

# 2

## Produksjon av elektrisitet

- Vannkraft
- Vindkraft
- Gasskraft
- Annen elektrisitetsproduksjon
- Skatter og avgifter i kraftsektoren
- Kraftforsyningens plass i norsk økonomi



## 2.1 Vannkraft

Vassdragene er av stor betydning både for økonomiske interesser og for allmenne interesser som friluftsliv. Kraftproduksjon er den viktigste økonomiske utnyttningen.

Et vassdrag er et sammenhengende system av elver fra utspring til hav, inklusive eventuelle innsjøer, snø- og isbreer. Det er om lag 4 000 vassdrag i Norge. I noen fylker er nesten alle større vassdrag utnyttet. Sju av Norges ti høyeste fosser er utbygd. Tre av dem er varig vernet mot kraftutbygging, jf. tabell 2.1. For å øke kraftproduksjonen i et vassdrag er det vanlig å overføre vann fra andre deler av vassdraget eller fra nabovassdrag. Et vassdrag bygges ofte ut med flere kraftverk.

Vassdragene i Norge er svært forskjellige på grunn av store variasjoner i topografi, nedbørsforhold og klima. De fleste vassdragene på Vestlandet, i Nordland og deler av Troms er relativt korte med store fall. Mange vassdrag på Østlandet, i Trøndelag og i Finnmark, er lange og vannrike med forholdsvis små fall.

Vannmengden og fallhøyden bestemmer den potensielle energien i et vannfall. Fallhøyden er høydeforskjellen mellom magasininntaket og utløpet fra kraftverket. Vannet ledes inn i trykksjakter ned til kraftstasjonen. Med stort trykk ledes vannet inn på turbinhjulet. Bevegelsesenergien i vannet

overføres via drivakselen til en generator som omdanner denne til elektrisk energi.

Lavtrykkskraftverk utnytter ofte en stor vannmengde med liten fallhøyde, typisk som i et elvekraftverk. Vannføringen kan vanskelig reguleres, og vannet blir brukt stort sett når det kommer. Kraftproduksjonen vil derfor øke betydelig i flomperioder eller ved svært store nedbørmengder. De fleste elvekraftverkene ligger i lavlandet, særlig på Østlandet og i Trøndelag. Langs Glomma ligger det flere elvekraftverk. Solbergfoss kraftverk i Askim har den største lavtrykksturbinen i Norge.

Høytrykkskraftverk er som regel anlegg som utnytter store fallhøyder og mindre vannmengder enn elvekraftverk. Et slikt kraftverk er avhengig av å lagre vann i magasiner, og kalles også magasinkraftverk. Disse kraftverkene har vanligvis større effektinstallasjon og kortere brukstid enn elvekraftverkene. Høytrykkskraftverk er ofte bygget inn i fjellet. De legges nær vannmagasinene, som benyttes til å regulere vannmengden som går til kraftverket. Kraftverket og reguleringsmagasinet er forbundet med tunneler i fjellet eller rørledninger ned fra fjellet.

Kraftverk med installert effekt opp til 10 MW betegnes som små vannkraftverk og deles gjerne inn i følgende underkategorier:

Tabell 2.1 Norges høyeste fosser (høyde regnet etter tilnærmet loddrett fall)

Vannfall	Høyde (m)	Tilstand	Konsesjonsgitt/vernet
Tyssestrengen	300	Utbygd	1964 Tyssefaldene A/S
Ringdalsfossen	300	Utbygd	1964 Tyssefaldene A/S
Skykkjedalsfossen	300	Utbygd	1973 Statkraft
Vettisfossen	275	Varig vernet	1923 Naturfredningsloven
Austerkrokfossen	256	Utbygd	1966 Elektrokjemisk A/S
Søre Mardalsfossen	250	Utbygd	1973 Statkraft
Storhoggfossen i Ulla	210	Utbygd	1973 Statkraft
Vedalsfossen	200	Varig vernet	1980 Verneplan II
Feigefossen	200	Varig vernet	1986 Verneplan III
Glutrefossen	171	Delvis utbygd	1973 Statkraft

Kilde: Vassdragslovutvalget

- mikrokraftverk (installert effekt under 0,1 MW)
- minikraftverk (installert effekt fra 0,1 MW til 1 MW)
- småkraftverk (installert effekt fra 1 MW til 10 MW)

Små vannkraftverk etableres ofte i mindre bekker og elver uten reguleringsmagasiner. Kraftverkernes produksjon vil da variere med tilsiget av vann.

### 2.1.1 Tilsig

Tilsiget er den vannmengden som renner til magasinene fra et vassdrags samlede nedbørsfelt. Et nedbørsfelt er det geografiske området som samler opp nedbør som renner inn til et vassdrag. Nyttbart tilsig er den vannmengden som kan nyttiggjøres til kraftproduksjon.

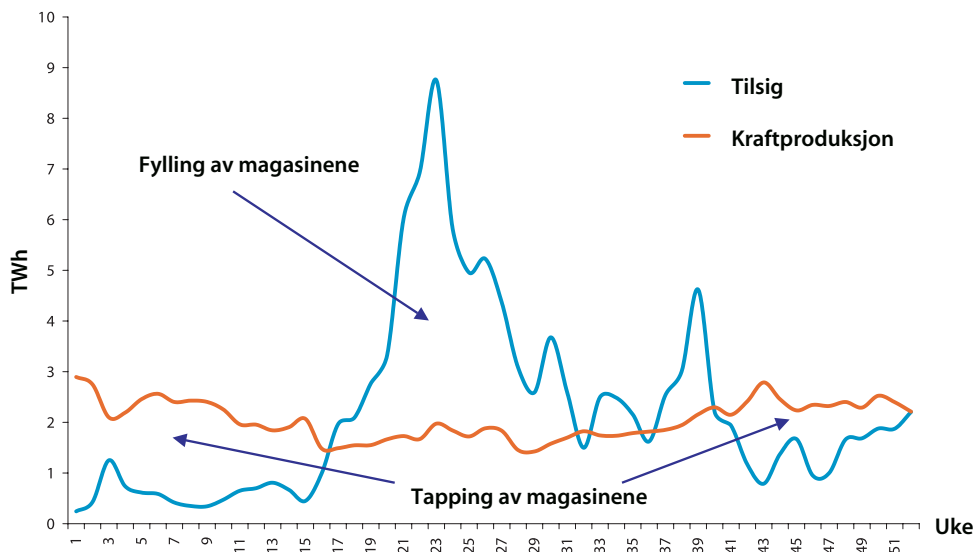
Nedbøren varierer over landet, gjennom sesongen og fra år til år. De mest nedbørsrike områdene er i ytre og midtre strøk på Vestlandet. Det er også en tydelig tendens til at nedbøren øker med høyden over havet. Minst nedbør er det i øvre Ottadalen og i indre Finnmark, der årsmidlet ligger på

henholdsvis 300 og 250 mm. På Vestlandet er årsmidlet over store områder på 3 000–3 500 mm.

Tilsiget er stort under snøsmeltingen om våren, og avtar normalt utpå sommeren og frem mot høsten. Høstflommer gir normalt en økning i tilsiget før vinteren setter inn. I vintermånedene er tilsiget vanligvis svært lavt. Tilsiget gjennom året vil variere med lokale geografiske og klimatiske forhold. Vårflommen kommer senere i innlandet og på fjellet enn ved kysten og i lavlandet. Over store deler av Østlandets lavere strøk, samt på Vestlandet og i Trøndelag, er vårflommen på sitt høyeste i mai. Nær kysten skjer dette i slutten av april, mens toppen nås i juni og juli i de indre og høyereliggende strøk. I Nord-Norge er vårflommen på sitt høyeste i juni, men noe tidligere i de ytre strøkene.

Det er svært stor variasjon i nedbøren fra år til år. De våteste årene har mer enn dobbelt så mye nedbør som de aller tørreste.

I 1980-årene og frem til 1993 var det flere år med mye nedbør og dermed rikelig tilsig til kraftproduksjon. I 1993 og 1994 var det



Figur 2.1 Tilsig av vann og el-produksjon over året

Kilde: Nord Pool

forholdsvis lite nedbør, mens 1995 ble et år med rekordstor kraftproduksjon på grunn av store tilsig. I 1996 var kraftproduksjonen og tilsiget vesentlig under det som er normalt. Tilsiget har vært relativt høyt etter 1996, og spesielt i 2000 var tilsiget til vannkraftverkene høyt. Tilsiget i både 2002 og 2003 var noe under det som er normalt. I 2002 var det imidlertid meget stor forskjell i fordelingen over året. Fra januar til juli 2002 var tilsiget til sammen 89 TWh, eller 12 TWh mer enn normalt. Høsten 2002 var derimot uvanlig tørr med svært lave tilsig. Fra august til desember var tilsiget til sammen bare 22 TWh, eller 19 TWh lavere enn normalt. Variasjonene i den faktiske produksjonen fra år til år det siste tiåret kan først og fremst forklares ut fra variasjoner i tilsiget fordi produksjonskapasiteten har økt svært lite.

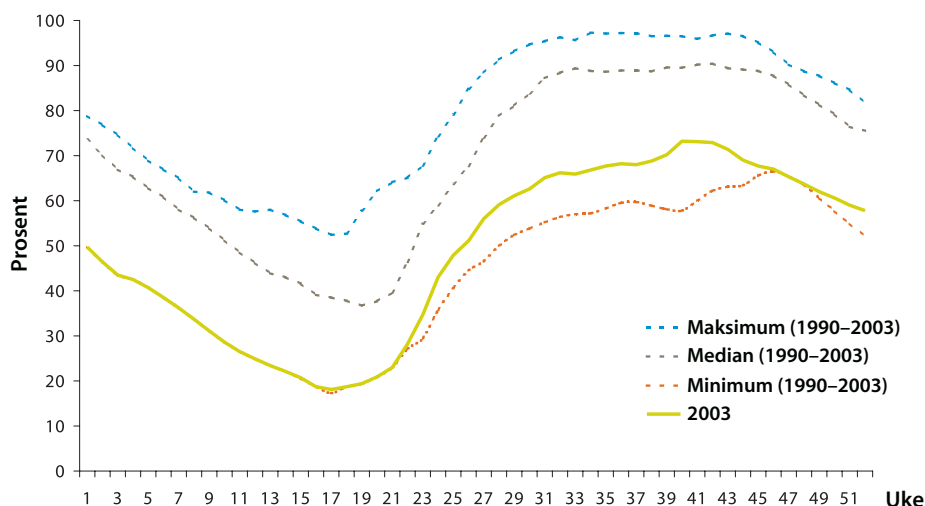
I tillegg til at tilsiget av vann varierer over året, er forbruksnivået mye høyere i vinterhalvåret enn om sommeren. Forbruket av kraft gjennom et år, og dermed behovet for å produsere, varierer i grove trekk motsatt av tilsiget. Når tilsiget er stort, er forbruket ofte lavt og motsatt. Figur 2.1

viser hvordan forholdet kan være mellom vannkraftproduksjonen og nyttbart tilsig i løpet av et år. Forbruket kan også variere en del fra år til år fordi utetemperaturen varierer og påvirker oppvarmingsbehovet.

### 2.1.2 Reguleringsmagasiner

Vannets potensielle energi kan lagres i reguleringsmagasiner som etableres i innsjøer eller i kunstige bassenger ved at deler av vassdraget demmes opp. Vannet samles opp i overskuddsperioder når tilsiget er stort og forbruket lite. I underskuddsperioder kan man tappe magasinet og produsere kraft av vannet som er lagret. Stort sett ligger reguleringsmagasinene i områder der det bor lite folk, og høyt til fjells for å utnytte mest mulig av fallhøyden. Forskjellen mellom høyeste og laveste tillatte vannstand i magasinene er fastsatt i en reguleringsstillatelse (manøvreringsreglement) der det er tatt hensyn til blant annet topografiske og miljømessige forhold.

Lagring av vann om sommeren for bruk om vinteren når kraftbehovet er størst, kalles sesongregulering.



Figur 2.2 Magasinfylling 2003

Kilde: NVE

Tørrårs- eller flerårsreguleringer er mulig ved hjelp av store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørsrike år for bruk i nedbørsfattige år. Døgn- og ukereguleringer kalles korttidsreguleringer.

Magasinkapasitet er den kraftmengden som kan produseres ved å tømme et fullt magasin. Som regel er det fastsatt en øvre og nedre grense for hvor mye et magasin kan reguleres. Siden 1980 og fram til i dag har magasinkapasiteten økt med vel 26,5 TWh. Ved inngangen til 2004 var magasinkapasiteten 84,3 TWh, som tilsvarer om lag 2/3 av ett års forbruk. Magasinfyllingen angir hvor mye vann, eller potensiell energi, det er i magasinet til enhver tid. Figur 2.2 viser magasinutviklingen over året i 2003 og minimum, median og maksimum magasinfylling for perioden 1990–2003, uttrykt i prosent av total magasinkapasitet.

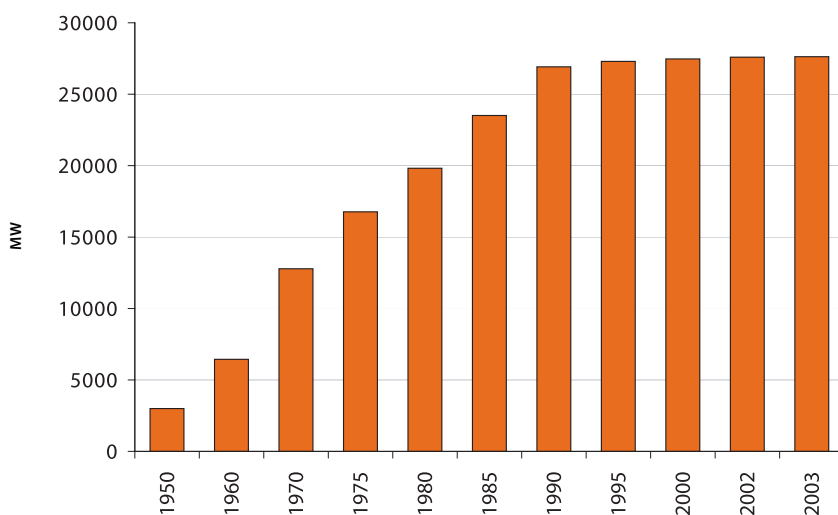
Normalt tappes magasinene om høsten og vinteren når etterspørselen etter elektrisitet er størst. I vår- og sommerperioden, når etterspørselen etter elektrisitet er på sitt laveste, fylles magasinene med vann. Utviklingen av magasinbeholdningen gir et bilde av elektrisitetsproduksjonen og tilsgsforholdene over året.

Det kan oppnås en økonomisk gevinst ved å pumpe vann opp til reguleringsmagasiner med større fallhøyde fordi vannets potensielle energi øker proporsjonalt med denne. Ved lave kraftpriser kan det være lønnsomt for produsentene å bruke kraft til å flytte vannet til et høyere magasin slik at vannet kan nyttes til produksjon i perioder når prisene er høye.

### 2.1.3 Kraftproduksjon

Installert effekt i vannkraftverkene er i dag om lag 27 700 MW, og fordeler seg på 581 kraftverk over 1 MW. I tillegg kommer 255 MW fra varmekraftverk<sup>2</sup> og 100 MW fra vindkraftverk. Den installerte effekten og det forventede årlige tilslaget i et år med normal nedbør, er grunnlaget for å beregne vannkraftverkernes midlere produksjonsevne. En 30-årsperiode er standard lengde på normalperioder for meteorologiske og hydrologiske data. Produksjonen i et normalår fra det norske kraftsystemet, inkludert vann-, vind- og varmekraft, er i dag beregnet til vel 119 TWh.

<sup>2</sup> Varmekraftverk er en samlebetegnelse på kraftverk som produserer elektrisitet fra fossile brensler, biobrensler eller kjernekraft



Figur 2.3 Installert effektkapasitet

Kilde: NVE og SSB

Tabell 2.2 De 10 største kraftverkene i Norge per 1. januar 2004

Kraftstasjon	Fylke	Maks kapasitet MW	Midlere årsproduksjon GWh/år
Kvilldal	Rogaland	1 240	3 517
Tonstad	Vest-Agder	960	4 169
Aurland I	Sogn og Fjordane	675	2 407
Saurdal*	Rogaland	640	1 291
Sy-Sima	Hordaland	620	2 075
Rana	Nordland	500	2 123
Lang-Sima	Hordaland	500	1 329
Tokke	Telemark	430	2 221
Svartisen	Nordland	350	1 996
Brokke	Aust-Agder	330	1 407

\* Pumpekraftstasjon

Kilde: NVE

De største vannkraftutbyggingene foregikk i årene fra 1970 til 1985 med en økning i installert effekt på 10 730 MW, eller gjennomsnittlig 4,1 prosent per år. Mot slutten av 1980-tallet avtok vannkraftutbyggingene. På 1990-tallet var tilveksten av ny produksjonskapasitet lav. Kapasiteten økte med om lag 750 MW fra 1993 til 2004. Økningen i produksjonskapasitet på 1990-tallet kom fra opprustning og utvidelse av gamle kraftverk som førte til bedre utnyttelse av eksisterende kraftverk, og fra noen mindre nye vannkraftverk. Utviklingen i installert effektkapasitet vises i figur 2.3.

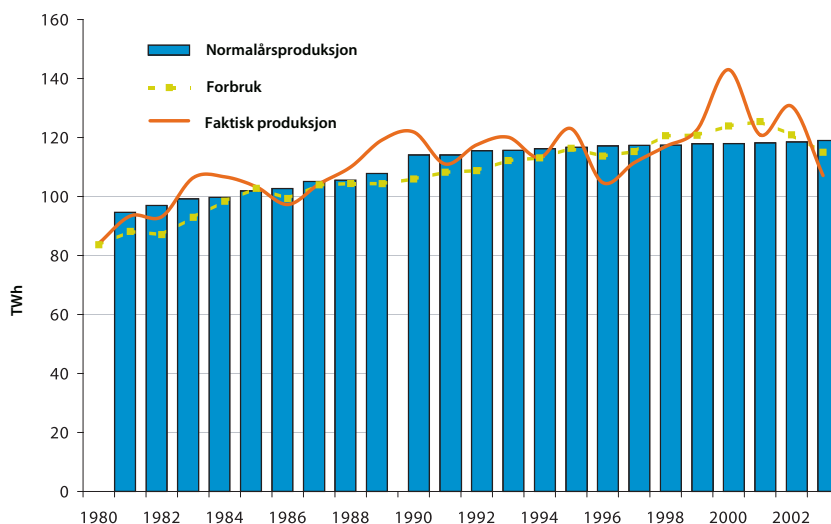
Til sammen utgjør de 10 største kraftverkene om lag en firedel av produksjonskapasiteten. Statkraft SF er Norges største kraftprodusent med ca. 30 prosent av den samlede produksjonskapasiteten. Tabell 2.2 viser de 10 største kraftverkene i Norge per 1. januar 2004.

Kvilldal kraftverk i Rogaland er det største i landet, og har en maksimal effektytelse på 1 240 MW. Dette utgjør om lag 4,5 prosent av den totale kapasiteten i landet. Sammensetningen av små og store kraftverk og samlet installert effekt per 1. januar 2004 fremgår av tabell 2.3.

### Installert effekt, midlere produksjon og brukstid

Den effekten (MW) et vannkraftverk kan yte øker proporsjonalt med produktet av fallhøyde og vannmengde per tidsenhet, begrenset av installert maskinytelse i kraftverket. Den energimengden som produseres (MWh) i et gitt tidsrom er lik produktet av den gjennomsnittlige effekt og tiden. For eksempel vil et kraftverk som gjennomsnittlig kjører med en installert effekt på 1 MW i løpet av et år (8 760 timer) produsere 8 760 MWh (8,76 GWh).

På grunn av variasjoner i tilsiget og elektrisitetsforbruket, vil ikke et vannkraftverk yte maksimalt hele tiden. Et kraftverks brukstid er definert som den tid det tar å produsere et års midlere tilsig under full maskinytelse. Et kraftverk som har et midlere tilsig på 200 GWh og en installert effekt på 50 MW, har således en brukstid på 4 000 timer. De fleste kraftverk i Norge har en brukstid på mellom 3 500 og 5 000 timer.



Figur 2.4 Vannkraftproduksjon og midlere års produksjonsevne

Kilde: NVE

På Vestlandet, Sørlandet og i Nordland er produksjonen av elektrisk kraft større enn forbruket. På Østlandet er forbruket av kraft mye større enn det som produseres i området. Det er derfor nødvendig å transportere kraften fra vest til øst og fra nord til sør.

Kraftflyten mellom landsdelene påvirkes også av utvekslingen med Danmark, Sverige og Finland. Norge har i dag en overfø-

ringskapasitet til våre naboland på om lag 4 000 MW. Disse forbindelsene benyttes til både import og eksport av kraft, jf. kapittel 7. Produksjonen av kraft i siste halvdel av 1980-tallet og begynnelsen av 1990-tallet lå gjennomgående over det midlere produksjonsnivået som følge av år med gode tilsig. Både i 1996 og i 1997 var produksjonen under midlere produksjonsnivå. Vannkraftproduksjonen var gjennomgående relativt

Tabell 2.3 Vannkraftstasjoner i drift per 1. januar 2004 etter størrelse og samlet installasjon \*)

MW	Antall	Samlet ytelse MW	Midlere årsproduksjon GWh/år
0 – 0,1	74	3	18
0,1 – 1	98	14	74
1 – 10	258	952	4 323
10 – 100	246	8 985	40 766
100 –	77	17 764	73 326

\*) Tall for kraftverk < 1 MW er basert på en undersøkelse om mikro- og minikraftverk tilknyttet nettet, utført av SKM Energy Consulting og slutført i 2000.

Kilde: NVE

høy i perioden 1998-2001. Nedbør over normalnivået i flere år på rad bidro til stor kraftproduksjon i disse årene. I 2000 ble det satt ny produksjonsrekord med en produksjon på 143 TWh, mens produksjonen i 2003 var noe lavere enn normalårsproduksjonen med 107,1 TWh. Figur 2.4 viser utviklingen i midlere års produksjonsevne og den faktiske vannkraftproduksjonen i det norske kraftsystemet i årene fra 1980 til 2003.

#### 2.1.4 Vannkraftpotensialet

Det vi omtaler som vannkraftpotensialet er energien i de norske vassdragene som teknisk og økonomisk kan bygges ut til kraftformål. Det norske vannkraftpotensialet er beregnet til 186,5 TWh/år per 1. januar 2004. Tilsigsperioden 1970–1999 er lagt til grunn. Figur 2.5 viser vannkraftpotensialet per 1. januar 2004. Potensialet omfatter vassdrag som er under utbygging, utbygd eller vernet. I tillegg til dette dekker vannkraftpotensialet vassdrag der det er søkt om konsesjon for utbygging, der konsesjon er gitt eller avslått, der det er forhåndsvarslet konsesjonssøknad, samt en restdel.

Av det totale vannkraftpotensialet ligger 36,5 TWh i vernede vassdrag og det er avslått søknader om utbygging tilsvarende

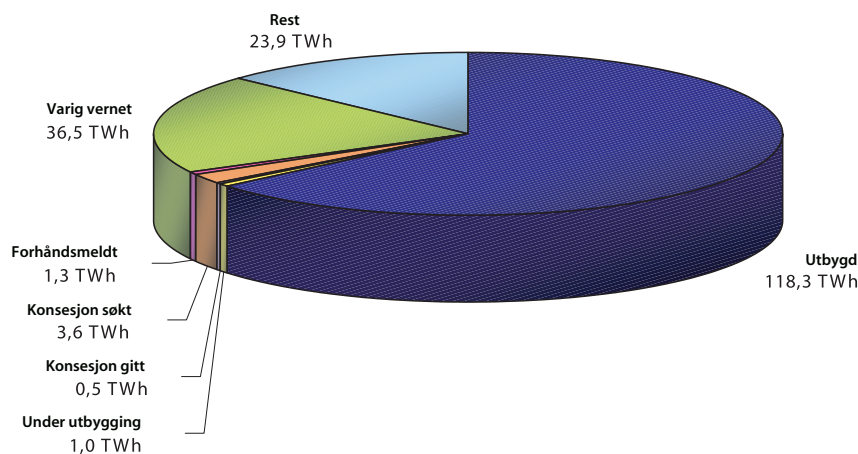
1,4 TWh. Dette er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår per i dag 30,2 TWh som ikke er vernet mot kraftutbygging.

Utbygd midlere årlig produksjonsevne er per 1. januar 2004 118,4 TWh. I tillegg er det prosjekter under bygging på 1,2 TWh og konsesjon er gitt for utbygging av ytterligere 1,4 TWh.

De fleste prosjektene er behandlet og klassifisert i stortingsmeldingen om Samlet plan for vassdrag. De ulike kategoriene i Samlet plan angir den ønskede utbyggingsrekkefølge av disse prosjektene, og man har lagt vekt på å bygge ut de minst konflikthylte og billigste prosjektene først. Det vises til nærmere omtale under kapittel 4.2.1.

Opprusting av vannkraftverk innebærer at man moderniserer eksisterende kraftverk for å utnytte mer av den potensielle energien i vannet. I tillegg kan man redusere driftsutgiftene og øke driftssikkerheten. For eksempel kan falltapet reduseres ved å utvide vannveiene og gjøre tverrsnittet i tunnelene større. Nyere teknologi for turbiner og generatorer vil også bidra til å øke utnyttelsesgraden.

Utvidelser er større tiltak, som å overføre vann fra andre nedbørsfelt, utvide eksis-



Figur 2.5 Vannkraftpotensialet per 1. januar 2004. TWh/år.

Kilde: NVE



terende eller etablere nye reguleringsmagasiner, øke fallhøyden og øke maskininstallasjonene for å få mer disponibel effekt. Opprustnings- og utvidelsesprosjekter er anslått å kunne øke produksjonen med om lag 11 TWh/år. Opprustning kombinert med utvidelse gir gjerne større energigevinst og bedre lønnsomhet enn ren opprustning.

Hovedtyngden av opprustning- og utvidelsesprosjektene ligger i kategori I i Samlet plan. Noen prosjekter ligger i Samlet plan kategori II, mens andre igjen ikke er behandlet i Samlet plan, eller er unntatt fra Samlet plan.

Kraftutbyggerne tar selv initiativ til nye utbyggingsprosjekter og bærer den økonomiske risikoen ved prosjektet. Den økonomiske risikoen er særlig stor ved vannkraftutbygging fordi prosjektene er svært kapitalintensive. Det er også usikkerhet om kraftpriser i fremtiden, og kostnadene ved å bygge ut ulike vannkraftprosjekter varierer sterkt.

### 2.1.5 Norsk vannkraftkompetanse

Norge er verdens sjette største vannkraftprodusent og den største i Europa. Den norske vannkraftindustrien har lange tradisjoner. Norge har opparbeidet kompetanse som dekker alle sider ved et vannkraftprosjekt; fra planlegging og prosjektering til levering og installasjon av vannkraftteknisk utstyr. I tillegg har myndighetene opparbeidet ekspertise i å lovregulere og forvalte vannkraftressursene.

Norge har allerede bygd ut en stor del av det tilgjengelige vannkraftpotensialet og norsk industri konkurrerer nå om oppdrag i utlandet. Norske bedrifter er engasjert over store deler av verden, slik som i det sørlige og østlige Afrika, Sør-Amerika og Asia. I tillegg til turbiner og elektromekaniske produkter omfatter leveransene konsulenttjenester innen planlegging, prosjektering og ingeniørtjenester. Det er i tillegg økende etterspørsel etter norsk kompetanse innenfor systemdrift og tilrettelegging for et kraftmarked.

### 2.1.6 Miljøvirkninger av vannkraftutbygging

Omdanning av vannkraft til elektrisitet er en ren form for energiproduksjon. Norge produserer mer enn 99 prosent av sin elektrisitet på denne måten. Utbygging av vassdrag medfører inngrep i naturen, både gjennom direkte bruk av arealer, oppsplitting av arealer og ved regulering av vann. Anleggsveier, masseuttak, steintipper og lignende kommer ofte i tilknytning til selve produksjonsanlegget. Anleggsveier kan åpne for økt ferdsel og endret arealbruk i området.

Inngrepene kan forringe opplevelsen av landskapet, men samtidig betraktes flere av de eldre kraftanleggene som viktige kultur- og industrihistoriske minnesmerker.

Aktivitetene knyttet til kraftutbygging og -produksjon kan påvirke dyr og planter rundt vassdragene på ulike måter. Et særtrekk ved vannkraften er at produksjonen og dermed vannføringen kan endres raskt. Endringer i vannføringen kan påvirke fiskebestander og andre ferskvannsorganismer.

Miljøulempene er hovedårsaken til at mange vassdrag er vernet mot kraftutbygging, jf. kapittel 4.2.1. En søknad om konsekusjon for kraftutbygging i øvrige vassdrag gjennomgår en omfattende behandling. Her vurderes blant annet miljøkonsekvensene inngående. Konesjonssoeknaden kan bli avslått på grunn av miljøhensyn. Myndighetene kan også sette krav til avbøtende tiltak for å redusere skadene ved utbyggingen. Dette kan for eksempel være krav om opprettelse av fiskefond, eller krav om minstevannsføring dersom reguleringen påfører skade på fiskebestanden i vassdraget. For en nærmere beskrivelse av det konesjonsrettslige rammeverket henvises det til kapittel 4.

## 2.2 Vindkraft

Et vindkraftverk består av en eller flere vindturbiner med tilhørende interne elektriske anlegg. I tilfeller der vindkraftverket består av flere turbiner kalles det gjerne en vindkraftpark.

En vindturbin består av tårn, blader og maskinhus med generator og kontrollsystem. Vindenergi overføres via drivakselen til en generator inne i maskinhuset. Generatoren omdanner bevegelsesenergien til elektrisk energi som overføres videre i kabler. Det finnes flere ulike typer vindturbiner.

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisk energi når vindhastigheten i navhøyde er i området 4 til 25 m/s (lett bris til full storm). Ved vindstyrke over 25 m/s bremses bladene, og ved svært høye vindhastigheter låses de. Effekten i vinden som blåser gjennom en flate er proporsjonal med vindhastigheten i tredje potens. En vindturbin kan i praksis utnytte til opp til 40 prosent av vindenergien i vinden som passerer rotorbladene. Maksimal teoretisk utnyttelse av vindenergien er om lag 60 prosent.

I Norge regner man med at antall brukstimer for en vindturbin bør kunne ligge i overkant av 3 000 timer på godt egnede steder. Gjennomsnittlig vindhastighet over året er mange steder over 8 m/s i 10

meters høyde over bakken. I aktuell arbeidshøyde for vindturbiner vil vindhastigheten typisk være 10-20 prosent høyere, avhengig av den lokale topografien. Se tekstboks i kapittel 2.1.3 for en nærmere forklaring av brukstid.

Langs kysten fra Lindesnes i sør til Kirkenes i nord og i fjellområdene er det en rekke steder med gode forhold for utbygging av vindkraft. Det var installert 55 vindturbiner i Norge per 1. mars 2004. Den installerte effekten var på om lag 100 MW. Det ble i løpet av 2003 produsert om lag 220 GWh vindkraft i Norge.

I tillegg til de anleggene som er bygd og satt i drift er det 7 nye vindkraftprosjekter har fått konsesjon av NVE. Til sammen kan disse gi om lag 1,5 TWh per år dersom de blir realisert, jf. tabell 2.4. Ytterligere 6 prosjekter med en potensiell samlet årsproduksjon på 1,8 TWh er under konsesjonsbehandling i NVE. Mer informasjon om prosjektene finnes på NVEs hjemmesider [www.nve.no](http://www.nve.no).

Teknologiutviklingen og større produksjonsserier har bidratt til en betydelig reduksjon i investeringskostnadene for vindkraft. I de siste 15 årene har investeringskostnaden per kvadratmeter vindfangareal blitt halvert. Samtidig er ytelsen økt betydelig. Produksjonskostnader antas i

Tabell 2.4 Vindkraftprosjekter som per 1. januar 2004 har fått endelig konsesjon, men som ikke er satt i drift

	Effekt MW	Årsproduksjon GWh/år	Konsesjon
Gartefjellet, Finnmark	40	120	August 2003
Hundhammerfjellet 3, Nord-Trøndelag	45	160	Februar 2002
Hitra, Sør-Trøndelag	56	150	September 2001
Smøla II, Møre og Romsdal	104	310	September 2001
Valsneset, Sør-Trøndelag	5,5	17	August 2001
Nygårdsfjellet, Nord-Trøndelag	7	21	July 2001
Kvitfjell, Troms	200	660	Februar 2001
SUM	457,5	1438	

Kilde: NVE

dag å ligge i området 25-30 øre/kWh på steder med gode vindforhold og moderate utbyggingskostnader. Enkelte spesielt gunstige vindkraftprosjekter kan ha kostnader også under dette nivået.

I St.meld. nr. 29 (1998–99) Om energipolitikken er det satt som mål å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010.

Departementet har fra 1. januar 2002 gitt Enova SF i oppdrag å støtte utbyggingen av vindkraft. Det viktigste virkemiddelet for å stimulere vindkraftutbyggingen er investeringsstøtten. Investeringsstøtte til vindkraftanlegg forutsetter at anleggene er gitt konsesjon.

Vindkraften kan ikke reguleres slik som vannkraften. Den må nødvendigvis produseres når det blåser og den kan derfor bare dekke en viss del av kraftforsyningen.

### 2.2.1 Miljøvirkninger av vindkraftutbygging

Vindkraft er en fornybar energikilde som ikke gir forurensende utslipp. Vindkraftverk kan imidlertid forstyrre leveområder for planter og dyr. Det kan være kollisjonsfare for fugl, og det kan være fare for nedbygging og forringelse av biotoper. Anleggene kan også forringe opplevelsen av landskapet, og komme i konflikt med vern av kulturminner eller næringsinteresser.

Vi har ikke i dag et tilstrekkelig erfaringsgrunnlag for å vurdere alle konsekvenser av vindkraftanlegg i norske naturtyper. De fleste undersøkelser konkluderer med at faren for fuglekollisjoner er liten. Undersøkelsene tyder ikke på at kollisjonsfaren øker med høyden og størrelsen på rotordiameteren.

En enkel vindturbin legger ikke beslag på mye areal (10-12 m<sup>2</sup>), men med et stort antall vindturbiner, permanent adkomstvei til disse og tilknytningsledninger til eksisterende kraftledningsnett, kan det samlede arealtapet likevel ha en viss betydning. Så vel jordbruk som inn- og utmarksbeite kan drives tett opp til vindturbinene.

## 2.3 Gasskraft

Gasskraftverk brukes ofte som en generell betegnelse på kraftverk der naturgass benyttes til produksjon av elektrisitet og eventuelt varme. Det finnes ulike typer gasskraftverk. Et kraftverk der kun gassturbiner driver generatoren, kalles gassturbinverk. Et gassturbinverk kan startes og stoppes på kort varsel, og egner seg derfor som topplastverk. Driftskostnadene er relativt høye. Slike gassturbiner finner vi i dag på faste installasjoner i Nordsjøen.

El-produksjon i gassturbiner medfører samtidig produksjon av varme. I kombinerte kraftverk (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) og kraftvarmeverk (Combined Heat and Power, CHP) utnyttes også varmen, og dette bidrar til å øke totalvirkningsgraden betydelig i forhold til et gassturbinverk. Kombinerte kraftverk utnytter varmen i avgassen fra gassturbinene til å produsere tilleggskraft ved hjelp av dampturbiner. Sammen gir disse turbinene en el-virkningsgrad opp mot 60 prosent.

Et kraftvarmeverk produserer både elektrisk kraft og varme til for eksempel oppvarmingsformål. Overskuddsvarmen fra dampturbiner eller i avgassene fra gassturbiner blir ledet til varmevekslere i et infrastruktursystem for varmen. I et kraftvarmeverk er el-produksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk omformes imidlertid en større del, over 80 prosent, av det samlede energiinnholdet i naturgassen til nyttbar energi i form av både elektrisitet og varme.

I Norge er det generelt begrensede muligheter for å utnytte varme fra kraftproduksjon til fjernvarme. Infrastrukturen for fjernvarme i de større byene er utbygd i mindre grad enn i andre europeiske land. Varmeeterspørsel er mest aktuelt i områder med høy konsentrasjon av brukere slik at fjernvarmenett eller industriell utnyttelse av varmen kan være lønnsomt. I Norge kan det imidlertid være aktuelt med varmekraftverk i forbindelse med industriell virksomhet.

Det foreligger i dag flere planer for bygging av gasskraftverk i Norge. Hittil er det gitt konsesjoner til fire prosjekter. Naturkraft AS har fått konsesjon for to gasskraftverk, Industrikraft Midt-Norge AS har fått konsesjon for et gasskraftverk og Statoil har fått konsesjon til et integrert gasskraftverk ved Snøhvit LNG. Det er kun det siste anlegget som er begynt utbygd.

Naturkraft AS fikk i 1997 anleggskonsesjon for bygging og drift av to gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø. Hvert av gasskraftverkene (CCGT) planlegges å få installert effekt på om lag 400 MW, eller tilsvarende årlig produksjon på om lag 3 TWh hver.

Naturkraft ble gitt utslippskonsesjoner i 1999. I forbindelse med behandlingen av energimeldingen, vurderte Stortinget spørsmålet om utbygging av gasskraftverk i Norge. Stortinget vedtok at det ikke skal stilles strengere krav til CO<sub>2</sub>-utslipp fra norske gasskraftverk enn det som er vanlig i EØS-landene. Høsten 2000 ble Naturkrafts utslippskonsesjoner omgjort i tråd med Stortingets vedtak. Omgjøringen ble endelig stadfestet i kongelig resolusjon sommeren 2001. Naturkrafts anleggskonsesjoner gir selskapet frist for oppstart av anlegg til høsten 2007.

Industrikraft Midt-Norge fikk i 2001 endelig anleggskonsesjon og utslippskonsesjon for et kraftvarmeverk ved Skogn. Gasskraftverket planlegges med en installert effekt på 800 MW, tilsvarende en årlig elektrisitetsproduksjon på 6,4 TWh og varmeproduksjon på om lag 1,5 TWh. Selskapet fikk i 2003 utsatt fristen for idriftsettelse av anlegget til 2009, og det er foreløpig ikke fattet investeringsbeslutning.

I forbindelse med utbyggingen av Snøhvit LNG er det planlagt at energibehovet skal dekkes av et integrert gasskraftverk. Dette anlegget (215 MW<sub>el</sub> og 167 MW<sub>varme</sub>) ble gitt konsesjon i 2003. Det er lagt opp til en årlig el-produksjon på om lag 1,5 TWh. Gasskraftverket planlegges ferdigstilt før produksjonen ved Snøhvit LNG skal starte opp i løpet av 2006.

### 2.3.1 Separering og deponering av CO<sub>2</sub>

Det forskes i dag på rensing og deponering av CO<sub>2</sub> fra kraftverk både i USA, Japan og Europa, herunder Norge. CO<sub>2</sub> kan enten fjernes ved utskilling i forkant eller i etterkant av kraftproduksjonen, og de senere årene er det presentert flere ulike teknologikonsepter. De ulike teknologiene varierer i modningsgrad. For noen gjenstår betydelig utviklingsarbeid, blant annet knyttet til turbiner. Felles for teknologiene er imidlertid at prosessen med CO<sub>2</sub>-håndtering er energikrevende. Teknologiene vil derfor være kostbare i drift sammenliknet med annen kraftproduksjon.

## 2.4 Annen elektrisitetsproduksjon

Produksjonsprosessen i mange industribedrifter avgir varme som kan utnyttes til kraftproduksjon. Mulighetene og kostnadene for slik utnyttelse varierer mellom bedriftene, avhengig av prosessstekniske forhold og lokalisering. Innen ferrolegeringsindustrien er det tre verk som i dag har varmegjennvinningsanlegg for kraftproduksjon. Disse tre anleggene produserer knapt 200 GWh/år. Potensialet for økt kraftproduksjon fra varmegjenvinning i ferrolegeringsindustrien er i størrelsesorden 1 TWh/år.

Ved produksjon av fjernvarme fra avfall blir en andel av varmen levert til kraftproduksjon. I 2002 var denne kraftproduksjonen i størrelsesorden 60 GWh.

Total varmekraftproduksjon var omtrent 1 TWh i 2003.

Mindre mengder elektrisitet blir produsert ved hjelp av gassturbiner ved petroleumsanleggene på langs kysten. Beskjedne mengder elektrisitet blir produsert ved hjelp av gassturbiner og gassmotorer. For eksempel utnyttes gass fra Grønmo avfallsdeponi i Oslo til elektrisitetsproduksjon.

## 2.5 Skatter og avgifter i kraftsektoren

Forbruket av elektrisitet er pålagt elektrisitetssavgift. I 2004 er el-avgiften 9,67 øre/kWh. Forbrukere i Finnmark og noen kommuner i Nord-Troms er fritatt for avgiften. Det er anslått at el-avgiften vil innbringe om lag 4,4 milliarder kroner til statskassen i 2004. El-avgiften var 9,50 øre/kWh i 2003 og 9,30 øre/kWh i 2002. Med virkning fra 1. januar 2004 overtok nettselskapene ansvaret for innkreving av forbruksavgiften. Tidligere har strømleverandøren foretatt denne innkrevingen via sin fakturering.

Fra 1. januar 2004 har all næringsvirksomhet hatt fritak fra el-avgiften. Et nytt system for el-avgift har blitt iverksatt fra 1. juli 2004. Deler av el-forbruket innen næringslivet får el-avgift i det nye systemet.

Statsforetaket Enovas aktiviteter finansieres gjennom et energifond. Fondet får inntekter fra et påslag på nettтарiffen, 1,0 øre per kWh i 2004, og fra ordinære bevilgninger over statsbudsjettet. Enova skal ta initiativ til å fremme mer effektiv energibruk, produksjon av ny fornybar energi og miljøvennlig bruk av naturgass. Jf. omtale av Enova i kapittel 3.8.

Som for andre momspliktige varer og tjenester er det 24 prosent merverdiavgift på elektrisk kraft. Forbrukere i Nordland, Troms og Finnmark er imidlertid fritatt for merverdiavgift på elektrisk kraft.

Alle kraftselskap betaler inntektsskatt på 28 prosent av alminnelig inntekt til staten. Den enkelte kommune kan velge å pålegge eiendomsskatt. Kraftselskapene betaler eiendomsskatt med en sats på opp til 0,7 prosent av fastsatt eiendomsskattegrunnlag. Taksten for beregningen av eiendomsskatten er i hovedsak lønnsomhetsbasert og skal reflektere markedsverdien på eiendommen. Vannkraften er i tillegg ilagt naturressursskatt og grunnrenteskatt. For år 2002 utgjorde naturressursskatt, grunnrenteskatt og eiendomsskatt om lag 3,5 milliarder kroner.

Kraftkommunene og fylkeskommunene får en naturressursskatt på 1,3 øre for hver kWh vannkraft som produseres. Av dette går 1,1 øre til kommunene og 0,2 øre til fylkeskommunene. Beregningsgrunnlaget for naturressursskatten fastsettes for hvert kraftverk, og er gjennomsnittet av kraftverkets samlede produksjon av elektrisk kraft i inntektsåret og de seks foregående år. På denne måten sikres kommunene og fylkeskommunene et stabilt element i skatteinntektene. Naturressursskatten innebærer i utgangspunktet ingen ekstrabelastning for selskapene, fordi den kan trekkes fra inntektsskatten krone for krone. Naturressursskatt som ikke kommer til fradrag kan fremføres med rente, til fradrag i senere år.

Grunnrente er avkastning utover normalavkastning. Vannkraftprodusenter som har avkastning utover normalavkastning, må betale grunnrenteskatt på 27 prosent til staten. Grunnrenten oppstår fordi en utnytter en naturressurs der det i ulik grad ligger til rette for produksjon. Sammen med øvrige skatter bidrar grunnrenteskatten til at en stor del av grunnrenten i sektoren tilfaller det offentlige.

Konsesjonsavgifter er kompensasjon for påførte skader til distriktene hvor vannressursen som blir utnyttet befinner seg. Det er også et virkemiddel for å la distriktene ta del i det økonomiske utbyttet ved en vannkraftutbygging. Innenfor gitte maksimums- og minimumssatser fastsettes avgiftssatsen etter skjønn, hvor blant annet graden av miljøinngrep og utbyggingens lønnsomhet tillegges vekt. Konsesjonsavgiften kan justeres av konsesjonsmyndigheten (NVE) hvert 5. år. Konsesjonsavgifter innbragte 475 millioner kroner til kommunene og 122 millioner kroner til staten i 2003.

Kommunene som blir berørt av vannkraftutbygging, har også rett til å ta ut konsesjonskraft. Konsesjonæren kan pålegges å avstå inntil 10 prosent av den produserte kraften som konsesjonskraft til de berørte kommunene. Dersom dette dekker mer enn forbruket i alminnelig forsyning i kom-

munene, har fylkeskommunen rett til å kjøpe det overskytende. Konesjonæren kan også pålegges å avstå inntil 5 prosent konsesjonskraft til staten. Staten har ikke benyttet denne retten. Prisen som konsesjonskraftmottaker betaler, skal tilsvare om lag produksjonsomkostningene eller selvkost av leveransen. De totale konsesjonskraftforpliktelsene utgjør om lag 8,5 TWh/år. For kommuner som er berørt av store utbygginger utgjør skatter, avgifter og konsesjonskraft fra kraftanlegg en stor andel av de samlede inntektene.

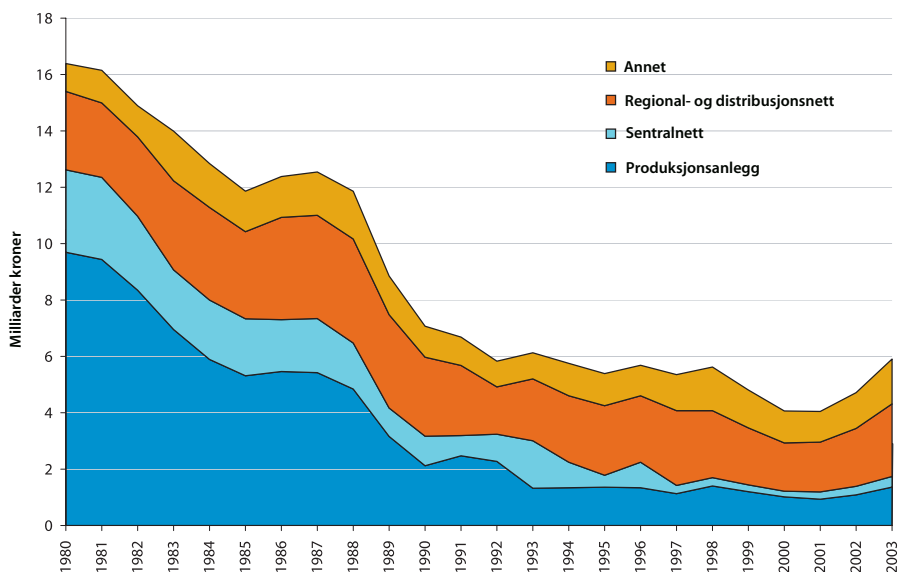
## 2.6 Kraftforsynings plass i norsk økonomi

Bruttoproduktet i kraftforsyningen var 37,2 milliarder kroner i 2003. Dette tilsvarte om lag 3,0 prosent av bruttonasjonalproduktet i fastlands-Norge.

Realkapitalbeholdningen i kraftforsyningen var om lag 170 milliarder kroner i 2003. Dette tilsvarte 5,3 prosent av fast realkapital i fastlands-Norge.

I 2003 var investeringene i elektrisitetsforsyningen om lag 6,0 milliarder kroner. Bruttoinvesteringene i sektoren har gått ned de siste 15 årene. Det er særlig nyutbygging av produksjonsverk som er blitt redusert, men investeringene i nettet har også avtatt. Figur 2.6 viser utviklingen i bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen siden 1980.

Gjennom 1980-årene var det en stadig økning i sysselsettingen i elektrisitetsforsyningen. Etter 1989 stabiliserte sysselsettingen i sektoren seg. De siste årene har det vært en nedgang i antall årsverk i kraftforsyningen. I 2003 var om lag 15 000 personer sysselsatt i kraftforsyningen.



Figur 2.6 Bruttoinvesteringer i elektrisitetsforsyningen. Faste 2003-kroner

Kilde: NVE og Olje- og energidepartementet