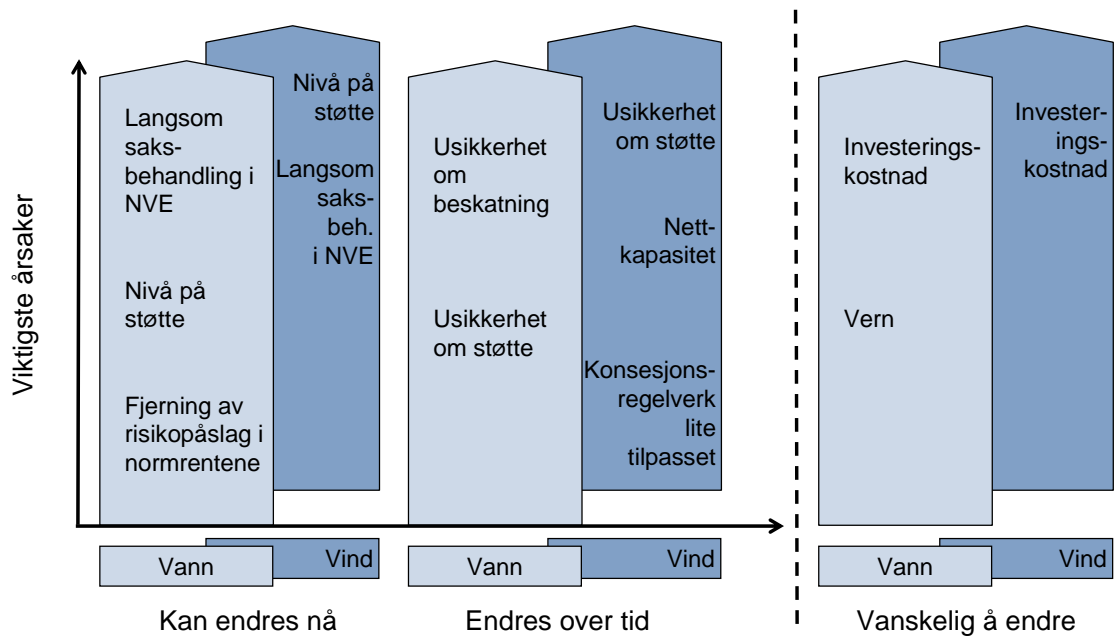
Årsakssammenhengene er delvis sammenfallende mellom teknologiene, men det finnes teknologispesifikke årsakssammenhenger som kommer frem.

Av de faktorer som hindrer nye kraftprosjekter, men som er mulig å bedre på kort sikt dersom det er politisk vilje, er å redusere NVEs saksbehandlingstid og øke støttenivået for fornybar kraft. Reversering av fjerningen av risikopåslaget i normrentene som kom i Statsbudsjettet for 2008 er et annet tiltak som raskt kan gjennomføres og som kan bidra til økte investeringer innen vannkraft, i henhold til undersøkelsen.

Selskapene oppgir flere årsaker som hindrer realisering av ny kraftproduksjon. Tiltak som først kan forventes å få effekt på litt lengre sikt er å fjerne eller redusere den usikkerheten som selskapene nå oppgir rundt det fremtidige støttesystemet for fornybar kraft, og den usikkerheten som har kommet som følge av de mange endringer den siste tiden i beskatningen av vannkraft. Tiltak som kan bedre situasjonen for vindkraftprosjekt og som kan gjennomføres på litt lengre sikt er å bedre nettkapasiteten og å tilpasse konsesjonsregelverket til de enkelte prosjekters størrelse.

Det er også andre faktorer som hindrer realisering av prosjekter. Spesielt gjelder dette de økte investeringskostnadene for ny produksjon. De økte investeringskostnadene er en følge av global høykonjunktur og opphetede energimarkeder på verdensbasis som fører til høyere kostnadsnivå for ny energiproduksjon også i Norge. I tillegg oppgir vannkraftprosjekter at verneområder eller kommunale reguleringsplaner hindrer realisering, men disse rammene kan være vanskelig/lite ønskelig å endre.

Figur D Årsaker som hindrer realisering av ny kraftproduksjon i Norge



# 1 Undersøkelsen

## 1.1 Bakgrunn og problemstilling

På oppdrag fra EBL foretok Econ Pöyry en undersøkelse om investeringsplaner blant norske energiselskaper vinteren 2007. Fjorårets undersøkelse konkluderte med at dersom mange positive faktorer trekker i samme retning, vil Norge være i kraftbalanse i et normalår frem mot 2015.

Siden fjorårets undersøkelse ble foretatt har både økonomiske og regulatoriske rammebetingelser blitt endret:

- Kostnadsnivået for nye energiproduksjon har økt betydelig.
- For vannkraftproduksjonen innebar statsbudsjettet en betydelig skatteskjerpelse, særlig for småskala vannkraftproduksjon.
- Feed-in tariffen for fornybar kraftproduksjon som var varslet med oppstart fra nyåret er nå lagt på is, og forhandlingene med Sverige om et felles elsertifikatmarked skal gjenopptas.

På bakgrunn av utviklingen i markedet er det utført en oppdatering av fjorårets undersøkelse med følgende problemstilling:

*Fremskaffe oppdatert kunnskap om bl.a. volumet av mulige investeringer og sannsynlighet for realisering av planlagte prosjekter i potensiell ny kraftproduksjon i Norge.*

*Fremskaffe kunnskap om faktorer som utløser eller hindrer investeringer.*

## 1.2 Metode

Basis for rapporten er en spørreundersøkelse foretatt blant om lag 50 kraft- og varmeselskap januar 2008. Utvalget dekker i hovedsak de største kraftprodusentene i Norge samt viktige aktører for å få belyst bredden i nye kraft- og varmeprosjekter.

27 av selskapene som har mottatt spørreskjemaet har besvart. Disse selskapene dekker store deler av de nye vannkraftprosjekter som er under planlegging i Norge, samt om lag halvparten av vindkraftprosjektene. Blant fjernvarmeselskapene er oppslutningen for mangelfull til at vi rapporterer resultater fra denne sektoren.

Vi oppgir kun aggregerte resultater i rapporten, dersom ikke opplysninger om enkeltprosjekt allerede er offentlig kjent.

Alle resultater fra spørreundersøkelsen er justert for selskapenes eierandel. Dette er gjort for å hindre dobbelttelling av prosjekter, og gir seg utslag i at for eksempel et vindkraftprosjekt som eies i like store deler av tre selskaper, hvorav kun en eier er representert i vårt utvalg, vil være representert i tallgrunnlaget med 1/3 av forventet produksjonsvolum etc. Dette betyr at vi har flere prosjekter i undersøkelsen enn det volumene i antall GWh tyder på.

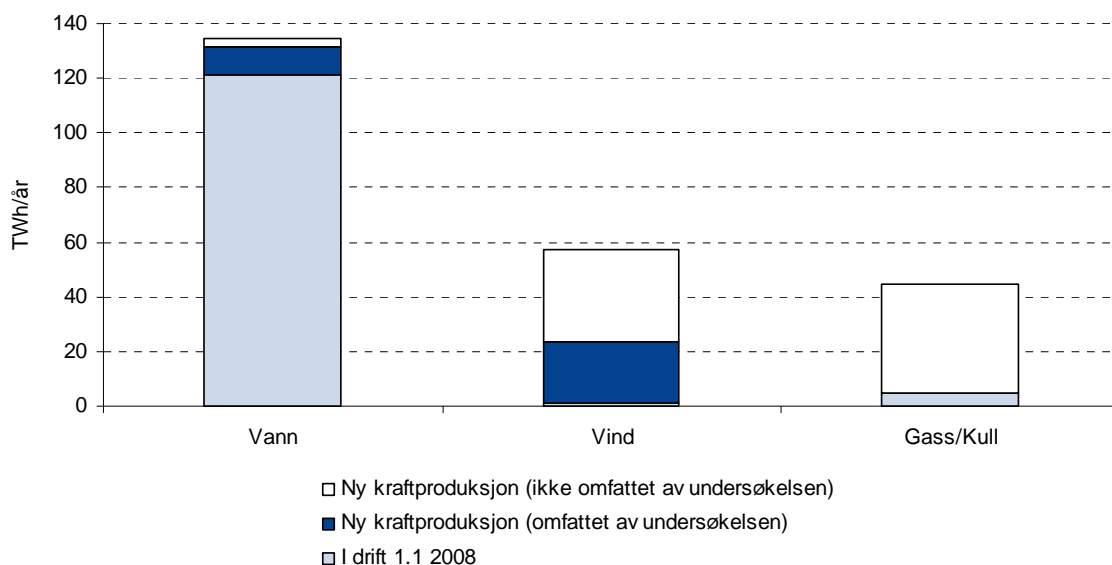
Rapporten omhandler alle typer kraftprosjekter som selskapene har rapportert. For å kalibrere resultatene er det i tillegg er det hentet inn opplysninger om totalt omfang av prosjekter i konsesjonsfasen innen de ulike teknologier fra NVE. Spørreundersøkelsen omfatter ikke gasskraft- og kullkraftprosjekter, informasjon om slike teknologier er hentet fra NVE og selskapene.

## 2 Omfang av investeringsplaner i Norge

### 2.1 Prosjekter på tegnebrettet

Dagens kraftproduksjon i Norge er dominert av vannkraftproduksjon, men det er også noe vindkraftproduksjon og muligheter for gasskraftproduksjon ved Kårstø-anlegget. Figur 2.1 viser volumene av produksjon i Norge i et normalår, sammenstilt med prosjekter på tegnebrettet – både hentet fra undersøkelsen, men også prosjekter kjent fra NVEs konsesjonsdatabase. For vindkraft har vi illustrert volumene med en antakelse om 3000 brukstimer/år. For gasskraft har vi illustrert volumene med en brukstid på 7700 timer/år.

Figur 2.1 Volumene i de ulike kraft- og varme prosjekter hos selskapene sett i forhold til normalårsproduksjon i Norge 2007



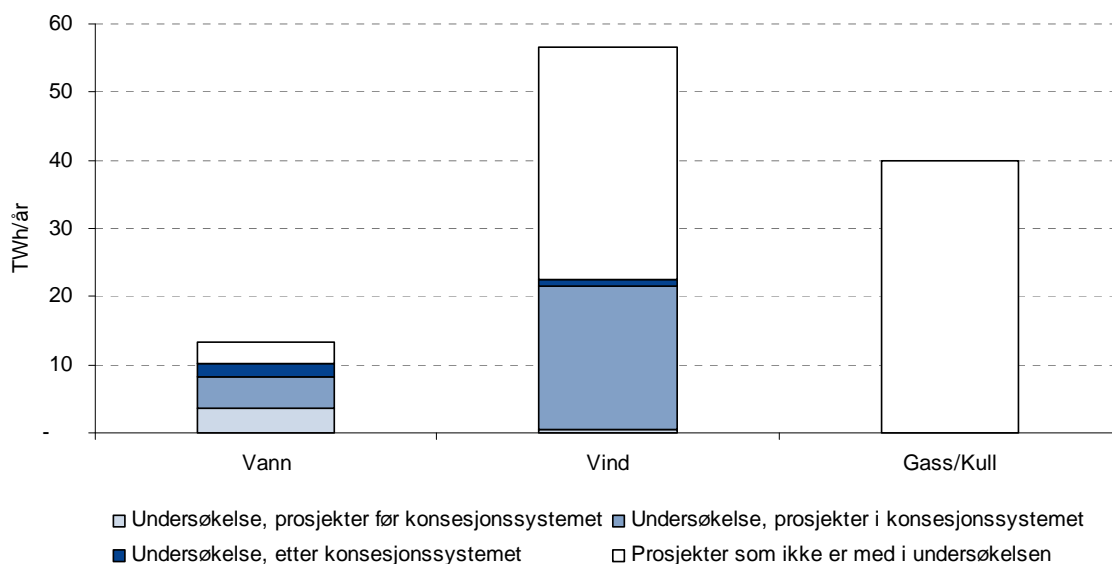
Ser vi nærmere på volumene med nye kraftprosjekter i Norge de nærmeste 10 årene, så ser vi at de domineres av vindkraft og gass/kullkraft:

- Undersøkelsen omfatter 22,5 TWh vindkraft. I tillegg er det kjent 34 TWh vindkraftprosjekter fra NVEs database for prosjekter i konsesjonssystemet. I figuren er det forutsatt en gjennomsnittlig brukstid på 3000 timer på prosjekter ikke omfattet av undersøkelsen, for å bruke om lag lik brukstid som for prosjekter omfattet av undersøkelsen. Dersom vi i stedet bruker 2800 timers brukstid vil forventet normalårsproduksjon fra planlagte vindkraftverk reduseres til ca. 50 TWh. I tillegg vil det forekomme gjensidig utelukkende prosjekter (konkurrerende vindkraftanlegg i samme område) som også vil redusere det totale omfanget.
- Fra NVEs konsesjonsdatabase er det kjent 11 gasskraft- og kullkraftanlegg, samt ett kullkraftverk er kjent via media. Produksjonen fra disse kraftverkene er på om lag 40 TWh. I tillegg kommer Kårstø og Melkøya som er åpnet for konvensjonell drift eller testproduksjon.
- Det er om lag 10 TWh vannkraftprosjekter i undersøkelsen. Av prosjekter som er i konsesjonssystemet fanger undersøkelsen opp om lag 70 prosent. Antar vi at vi fanger opp en tilsvarende andel for prosjekter som ligger utenfor konsesjons-

systemet, vil det si at det totale omfanget på vannkraftprosjekter i Norge er på om lag 13,5 TWh.

De relative størrelsene på omfang av prosjekter innen ulike teknologier er noenlunde i tråd med hva som ble funnet i 2007-undersøkelsen. Endringene fra 2007 består i hovedsak av økte volumer innen vindkraft og at vi i år inkluderer prosjekter innen kullkraft i oversikten.

Figur 2.2 Prosjektene omfang og undersøkelsens dekningsgrad



Volumene for nye vannkraftanlegg som er inkludert i undersøkelsen er ikke like stort som for vindkraftanlegg og gasskraft/kullkraft. Det er sannsynlig at deler av det lavere volumet inne vannkraft kan forklares av hvilke anlegg som blir gjort kjent i offentligheten via NVEs konsesjonssystem og hvilke anlegg som rapporteres inn i spørreundersøkelsen er av en annen karakter enn vindkraftverk/termiske verk. For eksempel må vannkraftverk som ikke er inkludert i Samla Plan først søke om unntak fra Samla Plan før det eventuelt kan sende inn melding. Flere av selskapene som har rapportert inn prosjekter til oss har gitt oss opplysninger om at vannkraftprosjekter med lav sannsynlig for gjennomføring, ikke er oppgitt i undersøkelsen.

## 2.2 Fremtidig kraftbalanse

Fremtidig, innenlands kraftbalanse er avhengig av både utviklingen i kraftforbruket og av kraftproduksjonen.<sup>1</sup>

Kraftproduksjonen vil ikke øke spesielt mye de nærmeste årene dersom vi kun legger til grunn at de høyst sannsynlige prosjekter kommer i produksjon, samt at det markeds-messige forholdet mellom kraftpris og gasspris opprettholdes slik at Kårstøanlegget blir drevet som i dag. Kraftproduksjonen i Norge øker i dette tilfellet med 4.4 TWh/år (vannkraft, vindkraft og kraftvarmeverket på Mongstad). I denne situasjonen vil vi ha et vedvarende kraftunderskudd fremover, se Figur 2.3.

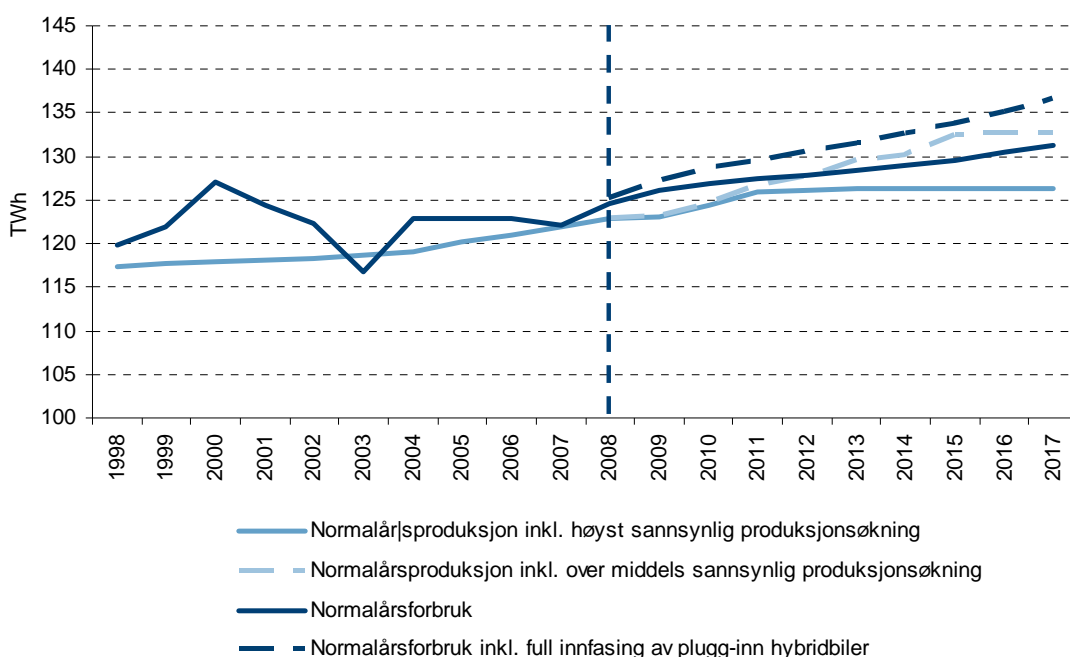
<sup>1</sup> I denne rapporten er effekten av klimaendringer på forbruk og produksjon ikke tatt eksplisitt hensyn til.

Det er imidlertid rimelig å anta at store deler av produksjonsøkningene som selskapene anslår til middels sannsynlige, faktisk vil bli realisert. Dersom også alle disse prosjektene blir realisert, økes kraftproduksjonen fremover med ytterligere 6.3 TWh/år.

Kraftforbruket i figuren er fremskrevet basert på i Econ Pöyrys modell for prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet, på basis av en rekke forutsetninger om utviklingen i etterspørsel, produksjonskapasitet og rammebetingelser i kraftmarkedet. For kraftintensiv industri er det lagt inn større kjente og sannsynlige endringer i kraftetterspørselen, som i de nærmeste årene vil være preget av utfasingen av de gamle Søderbergovnene i Høyanger, Årdal og på Karmøy. I den andre retningen trekker elektrifisering av sokkelen og økt forbruk ved landanlegg. Til sammen vil besluttede prosjekter gi en økning i kraftforbruket med om lag 5 TWh/år. I motsatt retning trekker en nedjustering av kraftforbruket med ca. 0,6 TWh/år frem mot 2020 som følge av en antakelse om økt bruk av fjernvarme.

I EBLs rapport "Energi er Norges klimautfordring" vises en mulig etterspørselseffekt på elektrisitet som følge av økt innslag av plugg-inn hybridbiler. Som en mulig oppside for det norske kraftforbruket viser vi effekten av full overgang til en slik bilpark innen 2020.

Figur 2.3 Historisk utvikling i normalårsproduksjon samt mulig fremtidig utvikling i innenlands kraftbalanse. Venstreaksen begynner på 100 TWh/år



Diskusjonen av mulig kraftbalanse i årene fremover er ført under forutsetning av dagens rammebetingelser. En endring for eksempel i retning bedre rammebetingelser for fornybar kraft, vil kunne øke volumene med ny kraftproduksjon i Norge i forhold til de tall som presenteres her.

## 3 Ny produksjon

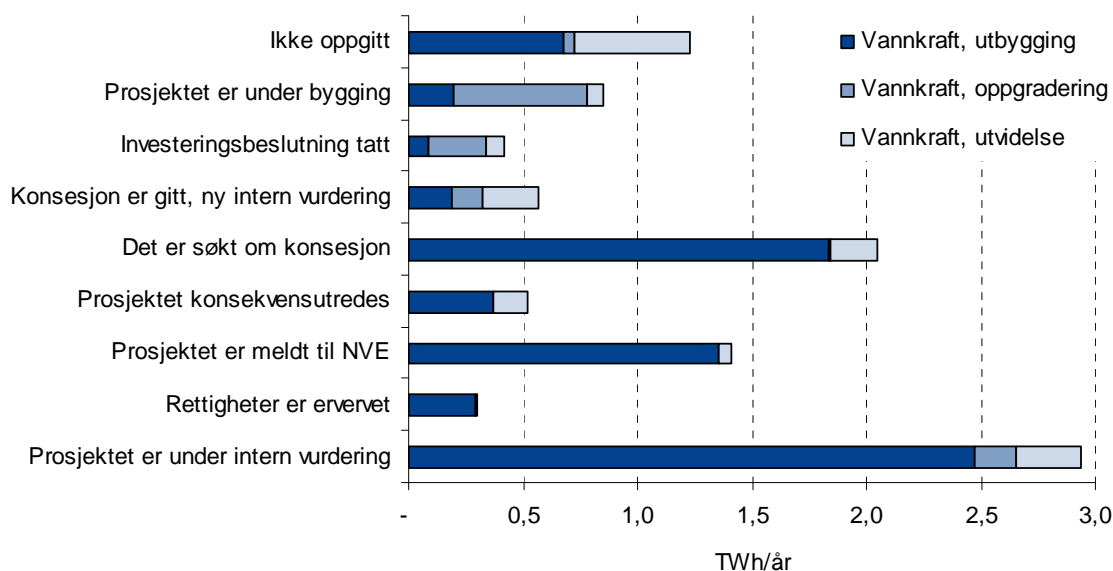
### 3.1 Vannkraftanlegg

Vannkraftprosjekter er delt inn i tre kategorier i undersøkelsen:

- Utvidelse av eksisterende vannkraftverk (kapasitet eller produksjon/vannressursgrunnlag)
- Oppgradering av eksisterende vannkraftverk (modernisering og effektivisering)
- Utbygging av nye vannkraftverk

Vannkraftprosjektene er i hovedsak under intern vurdering, eller de er meldt/konsesjonssøkt. Statuskategoriene er gjensidig utelukkende.

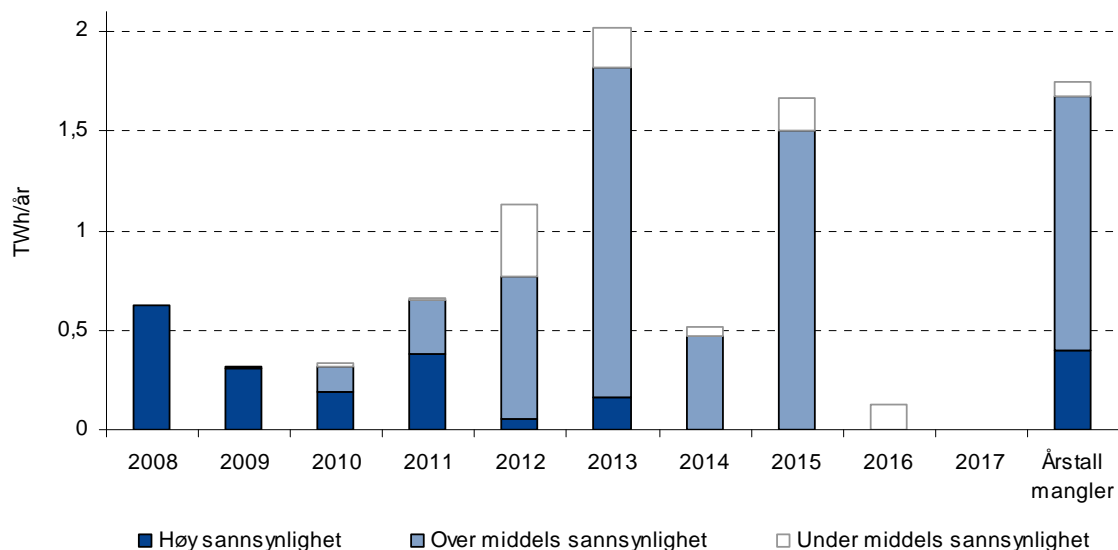
Figur 3.1 Status for nye vannkraftprosjekter i undersøkelsen



80 prosent av vannkraftprosjektene i vår undersøkelse er oppgitt av selskapene til å ha over middels sannsynlighet for realisering. Dette er altså selskapenes egen vurdering av sannsynlighet, gitt deres vurdering av rammebetingelsene. Vi kommer tilbake til betingelsen for sannsynlig produksjon i kapittel 5. 12 prosent har under middels sannsynlighet og 8 prosent vet ikke eller har ikke oppgitt sin vurdering av sannsynlighet.

Fordelingen for når vannkraftprosjektene kan komme i produksjon er vist i Figur 3.2. 0,8 TWh er tatt ut av utvalget fordi de ikke har oppgitt sannsynlighet for realisering. Ut fra undersøkelsen vil det etter all sannsynlighet komme om lag 1 TWh ny vannkraft i produksjon i 2008 og 2009. Fra 2010 blir prosjektene noe mer usikre, men planlagte volumer øker frem mot 2013.

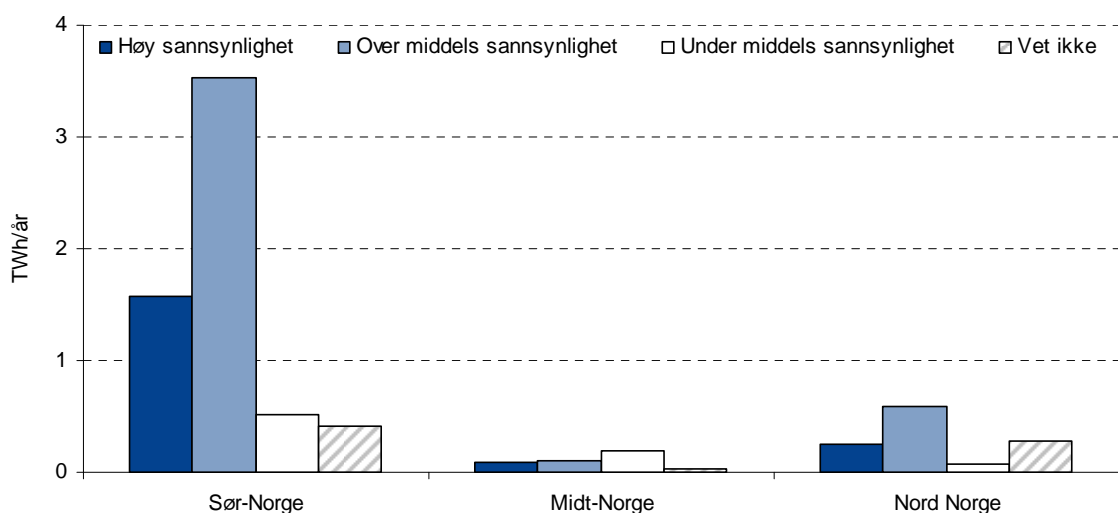
Figur 3.2 Sannsynlighet for nye vannkraftanlegg de kommende 10 år



Hvor de planlagte vannkraftverkene er lokalisert er vist i Figur 3.3. Tallgrunnlaget består av de prosjekter som har kjent lokalisering, det vil si at 2,4 TWh vannkraftprosjekter ikke er tatt med.

Vannkraftverk er i stor grad lokalisert til Sør-Norge.<sup>2</sup> Av de geografisk plasserte prosjektene i undersøkelsen ligger 80 prosent i Sør-Norge. Dette resultatet er i tråd med fjorårets resultat. Det er også i Sør-Norge de største volumer av sannsynlige prosjekter befinner seg. Over 80 prosent av de sannsynlige prosjekter er lokalisert til Sør-Norge.

Figur 3.3 Hvor de nye vannkraftprosjektene er lokalisert, og sannsynlighet for realisering

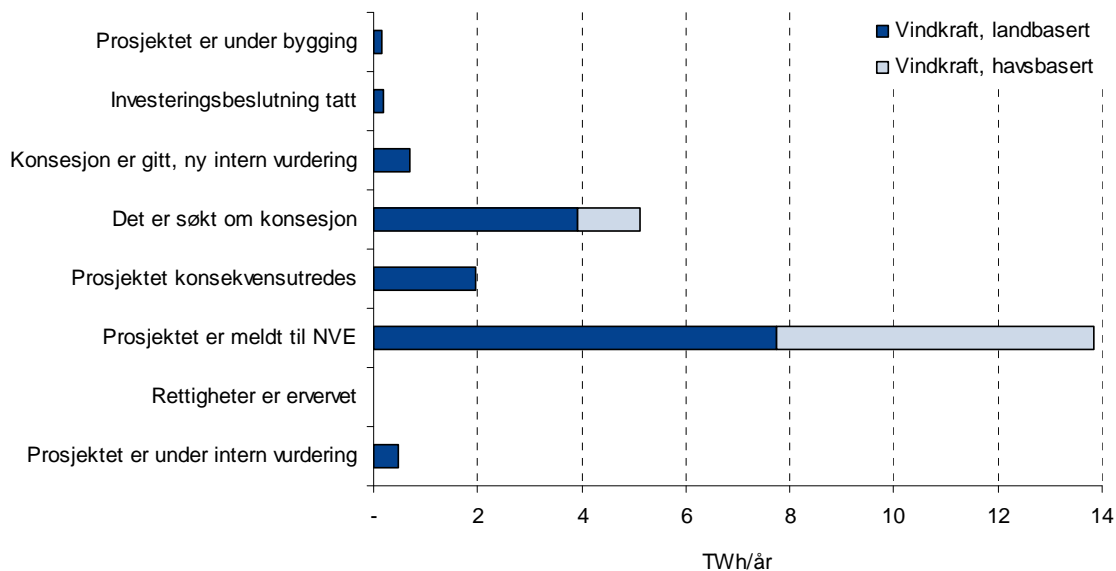


<sup>2</sup> Sør-Norge tilvarer Statnetts område NO1 (Sør- og Øst-Norge), Midt-Norge er NO2 og Nord Norge er NO3

## 3.2 Vindkraftanlegg

Vindkraftanlegg i undersøkelsen er delt mellom landbasert vindkraft og havsbasert vindkraft (både bunnfaste og flytende). Vindkraftprosjektene i undersøkelsen er i all hovedsak i meldingsfasen hos NVE, mens noen prosjekter har kommet til konsesjonssøknadsfasen.

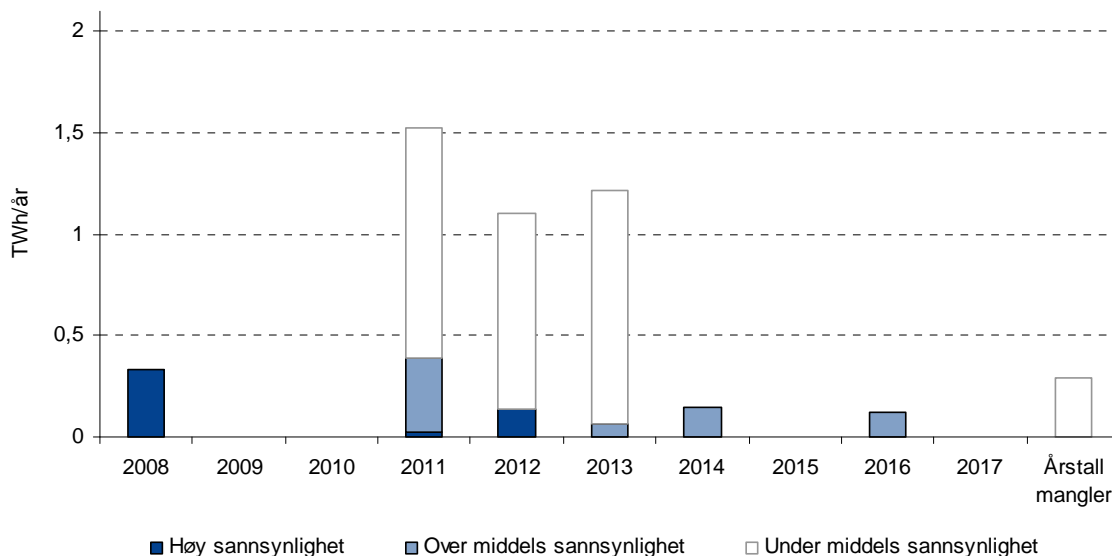
Figur 3.4 Status for nye vindkraftprosjekter i undersøkelsen



Sammenlignet med situasjonen for vannkraft er situasjonen en helt annen for vindkraft. Mens 80 prosent av vannkraftprosjektene er over middels sannsynlig at vil komme i produksjon, er det 9 prosent av vindkraftprosjektene som havner i samme kategori. 16 prosent av prosjektene har under middels sannsynlighet for å komme i produksjon, mens det for hele 75 prosent av vindkraftprosjektene ikke er oppgitt noen sannsynlighet.

I Figur 3.5 viser vi når prosjekter med kjent sannsynlighet forventes å komme i produksjon over de nærmeste 10 årene. Det er to vindkraftanlegg som er oppgitt av selskapene til sannsynligvis å komme i produksjon i 2008; Bessakerfjellet og Hundhammerfjellet i Trøndelag. Slik situasjonen ser ut i dag (pr. januar 2008), er det svært lite vindkraft som kommer i drift etter disse to prosjektene er realisert.

Figur 3.5 Sannsynlighet for nye vindkraftanlegg de kommende 10 år

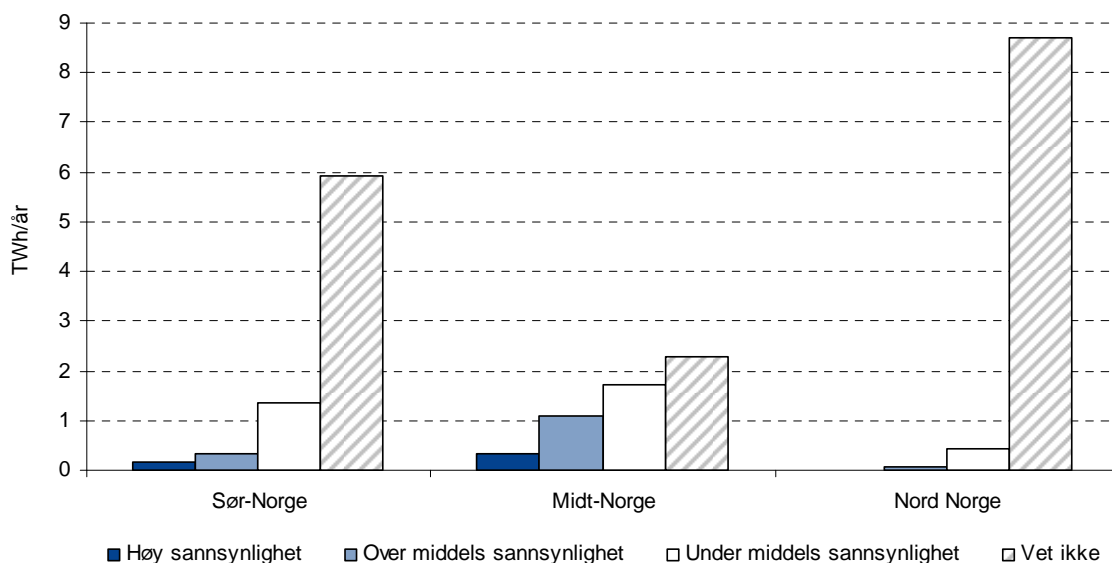


Siden mange vindkraftprosjekter enten ikke har oppgitt sannsynlighet eller ikke har oppgitt sannsynlig år for realisering, er tallgrunnlaget for figuren kun på 5,2 TWh. Dersom også prosjekter som ikke har oppgitt sannsynlighet inkluderes, øker tyngden av prosjekter som kan realiseres i perioden 2012-2016.

Vindkraftprosjekter finnes over hele Norge, se Figur 3.6. 41 prosent av vindkraftprosjektene i undersøkelsen er plassert i Nord-Norge, 35 prosent i Sør-Norge og 24 prosent i Midt-Norge.

Bildet blir litt annerledes dersom vi ser på hvor sannsynlige vindkraftanleggene vurderes å være. For de høyst sannsynlige vindkraftprosjekter er nær 70 prosent plassert i Midt-Norge, noe som henger sammen med de besluttede vindkraftverkene.

Figur 3.6 Hvor de nye vindkraftprosjektene er lokalisert, og sannsynlighet for realisering



### 3.3 Gasskraft-, kullkraft- og atomkraftanlegg

Gasskraft (kondens og CHP), kullkraft og atomkraft har vært holdt utenfor spørreundersøkelsen. Erfaringene fra sist viste at prosjektene er så store at det er fornuftig å behandle dem individuelt. Tabell 3.1 viser en oversikt over kjente anlegg.

*Tabell 3.1 Kjente planer for gasskraftverk, gassbaserte CHP-anlegg, kullkraftanlegg og thoriumplaner*

	<i>Status</i>	<i>Fylke</i>	<i>Selskap</i>	<i>Ca.</i>	
				<i>MW</i>	<i>TWh</i>
<b>Gass:</b>					
Mongstad	Under bygging, forventes ferdigstilt i løpet av 2010. CO2-rensing fra 2014.	Hordaland	Statoil ASA	280	2,2
Elnesvågen	Konsesjon søkt 2006. NVE har avslått konsesjonssøknaden mars 2008. Avslaget påklaget april 2008.	Møre og Romsdal	Industrikraft Møre	450	-
Skogn (CHP)	Konsesjon gitt i 2001, men foreløpig ingen investeringsbeslutning.	Nord-Trøndelag	Industrikraft Midt-Norge	800	6,4
Tjeldbergodden	Konsesjon gitt, ikke utslippstillatelse. Lagt på is i 2007	Møre og Romsdal	Statoil ASA	920	7
Gasskraftverk i BKK-området	Meldt 2006.	Hordaland	BKK AS	420	-
Slagentangen	Meldt 2006. Avventer beslutning om gassrørledning (Skanled).	Vestfold	Skagerak Kraft AS, Fortum og Østfold Energi	400 - 1100	-
Herøya	Konsesjon søkt 2006. Avventer beslutning om gassrørledning (Skanled)	Telemark	Skagerak Kraft AS	1000	8,0
Hammerfest	Konsesjon avslått av NVE i 2007, men vedtaket er påklaget til OED.	Finnmark	Hammerfest Elektrisitetsverk	100	-
(Kollsnes)	Konsesjon har gått ut.	Hordaland	Naturkraft	390	3,1
<b>Kull:</b>					
Kullkraftverk på Husnes	Meldt 2007	Hordaland	Sargas AS, Eramet Norway AS, Tinfos AS og Sør-Norge Aluminium AS	380 - 400	3
Kullkraftverk på Haugalandet	Meldt 2007	Rogaland	Haugaland Kraft AS	400 - 800	-
Kullkraftverk i Troms	Ikke sendt melding	Troms	Finnfjord, Fesil, Store Norske		
<b>Thorium:</b>	Haga: Det foreligger ingen planer om å tillate bygging av kjernekraftanlegg i Norge				

Av anlegg som ikke allerede er satt i drift, er det kun Mongstad som sikkert vil komme i produksjon. Nylig (mars 2008) fikk Industrikraft Møre avslag på sin konsesjonssøknad om et konvensjonelt gasskraftverk. NVE begrunner avslaget med at det etter den politiske behandlingen av de siste gasskraftprosjektene i Norge er gitt signaler om at det ikke skal etableres nye, konvensjonelle gasskraftverk i Norge.

## 4      **Årsaker til at nye kraftprosjekt ikke blir realisert**

Det kan være mange årsaker til at et kraftprosjekt ikke blir realisert. Vi har både spurt om hovedårsaken til at et prosjekt ikke blir realisert og om mer detaljerte årsaker til manglende realisering. Det er kun de prosjekt som har under middels sannsynlighet for realisering som er bedt om å beskrive årsakene. For vannkraftprosjekter vil det si 21 prosent av volumene i undersøkelsen og for vindkraft på land 92 prosent. Det er for få vindkraftprosjekter til havs i utvalget vårt til at vi oppgir resultater for denne gruppen.

### 4.1      **Vannkraft**

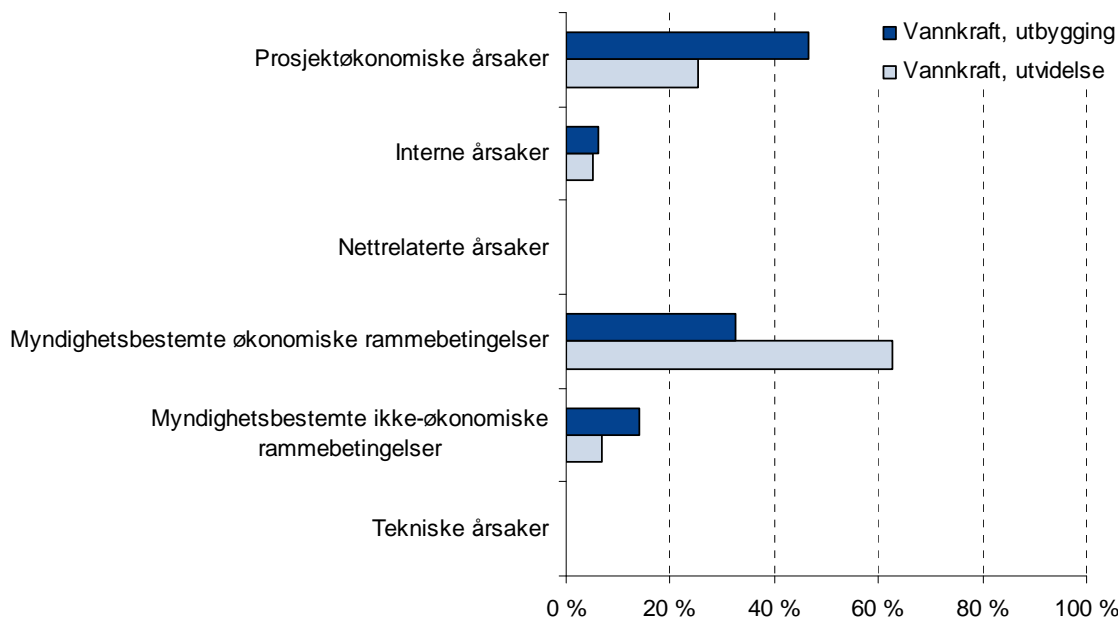
Som vi har vært inne på tidligere er utvalget av vannkraftverk i datamaterialet ikke direkte sammenlignbart med utvalget av vindkraftverk. Planer om vannkraftutbygging blir i mange tilfeller stoppet før meldingsfasen, og deler av de selskaper som har svart på undersøkelsen har ikke oppgitt slike prosjekter. Hindre for vannkraftprosjekter i utvalget vårt vil derfor underestimere betydningen av for eksempel Samla Plan og regionale verneplaner.

76 prosent av vannkraftprosjekt som har under middels sannsynlighet for realisering har oppgitt hovedårsaker.

Årsakene i Figur 4.1 er oppgitt i prosent av totalen innenfor hver av vannkraftkategoriene. Oppgradering (modernisering og effektivisering) av eksisterende anlegg er i all hovedsak sannsynlige prosjekter, slik at tallgrunlaget for å trekke konklusjoner på hva som hindrer realisering av slike prosjekter ikke er bredt nok til å rapportere resultater.

I hovedsak oppgir selskapene at det er ulike økonomiske årsaker som hindrer vannkraftprosjekter. Utvidelsesprosjekter av eksisterende vannkraftverk (utvidelse av kapasitet eller produksjon/vannressursgrunnlag) oppgir de myndighetsbestemte økonomiske rammevilkårene som en hovedsak, mens nye vannkraftverk oppgir prosjektøkonomiske årsaker. Norske vannkraftprosjekter er altså ikke forskånet fra den globale opphetingen og kostnadsøkningene i energimarkedet.

Figur 4.1 Hovedårsaker til at vannkraftprosjekter sannsynligvis ikke blir realisert



Videre i analysen av vannkraft vil kun opplysninger fra nye vannkraftprosjekter bli brukt, fordi tallgrunnlaget for årsakssammenhenger som hindre realisering av utvidelsesprosjekter innen vannkraft er for tynt til å oppgi detaljerte resultater.

I Figur 4.2 viser vi mer detaljerte resultater for hindringer for nye vannkraftanlegg i Norge.<sup>3</sup> Tallene er i prosent av totalt volum av prosjekter hvor vi har fått oppgitt årsaker.

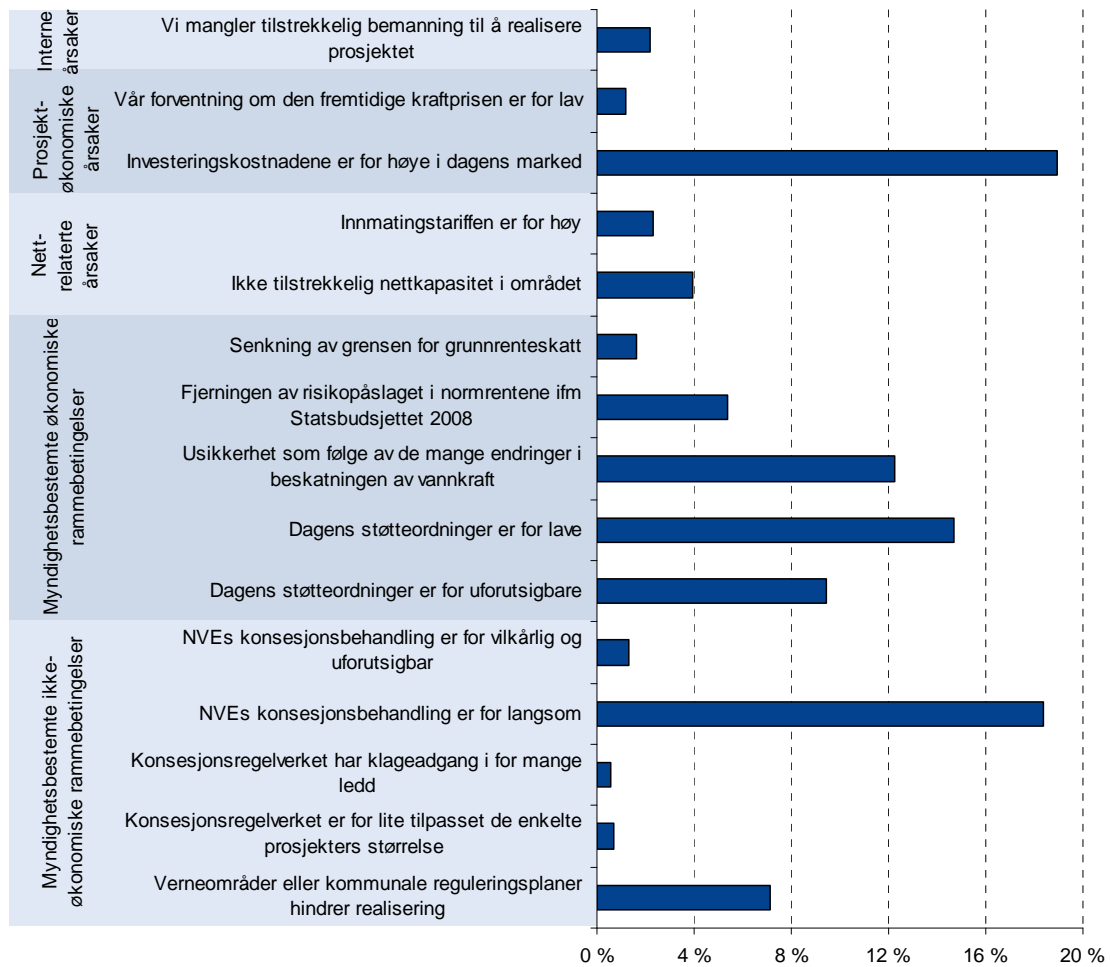
Fra Figur 4.1 så vi at det for nye vannkraftprosjekter er prosjektøkonomiske årsaker som er hovedhindringen for realisering av prosjektene. I Figur 4.2 ser vi at selskapene med dette i hovedsak ser høye investeringskostnader som problematiske, ikke motstykket; lave forventninger til fremtidig kraftpris. Nivået på støtteordningene er derimot oppgitt som et viktig hinder. Selskapene som har svart, antyder at nye prosjekt vil bli realisert med støttenivåer på mellom 5 og 15 øre/kWh.

Nye vannkraftanlegg oppgir også at uforutsigbarhet i støtteordninger og usikkerhet som følge av de mange endringer som har vært i beskatningen av vannkraft er viktige hindre for realisering av ny produksjon.

Ny vannkraft opplever i tillegg NVEs langsomme saksbehandling som et hinder for realisering. Delvis oppgis også at verneområder og kommunale reguleringsplaner som et hinder.

<sup>3</sup> Her har selskapene hatt mulighet til å oppgi opptil 5 årsaker.

Figur 4.2 Detaljerte årsaker som hindrer ny vannkraft i Norge



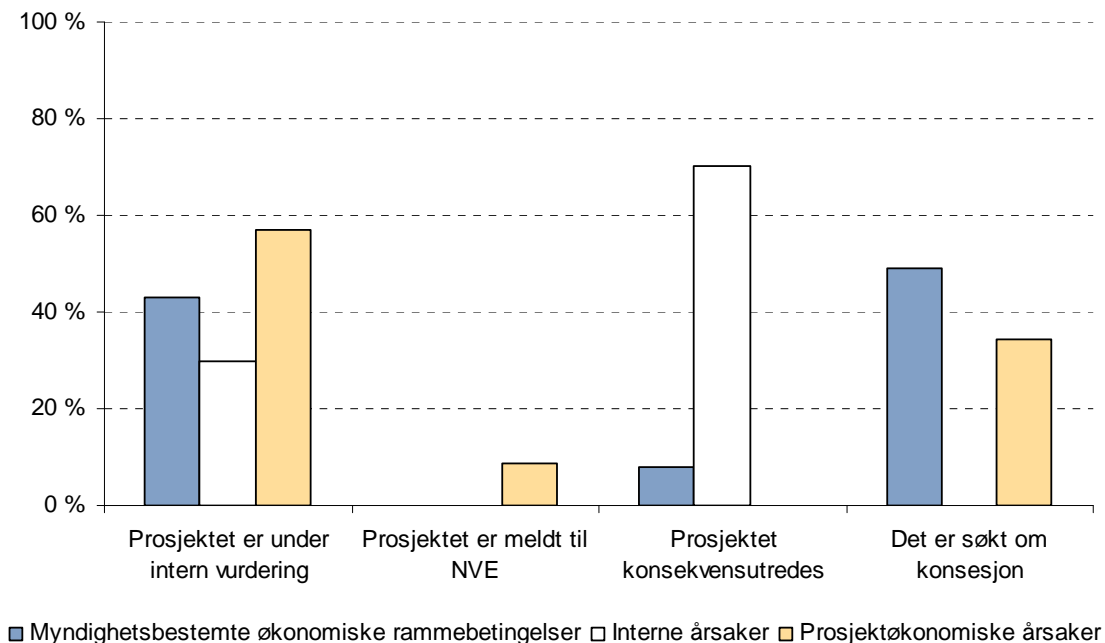
Interne årsaker som for eksempel manglende kapital eller bemanning oppgis ikke eller kun i liten grad å være til hinder for realisering av prosjekter.

Det kommenteres fra selskaper at verneområder/-planer og lokal motstand er det første hinderet for vannkraftprosjekter. Det er først når prosjektet passerer dette hinderet og får konsesjon at prosjektøkonomien gjør seg gjeldende. I dette regnestykket spiller både de prosjektøkonomiske faktorene inn (investeringskostnader og kraftprisen) og myndighetsbestemte faktorer (skatteregime og støtteordninger)

Det er flere av selskapene som spesielt kommenterer endringene i grunnrente-beskatningen for småkraftverk. Marginalt lønnsomme prosjekter blir ulønnsomme med den nye ordningen som ble innført fra 2008. Grunnrenteskatt kommer ikke ut som en spesielt viktig årsakssammenheng i tabellen ovenfor, men årsakssammenhengen kan forventes å komme klarer frem over tid dersom endringen blir stående.

I Figur 4.3 viser vi i hvilken fase de nye vannkraftprosjekter er i, som opplever ulike typer hindringer for realisering.

Figur 4.3 I hvilke faser oppleves de ulike hindringene for nye vannkraftprosjekter som viktigst?



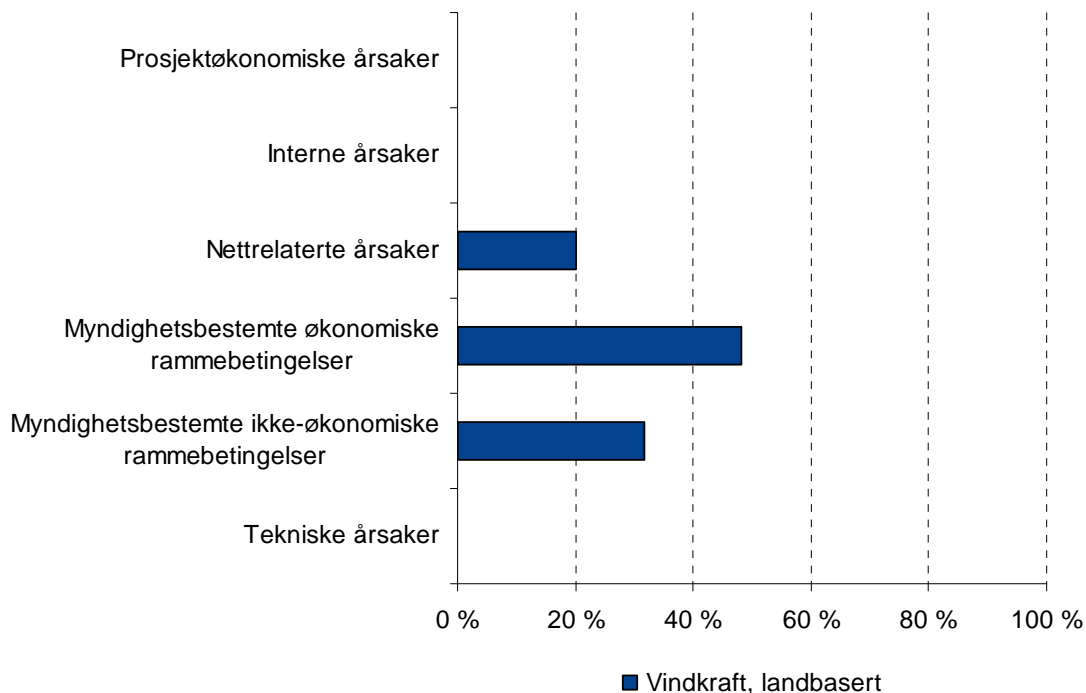
## 4.2 Vindkraft på land

93 prosent av vindkraftprosjekter på land som har under middels sannsynlighet for realisering har oppgitt hovedårsaker til dette.

Mens vannkraftprosjekter har en overvekt av volumer som blir hindret fra realisering ut fra ulike økonomiske årsaker, er hovedårsakene som hindrer vindkraft også dominert av andre myndighetsbestemte årsaker.

Prosjektøkonomiske årsaker kommer ikke ut som en hovedårsak for vindkraftprosjekter. En årsak til dette kan være at hovedhindringen som oppgis for et prosjekt er den hindringen som ligger nærmest i tid for akkurat dette prosjektet. Vindkraftprosjekter er generelt ikke kommet like langt i forhold til realisering som vannkraftprosjekter, slik at hovedhindringen for et vindkraftprosjekt må tolkes i forhold til hvor i prosessen prosjektene er.

Figur 4.4 Hovedårsaker til at vindkraftprosjekter sannsynligvis ikke blir realisert



Hovedhindringen for nye vindkraftprosjekter er økonomiske rammebetingelser som myndighetene rår over. Ser vi på hva selskapene legger i dette er det både nivåer for støtte og uforutsigbarheten i støtteordningen som oppleves som hindre, med nivå på støtteordning som viktigste årsak. Selskapene som har svart på hva som skal til for støtte for at vindkraftprosjekt oppgir støttenivåer på om lag 20 øre/kWh.

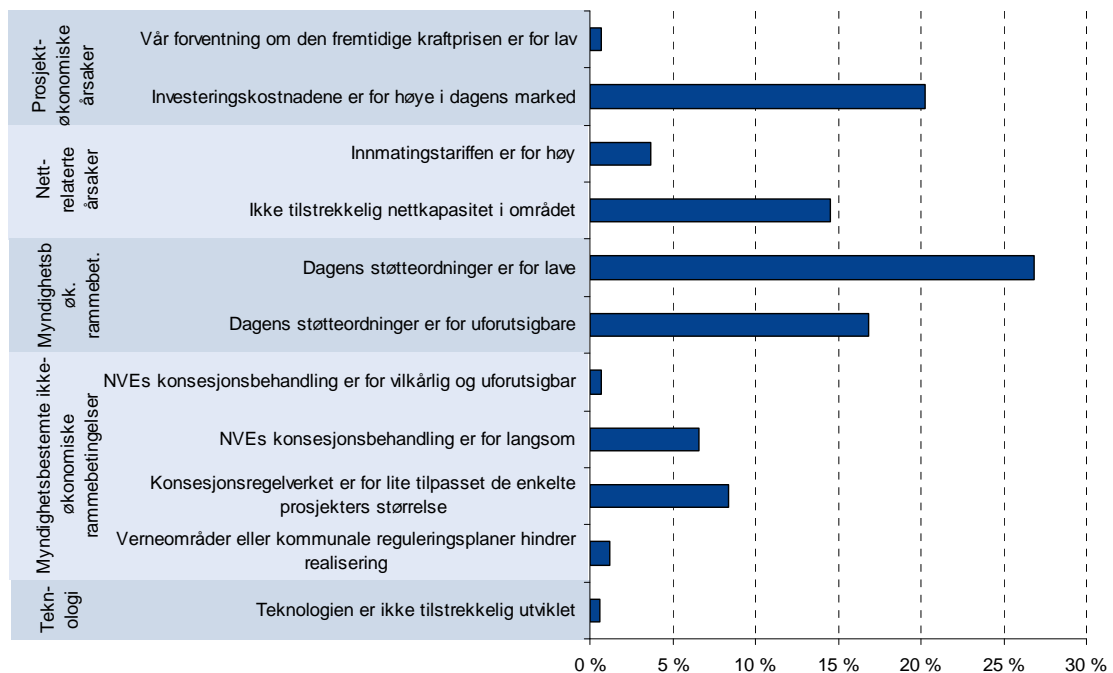
Det er mange faktorer som bestemmer økonomien til et prosjekt. Lave støttenivåer trekker i negativ retning på den ene siden av regnestykket, høye investeringskostnader trekker i negativ retning på andre siden av regnestykket. På tross av at prosjektøkonomiske årsaker ikke oppgis å være en hovedhindring for vindkraftprosjekter, så kommer de høye investeringskostnadene knyttet til vindkraft frem som en årsak når selskapene gis mulighet til å oppgi mer detaljerte årsaker.

Som nevnt opplever selskapene som har svart, uforutsigbarheten i forhold til støtteordningene som et viktig hinder for realisering av nye vindkraftprosjekt. Denne uforutsigbarheten kan reduseres fra myndighetenes side, men da kreves det bindene politiske vedtak om det fremtidige støttesystemet.

Av de myndighetsbestemte rammebetingelser som ikke dreier seg om støttesystemet, er det lang saksbehandlingstid i NVEs konsesjonsbehandling og konsesjonsregelverket utforming i forhold til enkeltprosjekt som er av størst betydning. Selskapene opplever derimot ikke NVEs saksbehandling som vilkårlig.

Nettkapasitet er et annet hinder, og som vi viser senere i Figur 4.7 er dette knyttet til Nord-Norge-problematikken.

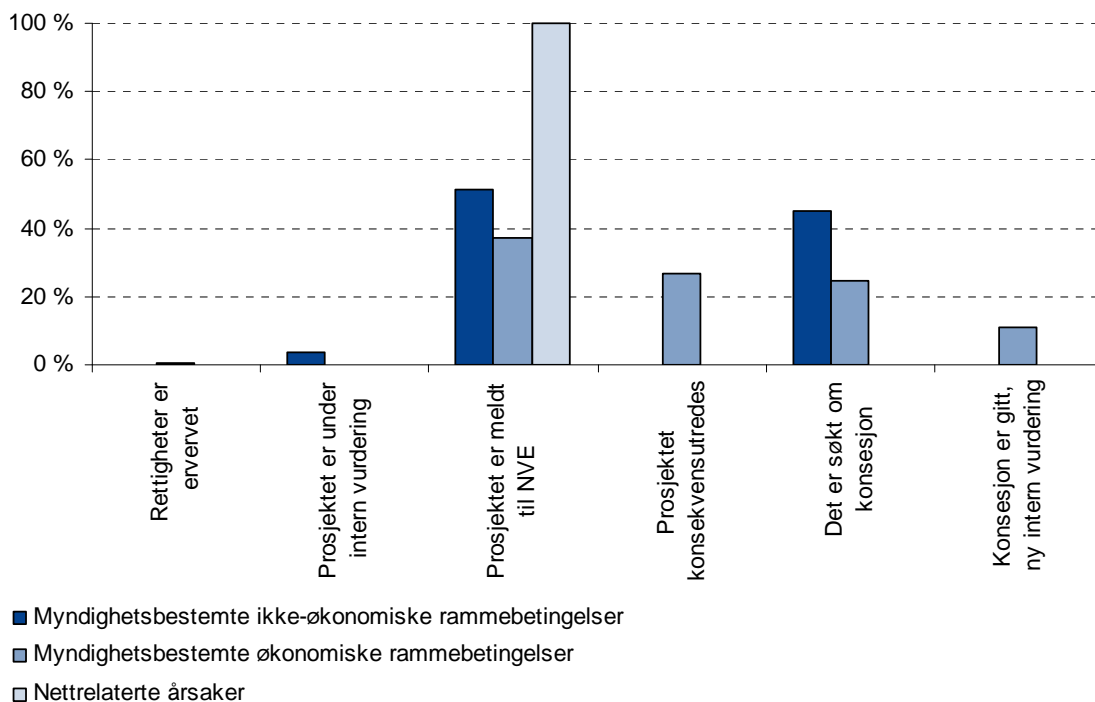
Figur 4.5 Detaljerte årsaker som hindrer vindkraft på land i Norge



Selskapene er også spurt om interne årsaker som for eksempel bemanning og kapital er til hinder for realisering, men selskapene oppgir i svært liten grad slike hindringer. Selskapene oppgir heller ikke tekniske utfordringer som et hinder for realisering.

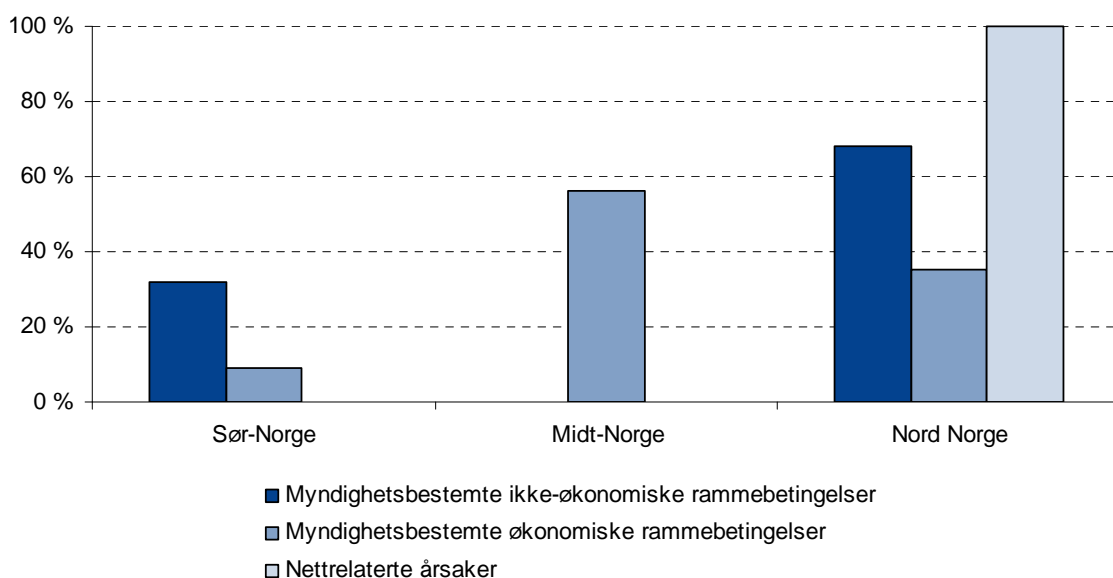
I Figur 4.6 viser vi i hvilke faser vindkraftprosjekter som oppgir ulike hovedhindringer er i. Alle de vindkraftprosjekt hvor nettrelaterte årsaker er hovedhindringen er, i meldingsfasen i NVE. Prosjekter hvor myndighetsbestemte, ikke-økonomiske årsaker er en hovedhindring er også delvis i en tidlig fase, men delvis er dette også en hovedårsak blant prosjekt som er kommet noe lenger i konsesjonssystemet. Prosjekt som hindres av myndighetsbestemte økonomiske rammevilkår er i litt ulike faser; alt fra meldingsfasen til prosjekt som har fått konsesjon, men som er til ny, intern vurdering.

Figur 4.6 I hvilke faser oppleves de ulike hindringene for vindkraftprosjekter som viktigst?



Det er geografiske forskjeller i hvilke hindringer som oppgis å være den viktigste for vindkraftprosjekt i Norge. Nettrelaterte årsaker oppgis bl.a kun av prosjekt i Nord-Norge, mens kritikk av støtteordningene fordeler seg utover landet med en overvekt på Midt-Norge. I Midt-Norge oppgir ingen av prosjektene at myndighetsbestemte ikke-økonomiske rammebetingelser er det viktigste hinderet for dem, noe som sannsynligvis henger sammen med føringene i OEDs tildelingsbrev til NVE for 2007, der NVE blir bedt om å prioritere bl.a. prosjekter som kan bidra til å bedre forsyningssikkerheten i Midt-Norge – en prioritering som ble opprettholdt i tildelingsbrevet for 2008.

Figur 4.7 Hvilke hindringer oppleves i ulike deler av Norge



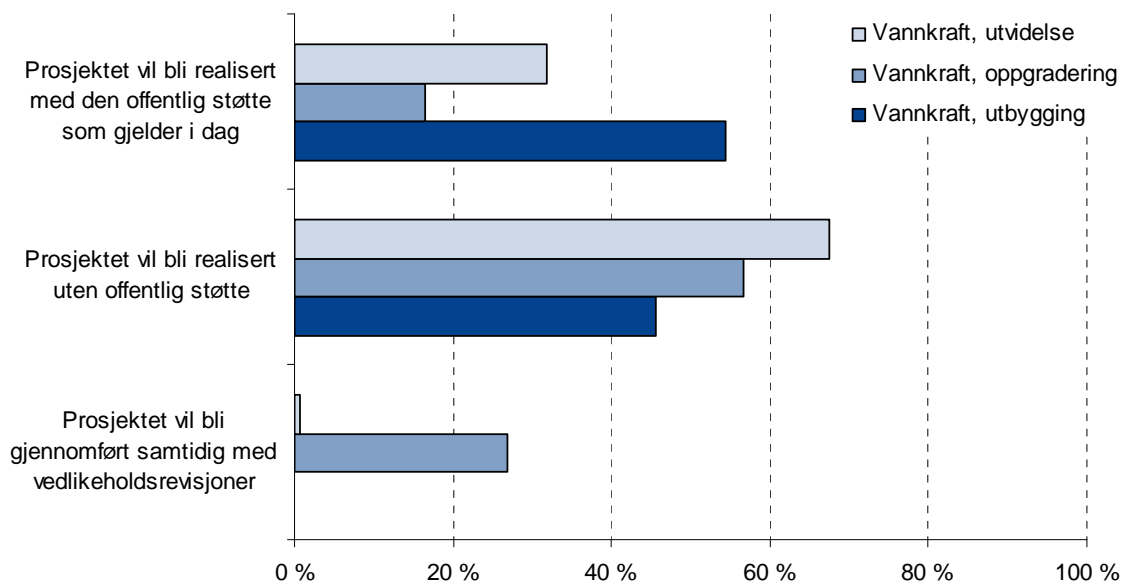
## 5 Årsaker til at nye kraftprosjekt blir realisert

Årsakssammenhenger for hva som ligger bak en mulig beslutning om idriftsettelse av et nytt vannkraftprosjekt er vist i Figur 5.1.<sup>4</sup> Kun prosjekter som er over middels og høyst sannsynlige vil bli realisert er tatt med i tallgrunnlaget til figuren. Kategoriene er gjensidig utelukkende.

Vannkraftprosjekter har i dag ikke noen offentlig støtte. Selskaper som oppgir at de har sannsynlige prosjekter som vil bli realisert med den offentlige støtte som gjelder i dag har svart dette enten ut fra en tro på det snart vil komme på plass en offentlig støtte, eller at de faktisk tror at støtten fra Stortingsmelding nr. 11 (2006/07) som ble vedtatt av Stortinget mars 2007 på 4 øre/kWh faktisk er trådt i kraft. Det er nye vannkraftprosjekter som står for mesteparten av volumene i undersøkelsen, og vi ser at nye vannkraftprosjekter for en stor grad sier at de vil realiseres dersom de får offentlig støtte. Det vil altså si at det er fare for at dersom vannkraft ikke får den støtten som er signalisert, vil deler av det sannsynlige potensialet for økt produksjon falle bort.

Ikke uventet er det kun oppgraderingsprosjekter som oppgir at den utløsende driveren for prosjektet kan være vedlikeholdsrevisjoner som må utføres.

Figur 5.1 Årsaker til at nye vannkraftprosjekt kan bli realisert



<sup>4</sup> Vi har for få opplysninger til å oppgi årsakssammenhenger for vindkraftprosjekter i dette kapitlet.

## VEDLEGG 1: Selskapsutvalg

Følgende selskaper mottok spørreskjema som ligger til grunn for 2008-undersøkelsen:

Tabell VI.1 Selskapsutvalg for 2008-undersøkelsen

1	Agder Energi	26	Ringeriks-Kraft
2	Akershus Energi	27	Røros Everk
3	BKK	28	Salten Kraftsamband
4	EB Energiselskapet Buskerud	29	Skagerak Energi
5	E-CO Energi	30	Småkraft
6	Eidefoss	31	Sogn og Fjordane Energi
7	Eidsiva Energi	32	Søgnekraft
8	Elkem	33	Solør fjernvarme
9	Fitjar Kraftlag	34	Statkraft
10	Fjellkraft	35	StatoilHydro
11	Fortum Holding Norway	36	Statskog
12	Fred Olsen Renewables	37	Sunnhordland Kraftlag
13	Fredrikstad Energi	38	Tafjord Kraft
14	Hafslund	39	TEV Fjernvarme
15	Hamarregionen Fjernvarme	40	Troms Kraft
16	Hammerfest Energi	41	Trondheim Energiverk
17	Haugaland Kraft	42	Trysil fjernvarme
18	HelgelandsKraft	43	TrønderEnergi
19	Istad Kraft	44	Varanger Kraft
20	Lyse	45	Vestavind
21	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	46	Vindkraft Nord
22	Norsk Grønnkraft	47	Zephyr
23	Norsk Hydro	48	Østfold Energi
24	Norsk Miljøkraft	49	Øvre Eiker fjernvarme
25	Norsk Vind Energi		