

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 nedbørsmengder. 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

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

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:

- 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 tilsig av vann.

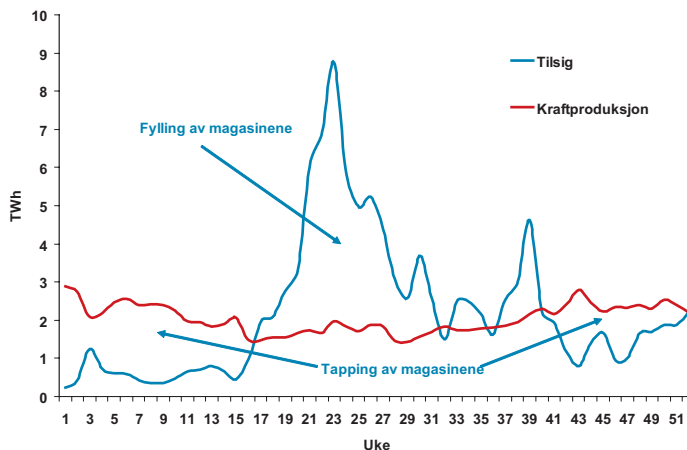
2.1.1 Tilsig

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, gjen-

nom 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.



Figur 2.1 Tilsig av vann og el-produksjon over året

Kilde: Nord Pool

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.

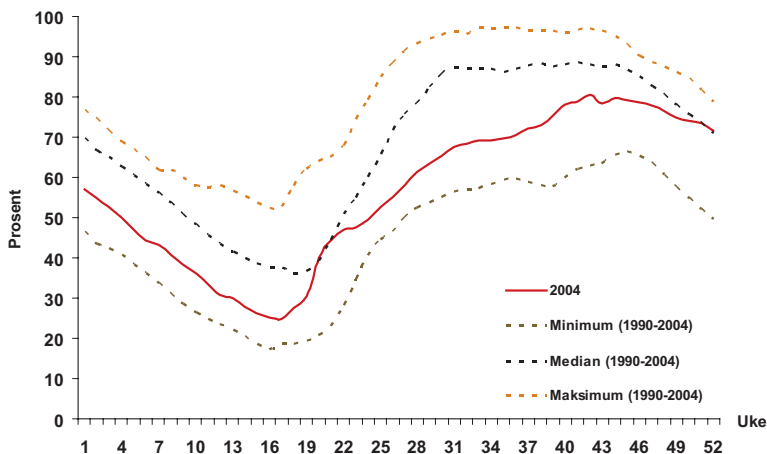
I 1980-årene og frem til 1993 var det flere år med mye nedbør og dermed rikelig tilsig til kraftproduksjon. I 1993 og 1994 var det forholdsvis lite nedbør, mens 1995 ble et år med rekordstor kraftproduksjon på grunn av store tilsig. I 1996 var kraftproduksjonen og tilsiget vesentlig under det som er normalt. Tilsiget har vært relativt høyt etter 1996, og spesielt i 2000 var tilsiget til vannkraftverkene høyt. 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. Tilsigsmessig ble 2004 et relativt normalt år. Samlet nyttbart tilsig i Norge i 2004 var 121 TWh, som er 3 TWh mer enn gjennomsnittet for perioden 1970-1999. 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



Figur 2.2 Magasinutfylling 2004

Kilde: NVE

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.

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. 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 2005 var magasinkapasiteten

81,9 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 2004 og minimum, median og maksimum magasinfylling for perioden 1990–2004, 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

Kraft- og effektbalanse

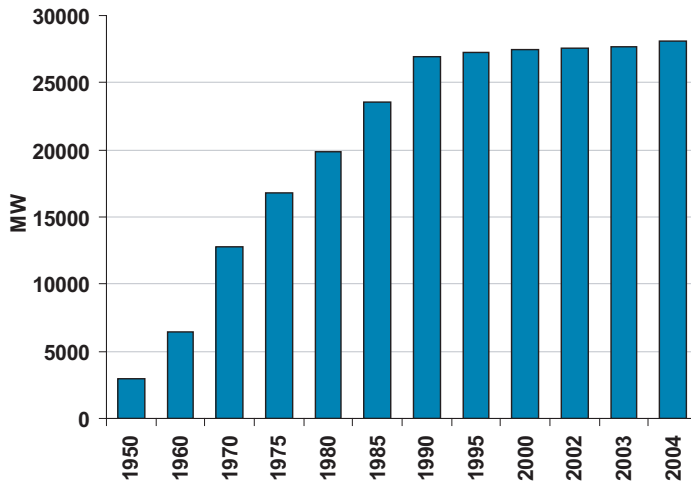
I et kraftmarked må det alltid være balanse mellom kraften som sendes inn på kraftnettet - krafttilgangen - og kraften som blir tatt ut - forbruket.

Kraftbalansen innenlands er definert som forholdet mellom produksjon og samlet forbruk av kraft over et år. I vurderinger av kraftbalansen ser en ofte på forholdet mellom forbruket og normalårsproduksjonen - produksjonen i et år med normal nedbør.

I år med høyt tilsig til vannkraftverkene i Norge, vil en ofte ha større innenlandsk produksjon av kraft enn bruk. I år med lavt tilsig, vil situasjonen være motsatt. Overføringsforbindelsene med utlandet bidrar til at forbruket blir mindre påvirket av svingningene i den innenlandske produksjonen.

Effektbalansen gir forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på et konkret tidspunkt. Utviklingen i kraft- og effektbalansen henger sammen. En gradvis strammere kraftbalanse som følge av liten tilgang på ny produksjonskapasitet, øker også faren for å komme i kortvarige pressede situasjoner.

I løpet av de siste årene er det stadig satt nye rekorder i strømmuttaket uten at produksjons- og overføringskapasiteten har økt i særlig grad. Dette betyr at effektbalansen har blitt strammere. Siste rekord ble satt om morgenen den 5. februar 2001. Forbruket var oppe i 23 054 MW mellom klokka 9 og 10.



Figur 2.3 Installert effektkapasitet

Kilde: NVE og SSB

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 28 000 MW, og fordeler seg på 605 kraftverk over 1 MW. I tillegg kommer 260 MW fra varmekraftverk² og 160 MW fra vindkraftverk. Den installerte effekten og det forventede årlige tilsiget 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.

De største vannkraftutbyggingene

²Varmekraftverk er en samlebetegnelse for kraftverk som produserer elektrisitet fra fossile brensler, biobrensler eller kjernekraft.

Tabell 2.2 De 10 største kraftverkene i Norge per 1. januar 2005

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

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 2005.

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 2005 fremgår av tabell 2.3.

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 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 2004 var noe lavere enn normalårsproduksjonen med 109 TWh. Figur 2.4 viser utviklingen i midlere års produksjonsevne og den faktiske vannkraftproduksjonen i det norske kraftsystemet i årene fra 1980 til 2004.

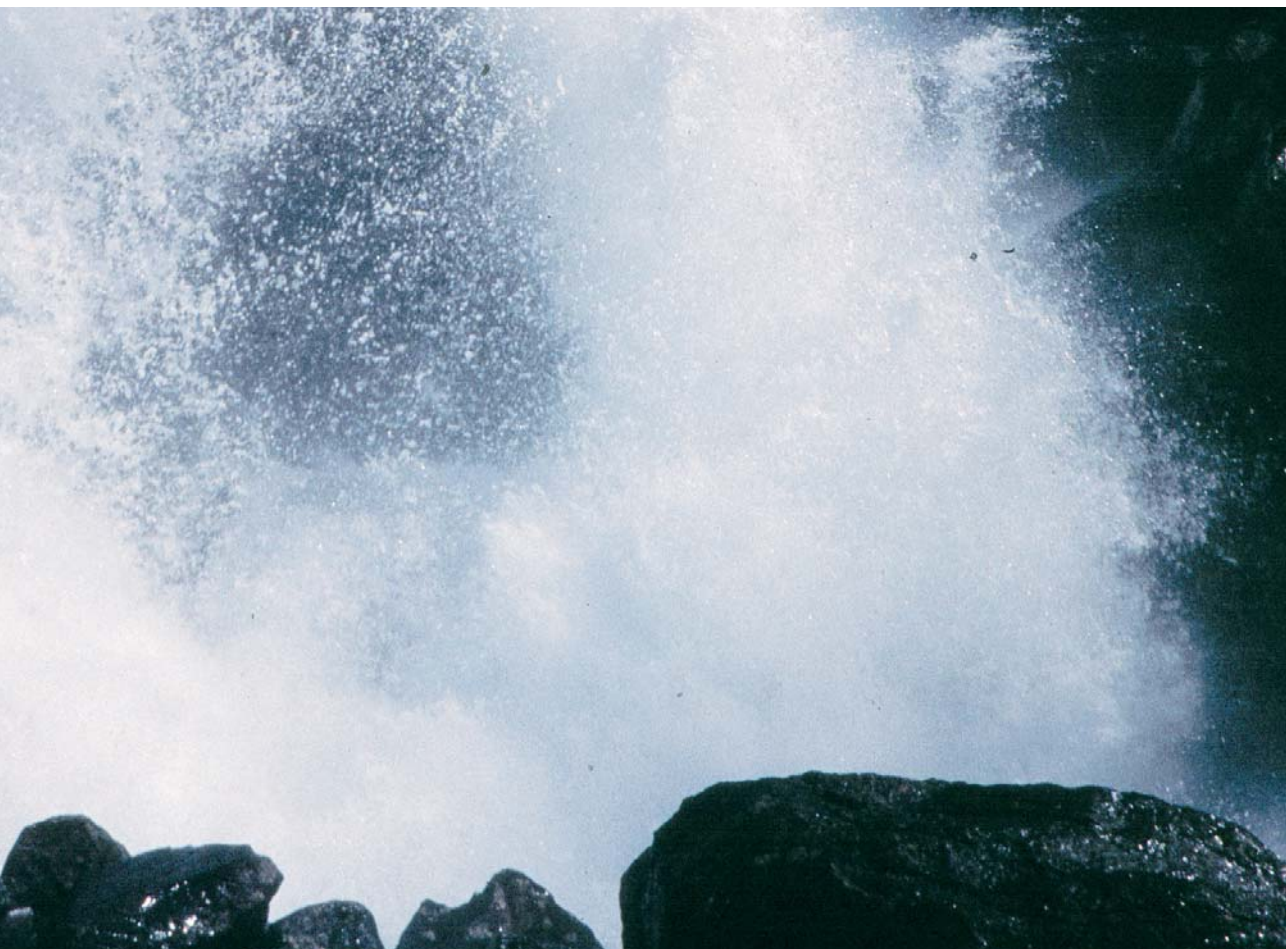
2.1.4 Vannkraftpotensialet

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 205 TWh/år per 1. januar 2005. Tilsigsperioden 1970-1999 er lagt til grunn. Figur 2.5 viser vannkraftpotensialet per 1. januar 2005.

Av det totale vannkraftpotensialet ligger om lag 44,2 TWh/år i vernede vassdrag. Dette potensialet er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår per i dag et potensial på om lag 41,9 TWh/år som ikke er vernet mot kraftutbygging.

Utbygd midlere årlig produksjonsevne er per 1. januar 2005 118,9 TWh. I tillegg er det prosjekter under bygging på 1,2 TWh og konsesjon er gitt for utbygging av ytterligere 1,5 TWh.

De fleste prosjektene er behandlet



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.

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 konfliktfylte og billigste prosjektene først. Det vises til nærmere omtale under kapittel 4.2.1.

Opprustning 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 eksisterende eller etablere nye reguleringsmagasiner, øke fallhøyden og øke maskininstallasjonene for å få mer disponibel effekt. Opprustning kombinert med utvidelse gir gjerne større energigevinst og bedre lønnsomhet enn ren opprustning.

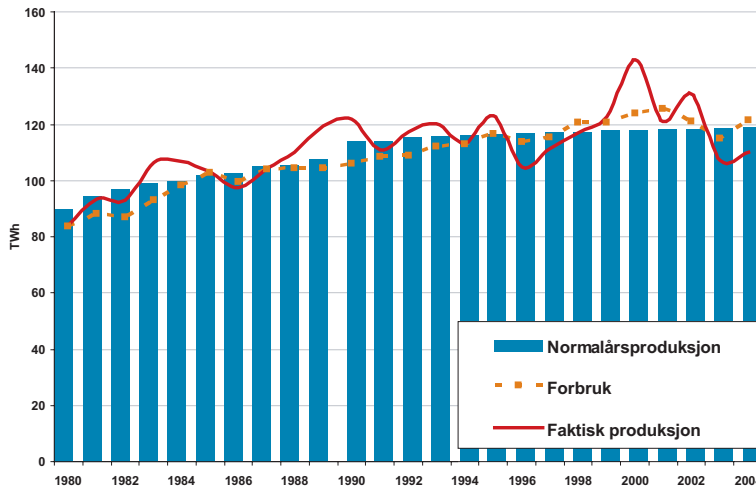
Hovedtyngden av opprustning- og utvidelsesprosjektene ligger i kategori I i Samlet plan. Noen prosjekter ligger i Samlet plan kategori II, mens andre igjen ikke er behandlet i Samlet plan, eller er unntatt fra Samlet plan.

Tabell 2.3 Vannkraftstasjoner i drift per 1. januar 2005 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	280	1025	4 780
10 – 100	248	8 929	40 694
100 –	77	17 946	73 473

*) 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



Figur 2.4 Vannkraftproduksjon og midlere års produksjonsevnene

Kilde: NVE

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 Små vannkraftverk

Små vannkraftverk omfatter kraftverk med installert effekt opp til 10 MW og kan deles inn i følgende undergrupper: mikrokraftverk (installert effekt opp til 100 kW), minikraftverk (installert effekt opp til 1000 kW) og småkraftverk (installert effekt opp til 10 000 kW). Til forskjell fra større kraftverk, er det ofte ikke-profesjonelle aktører som bygger ut små vannkraftverk.

Tradisjonelle små vannkraftverk innebærer ingen reguleringer og behandles derfor bare etter vannressursloven. Mikro- og minikraftverkene har ofte så små virkninger at de ikke engang utløser konsesjonsplikt. NVE er nå delegert kompetanse til å gi konsesjoner til utbygginger opp til 10 MW installert effekt, dersom tiltaket bare behandles

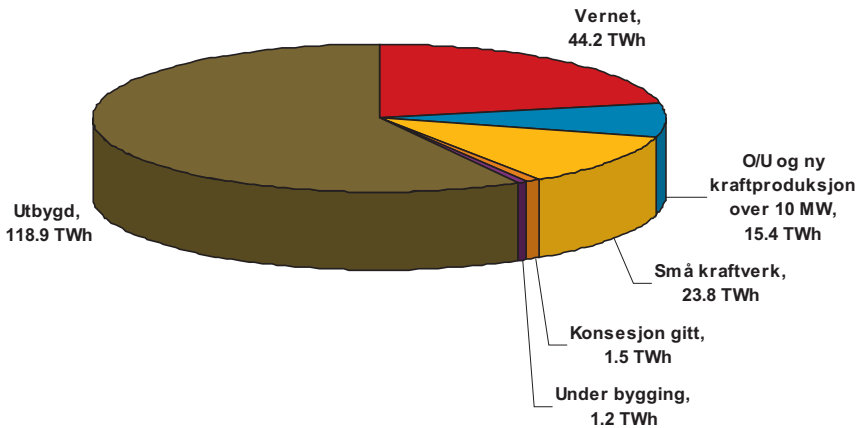
etter vannressursloven. Kraftverk med installert effekt opp til 10 MW er videre unntatt fra behandling i Samlet plan for vassdrag. Ved Stortingets behandling av St.prp. nr. 75 (2003-2004) om supplering av Verneplan for vassdrag ble det åpnet for å kunne konsesjonsbehandle mikro- og minikraftverk i vernede vassdrag.

NVE har foretatt en landsomfattende ressurskartlegging av små vannkraftverk og funnet at potensialet er på om lag 25 TWh. Det understrekes at dette er et teoretisk potensial. I 2004 ble det gitt konsesjoner til 27 små vannkraftverk med en samlet produksjon på om lag 270 GWh per år.

Olje- og energidepartementet har utarbeidet en strategi for økt etablering av små vannkraftverk som ligger på departementets hjemmesider.

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



Figur 2.5 Vannkraftpotensialet per 1. januar 2005. TWh/år.

Kilde: NVE

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.

Miljølempene 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, eller krav om minstevannsføring dersom

reguleringen påfører skade på fiskebestanden i vassdraget. For en nærmere beskrivelse av det konsesjonsrettslige rammeverket henvises det til kapittel 4.

2.1.7 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.



Nye Tyin kraftverk

Bruken av elektrisk kraft i Norge øker. Videre utbygging av vannkraft er en måte å møte etterspørselen på. Arbeidet med det opprinnelig Tyin kraftverk startet i 1910. Det gamle kraftverket stod ferdig i 1944 og har hatt flere utbygginger underveis. Kraftproduksjonen la grunnlaget for å bygge et aluminiumsverk i Årdal. Nesten all kraften gikk til metallverket. Kraftstasjonen har seks turbiner med en kapasitet på 192 MW og produserer gjennomsnittlig 1.180 GWh per år.

Byggingen av Nye Tyin startet høsten 2001 og ble satt i drift høsten 2004. Gjennom en fornyelse av kraftverket økte kraftproduksjonen med 15 prosent eller vel 200 GWh årlig uten at en måtte endre nåværende vannmagasin. En fikk mer kraft ut av de samme ressursene uten å foreta store inngrep i naturen. Gjennom et nært samspill med Årdal kommune ble det lagt stor vekt på en skånsom utbygging som kom nærmiljøet til gode ved bl.a. å legg til rette for å utnytte steinmasser til allmennyttige formål som f. eks. veibygging

Ønsket om bedre teknisk standard og økt sikkerhet veide tungt da en bestemte at en ville bygge et nytt kraftverk. Nye Tyin kraftverk er et godt eksempel på opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftanlegg.

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, gir og kontrollsystem. Vinden setter turbinbladene i bevegelse, på samme måte som en flyvinge i bevegelse gir "løft" til et fly. Energi overføres fra turbinen via drivakselen til en generator inne i maskinhuset. Generatoren omdanner bevegelsesenergien til elektrisk energi som overføres videre via transformator ut på nettet.

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. Energiproduksjonen er derfor svært avhengig av vindfor-

holdene. En vindturbin kan i praksis utnytte opp til 40 prosent av bevegelsesenergien i vinden som passerer rotorbladene. Maksimal teoretisk utnyttelse av vindenergien er om lag 60 prosent. Vindkraft er en varierende energikilde og kan ikke reguleres slik som vannkraft. Den må nødvendigvis produseres når det blåser og av den grunn kan den derfor bare dekke en viss del av kraftforsyningen.

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 er vindhastigheten typisk 10-20 prosent høyere, avhengig av den lokale topografien. Se tekstboks i kapittel 2.1.3 for en nærmere forklaring av brukstid.

Det var ved utgangen av 2004 installert ca. 160 MW vindkraft i Norge, fordelt på 85 turbiner. Dette utgjør en produksjonskapasitet på om lag 0,48

TWh, tilsvarende elektrisitetsforbruket til ca. 20 000 husstander. Et anlegg på 110 MW er under bygging og forventes ferdigstilt i løpet av 2005. NVE har i tillegg gitt konsesjon til ytterligere 11 prosjekter med en samlet installasjon på ca. 840 MW. Hvis alle disse prosjektene blir realisert, vil total produksjonskapasitet være i overkant av 3 TWh/år. Det ble i løpet av 2004 produsert om lag 260 GWh vindkraft i Norge.

I Europa satses det betydelig på vindkraft og annen fornybar energi for å redusere utslipp fra elproduksjon fra ikke-fornybare energikilder. Vindkraftindustrien har hatt en betydelig vekst. Globalt har installert effekt økt fra 2.500 MW i 1992 til over 40.000 i 2004, noe som tilsvarer en årlig vekst på ca. 30 %. Over 75 % av denne kapasiteten er installert i Europa.

Teknologiutvikling og industrialisering innen vindkraftproduksjon har bidratt til økt ytelse for anleggene og en reduksjon i investeringskostnadene pr. MW. Produksjonskostnader antas i dag å ligge i området 25-30 øre/kWh på steder med gode vindforhold og moderate kostnader knyttet til bygging

av anlegget og tilhørende infrastruktur. Vindkraftutbygging er i dag ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt, så vindkraftutbygging forutsetter en eller annen form for støtte.

Utbygging av vindkraftanlegg og tilhørende infrastruktur kan komme i konflikt med andre næringsinteresser, for eksempel turisme og reindrift og andre hensyn, for eksempel forsvarrets radarinstallasjoner. Disse konfliktene blir vurdert gjennom NVEs konsesjonsbehandling.

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 investeringsstøtte. Investeringsstøtte til vindkraftanlegg forutsetter at anleggene er gitt konsesjon. Mer informasjon om støtte til fornybar energi finnes på Enovas hjemmeside www.enova.no

Mer informasjon om vindkraft finnes på NVEs hjemmesider www.nve.no.

Tabell 2.4 Vindkraftprosjekter som per 1. januar 2005 har fått endelig konsesjon, men som ikke er satt i drift

	Effekt MW	Årsproduksjon GWh/år	Konsesjon
Bessakerfjellet, Sør-Trøndelag	51	150	November 2004
Harbaksfjellet, Sør-Trøndelag	90	200	November 2004
Valsneset, Sør-Trøndelag	12	30	November 2004
Skallhalsen, Finnmark	65	190	Oktober 2004
Ytre Vikna, Nord-Trøndelag	249	870	Oktober 2004
Høg-Jæren, Rogaland	80	260	September 2004
Gartefjellet, Finnmark	40	120	August 2003
Hundhammerfjellet 3, Nord-Trøndelag	45	160	Februar 2002
Kvitfjell, Troms	200	660	Februar 2001
Nygårdsfjellet, Nord-Trøndelag	7	21	July 2001
Valsneset Teststasjon, Sør-Trøndelag	6	16	August 2001
SUM	845	2677	

Kilde: NVE

2.2.1 Miljøvirkninger av vindkraftutbygging

Vindkraft er en fornybar energikilde som ikke gir forurensende utslipp i form av klimagasser eller partikler. Utbygging av vindkraft med tilhørende infrastruktur fører imidlertid til, lik annen energiproduksjon, arealbruksendringer og negative miljøvirkninger. De negative miljøvirkningene er i første rekke knyttet til visuelle effekter, landskapsendringer, dyreliv og flora. Et vindkraftverk blir ofte plassert i områder hvor de er visuelt eksponert, for å kunne utnytte vindressursene best mulig. De negative virkningene blir i stor grad eliminert når vindparken en gang i fremtiden tas ut av drift og vindturbinene fjernes. Bygging av vindparker kan derfor i stor grad betraktes som et reversibelt inngrep. Konesjon for å bygge og drive en vindpark gis for en varighet på 25 år.

Miljøkonsekvensene som avdekkes ved konsekvensutredningen og høringsuttalelser til denne, vil i konsesjonsbehandlingen veies mot de samfunnsmessige fordeler en vindpark vil medføre. Dersom det viser seg at de samlede negative miljøvirkningene er betydelige, medfører det at muligheten for at den aktuelle vindparken får konsesjon reduseres. Gjennom konsesjonsprosessen søker man også å komme frem til mulige avbøtende tiltak for å redusere de negative konsekvensene av utbyggingen.

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. Varmeatterspørsel 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. Videre besluttet Naturkraft høsten 2004 å gå videre med planene om et gasskraftverk på Kårstø.

Naturkraft AS fikk i 1997 anleggskonsesjon for bygging og drift av to gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø. Gasskraftverket (CCGT) på Kårstø planlegges å få installert effekt på om lag 400 MW, eller tilsvarende årlig produksjon på om lag 3 TWh. Anlegget planlegges satt i drift annet halvår 2007.

Naturkrafts gjeldende utslippstillatelse ble gitt sommeren 2001. Selskaps anleggskonsesjoner gir 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 el og 167 MW varme) 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.

I henhold til den nye klimavoteloven, gjelder kvoteplikt for gasskraftverk. De tre planlagte gasskraftverkene som har fått konsesjon på Kollsnes, Kårstø og Skogn vil få kvoteplikt hvis de blir bygd før 2008. For energianlegget på Snøhvit, legges det opp til CO₂-avgift for perioden i det tidlige norske kvotesystemet.

Mindre mengder elektrisitet blir produsert ved hjelp av gasturbiner ved petroleumsanleggene langs kysten. Enkelte steder produseres også mindre mengder elektrisitet ved hjelp av gasturbiner og gassmotorer. For eksempel utnyttet gass fra Grønmo avfallsdeponi i Oslo til elektrisitetsproduksjon.

2.3.1 Separering og deponering av CO₂

Det forskes i dag på rensing og deponering av CO₂ fra kraftverk både i USA, Japan og Europa. CO₂ 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 CO₂-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 prosess-tekniske forhold og lokalisering. Innen ferrolegeringsindustrien er det tre verk som i dag har varmegjenvinningsanlegg for kraftproduksjon. Disse tre anleggene produserer knapt 200 GWh/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 0,9 TWh i 2004.

2.5 Skatter og avgifter i kraftsektoren

Forbruket av elektrisitet er pålagt forbruksavgift. I 2005 er forbruksavgiften 9,88 øre/kWh. Denne avgiften var 9,67 øre/kWh i 2004 og 9,50 øre/kWh i 2003. Det er anslått at forbruksavgiften vil innbringe om lag 6,5 milliarder kroner til statskassen i 2005. Forbrukere i Finnmark og noen kommuner i Nord-Troms er fritatt for avgiften. Med virkning fra 1. januar 2004 overtok nettselskapene ansvaret for innkreving av forbruksavgiften. Tidligere har strømleverandøren foretatt denne innkrevningen via sin fakturering. Et nytt system for forbruksavgift for næringslivet ble iverksatt fra 1. juli 2004 der deler av elektrisitetsforbruket pålegges avgift.

Statsforetaket Enovas aktiviteter finansieres gjennom et energifond. Fondet får inntekter fra et påslag på nettarriffen på 1,0 øre per kWh i 2005, 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 momsplichtige varer og tjenester er det 25 prosent merverdiavgift på elektrisk kraft.

På tilsvarende måte som i andre næringer ilignes alle kraftselskap inntektskatt på 28 prosent til staten i henhold til årlig resultat. For vannkraftprodusenter beregnes i tillegg en lønnsomhetsuavhengig naturressursskatt på 1,3 øre/kWh til kommunen og fylkeskommunen. Av dette går 1,1 øre til kommunene og 0,2 øre til fylkeskommunene. På denne måten sikres kommunene og fylkeskommunene en nedre stabilitet i skatteinntektene. 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 innebærer i utgangspunktet ingen ekstrabelasting for selskapene, ved at den kan trekkes fra mot inntektsskatten og ved at eventuell differanse kan fremføres med rente. Vannkraftprodusenter som oppnår avkastning utover normalavkastningen betaler også grunnrenteskatt på 27 prosent. Sammen med øvrige skatter bidrar grunnrenteskatten til at en stor del av eventuell grunnrente blir trukket inn som offentlige inntekter. Videre kan kommunen skrive ut eiendomsskatt på produksjonsanlegg. Taksten for beregningen av eiendomsskatten er i hovedsak lønnsomhetsbasert og skal reflektere markedsverdien på eiendommen. Det kan også skrives ut eiendomsskatt på nettanlegg. For år 2003 utgjorde naturressursskatt, grunnrenteskatt og eiendomsskatt om lag 3,9 milliarder kroner.

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 innbrakte 506 millioner kroner til kommunene og 123 millioner kroner til staten i 2004.

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 kommunene, har fylkeskommunen rett til å kjøpe

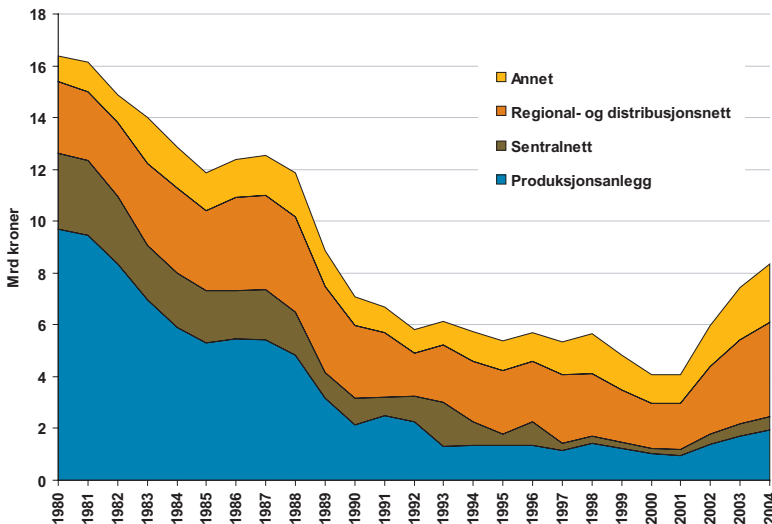
det overskytende. Konesjonæren kan også pålegges å avstå inntil 5 prosent konesjonskraft til staten. Staten har ikke benyttet denne retten. Prisen som konesjonskraftmottaker betaler, skal tilsvare om lag produksjonsomkostningene eller selvkost av leveransen. I dag eksisterer to regelverk for prisfastsettelse. For konesjoner gitt før 1959 forhandles prisen frem mellom konesjonær og kommune, med en maksimalpris som øvre tak. For konesjoner gitt etter 1959 fastsettes prisen av Olje- og energidepartementet i henhold til selvkost i et representativt utvalg av kraftverk. Den økonomiske betydningen av konesjonskraftavståelsen tilsvare differansen mellom prisen på kraft i markedet og prisen på konesjonskraft tillagt innmatingsavgift. De totale konesjonskraftforpliktelsene utgjør om lag 8,5 TWh/år. For kommuner som er berørt av store utbygginger utgjør skatter, avgifter og konesjonskraft fra kraftanlegg en stor andel av de samlede inntektene.

2.6 Kraftforsynings plass i norsk økonomi

Bruttoproduktet i kraftforsyningen var om lag 37,5 milliarder kroner i 2004. Dette tilsvarte om lag 3,0 prosent av bruttonasjonalproduktet i fastlands-Norge.

Realkapitalbeholdningen i kraftforsyningen var om lag 180 milliarder kroner i 2004. Dette tilsvarte 5,3 prosent av fast realkapital i fastlands-Norge.

I 2004 var investeringene i elektrisitetsforsyningen om lag 8,6 milliarder kroner. Figur 2.6 viser utviklingen i bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen siden 1980. Bruttoinvesteringene i sektoren gikk ned fram mot tusenårsskiftet, men har de siste årene tatt seg opp. 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 2004 var om lag 14 000 personer sysselsatt i kraftforsyningen.



Figur 2.6 Bruttoinvesteringer i elektrisitetsforsyningen. Faste 2004-kroner

Kilde: NVE og Olje- og energidepartementet