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 naturvern og friluftsliv. Kraftproduksjon er den viktigste økonomiske utnyttingen.

Et vassdrag kan defineres som 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. Kraft-produksjonen vil derfor øke betydelig i flomperioder eller ved svært store nedbørsmengder. De fleste elvekraftverkene ligger i lavlandet, særlig på Øst-landet og i Trøndelag. Langs Glomma ligger det flere elvekraftverk. Solbergfoss kraftverk i Askim har en maksimal ytelse på 116 MW og gjen-

Tabell 2.1 Norges høyeste fosser (m 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

nomsnittlig årsproduksjon på 580 GWh. Dette er det største elvekraftverket 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.

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.

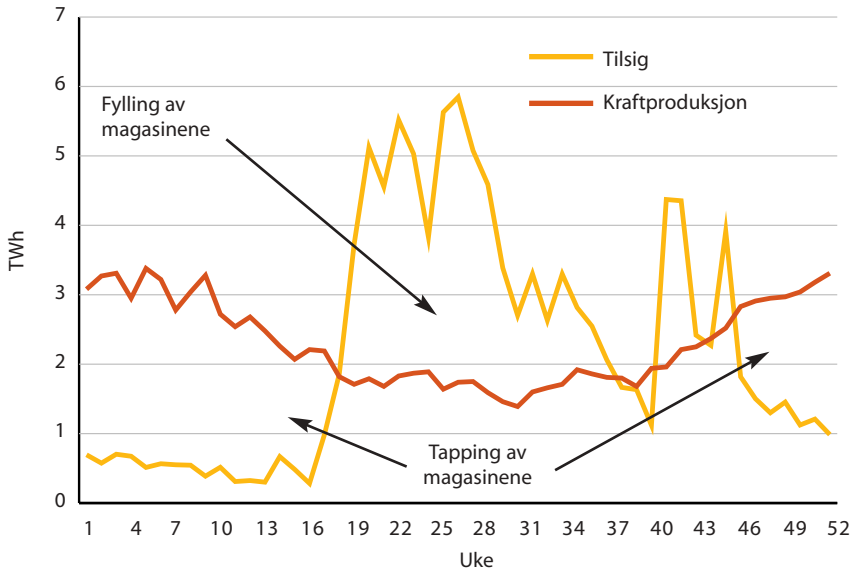
Tilsiget er stort under snøsmeltingen om våren, og avtar normalt utpå sommeren og frem mot høsten. Høstflommer gir normalt en økning i tilsiget før vinteren setter inn. I vintermånedene er tilsiget vanligvis svært lavt. Tilsiget gjennom året vil variere med lokale geografiske og klimatiske forhold. Vårflommen 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 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. I 2001 var tilsiget litt under det som er 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 høy-

Figur 2.1 Tilsig av vann og el-produksjon over året



Kilde: Nord Pool

ere 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 reguleringstillatelse (manøvreringsreglement) der det er tatt hensyn til bl.a. topografiske og miljømessige forhold.

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

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

Magasinkapasitet er den kraftmengden som kan produseres ved å tømme et

fullt magasin. Siden 1980 og fram til i dag har magasinkapasiteten økt med vel 26 TWh. Ved inngangen til 2002 var magasinkapasiteten drøyt 84 TWh, som tilsvarer 2/3 av ett års forbruk. Magasinfyllingen angir hvor mye vann (potensiell energi) det er i magasinet til enhver tid. Figur 2.2 viser magasinutviklingen over året i 2001 og minimum, median og maksimum magasinfylling for perioden 1990-2000, uttrykt i prosent av total magasinkapasitet.

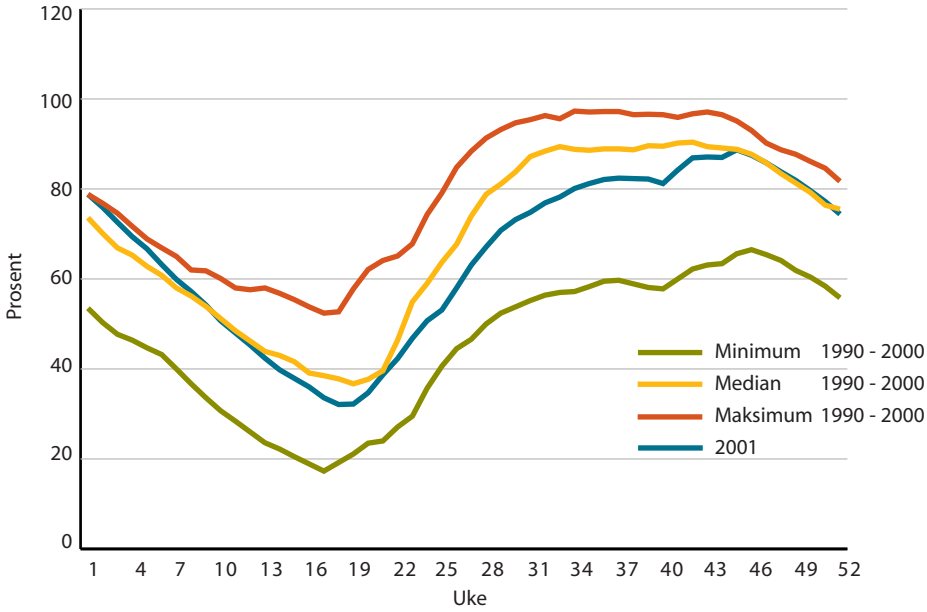
Normalt tappes magasinene om høsten og vinteren når etterspørselen etter elektrisitet er størst. I vår- og sommerperioden, når etterspørselen etter elektrisitet er på sitt laveste, fylles magasinene med vann. Utviklingen av magasinbeholdningen gir et bilde av elektrisitetsproduksjonen og tilsigsforholdene 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 27 596 MW og fordeler seg på 740 kraftverk over 1 MW. I tillegg kommer 271 MW fra varmekraftverk[2]. Det er installert 13 MW i vindkraftverk. Den installerte effekten og det forventede årlige tilsiget i et år med normal nedbør, er grunnlaget for å beregne vannkraftverkenes midlere produksjonsevne. Norges vassdrags- og energidirektorat

Figur 2.2 Magasinfylling 2001



Kilde: NVE

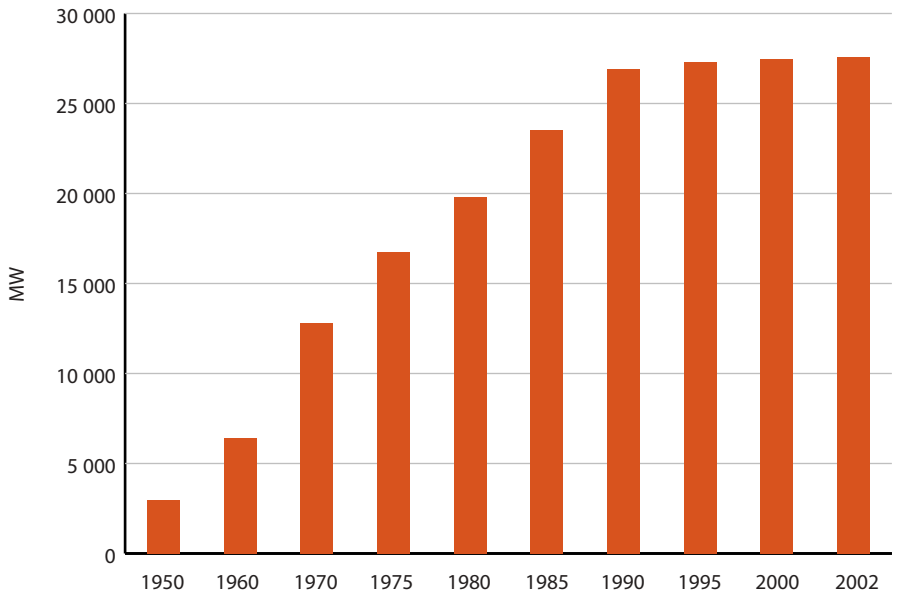
[2]*Varmekraftverk er en samlebetegnelse på kraftverk som produserer elektrisitet fra fossile brensler, biobrensler eller atomenergi*

(NVE) gikk i 2001 gjennom tallene for tilsiget til vannkraftverkene. I forbindelse med denne gjennomgangen reviderte NVE anslaget for vannkraftproduksjonen i normalår. Det tidligere anslaget (113,4 TWh) bygde på tilsigsserien 1931-1990, mens det nye anslaget bygger på tilsigsdata for perioden 1970 -1999. En 30-årsperiode er standard lengde på normalperioder for meteorologiske og hydrologiske data. Produksjonen i et normalår er i dag beregnet til om lag 119 TWh.

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 551 MW eller drøyt 0,1 prosent per år som et gjennomsnitt for årene 1990 til 2000. 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 2002.

Figur 2.3 Installert effektkapasitet



Kilde: NVE og SSB

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.

Tabell 2.2 De 10 største kraftverkene i Norge pr 1. januar 2002

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

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 2002 fremgår av tabell 2.3.

Tabell 2.3 Vannkraftstasjoner i drift per 1. januar 2002 etter størrelse og samlet installasjon*

MW	Antall	Samlet ytelse MW	Mildere årsproduksjon GWh/år
0 - 0,1	74	3	18
0,1 - 1	98	14	74
1 - 10	252	915	4 321
10 - 100	246	8 917	40 666
100 -	77	17 764	73 316

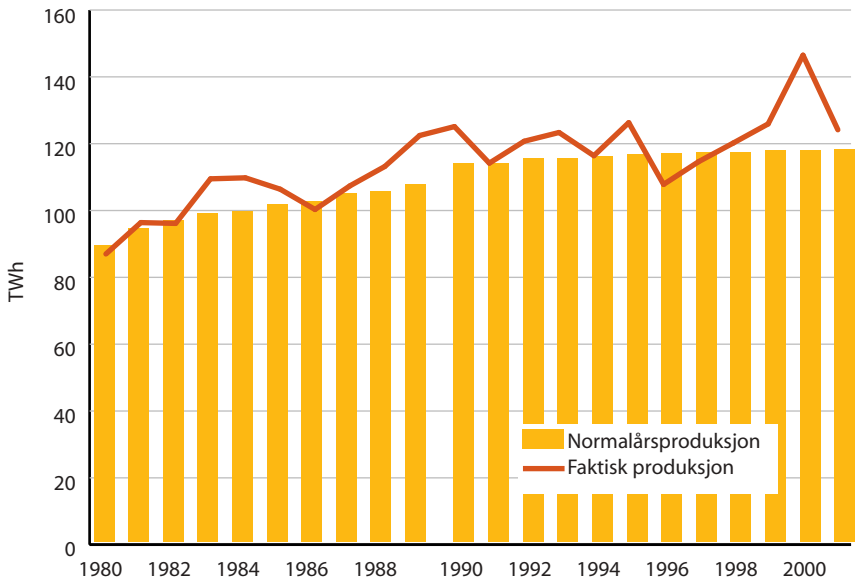
** Kraftverk < 1 MW er basert på en undersøkelse om mikro- og minikraftverk tilknyttet nettet, utført av SKM Energy Consulting og sluttført i 2000.*

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 overføringskapasitet 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

Figur 2.4 Vannkraftproduksjon og midlere års produksjonsevne



Kilde: NVE

midlere produksjonsnivået som følge av år med gode tilsig. Både i 1996 og i 1997 var produksjonen under midlere produksjonsnivå.
Vannkraftproduksjonen var gjennomgående relativt 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 2001 var litt høyere enn normalårsproduksjonen med 120,9 TWh. Figur 2.4 viser utviklingen i midlere års produksjonsevne og den faktiske vannkraftproduksjonen i det norske kraftsystemet i årene fra 1980 til 2001.

2.1.4 Vannkraftpotensialet

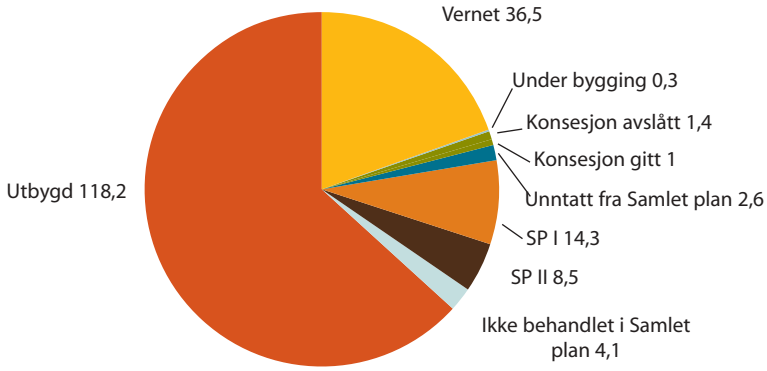
Vannkraftpotensialet er energien i de norske vassdragene som teknisk og økonomisk kan bygges ut til kraftformål. Det norske vannkraftpotensialet er beregnet til 187 TWh/år per 1. januar 2002. Tilsigsperioden 1931-1999 er lagt til grunn. Figur 2.5 viser vannkraftpotensialet per 1. januar 2002. Potensialet 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/år i vernede vassdrag og det er avslått søknader om utbygging tilsvarende 1,4 TWh/år. Dette er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår per i dag 149 TWh/år som ikke er vernet mot kraftutbygging.

Utbygd midlere produksjonsevne er per 1. januar 2002 118,2 TWh/år. I tillegg er det prosjekter under bygging på 0,3 TWh/år og konsesjon er gitt for utbygging av ytterligere 1 TWh/år.

De fleste prosjektene er behandlet og

Figur 2.5 Vannkraftpotensialet per 1. januar 2002, TWh/år



Kilde: NVE

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 konfliktfylte 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 overføringstunnelene 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 eksisterende 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 10 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 framtiden, 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 til å dekke ulike sider ved et vannkraftprosjekt; alt fra planlegging og prosjektering til levering og installasjon av vannkraftteknisk utstyr. I tillegg har myndighetene opparbeidet ekspertise i å lovregulere og forvalte vannkraftressursene.

Olje- og energidepartementet har bidratt med økonomisk støtte til å etablere et teknologisenter som skal være med å vedlikeholde denne kompetansen. Teknologisenteret er tilknyttet Vassdragsmuseet Labro i Kongsberg ved Numedalsvassdraget.

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 elektrisk kraft 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, og komme i konflikt med vern av kulturminner. 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 konsesjon for kraftutbygging i øvrige vassdrag gjennomgår en omfattende behandling. Her vurderes blant annet miljøkonsekvensene inngående. Konsesjonssøknaden 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 dersom reguleringen påfører skade på fiskebestanden i vassdraget, eller krav om minstevannsføring og regler om hvilke vannmengder som skal slippes til ulike tidspunkter over året. For en nærmere beskrivelse av det konsesjonsrettslige 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, transformator og kontrollsystem. Vindenergi overføres via drivakselen til en generator inne i maskinhuset. Generatoren omdanner bevegelsesenergien til elektrisk energi som overføres videre i kabler som kan kobles til et eksisterende nett.

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisk kraft når vindhastigheten i navhøyde er i området 4 til 25 m/s (lett bris til full storm). Effekten varierer med vindhastigheten og begrenses av aggregatets merkeeffekt. Ved vindstyrke over 25 m/s bremses og låses bladene. Effektinnholdet i vinden som blåser gjennom en flate er proporsjonal med vindhastigheten i tredje potens. Maksimal teoretisk utnyttelse av vindenergien er om lag 60 prosent. En vindturbin utnytter i praksis opp til 35 prosent av vindeffekten som passerer rotorarealet. Den samlede utnyttelsesgraden reduseres ytterligere ved tap både i giret og generatoren. 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 mellom 6 og 8 m/s i 10 meters høyde over bakken. I aktuell arbeidshøyde for vindturbiner (for eksempel 60 m) 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 28 vindturbiner i Norge per 1. januar 2002. Den installerte effekten var på om lag 17 MW. På årsbasis vil de 28 turbinene kunne produsere om lag 50 GWh (0,05 TWh). I 2001 var vindkraftproduksjonen på om lag 30 GWh (0,03 TWh).

Fem vindkraftprosjekter har fått endelig konsesjon fra NVE, men er ennå ikke utbygd. Til sammen kan disse gi 725 GWh per år dersom de blir realisert (se tabell 2.4). Ytterligere 15 prosjekter med en potensiell samlet årsproduksjon på 3,7 TWh er meldt inn til NVE.
Mer informasjon om prosjektene finnes på NVEs hjemmesider 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. Dagens produksjonskostnader antas 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/år innen 2010.

Tabell 2.4: Vindkraftprosjekter som per 1. januar 2002 har fått endelig konsesjon, men som ennå ikke er utbygd

	Effekt MW	Årsproduksjon GWh/år	Konsesjon
Havøygavlen, Finnmark	40	120	Desember 1999
Hitra, Sør-Trøndelag	56	150	September 2001
Smøla I, Møre og Romsdal	40	120	September 2001
Smøla II, Møre og Romsdal	104	310	September 2001
Hundhammerfjellet, Nord-Trøndelag	3	10	Juli 2001
Valsneset, Sør-Trøndelag	5	15	August 2001
SUM	248	725	

Kilde: NVE

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. I tillegg ble det fra 1. januar 1999 innført en ordning med produksjonsstøtte til vindkraftverk tilsvarende halv elektrisitetsavgift. El-avgiften er på 9,30 øre/kWh i 2002.

Vindkraften kan ikke reguleres slik som vannkraften. Den må nødvendigvis produseres når det blåser og kan derfor bare gi tilskuddsenergi til en kraftforsyning som allerede har et godt regulerbart basissystem slik som vi har det i Norge.

2.2.1 Miljøvirkninger av vindkraftutbygging

Vindkraft er en fornybar energikilde som ikke gir forurensende utslipp. Vind-kraftverk 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.

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^2), 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 opptil 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 (fjernvarme). Overskuddsvarmen fra dampturbiner eller i avgassene fra gassturbiner blir

ledet til varmevekslere i et fjernvarmesystem. I et kraftvarmeverk er elproduksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk omformes imidlertid en større del av energiinnholdet i gassen til nyttbar energi (over 80 prosent).

I Norge er det generelt begrensede muligheter for å utnytte varme fra kraftproduksjon til priser som dekker kostnadene. Bare 9 prosent av varmekraftverkene i EU utnytter varmen til fjernvarme (COGEN Europe). Varmeetterspørsel er mest aktuelt i områder med høy konsentrasjon av brukere slik at fjernvarmenett eller industriell utnyttelse av varmen kan være lønnsomt. Etterspørselen etter varme til boliger og kontorer i Norge er lav store deler av året. Uten gassrørledninger til de store byene synes større kraftvarmeverk lite aktuelt i Norge.

Det er i dag gitt konsesjon til 3 gasskraftverk i Norge. 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 CO2-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. Naturkraft søkte i mars 2002 om forlengelse av de foreliggende konsesjonene.

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 har signalisert investeringsbeslutning i løpet av 2002.

I forbindelse med utbyggingen av Snøhvit LNG er det planlagt at energibehovet skal dekkes av et integrert gasskraftverk. Det er lagt opp til en årlig produksjon på om lag 1,5 TWh. Bygging av gasskraftverket vil ikke bli startet opp før nødvendige konsesjoner er gitt. Gasskraftverket planlegges ferdigstilt før produksjonen ved Snøhvit LNG skal starte opp (2006).

2.3.1 Gassteknologiutvalget

Ved kongelig resolusjon av 5. oktober 2001 ble det oppnevnt et utvalg for å utrede ulike sider ved nye miljøvennlige anvendelser av gass, herunder hydrogen og gasskraft med CO_2-deponering. Utvalget har vært ledet av adm. direktør Kjell Bendiksen, Institutt for energiteknikk (IFE), og har hatt følgende mandat:

“Utvalget skal vurdere hvordan forskning og utvikling kan brukes til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge, her-

under hydrogen og CO_2-fri gasskraft. Siktemålet er å forsterke innsatsen for at Norge og norske teknologimiljøer, i samarbeid med andre land, skal få en sterk posisjon i utviklingen av ny miljøvennlig gassteknologi."
I lys av mandatet har utvalget lagt særlig vekt på å gi en bred gjennomgang av problemstillinger knyttet til hydrogen og CO_2-fri gasskraft.

Utvalget avga sin innstilling mandag 4 mars 2002. Den finnes i sin helhet på Olje- og energidepartementets hjemmeside www.oed.dep.no. Innstillingen har vært på offentlig høring.

Det forskes i dag på rensing og deponering av CO_2 fra kraftverk både i USA, Japan og Europa, herunder Norge. CO_2 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_2-håndtering er energikrevende. Teknologiene vil derfor være kostbare i drift sammenliknet med annen kraftproduksjon.

2.4 Annen elektrisitetsproduksjon

2.4.1 Varmekraft - varmegjenvinning

Produksjonsprosessen i mange industribedrifter avgir varme som kan utnyttes til kraftproduksjon. Mulighetene og kostnadene for slik utnyttelse varierer mellom bedriftene, avhengig av prosesstekniske forhold og lokalisering. Innen ferrolegeringsindustrien er det tre verk som i dag har varmegjenvinningsanlegg 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 2001 var denne kraftproduksjonen i størrelsesorden 50 GWh.

Total varmekraftproduksjon var 0,9 TWh i 2001.

2.4.2 Gass

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 kraft-sektoren

Forbruket av elektrisitet er pålagt elektrisitetsavgift. I 2002 er el-avgiften 9,30 øre/kWh. Alle forbrukere i Nord-Troms og Finnmark, og industri og bergverk, er fritatt for avgiften. Det er anslått at el-avgiften vil innbringe om lag 6,2 milliarder kroner til statskassen i 2002. El-avgiften var 8,56 øre/kWh i 2000 og 11,30 øre/kWh i 2001.

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.

I tillegg til ordinær inntektsskatt betalte

kraftselskapene for år 2000 om lag 2,9 milliarder kroner i naturressursskatt, grunnrenteskatt og eiendomsskatt.

Kraftkommunene og fylkeskommunene får en naturressursskatt på 1,3 øre per kWh 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. Naturressursskatten kan trekkes fra i inntektsskatten. Dersom naturressursskatten overstiger inntektsskatten, kan det overskytende fremføres til fradrag i senere år.

I tillegg til naturressursskatt må kraftforetakene skatte til staten av grunnrenteinntekt. Grunnrente er avkastning utover normalavkastning. Grunnrenten oppstår fordi en utnytter en naturressurs der det i ulik grad ligger til rette for produksjon. Normalavkastning er skjermet fra grunnrentebeskatning.

Den enkelte kommune kan velge å pålegge eiendomsskatt. Kraftselskapene betaler eiendomsskatt med en sats på opp til 0,7 prosent av fastsatt eiendomsskattegrunnlag.

Vannkraftutbygging kan pålegges konsesjonsavgifter etter industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven. Avgiftene betales til staten og til de kommuner som berøres av utbygging og regulering. Avgiftenes størrelse er fastsatt i den enkelte konsesjon, og beregnes ut fra den kraftmengden som kan produseres. 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 458 mill. kroner til kommunene og 110 mill. kroner til staten i 2001.

Kommunene som blir berørt av kraftutbygging, har også rett til å kjøpe konsesjonskraft. Konsesjonæren kan pålegges å avstå inntil 10 prosent av den produserte kraften til de berørte kommunene. Dersom dette dekker mer enn forbruket i alminnelig forsyning i kommunene, har fylkeskommunen rett til å kjøpe det overskytende. Prisen beregnes utfra selvkost etter nærmere regler.

Konsesjonæren kan også pålegges å avstå 5 prosent av den produserte kraften til staten, men staten har inntil nå valgt å ikke kjøpe konsesjonskraft.

De totale konsesjonskraftforpliktelsene utgjør om lag 8,5 TWh/år. For kommuner som er berørt av store utbygginger utgjør skatter og avgifter fra kraftanlegg en stor andel av de samlede inntektene.

Statsforetaket Enovas aktiviteter finansieres gjennom et nyopprettet energifond. Fondet får inntekter fra et påslag på nettariffen (0,3 øre per kWh i 2002) 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.

I revidert nasjonalbudsjett for 2001 (St.meld. nr. 2 (2000-2001)) ble sentrale rammevilkår for kraftproduksjon i Norden gjennomgått. Gjennomgangen konkluderer med at det er vanskelig å sammenligne rammevilkår for kraftproduksjon mellom land. Regelverkene er kompliserte og det statistiske grunnlaget i mange tilfeller mangelfullt. Det er videre vanskelig å sammenligne rammevilkårene for kraftproduksjon fordi de ulike landene har mange og ulike ordninger både på skatte- og støttesiden.

Gjennomgangen av rammevilkårene for kraftproduksjonen i Norden viste at Norge har et relativt høyt skattenivå i denne sektoren. Spesielt innenfor vannkraftproduksjon har Norge et høyere skattenivå enn Sverige, Danmark og Finland.

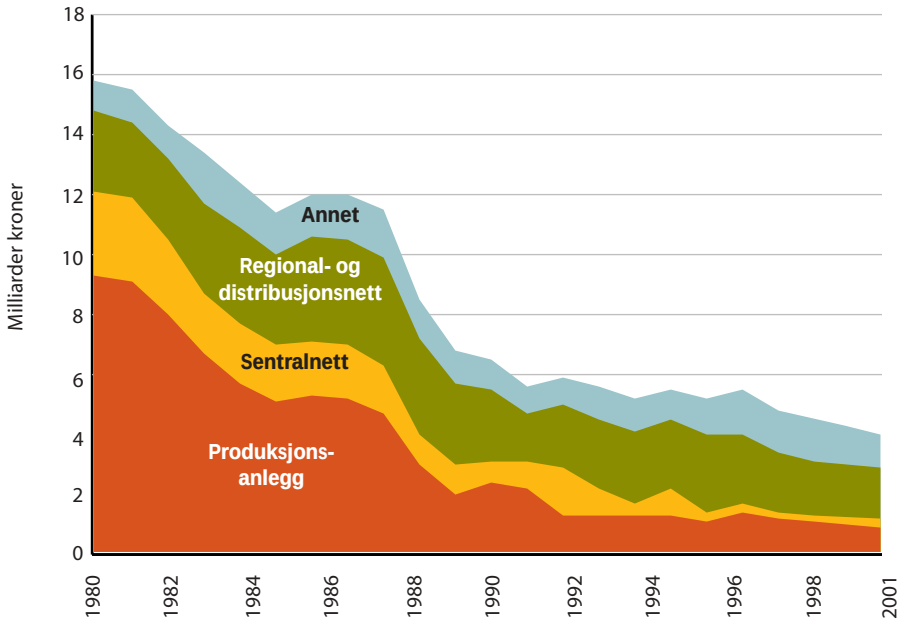
2.6 Kraftforsyningens plass i norsk økonomi

Bruttoproduktet i kraftforsyningen var 24,7 milliarder kroner i 2000. Dette tilsvarte om lag 2,3 prosent av bruttonasjonalproduktet i fastlands-Norge.

Realkapitalbeholdningen i elektrisitetsforsyningen var 195 milliarder kroner ved utgangen av 2000. Dette tilsvarte 6,2 prosent av fast realkapital i fastlands-Norge.

I 2000 var investeringene i elektrisitetsforsyningen om lag 4,1 milliarder kroner. Bruttoinvesteringene i sektoren har gått betydelig ned de siste 15

Figur 2.6 Bruttoinvesteringer i elektrisitetsforsyningen*. Faste 2001-kroner



** Anslag for 2001*

Kilde: NVE og Olje- og energidepartementet

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 2000 var omlag 17 000 personer sysselsatt i kraftforsyningen.