



Tilgangen til fornybar energi i Norge

- et innspill til Klimakur 2020

2
2010

R
A
P
P
O
R
T

KLIMAKUR 2020



Tilgangen til fornybar energi i Norge

Et innspill til Klimakur 2020

Rapport nr

Tilgangen til fornybar energi i Norge

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Håvard Hamnaberg

Forfatter: Håvard Hamnaberg, Karen Nybakke, Seming Skau m.fl.

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: Kun digitalt

Forsidefoto:

Sammendrag:

Emneord: fornybar energi, klima, vindkraft, vannkraft, vasskraft, bioenergi, biomasse, biogass

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

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

Mars 2010

Innhold

Forord	5
1 Innledning	6
1.1 Klimakur	6
2 Fornybardirektivet	8
2.1 Fornybarbrøken.....	8
2.2 Konsekvenser for Norge	8
3 Kraftproduksjon	9
3.1 Innledning.....	9
3.2 Vannkraft.....	10
3.2.1 Status	10
3.2.2 Potensial for ny vannkraft.....	10
3.3 Vindkraft	11
3.3.1 Status	11
3.3.2 Potensial for vindkraft på land.....	11
3.3.3 Ressurstilgang offshore vindkraft.....	12
3.3.4 Produksjonspotensial, driftserfaringer og brukstid	12
3.4 Andre teknologier	12
3.4.1 Biokraft	13
3.5 Kraftnett.....	13
Fornybar produksjon og nettutviklingen	13
3.6 Miljø som begrensning	14
3.6.1 Visuelle virkninger	14
3.6.2 Biologisk mangfold	14
3.6.3 Andre konfliktemaer	14
3.7 Kostnader	15
3.7.1 Kostnadskurve vannkraft.....	15
3.7.2 Kostnadskurve vindkraft.....	16
3.7.3 Kostnader ved offshore vind.....	18
3.7.4 Samlet kostnadskurve	18
3.8 Oppsummering kostnader og ressurser	19
4 Bioenergi	20
4.1 Innledning.....	20
4.2 Tilgangen på biobrensel – ulike anslag.....	20
4.3 Råstofftilgang fra skogen	21
4.3.1 Grener og topper	21
4.3.2 Tynningsvirke	22
4.3.3 Biovirke/Energivirke og massevirke til energiformål.....	23
4.3.4 Stubber og røtter	23
4.3.5 Biomasse fra kulturlandskap	24
4.3.6 Ved.....	24
4.3.7 Rydding ved kraftnett, vei og jernbane.....	25
4.4 Biprodukter fra treindustrien	25

4.5	Råstofftilgang fra jordbruket	26
4.5.1	Halm og kornavrens	26
4.6	Biogass.....	27
4.6.1	Biogass fra husdyrgjødsel	27
4.6.2	Biogass fra avfall fra næringsmiddelindustri.....	28
4.6.3	Samlet potensial biogass.....	28
4.7	Kostnader ved økt tilgang av bioenergi	29
4.7.1	Kostnadskurve for bioenergi.....	29
4.8	Oppsummering/konklusjon	30

Forord

Denne rapporten oppsummerer NVEs nåværende kunnskap om ressurser til kraftproduksjon og bioenergiressurser. Rapporten er utarbeidet som et innspill til arbeidet med Klimakur 2020.

Arbeidet er i hovedsak utført i seksjon for ressurs i Energiavdelingen. Spesielt nevnes og takkes Seming H. Skau, Karen Nybakke, Knut Hofstad og Gudmund Bartnes. Videre har Konesjonsavdelingen v/Asle Selfors bidratt mye.

Oslo, mars 2010

Agnar Aas
vassdrags- og
energidirektør

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

1 Innledning

Overgang til energibruk som er karbonfri eller har lavt karboninnhold er sentralt i mange klimatiltak. Dersom tilgangen på alternative energivarer skal skaffes innenlands, må fornybar energiforsyning bygges ut. Fornybar energi kan også gjøres tilgjengelig ved å bruke mindre av den fornybare energien vi allerede har tilgjengelig, gjennom energieffektivisering. Dette er ikke studert separat i denne forbindelse, men i noen av de andre sektoranalysene i Klimakur 2020 er dette adressert. Dette notatet begrenser seg således til å beskrive potensialet for økt innenlandsk tilgang på fornybare ressurser og hvilke kostnader økt tilgang vil innebære, gitt dagens kunnskap om teknologi og ressurser.

Fornybar energi kan omsettes som elektrisitet eller varme. Framstillingen her legger hovedvekt på fornybar kraftproduksjon. Hovedbudskapet er at økt tilgang på fornybar kraft i all hovedsak vil være basert på vann- og vindenergi.

Den viktigste kilden til fornybar varme er bioenergi. Norske bioenergiressurser brukes i dag primært til varmeproduksjon og en utvidelse på dette området er mulig. Skal bioenergiressursene i tillegg brukes til kraftproduksjon og flytende transportbrennstoff innen et internasjonalt marked, vil ressursene imidlertid være mer begrensede. Kunnskapen om teknologi og kostnader ved bruk av bioenergi til varme er også større enn innen bioenergi til kraft og flytende brennstoff.

Dette er altså ikke en utfyllende omtale av alle fornybare energiresurser i Norge. Varme kan for eksempel produseres med basis i geotermisk energi, men det er liten kunnskap om potensialet for denne energiresursen i Norge. Videre kan solvarme brukes direkte for å varme opp bygg eller varmtvann til oppvarming eller tappevann. Dette er sett på som et tiltak i bygningskroppen, og er omtalt i Klimakurs byggstudie.

EUs fornybardirektiv forventes å bli gjort gjeldende også i Norge. Det har ikke vært mulig å ta hensyn til dette direktivet i Klimakur 2020, da forhandlingene mellom Norge og EU om Norges vilkår ikke er avsluttet.

Energiministrene i Sverige og Norge oppnådde i september 2009 enighet om å samarbeide om et felles marked for el-sertifikater, en støtteordning for fornybar elektrisitetsproduksjon. Dette markedet skal etter planen starte i 2012, og vil være et virkemiddel for å øke produksjonen av elektrisitet fra fornybare kilder.

1.1 Klimakur

I januar 2008 ble flertallet på Stortinget enig om noen hovedlinjer i den norske klimapolitikken. Dette klimaforliket ble inngått i forbindelse med behandlingen av Stortingsmelding nr. 34 (2006-2007) Norsk klimapolitikk (Klimameldingen). Klimaforliket setter mål for Norges innsats for å redusere klimagassutslippene i Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode (perioden 2008-2012) og videre fram mot 2020 og 2030.

Som et ledd i oppfølgingen av Klimaforliket og Klimameldingen, vil regjeringen legge fram en vurdering av klimapolitikken og behov for endrede virkemidler. Regjeringen vil legge fram denne vurderingen midtveis i Kyotoperioden.

I juni 2008 ga Miljøverndepartementet Klima- og forurensningsdirektoratet (daværende Statens forurensningstilsyn, SFT) i oppdrag å opprette og lede en faggruppe for å utarbeide grunnlagsmateriale for en slik vurdering. Denne faggruppen fikk navnet Klimakur 2020. Faggruppen bestod av Klima- og forurensningsdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Oljedirektoratet (OD),

Statistisk sentralbyrå (SSB) og Statens vegvesen Vegdirektoratet (SVV). Klimakur publiserte sin hovedrapport¹ 15. februar 2010.

¹ Klimakur 2020: Sluttrapport, Statens klima- og forurensingsdirektorat 2010

2 Fornybardirektivet

Et av de viktigste dokumentene når det gjelder fornybar energi i årene frem mot 2020 er EUs fornybardirektiv, som ble formelt vedtatt våren 2009. Direktivet setter bindende mål for hvert land om andelen fornybar energi av samlet energibruk i 2020. Motivasjonen for direktivet er, i tillegg til et ønske om reduserte klimagassutslipp, et fokus på økt forsyningssikkerhet, teknologiutvikling og oppbygging av næringsvirksomhet knyttet til fornybar energi i Europa.

Regjeringen har signalisert at dette direktivet skal gjøres gjeldende for Norge.

En økning i fornybarandelen kan oppnås ved å øke produksjonen av fornybar energi, ved å erstatte fossil energi med fornybar og ved å redusere energibruken.

2.1 Fornybarbrøken

Målet med det nye direktivet er å øke andelen fornybar energi i EU fra 8,5 prosent i 2005 til 20 prosent av totalt energibruk innen 2020. Alle medlemslandene skal bidra til økningen ved å nå definerte nasjonale mål.

Direktivet omhandler elektrisitet, varme/kjøling og energibruk i transportsektoren. Det er satt et eget mål om at 10 prosent av energibruken i transportsektoren skal dekkes av fornybar energi.

Direktivet vil altså kreve en større andel fornybar energi, regnet på følgende måte: (For elektrisitet og varme/kjøling er det produksjonen som telles.)

El fra fornybare kilder + varme/kjøling fra fornybare kilder + direkte bruk av fornybar energi

Brutto energibruk

2.2 Konsekvenser for Norge

Norge har allerede en svært høy fornybarandel - rundt 60 prosent. Det er i skrivende stund uvisst hvor mye Norge må forbedre fornybarbrøken sin – dette er gjenstand for forhandlinger mellom EU og norske myndigheter.

Et høyt mål vil være krevende å nå. Norge har en tilnærmet 100 prosent fornybar kraftforsyning, så en stor økning må tas ved å erstatte fossile brensler i andre sektorer, øke krafteksporten dramatisk, eller å redusere forbruket av energi drastisk.

Det er pågående forhandlinger om Norges mål under dette direktivet, og et forhandlingsresultat er ikke ventet før Klimakur skal levere sin hovedrapport. Direktivet krever at det utarbeides en nasjonal handlingsplan, som skal leveres innen 30. juni 2010. Det er foreløpig ikke bestemt om denne fristen gjelder for EFTA-landene.

3 Kraftproduksjon

3.1 Innledning

Flere av de mulige CO₂-reduserende tiltakene i Norge vil kreve substitusjon av dagens energibruk med energi som er generert uten vesentlige CO₂-utslipp. Denne kan omsettes elektrisk, basert på i hovedsak vann- og vindenergi, eller direkte som varme, spesielt fra bioenergibærere.

Eksempler på tiltak som vil kreve økt tilgang på elektrisitet er elektrifisering der gassturbiner for kraftproduksjon på oljeplattformene erstattes med kraft fra land, utstrakt bruk av elektrisitet innen transport, og erstatning av annen energi i industrien med elektrisitet. Omfattende tiltak innen disse og andre områder vil kunne gi en betydelig vekst i det norske kraftforbruket.

Skal erstatning av annen energi med el-kraft være et sikkert CO₂-reduserende tiltak globalt sett, må en ha god kontroll på den kraften som inngår i denne substitusjonen. Økt import av kraft for dette formålet gir usikre globale CO₂-virkninger, og skal en legge stor vekt på CO₂-reduserende tiltak innen Norges grenser må dette primært begrunnes med bedre kontroll med de totale klimavirkningene. En vesentlig vekst i kraftforbruket for å redusere CO₂-utslippene må derfor følges opp med en tilsvarende vekst i den norske kraftproduksjonen: Altså en vekst ut over det som er nødvendig for å møte normalt innenlandsk etterspørselsvekst og dermed opprettholde forsyningssikkerheten. Uten en slik ekstra vekst tilsvarende substitusjonen, vil det kunne hevdes at norske utslippsreduksjoner baseres på utslippsøkninger i andre land.

Økt norsk kraftproduksjon fram til 2020 vil i all hovedsak komme fra vannkraft og vindkraft på land. For disse teknologiene finnes det store naturressurser, og kostnadene er kjente og lavere enn for andre teknologier, som neppe vil gjøre seg gjeldende på kort sikt. Gasskraft med fangst og lagring har høyere produksjonskostnader, bruker betydelig kraft i fangsanlegget og har et betydelig restutslipp av CO₂. Vindkraft til havs har i dag dobbelt så høye kostnader som vindkraft på land, og vil kreve betydelig teknologiutvikling om den skal bli en betydelig kilde til ny kraft.

Det er lite som taler for at bioenergi i nevneverdig grad kommer til å spille en rolle som energikilde for kraftproduksjon i Norge. Lav virkningsgrad uten avtak for spillvarme og høye investeringskostnader gjør varmekraftverk basert på bioenergi lite lønnsomme, Bioenergiressursen er begrenset og det er økende etterspørsel etter biomasse til varmeformål og som erstatning til kull i industrien. Fremtidig bruk av biomasse i transportsektoren vil i tillegg øke konkurransen om de begrensede bioenergiressursene.

Etter 2020 kan annen kraftproduksjon utgjøre en økende andel av ny tilgang, men fram til den tid er spørsmålet primært hvordan en kan sikre en betydelig vekst i produksjonen av vannkraft og vindkraft på land.

Det er særlig tre faktorer som begrenser tilgangen på vannkraft og vindkraft:

- Hvilke og hvor store inngrep i naturen finnes å være akseptable?
- Utbygging av kraftnettet for å tilrettelegge for ny kraftproduksjon.
- Kapasitet innen planlegging, konsesjonsbehandling og praktisk utbygging.

Skal en gå over fra dagens utbyggingstakt, som synes å være i samme størrelsesorden som forbruksveksten, til i 2020 også å kunne sørge for mye fornybar kraft til substitusjon, vil dette kunne gi utfordringer på alle de ovennevnte punkter.

3.2 Vannkraft

Norge er et vannkraftland, og nesten all elektrisiteten som produseres her kommer fra vannkraftverk. Det er fortsatt et teknisk potensial for å utvikle norske vassdragsressurser for kraftformål. Kostnadene varierer svært mye fra prosjekt til prosjekt der noen er billigere og andre dyrere enn andre energiteknologier. Noen prosjekter har muligheter for svingproduksjon som foredler kraft fra andre teknologier med mer varierende kraftproduksjon, som uregulert vannkraft og vindkraft.

3.2.1 Status

Den årlige produksjonskapasiteten til vannkraftverkene er på 124 TWh, inkludert prosjekter som er under bygging, basert på beregnede verdier over perioden 1970-1999. Det er også gitt tillatelse til 1,9 TWh der det ikke er igangsatt bygging. Det er likevel fortsatt et potensial for å utvikle norske vassdragsressurser for kraftformål.

Det er stor interesse for å bygge ut mer vannkraft. I skrivende stund har NVE over 500 saker til behandling, dersom man inkluderer saker som ligger i kø for behandling. Til sammen utgjør det i overkant av 9 TWh, før eventuelle reduksjoner eller avslag. Sakene i kø utgjør ca. 3-4 TWh.

3.2.2 Potensial for ny vannkraft

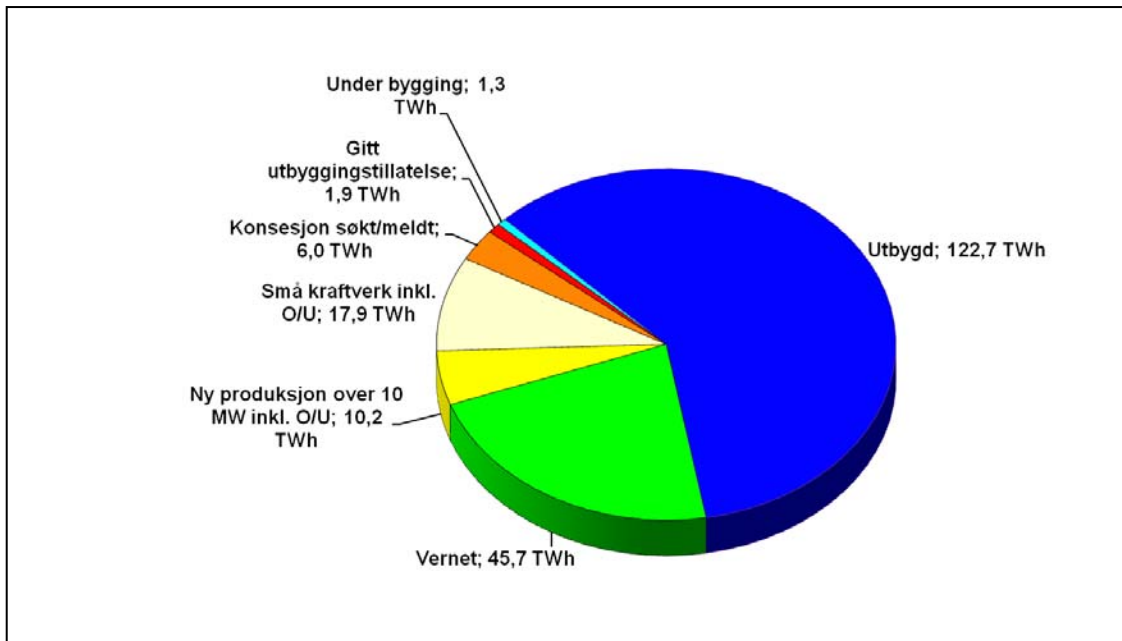
Vannkraftpotensialet, slik det er definert, inkluderer utnyttelse med en øvre investeringsgrense på 3-4 kr/kWh. En stor del av potensialet for nye prosjekter er i form av små kraftverk, altså kraftverk med installert effekt mindre enn 10 MW. En annen hovedkategori er opprusting og utvidelse (O/U) av eksisterende kraftverk, der mesteparten kommer fra utvidelser.

Gjennom verneplan for vassdrag og andre naturvernområder er det vernet et potensial på 45,7 TWh.

Det samlede teknisk/økonomiske potensialet for ny energi fra vannkraft som myndighetene kjenner til er på 34 TWh², inkludert det som er konsesjonssøkt. Hvor stor del av potensialet som kan realiseres er avhengig av vurderinger av miljø- og andre samfunnsinteresser. Dette vil gjøre at noen prosjekter ikke får konsesjon eller blir redusert.

Det arbeides med å oppdatere potensialet med en investeringsgrense på 10 kr/kWh, som anses å være sammenliknbart med vindkraft på land.

² Konsesjon søkt/meldt, små kraftverk inkl. O/U, Ny produksjon over 10 MW inkl. O/U



Figur 1 Vannkraftpotensialet i Norge, status 1.1.2009. Kilde: NVE

3.3 Vindkraft

Vindforholdene i Norge er blant Europas beste og det fysiske vindkraftpotensialet er relevant i satsningen på ny fornybar energiproduksjon. Hvor mye vindkraft som *kan og vil* bygges ut er imidlertid avhengig av andre forhold enn vindressurser alene.

3.3.1 Status

Per januar 2009 er det bygd ut ca. 430 MW vindkraft som i 2008 produserte 917 GWh fordelt på 18 vindkraftverk. NVE har i tillegg gitt konsesjon til ytterligere 22 vindkraftprosjekter. Tre av disse er offshore-prosjekter (Sway, Hywind, Havsul I). I de fleste tilfeller gis endelig tillatelse av Olje- og energidepartementet etter klagebehandling. Konesjonssøknader og meldinger på vindkraftprosjekter utgjør til sammen ca. 23 000 MW. De aller fleste prosjektene er landbaserte.

Potensialet for vindkraft i nære kystfarvann er, i følge NVEs estimer, i samme størrelsesorden som potensialet for landbasert vindkraft, mens potensialet lengre ute enn 20 km fra kysten er svært stort.

3.3.2 Potensial for vindkraft på land

Det fysiske vindkraftpotensialet i Norge er svært stort, men viktige begrensninger gjør at mye av dette ikke kan omsettes til produksjon av elektrisk kraft. Det er flere studier som har undersøkt potensialet, og disse har med varierende forutsetninger funnet store potensialer³. I NVE-rapport 12/2005 ble det betingede økonomiske vindkraftpotensialet i Norge anslått til 250 TWh.

Det er i det videre tatt utgangspunkt i en studie som ble gjennomført av NVE og Enova i 2008; *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025* (heretter: mulighetsstudien). Hensikten med

³ Blant annet:

- *Vindressurser i Norge*, NVE-rapport 16/2001
- *Vindkraftpotensialet i Norge*, NVE-rapport 17/2005
- *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025*, NVE-rapport 18/2008

denne var å finne ut hva som kunne være nettmessig realiserbart av landbasert vindkraft i 2015 og 2025, blant annet for å kunne si noe om støttebehovet for vindkraft på kort og mellomlang sikt.

Vannkraft og annen kraftproduksjon konkurrerer med vindkraft om å benytte kraftnettet. Mulighetsstudien tar derfor utgangspunkt i eksisterende ledig kapasitet i sentralnettet, i tillegg til Statnetts planlagte nettførsterkninger. Det er gjort en generell forutsetning om at vannkraft bygges ut før vindkraft og at gasskraftverket på Mongstad blir satt i drift. Studien vurderte bare kystfylkene fra Lindesnes til Nordkapp.

Mulighetsstudien anslår at innen 2020 vil det være mulig å øke produksjonen av fornybar kraft med ca 30 TWh i forhold til i 2008, fordelt på ca 13 TWh vannkraft og 17 TWh vindkraft⁴. Dette forutsetter at utbygging skjer der det er ledig nettkapasitet. Skal produksjonen økes mer, kreves det ytterligere investeringer, som opprustning av nettet eller tiltak for å øke utnyttelsen av eksisterende nett, som for eksempel nye pumpekraftverk.

Begrenset nettkapasitet synes ikke å legge en demper på entusiasmen for vindkraft: I de fleste områder er søknads- og meldingsmengden større enn forventet nettkapasitet i 2020. Midt-Norge har den største søknadsmengden for landbasert vindkraft. Ved inkludering av meldinger på prosjekter offshore kommer også Vest-Agder og Rogaland høyt opp på lista.

3.3.3 Ressurstilgang offshore vindkraft

Norge har betydelige muligheter for å bygge vindkraft også i indre farvann. Kostnadene ved slike prosjekter er imidlertid vesentlig høyere enn på land. Interessen er likevel til stede, og NVE har registrert meldinger innenfor grunnlinjen tilsvarende om lag 4500 MW.

Bunnfaste offshore prosjekter som er planlagt tilknyttet ledningsnettet på land vil konkurrere med andre prosjekter om nettkapasiteten. Dette beskrives nærmere i kapittel om nettkapasitet.

Det er helt andre begrensninger enn vindressursen som vil bli bestemmende for en eventuell utbygging. All vindkraft i Norge, spesielt offshore, er avhengig av støtte, og det finnes pr i dag ingen støtteordninger for offshore vindkraft.

Potensialet for vindkraft i nære kystfarvann er, i følge NVEs estimer, i samme størrelsesorden som potensialet for landbasert vindkraft, mens potensialet lenger uten enn 20 km er svært stort.

3.3.4 Produksjonspotensial, driftserfaringer og brukstid

Driftsstatistikk fra norske vindkraftverk viser i 20 - 25 prosent lavere produksjon enn hva som lå til grunn for konsesjonsbehandlingen av kraftverkene. Produksjonsforholdene har altså vist seg å være utfordrende, selv om vi ikke har sikker kunnskap om hvorfor produksjonen blir lavere enn planlagt.

På grunn av usikkerheten i brukstiden for vindparkene er det lagt til grunn et intervall i brukstiden på 2200-3000 timer ved utregning av nettets kapasitet og produksjonskostnader for elektrisk energi fra vindkraftverk.

3.4 Andre teknologier

Det er ikke forventet at andre teknologier for kraftproduksjon vil gjøre seg gjeldende i nevneverdig grad i de neste årene.

⁴ Mulighetsstudien legger til grunn 3000 driftstimer per år for vindkraftproduksjonen. I de videre beregningene som gjøres her legger vi til grunn 2200 – 3000 timer, så 17 TWh må sees på som et maksimum.

3.4.1 Biokraft

Det er i prinsippet mulig å etablere storskala varmekraft der energivaren kull er erstattet med bioenergi. Dette vil kreve store volumer med tremasse som vanskelig kan skaffes innenlands, men som må importeres ved hjelp av store bulkskip. Selv om økonomien i slike prosjekter kan være gunstig sammenlignet med andre teknologier basert på fornybar energi, vil energiutnyttelsen (elvirkningsgraden) bare være ca. 40 prosent. Bioenergi vil i fremtiden kunne bli en knapphetsressurs og vi har også av den grunn valgt å ikke studere kraftproduksjon fra biomasse nærmere.

3.5 Kraftnettet

Grunnleggende for kraftsystemet og nettet er at elektrisk kraft ikke lagres, men benyttes samtidig med at den produseres. Forbrukstygdepunktet i det norske systemet er på Østlandet og produksjonen i Norge er hovedsaklig lokalisert på Vestlandet. Dette har medført at systemet er bygget med flesteparten av forbindelsene øst-vest for å overføre kraft fra vannkraften langs kysten til forbruket på innlandet.

Det norske nettet deles gjerne inn i tre nivåer.

- **Sentralnettet** har de høyeste spenningsnivåene, vanligvis 300 og 420 kilovolt. Statnett eier størstedelen av dette nettet som er hovedlinjene i kraftsystemet. Store vannkraftanlegg er ofte tilknyttet på dette spenningsnivået.
- **Regionalnettet** kan sammenlignes med fylkesveier. Regionalnettet transporterer ofte strømmen fram til den kommunen du bor; fra sentralnettet til distribusjonsnettet. Regionalnettet har oftest et spenningsnivå på 66 eller 132 kilovolt. Vindkraftparker knyttes ofte til på dette spenningsnivået.
- **Distribusjonsnettet** transporterer strømmen fra regionalnettet til den enkelte forbruker, ved spenningsnivå på 22 kV og lavere. Småkraft knyttes som regel til på distribusjonsnettet.

Fornybar produksjon og nettutviklingen

Utbyggingen av nett er etterspørselsstyrt. Det betyr at det bygges nytt nett når enten nytt forbruk eller ny produksjonen utløser behov for det. Nettet er derfor godt utnyttet og det vil være behov for større nettinvesteringer for å gjøre plass til mye ny fornybar produksjon. Hovedutfordringen er at større fornybar produksjon er planlagt i områder hvor det allerede i dag er et kraftoverskudd eller ingen ytterligere tilgjengelig nettkapasitet for å overføre ny produksjon. Dette betyr at det vil kunne være behov for investeringer i nytt sentralnett før ny produksjon kan mates inn på nettet. Noen investeringer vil kunne være utløst av andre behov enn å øke den fornybare kraftproduksjonen, for eksempel forsyningssikkerhet for regioner, men vil samtidig legge til rette for innmating av ny kraft.

I mange sammenhenger snakkes det om tilgjengelig nettkapasitet. Dette er et forsøk på å synliggjøre hvor mye fornybar produksjon det er plass til gitt dagens nett eller ulike utviklingsscenarioer. Ulike typer fornybar produksjon har ulike produksjonsprofiler over året og mellom områder. Dette påvirker hvor mye ny produksjon det vil være plass til i nettet. Det er sannsynlig at den reelle nettkapasiteten, både per område og aggregert, kan økes noe ved å optimalisere kombinasjonen av produksjonsteknologier.

Statnett lager årlig en kraftsystemutredning som beskriver forventede investeringer i nettet de neste 15 årene. Ved å ta utgangspunkt i denne utredningen er det mulig å gi noen overordnede vurderinger av hvor mye fornybar produksjon det vil være plass til gitt ulike scenarier.

Det eksisterende og planlagte sentralnettet gir rom for en del ny kraftproduksjon, i den størrelsesorden som er omtalt i mulighetsstudien. I hovedtrekk er noen begrensninger i Nord-Norge, Midt-Norge, og på Vestlandet, mens det på Østlandet i liten grad er nettmessige begrensninger for ny kraftproduksjon.

3.6 Miljø som begrensning

Potensialene som er oppgitt for mulig ny kraftproduksjon er basert på teknisk/økonomiske vurderinger. Før anlegg kan bygges må de gis tillatelse av myndighetene, som gjør omfattende vurderinger av prosjektenes påvirkning på andre forhold. Basert på disse vurderingene vil en del prosjekter bli reduserte i omfang eller få avslag på søknader om konsesjon.

Et viktig kriterium ved vurdering av om et energiprojekt skal få konsesjon er påvirkningen på det ytre miljø. Dette blir gjort gjennom kvalitative vurderinger, og miljøkostnader ved utbygginger er ikke verdsatte i kroner. Både vindkraft, vannkraft og nettutbygginger har miljøkonsekvenser og kan møte motstand fra publikum.

3.6.1 Visuelle virkninger

Ofte er det motstand mot vind- og vannkraftprosjekter og kraftnettutbygginger, blant annet med henvisning til visuelle virkninger. Når mange prosjekter planlegges innen et område øker motstanden de fleste steder. En holdningsundersøkelse gjort av TNS Gallup på oppdrag fra Enova i september 2009 viser imidlertid at befolkningen i vindkraftkommuner generelt er positive til vindkraft og ser flere positive enn negative effekter.

Kulturmiljø er ett av flere hensyn under visuelle virkninger. Områder som på forhånd er klassifisert som svært verdifulle kulturmiljøer kan i noen grad unngås, men ofte vil kulturmiljøet i varierende grad påvirkes av kraftverk. Det finnes ikke klare kriterier eller absolutte grenser for hvor mye kulturmiljøet kan tåle.

3.6.2 Biologisk mangfold

Alle kraftverkprosjekter har en viss virkning på biologisk mangfold. Vindkraft forventes særlig å kunne gi virkninger på fugl, og kan i enkelte tilfeller også gi virkninger på annen fauna, planter og naturtyper. Vannkraft påvirker vannføringen i vassdragene, og derigjennom forholdene for fugl, fisk og plantearter som lever i eller langs vassdrag og magasiner.

Summen av svært mange kraftprosjekter i landet eller i en region kan gi en registrerbar nedgang i sjeldne arter. Det er vanskelig å si hvor tålegrensen går for den enkelte art, men noen arealer skiller seg for eksempel ut som spesielt viktige fuglebiotoper, og her tildeles det normalt ikke konsesjon for vindkraft. For å unngå konflikt med biologisk mangfold kan en helt unngå spesielle områder eller foreta justeringer av veitraseer, oppstillingsplasser og lignende. For vannkraftprosjekter er plassering av inntak og utløp, minstevannsføring og trasé for rørgaten viktige variabler som vurderes i konsesjonsprosessene.

3.6.3 Andre konflikttemaer

Friluftsliv lokalt påvirkes av både vannkraft og vindkraft, men spesielt viktige regionale friluftsområder unngås ved konsesjonstildeling. *Turisme* kan også påvirkes negativt som en konsekvens av at viktige friluftsområder blir berørt. På den annen side vil vannkraftstasjoner og vindparker også kunne tiltrekke seg turister.

Reindrift kan bli berørt av kraftprosjekter. Arealer som er viktig for blant annet samling og flytting av rein bør unngås.

Uberørt natur, eller INON områder, er en klassifisering som omhandler både friluftsliv og biologisk mangfold. De viktigste områder langt fra inngrep (villmarksområder) kan i stor grad unngås, men de fleste kraftprosjekter reduserer omfanget av uberørt natur i noen grad.

Forsvarsinteresser tas også hensyn til, og begrenser kraftprosjekter i enkelte områder.

3.7 Kostnader

Vannkraft og vindkraft på land antas å utgjøre hovedvekten av ny kraftproduksjon i Norge frem mot 2020, og disse teknologier er derfor mest aktuelle å se på i sammenheng med Klimakur-tiltakene. Det er derfor bare satt kostnader på disse to teknologiene. Kostnadene er omsatt til en kostnadskurve som viser til hvilken pris teknologiene kan produsere elektrisitet. Det er, på samme måte som ved omtalen av potensialene, ikke gjort vurderinger av reduksjoner, krav om minstevannføring, avslag gjennom konsesjonsprosessene og skattemessige forhold som kan redusere inntektene fra et kraftverk.

Kostnadene er basert på kunnskap om teknologikostnader og søknader hos NVE og Enova, i tillegg til litteraturstudier. På grunn av mer erfaring er kjennskapen til vannkraften mye større enn den er for vindkraft. Kostnadene for nye vannkraftprosjekter er derfor vesentlig mer presise – på prosjektnivå – enn for vindkraften, der kostnadene er mer generaliserte.

Kostnadene er for 2009, og det er ikke lagt inn synkende kostnader på grunn av teknologiutvikling/læringskurver, noe som kan gjøre seg gjeldende for vindkraft selv om kostnadene har steget de siste årene. Det er lagt til grunn en kalkulasjonsrente på 6,5 prosent.

Ved vurdering av kostnader ved klimatiltak som krever kraft må en også ta med aktuelle nettkostnader i det enkelte tilfelle. Utvidet kraftproduksjon vil i noen tilfeller gi ny nettutbygging som øker kostnadene sammenlignet med vanlig nettareffekt i dag

3.7.1 Kostnadskurve vannkraft

Kostnadstallene for vannkraft er basert på flere kilder. Kostnadene for små kraftverk er basert på NVEs digitale kartlegging av potensialet for små kraftverk og prosjekter fra Samlet plan kartlagt på 1980- og 1990-tallet. For større kraftverk er kostnadene basert på manuelle beregninger fra Samlet Plan-prosessen. For de prosjektene der det foreligger konsesjonssøknader er det kostnadstallene fra disse som ligger til grunn.

På grunn av ulike kilder og varierende alder er det usikkerhet knyttet til kostnadstallene. Det kan estimeres en usikkerhet på ± 20 prosent for de tekniske kostnadene, på linje med usikkerheten i NVEs kostnadsgrunnlag for vannkraftverk som er utgangspunkt for beregningene av en del av prosjektene. Det bør også nevnes at det ligger tilsvarende usikkerhet i forutsetningene om tilsig.

For vannkraftkostnadene er det normalt lagt inn kostnader for ny linje til eksisterende nett, men kostnader for utvidelser i eksisterende nett er sjelden inkludert. En studie av slike kostnader i Agder Energi sitt område har funnet kostnader rundt 1 millioner kroner per 1 MW installert effekt småkraft.⁵

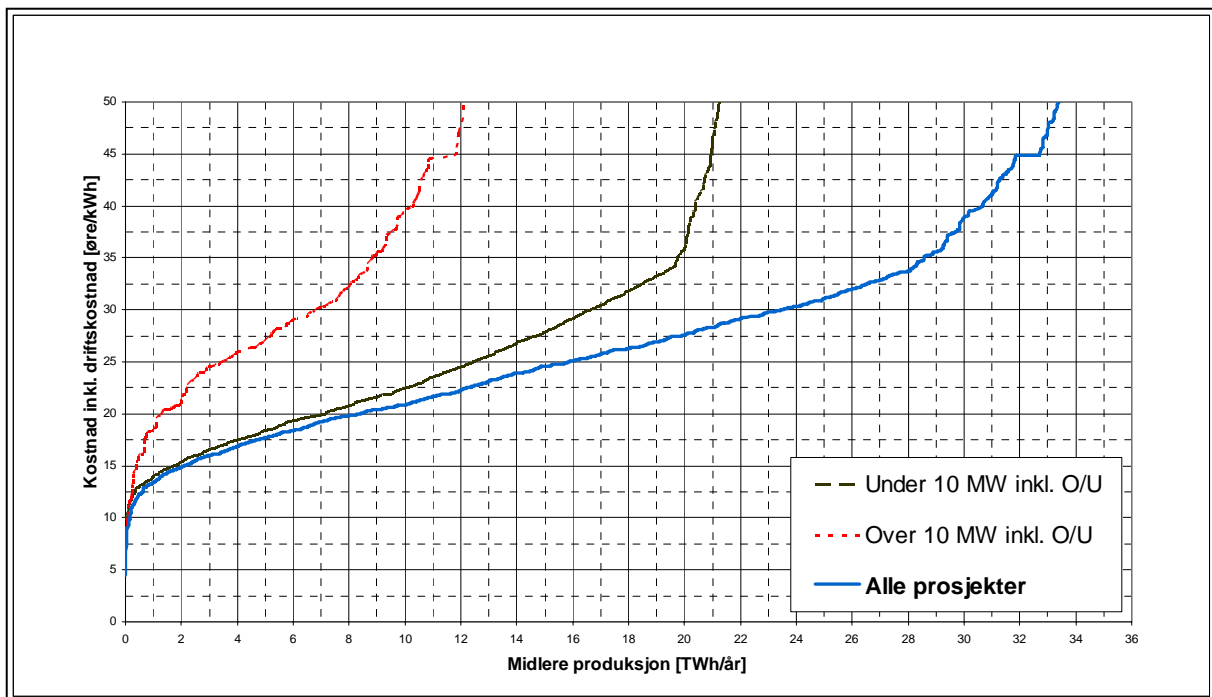
Kostnadstallene er indeksjusterte til 1.1.2009, men det er altså varierende alder på kostnadsberegningene. Beregningsmessig er det lagt til grunn 40 års levetid og årlige driftskostnader er satt til 1 prosent av utbyggingskostnaden uten renter i byggetiden. For kraftverk med opprustings- og utvidelsesprosjekter er det i varierende grad tatt hensyn til restverdien av eksisterende kraftverk eller kostnad ved produksjonsstans i byggeperioden.

⁵ Småkraftutredning Agder, Utbyggingspotensial og nettførsterkningsbehov, Norconsult, August 2007

Kostnadskurvene sier ikke noe om når utbyggere av et vannfall vil igangsette prosjekter. Realisering av nye prosjekter vil være avhengig av fremtidige kraftpriser og utbyggingskostnader og lønnsomme prosjekter i dag kan bli skjøvet fram i tid med forventning om enda høyere lønnsomhet.

Normalt regner man med at nye kraftverk med en investeringskostnad inntil 3-4 kr per kWh i årlig produksjon, som tilsvarer en produksjonskostnad på ca. 25-30 øre/kWh, bygges ved gitt tillatelse.

I konsesjonsprosessen kan det bli satt krav til avbøtende tiltak. Videre kan deler av et prosjekt bli avslått eller redusert. Dette kan redusere produksjonen og øke kostnadene per kWh. Dette vil i tilfelle medføre at kostnadskurven blir høyere enn det figuren viser. Kostnadskurven dekker ikke lønnsomhetsbaserte skatter, konsesjonskraft eller konsesjonsavgifter.



Figur 2 Kostnadskurver for vannkraftutbygging. Øre/kWh Kilde: NVE

I det videre er kurven for vannkraftkostnader generalisert til en lineær funksjon, blant annet på grunn av usikkerhet. Spesielt er det liten kunnskap om prosjekter utover det som normalt har blitt regnet som samfunnsøkonomisk lønnsomt, slik at den raske stigningen etter ca. 25 TWh i realiteten er noe flatere.

Vannkraftkostnadene er stort sett estimert med utgangspunkt i at prosjektene ikke får offentlig støtte. Dersom vannkraften omfattes av et støtteregime, for eksempel det bebudede el-sertifikatsamarbeidet med Sverige, vil dette endre dimensjoneringsgrunnlaget for de fleste prosjekter. Dette vil kunne gi økt energiproduksjon med samme miljøinngrep.

3.7.2 Kostnadskurve vindkraft

Det har vært en sterk økning av investeringskostnadene for vindkraft de siste årene. For 4 år siden ble investeringskostnadene anslått til ca. 10 mill. kr/MW, men de er nå økt til mellom 13 og 14 mill. kr/MW avhengig av turbintype og nettilknytning. Økningen skyldes i stor grad høy etterspørsel etter vindturbiner, samt høyere råvarepriser på verdensmarkedet.

Selv om finanskrisen har redusert råvareprisene betydelig, er det ventet en fortsatt høy etterspørsel etter vindturbiner på grunn av store utbyggingsprogrammer i Europa, Kina og USA. Dette taler for at det høye prisnivået på nye vindturbiner vil vedvare.

For vindkraft er den vesentligste usikkerheten brukstiden. Dette skyldes varierende vindforhold, men det er også store avvik mellom den forventede årsproduksjonen som vindkrafteieren oppgir og det som faktisk blir produsert. De siste årene har brukstiden ligget lavere enn forventet ut fra registrerte vindforhold. Årsakene til dette er ikke klarlagt.

For produksjonskostnadene er det lagt til grunn et intervall fra 2200-3000 driftstimer årlig, i tillegg til et kostnadsintervall på selve vindturbinene. Det er også usikkerhet knyttet til fastsettelsen av driftskostnadene. De ulike vindkrafteiere oppgir tall som varierer fra 6 til 12 øre/kWh. Dette harmonerer godt med estimatene til IEA Wind,⁶ som gir kostnader på 6-11 øre/kWh.

På dette grunnlag har vi kommet frem til et lavt og et høyt kostnadseksempel:

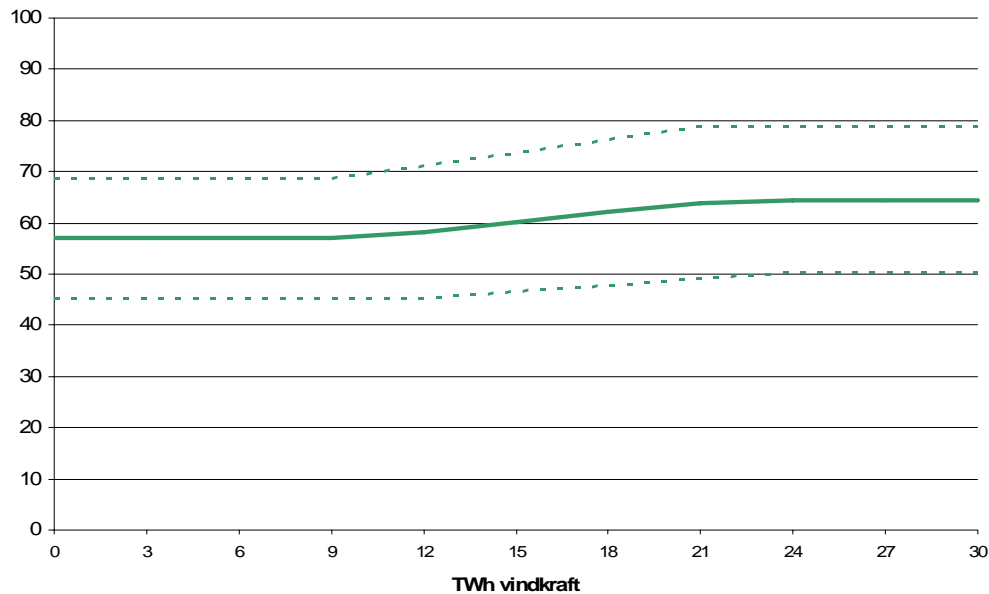
	lav kostnad	høy kostnad
brukstimer	3000	2200
investeringskostnader (kr/kW)	13000	14000
kapitalkostnad kr/kW/år (6,5%, 20 år)	1 180	1 271
kapitalkostnad (øre/kWh)	39,3	57,8
Driftskostnad (øre/kWh)	6	11
sum produksjonskostnad (øre/kWh)	45,3	68,8

Tabell 1 Kostnadseksempler vindkraft

Figur 3 viser en kostnadskurve for vindkraft på land i Norge basert på regneeksemplet gjengitt over. Kostnadene forbundet med vindkraft øker dersom man bygger utover den kapasitet som eksisterer i nettet, men det vil være store lokale og regionale forskjeller. Dette beskrives i figuren med en knekk i kostnadskurven, basert på de mengdene som kan bygges ut som beskrevet i mulighetsstudien. Her er det som et regneeksempel antatt en økning i produksjonskostnaden på mellom 5 og 10 øre/kWh når nettkapasiteten beskrevet i mulighetsstudien overskrides.⁷

⁶ IEA Wind: Annual report 2008, www.ieawind.org

⁷ Nettkostnadene er høyere per kWh for vindkraft enn for vannkraft, på grunn av den lavere brukstiden for vindkraft.



Figur 3 Kostnadskurve for vindkraft på land i Norge. Øre/kWh.

3.7.3 Kostnader ved offshore vind

Norge mangler erfaringsdata fra offshore vindkraftverk, men basert på utenlandske erfaringer kan en anslå at produksjonskostnadene vil være ca. 40 prosent høyere enn på land i indre farvann. Det betyr vindkraftkostnader mellom 64 og 96 øre/kWh.

Det internasjonale energibyrået (IEA) forventer at læring, spesielt innen fundamentering og kabling, vil senke kostnadene for bunnfaste vindturbiner offshore med over 20 prosent innen 2020⁸.

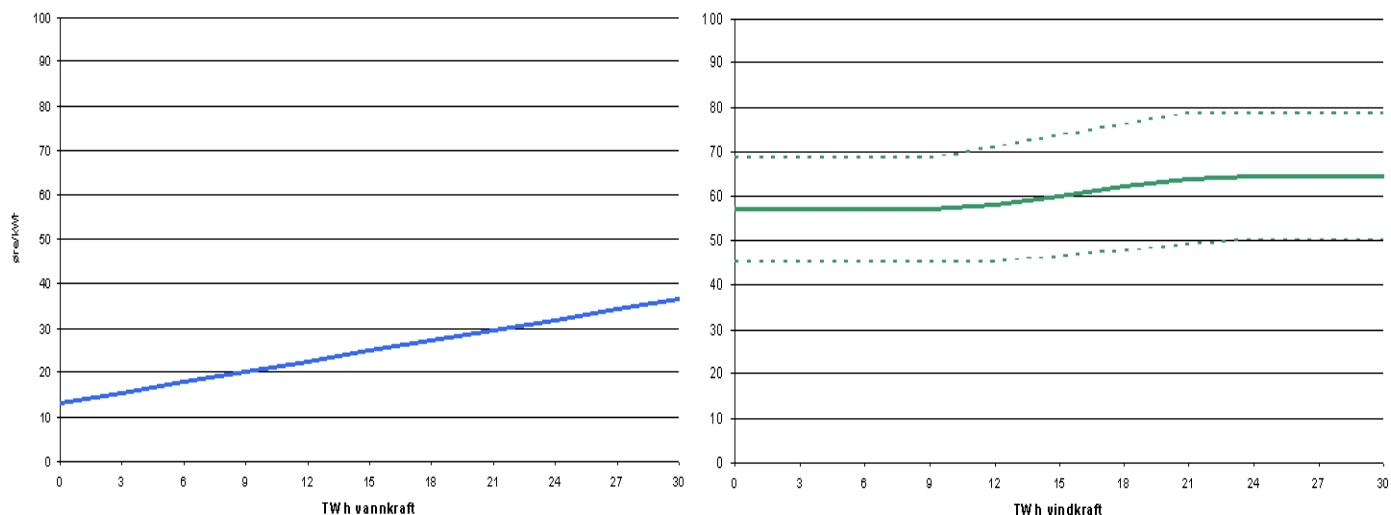
På dypere vann er det ventet at kostnadene er enda høyere, men teknologien er for tiden kun på et demonstrasjonsstadium. Det er derfor vanskelig å si noe om kostnadene ved kraft generert fra flytende vindturbiner.

3.7.4 Samlet kostnadskurve

Dersom utelukkende økonomi skulle vært lagt til grunn, ville all ny elektrisitetsproduksjon i Norge kommet i form av nye vannkraftverk. Det er derimot andre hensyn som blir vektlagt i utviklingen av kraftsystemet, blant annet miljø og industriutvikling, som tilsier at det fremover vil bli bygd ut en miks av produksjonsteknologier

De ulike kostnadene er sammenstilt i Figur 4. Denne gir ikke nødvendigvis en prediksjon av hva som bygges når, men viser hvordan kostnadsbildet for de ulike teknologiene ser ut i dag.

⁸ IEA (2008): Energy Technology Perspectives, Scenarios and Strategies to 2050.



Figur 4: Kostnader for vind- og vannkraft

Det er viktig å notere seg at kurvene ikke kan summeres, da vannkraften og vindkraften konkurrerer om den samme kapasiteten i nettet. Det bør også nevnes at en slik fremstilling i kurver er skjematisk - det kan gi et hovedinntrykk, men vil alltid være beheftet med usikkerhet.

3.8 Oppsummering kostnader og ressurser

Mye vannkraft er lønnsomt med dagens rammebetingelser. Potensialet opp til ca 30 – 40 TWh er brukbart dokumentert og svært mye av det gjenværende potensialet ligger i det øvre økonomiske sjiktet. Blant annet gjelder det store deler av opprusting- og utvidelsesprosjektene der mange er for kostbare i dag. Bedrede rammebetingelser er derfor nødvendig for å realisere disse prosjektene.

Vindkraft har utbyggingskostnader som krever en betaling for kraften som er 50 prosent høyere enn det en produsent får for kraften på markedet. Vindkraft vil derfor kreve betydelige støtteordninger for å bli realisert i stort omfang. Vindkraft offshore vil kreve et høyere støttenivå enn vindkraft på land.

All kraftutbygging vil gi lokale miljøvirkninger. Visuelle konsekvenser og virkninger på biologisk mangfold er viktige problemstillinger både ved vindkraft og vannkraft. I tillegg gir all produksjon en rekke andre virkninger. Betydelig utbygging av fornybar kraft vil kreve aksept av lokale miljøkonsekvenser.

Fortsatt kraftutbygging vil kreve videre utbygging av kraftnettet på alle nettnivåer. Dette gir økte kostnader ved kraftproduksjonen og i tillegg vil ledningsanleggene i seg selv gi betydelige lokale miljøvirkninger.

Økt utbygging av fornybar kraft vil kreve betydelige støtteordninger, nettutbygging, aksept av miljøvirkninger og økning i kapasitet til planlegging, behandling og utbygging.

4 Bioenergi

4.1 Innledning

Bioenergi har i de senere år fått mye oppmerksomhet som et alternativ til fossile brensler og som en mulig inntektskilde for landbruket. I dag brukes biomasse til en rekke formål, som for eksempel fôr, byggematerialer og papir og kan også videreføres til kjemikaler o.a. Det er altså mange sektorer og bransjer som konkurrerer om den samme ressursen. Samtidig er det en nær sammenheng mellom virksomheter som bruker biomasse, for eksempel sagbruk som leverer flis til fjernvarmeanlegg.

Noe av den biomassen som ikke brukes i dag er lite tilgjengelig for energiformål. Den er enten for dyr å utvinne, den brukes allerede til andre formål som produksjon av trelast, papir eller cellulose, eller det er nødvendig å la den være i naturen av hensyn til de lokale økosystemene.

Den samlede bruk av bioenergi i Norge var i 2007 ca. 14,5 TWh (SSB), hovedsakelig til varmeformål, og i stor grad basert på norske ressurser. Disse ressursene ble i hovedsak brukt til omdanning til andre energibærere (varme og kraft, til sammen 3 TWh), samt direkte brukt i husholdninger og i industrien. Spesielt treforedlingsindustrien peker seg ut, med en direkte bruk på ca. 3,5 TWh.

Bioenergiressurser finnes i flere former og på ulike steder. En hovedgruppe er trebasert biomasse, som i hovedsak hentes fra skogen i forbindelse med skogspleie/skogsdrift. En annen ressursgruppe er jordbruksvekster, som oljevekster, korn og halm, gress og energiskog. En tredje hovedkilde er avfall, fra husholdninger og næringsvirksomhet.

Bioenergi kan anskaffes på verdensmarkedet. Hvordan dette markedet vil utvikle seg er ikke vurdert. En generell betraktning må ta utgangspunkt i at dette markedet vil bli påvirket av EUs bestrebelser på å nå fornybarmålene, så vel som aktuelle klimatiltak på andre kontinenter, der de fleste EU-landene har vesentlig mindre tilgang på fornybar energi innenfor nasjonale grenser enn det Norge har. Dette vil øke etterspørselen etter bioenergi på verdensmarkedet og kan bidra til stigende priser internasjonalt.

Denne rapporten oppsummerer NVEs anslag i skrivende stund. Vi er imidlertid i ferd med å bygge opp større kompetanse på bioenergi, og planlegger å oppdatere våre anslag fortløpende.

4.2 Tilgangen på biobrensel – ulike anslag

Det er gjort en rekke anslag på ressurstilgangen på biobrensler de siste årene. De viktigste referansene i denne sammenheng er NVEs siste vurdering av bioenergipotensiell og kostnader, i tillegg til Østlandsforsknings rapport "Bioenergi i Norge – potensialer, markeder og virkemidler⁹," som var et viktig underlag for regjeringens strategi for økt utbygging av bioenergi.¹⁰

Dersom ingen kilder er nevnt i den videre analysen, er kilden NVE/KanEnergi.

NVE har ved hjelp av KanEnergi kartlagt et potensial for økt utnyttelse av bioenergiressurser på 18-20 TWh. I studien, som ble utført på oppdrag av NVE, er det forsøkt å utarbeide kostnadskurver for den viktigste gjenværende delen av bioenergipotensiellet. Det antydes at ca 9 TWh kan tas ut til en **kostnad** som ligger under 30 øre/kWh.

⁹ Langerud, B., S. Størdal, H. Wiig, og M. Ørbeck (Lillehammer, 2007), Bioenergi i Norge – potensialer, markeder og virkemidler, Østlandsforskning. ØF-rapport nr 17/2007.

¹⁰ Strategi for økt utbygging av bioenergi, Olje- og energidepartementet, 2008

Dette **kostnads**nivået representerer et forsøk på en "tommelfingerregel" for hvilket nivå av kostnader som kan være rimelig. Det er imidlertid viktig å ta med i betraktningen av dette ikke inkluderer profitt og lønnskostnader, slik at det reelt sett vil representere et høyere **pris**nivå. Videre kan denne gjennomgangen i for liten grad ta opp i seg mulige dynamiske effekter ettersom markedene utvikler seg, dette kan dra i retning av lavere priser. Bioenergiressurser omsettes i dag stort sett for priser under dette 30 øre/kWh.

Kostnadskurvene inkluderer kun tekniske kostnader, og representerer ikke markedsvurderinger. En utfordring når man basert på dette skal estimere et realistisk potensial for bioenergi er å vurdere om det er andre grunner, for eksempel avkastningskrav, som tilsier at betaling lik den tekniske kostnaden ikke vil utløse de skisserte potensialene. Dette gjelder spesielt det råstoffet som ligger langt unna brukerne, slik som mye av potensialet i skog og jordbruk gjør.

Østlandsforsknings rapport viser at et realistisk potensial for økt tilgang på bioenergi utover dagens nivå ligger i størrelsesorden 10-15 TWh. På noe lengre sikt, avhengig av energiprisene, vil tilgangen kunne økes.

4.3 Råstofftilgang fra skogen

En hovedkategori av bioenergiressurser er bioenergi med opphav i skogen. Disse ressursene kan grupperes slik:

Hogstavfall som flises opp til bruk i flisfyringsanlegg. Omtales gjerne som grener og topper (grot). Ulempen med hogstavfall er at det inneholder relativt mye bark som gir en stor andel aske, samt at det er problemer med fuktighetsinnhold og urenheter.

Tynningsvirke av små dimensjoner, samt virke etter kant- eller traséryddinger hvor hele treet flises opp (heltreflising)

Rundtømmer som enten flises opp til bruk i flisfyringsanlegg eller hogges (og kløyves) opp til ved.

Ved som hentes fra diverse lokaliteter slik som kulturlandskap, hager, parker og langs veier.

Energivirke og massevirke til energiformål er laveste kvalitet tømmer som ikke går til sagbruk eller treforedling.

Industrielle biprodukter (fra trelastindustrien, møbel- og trevare, cellulose) som enten kan brukes direkte i flisfyringsanlegg eller brukes som innsatsfaktor i produksjon av foredlete biprodukter (pelletering/brikettering).

Bioenergiressurser fra skogen kan brukes både foredlet og i rå form. **Foredlet biobrensel**, som pellets og briketter, har lavt fuktighetsinnhold og hovedbruksområde i små og mellomstore fyringsanlegg (<2-4 MW). **Uforedlet biobrensel**, som flis fra rivningsvirke, heltre eller skogsavfall, har relativt høyt fuktighetsinnhold og hovedbruksområde i større fyringsanlegg (>2MW). I tillegg kan man karakterisere ved som uforedlet biobrensel mest egnet for små anlegg.

Uttak av biomasse til energiformål vil i mange sammenhenger være en funksjon av aktivitetsnivået i andre bransjer.

4.3.1 Grener og topper

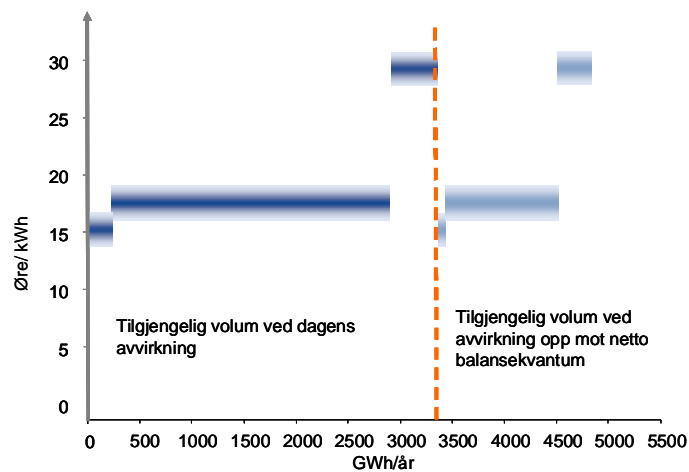
Grener og topper (grot) er først og fremst et biprodukt fra tømmerhogst. Grot kan hugges til flis og utnyttes som biobrensel, men har hittil for det meste blitt liggende igjen i skogen. Grot er således en

energiressurs som ikke har andre anvendelsesområder direkte, bortsett fra å tilføre skogen næringsstoffer under nedbrytingen.

Med dagens aktivitetsnivå i skogbruket er volumet av grot estimert til 3-3,5 TWh. Dette kan øke med 1,5 TWh dersom hogsten øker til balansekvantum¹¹. Det største potensialet finnes på Østlandet.

Kostnadene for uttak av denne ressursen er avhengig av driftsmetode, terrengforhold, veilengde, hogstvolum, tap ved terrengtransport og terminalhåndtering. KanEnergi har beregnet kostnader for to verdikjeder: En enkel der groten samles og tørkes i ranker og flises i skogen før den transporteres ut for anvendelse, og en lenger verdikjede som inkluderer mellomlagring ved terminal. Kostnadene er beregnet fra det tidspunktet man begynner å håndtere og bearbeide groten, kostnader knyttet til hogst og kvisting ved uttak av tømmer er derfor ikke inkludert som en del av grot-kostnaden.

Kostnaden varierer fra 12,8 – 26,5 øre/kWh for den enkleste verdikjeden. I den andre verdikjeden øker kostnaden til intervallet 19,4 – 33,1 øre/kWh. Kostnadskurven, vist i Figur 5, viser at det meste av volumet kan tas ut til en kostnad på rundt 17 øre/kWh.



Figur 5: Kostnadskurve for bioenergi fra grot

4.3.2 Tynningsvirke

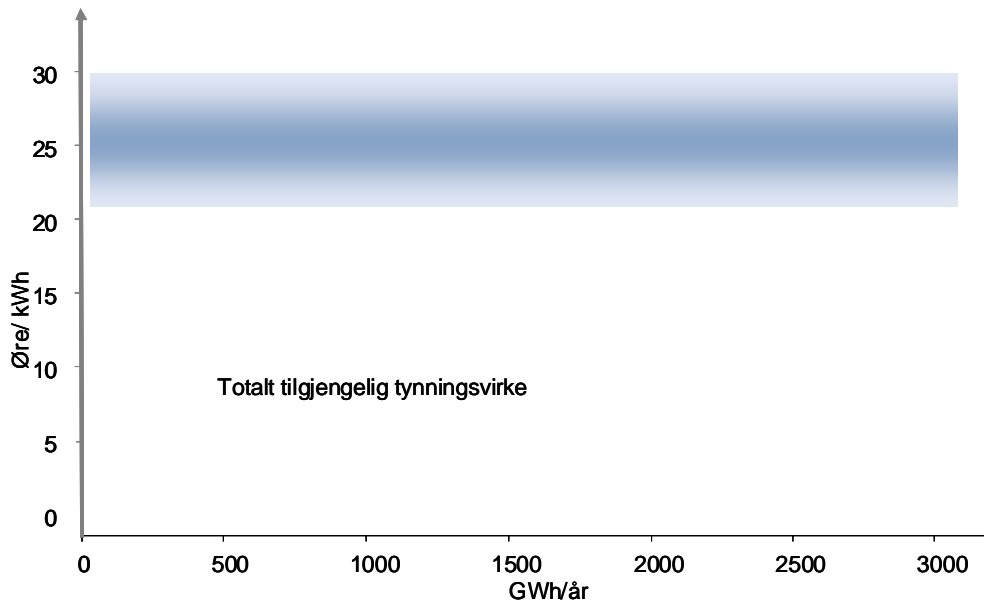
Om lag 10-15 prosent av tømmeret som hentes ut av skogen hentes ut gjennom tynningshogst. Dette er stort sett unge trær som hentes ut for å gjøre vekstvilkårene for de gjenværende trærne bedre.

Biomassen kan enten tas ut som stammevirke (rundvirke) eller som heltrevirke (bruke hele treet til biomasseråstoff). Det er først og fremst ved førstegangstynning at det er aktuelt å produsere flis til bioenergi.

Ressursmessig kan man øke energiproduksjonen med i størrelsesorden 3,5 TWh/år. Uttaket henger sammen med forholdene i skogbruk generelt, og ikke minst også etterspørselen fra treforedling og andre som allerede benytter råstoffet i dag.

Totalkostnadene for levering av skogsflis til industritomt er beregnet for heltrær, hogstavfall og rundvirke, og vises i Figur 6. Kostnader til hogst og ukjøring vil variere med tetrykkelse og terrengtype. Kostnad for opparbeiding og transport av flis fra heltrær ligger mellom 21 og 30 øre/kWh avhengig av driftsforholdene. For rundvirke ligger tilsvarende kostnad mellom 23 og 27 øre/kWh.

¹¹ Det uttaket som tilsvarer tilveksten.



Figur 6: Kostnadskurve for biopotensial fra tynningsvirke

4.3.3 Biovirke/Energivirke og massevirke til energiformål

Tømmer fra skogbruket har hittil hovedsakelig blitt brukt som råstoff til byggevarer (sag- og høvelbruk, plateproduksjon) og til cellulose og papirproduksjon (treforedling). Skurtømmer (høy kvalitet) til sagbrukene har en verdi som kan være 2-3 ganger så høy som verdien av massevirke (lav kvalitet) som blir til papp og papir. I de senere årene har tømmer av laveste kvalitet (tømmer med råteskader, tørrgran m fl) blitt kjøpt som råstoff for produksjon av flis og annet biobrensel. Dette blir ofte betegnet som biovirke eller energivirke.

Tilgjengelig, teoretisk volum av massevirke er om lag 9 TWh dersom all massevirke tilføres bioenergimarkedet. Siden både treforedlings- og plateindustrien allerede utnytter dette råstoffet, er en slik dreining/omdisponering lite sannsynlig. Kostnader for massevirke til bioenergi utgjør totalt en energikostnad på ca 25 øre/kWh.

4.3.4 Stubber og røtter

Biomassen av stubber og grove røtter er ikke anvendelig til så mange andre formål enn bioenergi, og vil derfor i denne sammenheng kunne være interessant. Problemet med denne biomassen er imidlertid at den er relativt kostnadskreven å få fram til forbruker samtidig som uttak av denne typen gir miljøkonsekvenser som er lite undersøkt.

Det er foreløpig ikke gjort noen studier i Norge på hvor mye det kan koste å gjøre stubber og røtter tilgjengelig for bioenergiformål. I Finland har man imidlertid kommet i gang med stubbedrift.

Stubber og røtter kan være interessant i bioenergisammenheng, men før de økonomiske og biologiske konsekvenser er nærmere analysert er det stor usikkerhet knyttet til dette potensialet. Kostnader for utnyttelse av røtter og stubber til bioenergiformål er derfor ikke inkludert i kostnadskurven her og potensialet settes til 0.

4.3.5 Biomasse fra kulturlandskap

Mest sannsynlig vokser det en betydelig andel biomasse som er aktuell for bioenergiproduksjon på areal som kan betegnes som kulturlandskap¹². Trolig kommer en god del av råstoffet til vedhogst herfra.

Gjengroing forårsakes ofte av ulike typer lauvtrær, busker og kratt, dvs skogråstoff som er lite etterspurt som råstoff til sagbruk og treforedling. Råstoffet er imidlertid velegnet til produksjon av bioenergi, først og fremst til ved og flis.

En oversikt over biomassepotensialet som ligger i uttak fra kulturlandskap og ryddinger av ulik karakter, mangler. Det har imidlertid vært antydning at et realistisk potensial vil ligge i størrelsesorden 0,5-1 TWh/år¹³.

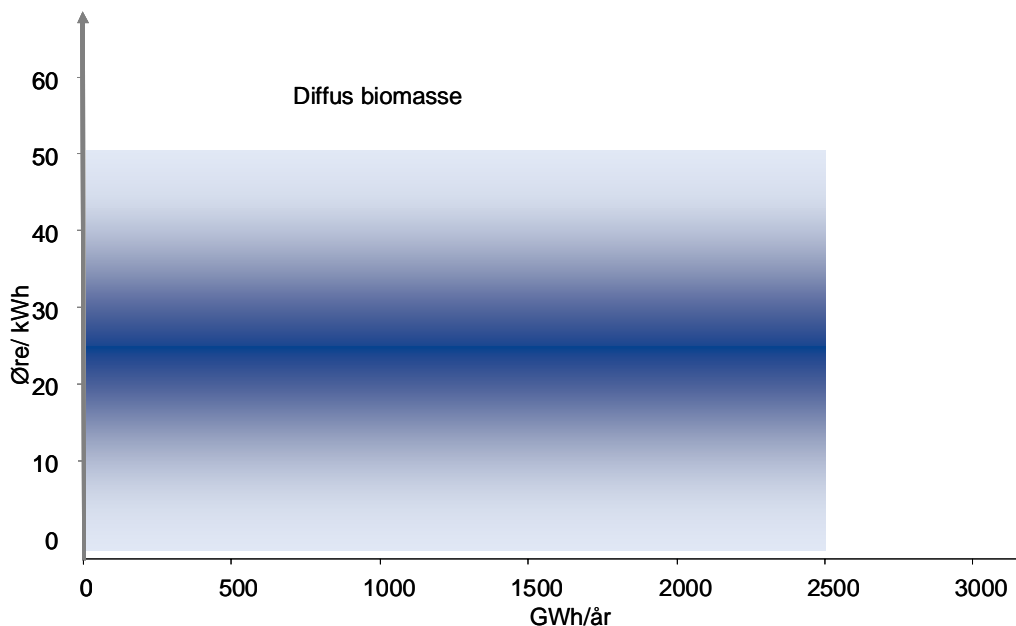
4.3.6 Ved

Vedforbruket i norske boliger og fritidsboliger var i overkant av 1,4 millioner tonn i 2007 (SSB). Gitt en brennverdi på 4 kWh/kg (tørr ved) gir dette en innfyrt energimengde på 5-6 TWh/år. Dette tallet er noe mindre enn de 7 TWh/år man så langt har brukt som et anslag på årlig vedforbruk. Nedgangen forklares, i hvert fall delvis, med at man stadig tar i bruk mer effektive, rentbrennende ovner som har bedre virkningsgrad enn det eldre ovner har. Anslag for mulig økt anvendelse utover dagens bruk er 2-3 TWh.

Produksjonskostnader for ved beregnes ulikt. Mange har egne innsatsfaktorer selv (skog, maskiner, lagringsmuligheter, osv) og unnlater å kalkulere sine kostnader. Her estimeres det at ved koster alt fra null (selvhogst / hobby) til 50 øre/kWh.

¹² Jordbrukets kulturlandskap er definert til å omfatte jordbruksarealet i Økonomisk kartverk og alt areal som ligger opp til 100 meter fra slikt jordbruksareal. I 2007 utgjorde Jordbrukets kulturlandskap totalt rundt 29 000 km² (NISL), snaut 9 % av landets totalareal eller et areal noe større enn Hedmark fylke.

¹³ Østlandsforskning 2007: Bioenergi i Norge – potensialer, markeder og virkemidler (rapport 17/2007)



Figur 7 Kostnadskurve for biopotensial fra ved utover dagens bruk.

4.3.7 Rydding ved kraftnett, vei og jernbane

I Norge finnes omlag 200 000 km med luftlinjer for elektrisitet. Nettselskapene pålegges å rydde vegetasjonen langs kraftlinjene. Det er anslått et potensial for uttak av biomasse fra kraftgater på 0,4-0,5 TWh/år på landsbasis.

Det offentlige jernbanenettet er på vel 4 000 km og dekker dermed et areal på omlag 70 000 da. Vegetasjonsrydding langs jernbanen er kostbart og ryddekostnader ligger på 3500 kr/da til 7000 kr/da avhengig av topografi, beskaffenhet osv.¹⁴ Skal biomassen flises opp og leveres slik at den blir tilgjengelig for brenselkunder, vil kostnadene stige ytterligere. En økning på 15-20 prosent har vært antydnet. I tillegg vil man også måtte beregne kostnader for salg, administrasjon mm.¹⁵

Statens vegvesen har ansvaret for rydding av kantvegetasjonen på en stor andel av Norges nærmere 93 000 km vei. Basert på en forutsetning om at det kan tas ut biomasse fra 10 prosent av landets offentlige veinett betyr det et samlet volum på 0,56 TWh. Det som kan tas ut hvert år vil imidlertid være langt lavere fordi biomasseproduksjonen finner sted over flere år.

Erfaringsmessig blir vegetasjon langs vei påført veistøv som bl.a. bidrar til slaggdannelse i forbrenningsanlegg. Av denne grunn reduseres biomassens verdi som brensel noe.

4.4 Biprodukter fra treindustrien

Biprodukter fra treforedelingsindustrien er ikke en del av kostnadskurven i KanEnergis studie men det vises innledningsvis til et potensial for mulig økt anvendelse på 1-2 TWh utover det som utnyttes i dag

¹⁴ PM Morten Tangård, Jernbaneverket, 6/2/09

¹⁵ PM Geir Fauskerud, Baneteknikk AS, 4/2/09

(0,9 TWh). Østlandsforskning antyder et potensial på 6 TWh. Det er verdt å merke seg at (nesten) all produksjon av biprodukter har en anvendelse i dag.

Biprodukter fra treindustrien omhandler grovt sett råstofffragmentene:

- bark/rotreducererflis. Dette er råstoff som i all hovedsak brukes for å dekke industriens eget termiske energibehov (tørking av trelast mv.). Dette er råstoff som har en negativ alternativverdi, bortsett fra mindre kvanta som går til dekk- og hagebark.
- Tørre biprodukter og sagflis. Dette er råstoff som enten brennes i industriens egne fyrkjeler eller som selges til sponplateindustrien. Som følge av vekst i produksjon av foredlet biobrensel (pellets og briketter) er det blitt større konkurranse om dette råstoffet.
- Rå celluloseflis. Dette er råstoff som hovedsakelig anvendes som innsatsfaktor i treforedlingsindustrien, men går også til produksjon av trefiber- og sponplater. Prisene på denne fraksjonen har økt de siste årene og ligger nå på et nivå om lag som massevirke.
- Trelast/trevarer. Dette er også produkter som i teorien kan brukes som bioenergi, selv om høy alternativverdi utelukker det i praksis. Imidlertid kan brukt trelast i form av rivningsvirke brukes som biprodukter for eksempel i fjernvarmeverk.

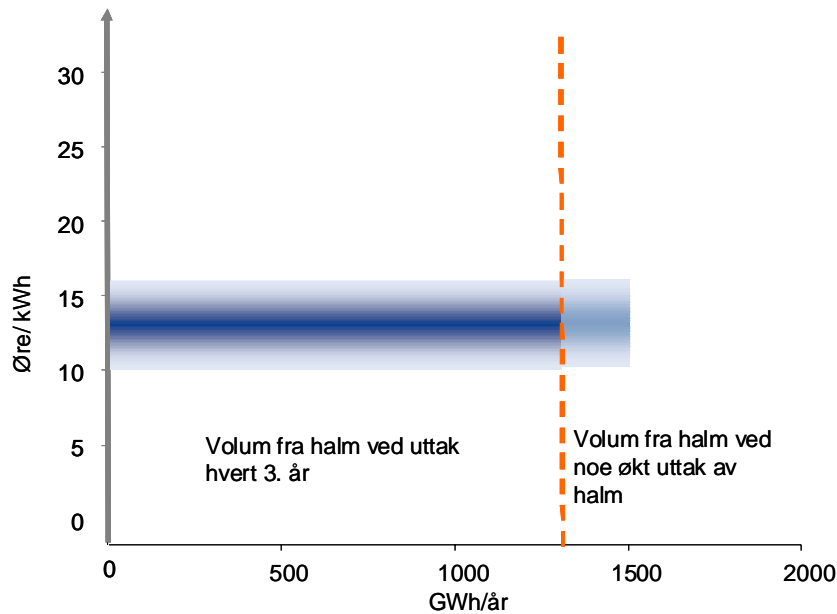
4.5 Råstofftilgang fra jordbruket

4.5.1 Halm og kornavrens

Bioenergipotensialet er anslått til 1-1,5 TWh/år, der den viktigste begrensende faktor er agronomiske hensyn. Andre faktorer som påvirker hvor mye som kan gå til energiformål kostnaden på mineralgjødsel, samt uttak av halm til fôr og strø til husdyr.

Ved rensing av korn fjernes det som med en samlebetegnelse blir kalt kornavrens. Med en gjennomsnittlig årlig kornlevering på 1 200 000 tonn i Norge, kan mengden kornavrens beregnes til ca. 20 000 tonn, tilsvarende en energimengde på ca. 80 GWh/år. Kostnader for kornavrens er ikke kjent, men det er her forutsatt samme kostnad som for halm.

I figuren under antas det at tilgjengelig halmvolum er det volumet som med dagens driftsmetode ikke blir pløyd tilbake i åkeren. Dersom all halmproduksjon kan benyttes som biomasseråstoff øker det mulige potensialet med 2,7 TWh/år.



Figur 8: Kostnadskurve for bioenergi fra halm

4.6 Biogass

Når organisk avfall lagres med liten eller ingen tilgang på luft, vil det foregå en anaerob prosess. I denne prosessen overføres brennverdien i tørrstoffet i biomassen til brennverdi i metan som er hovedbestanddelen i biogass. Biogassprosessen krever tilførsel av varme for å holdes i gang. Biogass dannes naturlig i blant annet deponier og gjødselslagere eller kunstig i reaktorer.

I norsk sammenheng er aktuelle råstoff for biogassproduksjon avfall fra næringsmiddelindustri, dyregjødsel og kloakkslam. Andre typer organisk avfall er også aktuelt, særlig på grunn av forbudet mot deponering av husholdningsavfall som trer i kraft i 2009. Hvor mye bioenergi som kan gjøres tilgjengelig som biogass er altså avhengig av aktivitetsnivået i andre bransjer. Det totale biogasspotensialet er vurdert å være på nær 5 TWh/år.

Biogassen inneholder 40–70 prosent metan og kan utnyttes direkte til varmeformål ved forbrenning. Gassen er relativt enkel å rense slik at den også kan benyttes som drivstoff i motor eller gassturbin. Biogasspotensialet kan bare utløses gjennom bygging av en rekke mindre anlegg for utnyttelse av dyregjødsel, samt noen større anlegg for utnyttelse av avfall fra næringsmiddelindustri med mer.

Hittil har biogassproduksjon blitt utført som et prosesselement i avfallsbehandling. Det er altså behovet for å bli av med avfall (avfallsdestruksjonen) som bør bære både kapital og driftskostnader, ikke selve energiproduksjonen. Men når man for eksempel velger å investere i biogassanlegg på et gårdsbruk for å lage biogass, må gassproduksjonen dekke alle kostnader. Det betyr at biogass kan betraktes som gratis (eller nær gratis) når den kommer som konsekvens av avfallsbehandling.

4.6.1 Biogass fra husdyrgjødsel

Fra husdyrgjødsel er det teoretisk mulig å produsere biogass med et energiinnhold på opptil 2,5 TWh/år. Det vil imidlertid være kostnader forbundet med å samle inn og transportere gjødselsmengder inn til anlegg av nødvendig størrelse (dvs besetninger med min 60-100 storfe). Videre vil råtnerester (gjødsel) måtte tilbakeføres/fordeles tilbake til landbruket, noe som vil gi ytterligere kostnader. Logistikkostnader er imidlertid ikke inkludert i kostnadstallene.

Firmaet Biowaz AS har utviklet et konsept egnet for biogassproduksjon fra dyregjødsel som egner seg for gårdsanlegg med fra 50-60 kyr og oppover. Med et slikt antall dyr hevder selskapet at det er mulig å produsere biogass fra 25 øre/kWh og oppover.

4.6.2 Biogass fra avfall fra næringsmiddelindustri

Her menes avfall fra oppdrettsnæringen, slakterier, bryggerier, bakerier, meierier, m.fl. Denne gruppen står for et biogasspotensial tilsvarende 1,4 TWh/år. Fordelene med dette råstoffet er at det gir mye biogass pr tonn råstoff (potent) og at kildene er både færre og større enn for husdyrgjødsel. Dermed blir logistikkutfordringene mindre.

4.6.3 Samlet potensial biogass

Husdyrgjødsel kan bidra med forholdsvis betydelige biogassmengder. Utnyttelse av denne ressursen skjer bare i begrenset grad i dag. Avfall fra oppdrettsnæring og næringsmiddelindustri kan også tilby store mengder biogass. Biogass fra avløps slam gir langt mindre produksjon enn husdyrgjødsel og avfall. Mye avløps slam håndteres allerede i rense- og behandlingsanlegg - ofte uten utnyttelse av mulighetene for biogassproduksjon.

Biogass produseres fra mange typer råstoff, i flere ulike typer prosesser og i ulike skalaer. Kostnader for gassproduksjon varierer dermed betydelig. I potensialstudien Enova¹⁶ fikk utført kom man frem til kostnadstall, i stor grad basert på svenske kilder.

<i>Anleggstype</i>	<i>Kap. Kost (øre/kWh)</i>	<i>Drift mm (øre/kWh)</i>	<i>Sum (øre/kWh)</i>
<i>R1</i>	<i>5-8</i>	<i>6-11</i>	<i>11-19</i>
<i>R2</i>	<i>12-44</i>	<i>34-66</i>	<i>46-110</i>
<i>R3</i>	<i>22-39</i>	<i>6-7</i>	<i>28-46</i>

Tabell 2: Kostnader for biogassproduksjon

Tabell 2 angir kostnader for fremstilling av rågass. Anleggstype R1 representerer større utråtningsanlegg for avløps slam, komplimentert med andre typer pumpbart (flytende) avfall. Anleggstype R2 representerer anlegg primært for behandling av husholdningsavfall og annet avfall som trenger ulike typer forbehandling før utråtning (finfordeling og fjerning av uønskede komponenter). Anleggstype R3 kan i likhet med R2 ta imot matavfall, men disse anleggene er mindre og har enklere teknologi. Gårdsanlegg er eksempel på R3.

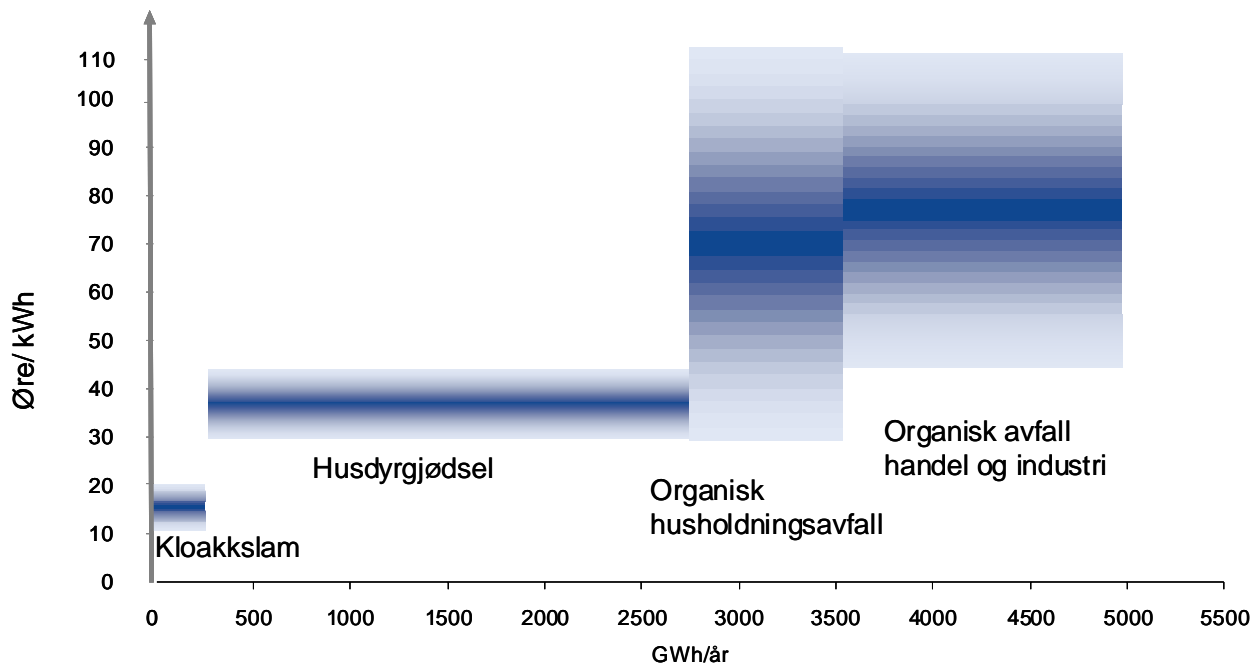
Med rågass menes en gassblanding som kommer direkte fra utråtningsprosesser (reaktor), og som inneholder omlag 50-65 prosent metan og resten CO₂, nitrogen, vann og andre gasser bl.a. H₂S (hydrogensulfid).

Rågass kan i prinsippet utnyttes til flere formål, som varmeproduksjon, kraftproduksjon. Gassen kan også videreføres til naturgasskvalitet. I ØF/UMB-rapporten er det angitt at oppgraderingskostnadene er i området 0,1-0,4 SEK/kWh oppgradert biogass.

Råstoff for biogass er delt inn i tre kategorier ut fra forventede kostnader for råstoffet. Biogass fra husdyrgjødsel samt kloakkslam antas å ligge i kostnadsklasse for anlegg i kategori R3, dvs. 28 øre/kWh til 46 øre/kWh. Biogass basert på næringsmiddelavfall forventes å delvis å ligge i kostnadskategori R3 og delvis i R2, det vil si et bredt spenn fra 28 øre/kWh til 110 øre/kWh.

¹⁶ Østfoldforskning AS og Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB) (oppdragsrapport for Enova SF), "Potensialstudie for biogass i Norge", oktober 2008

De mest kompliserte anleggene er de som lager biogass av matavfall fra husholdninger og storhusholdninger. Disse anleggene forventes å ligge i kategori R2, det vil si i kostnadsspennet 46 øre/kWh til 110 øre/kWh.



Figur 9: Kostnadskurve for biopotensial innenfor biogass fra ulike råstoffkilder

4.7 Kostnader ved økt tilgang av bioenergi

Over har vi gått gjennom potensialet for biomasse til energiformål. Gjennomgangen har vist at det er en begrenset tilgang knyttet til jordbruksvekster, skogsprodukter, slam og annet råstoff som potensielt kan benyttes til bioenergiformål. Til sammen utgjør dette 12,5 -15 TWh mulig økt anvendelse av bioenergi. En økning av innenlandsk tilførsel av biobrensel utover det som er nevnt må derfor komme fra skogen enten i form av uutnyttet tilvekst (dvs ny avvirkning), uutnyttede avvirkningsrester (grot) fra eksisterende og eventuell ny avvirkning eller at trevirke som benyttes til andre formål i dag inngår i bioenergiproduksjon.

En økning av bioenergibruken mot det nivå som er gitt i Klimameldingen vil sannsynligvis kreve at rundvirke eller biprodukter fra treindustrien i økende grad må tas i bruk til energiformål. Råvareprisen vil da også øke. Sannsynligvis må det til en råstoffpris på minst 20 øre/kWh for at det skal bli en vesentlig økning i tilgangen på biomasse til energiformål.

4.7.1 Kostnadskurve for bioenergi

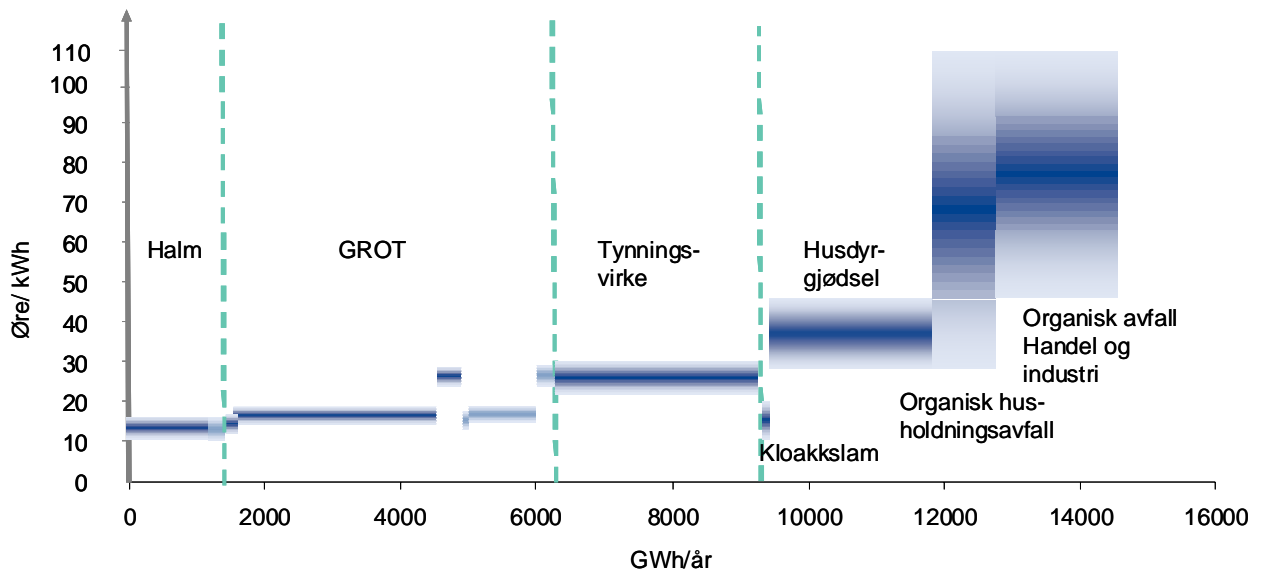
Det er i denne fremstillingen sett på tekniske kostnader ved fremskaffing av mer bioenergi enn det som utnyttes i dag. Det er ikke gjort en analyse av markedet for bioenergivarer, slik at den kurven som fremkommer under ikke må forveksles med en tilbudskurve.

En økt etterspørsel etter bioenergi vil gi flere markedseffekter. Prisen på råstoffet vil øke, som igjen vil øke uttaket av råstoff på norsk jord og øke importen. Prisene på alternativ anvendelse av ressursen vil også øke.

Retningen på disse effektene er relativt entydige - de trekker i retning av høyere priser enn tekniske kostnader. Men styrken på dem avhenger av prisfølsomheten for både etterspørselen fra

energisektoren og fra industrien, for skogeiers tilbud og for importtilbudet. Disse forhold bør analyseres nærmere dersom man fra myndighetenes side vurderer å introdusere kraftigere virkemidler for økt bioenergi bruk enn det man har i dag.

Det er viktig å ha i mente at denne figuren utelukker en del kilder til bioenergi der det ikke har vært mulig å kostnadssette potensialene. Blant annet dekker figuren ikke økt uttak av ved, økt bruk av avfall fra treindustrien eller økt uttak av biovirke/energivirke.



Figur 10: Kostnadskurve, bioenergi

4.8 Oppsummering/konklusjon

Det er krevende å vurdere fremtidig tilgang på- og kostnader ved – bioenergiressurser fra norsk jord. Videre er kostnadene over rene tekniske **kostnader** - avkastning og lønnskostnader er ikke medregnet, noe som gjør dette til et minimum kostandsnivå. Bioenergiressurser omsettes i dag stort sett til **priser** under dette nivået.

Bioenergiressurser fremkommer til en viss grad som en konsekvens av andre aktiviteter, eller det er et resultat av mange små aktørers arbeid. Alle fremskrivninger av sektoren må derfor sies å ha en stor grad av usikkerhet.

Likevel er det her søkt å gi grunnlag for å vurdere omfang og priser fremover. En hovedkonklusjon er at det ser ut til å være mulig å øke tilgangen på bioenergiressurser med 9 TWh til en kostnad under 30 øre/kWh. Kostnadene ved å ta ut vesentlig mer enn dette er vanskelig å gi, da usikkerheten øker mye ved høyere uttak.

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

Utgitt i Rapportserien i 2010

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet. 4. kvartal 2009

Nr. 2 Tilgangen til fornybar energi i Norge - et innspill til Klimakur 2020 (30 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no

