

Produksjon av elektrisitet

2

Vannkraft

Vindkraft

Gasskraft

Annen kraftproduksjon

Skatter og avgifter i kraftsektoren

Kraftforsynings plass i norsk økonomi

2.1 Vannkraft

Vassdragene er av stor betydning både for økonomiske interesser og for allmenne interesser som naturvern og friluftsliv. Kraftproduksjonen 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 4000 vassdrag i Norge. I noen fylker er nesten alle større vassdrag utnyttet. Sju av Norges ti høyeste fosser er utbygd. Tre av fossene er varig vernet mot kraftutbygging, jfr 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.

Tabell 2.1

Norges høyeste fosser (regnet etter tilnærmet loddrett fall)

<i>Vannfall</i>	<i>Høyde (m)</i>	<i>Tilstand</i>	<i>Konsesjonsgitt (Vernet)</i>
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

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, mens mange vassdrag på Østlandet, i Trøndelag og 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. Turbinhjulet driver en generator som omdanner bevegelsesenergien i vannet til elektrisk energi.

Lavtrykkskraftverk utnytter ofte en stor vannmengde mens fallhøyden er liten, som i et elvekraftverk. Vannføringen kan vanskelig reguleres. Vannet blir derfor brukt stort sett når det kommer, og kraftproduksjonen vil derfor øke i flomperioder eller ved svært store nedbørs-

mengder. Elvekraftverk ligger ofte i lavlandet, særlig på Østlandet og i Trøndelag. Langs Glomma ligger det flere elvekraftverk. Solbergfoss kraftverk i Askim, med en maksimal ytelse på 116 MW og gjennomsnittlig årsproduksjon på 580 GWh, er det største.

Høytrykkskraftverkene er som regel anlegg som utnytter store fallhøyder, og mindre vannmengder enn elvekraftverk. Et høytrykkskraftverk er ofte bygget inn i fjellet 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. Et slikt kraftverk kalles også magasinkraftverk. Magasinkraftverk har vanligvis større effektinstallasjon og kortere brukstid enn elvekraftverkene. Sima kraftverk i Eidfjord i Hardanger, med 1 158 meter fallhøyde og en maksimal vannføring på 52 m³ i sekundet gjennom kraftstasjonen, er eksempel på et høytrykkskraftverk som benytter et stort magasin. Den årlige produksjonen er normalt i underkant av 3 TWh.

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 tilføres magasinet og som blir nyttiggjort til vannkraftproduksjon.

10

Nedbøren varierer over landet, over 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 normalt svært lavt.

Tilsiget over året i vassdragene vil også 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, noe tidligere i de ytre strøkene.

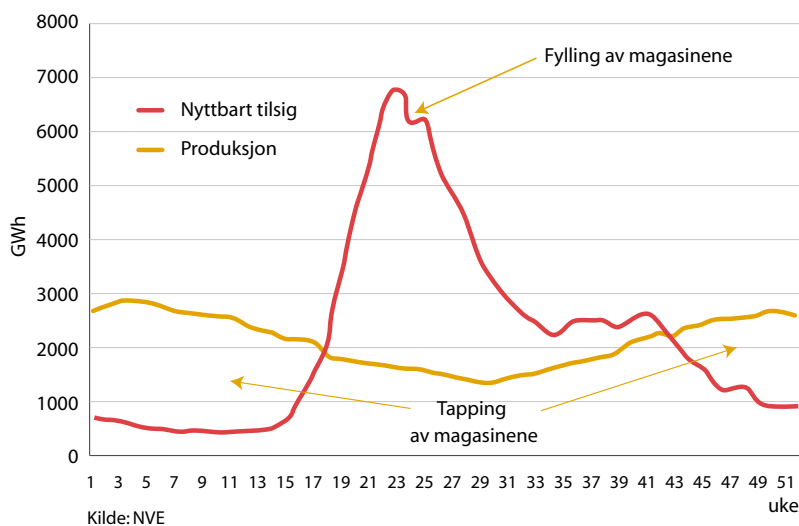
Det er svært stor variasjon i nedbøren fra år til år. De våteste årene har mer enn dobbelt så stor nedbør som de aller tørreste.

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 tilsiget vesentlig under det som er normalt. Tilsiget har vært relativt høyt etter 1996. Variasjonene i den faktiske produksjonen fra år til år kan først og fremst forklares ut fra variasjoner i tilsiget.

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 betydelig mellom årene fordi blant annet ute-temperaturen varierer og påvirker oppvarmingsbehovet.

Figur 2.1 Tilsig av vann og el-produksjon over året



2.1.2 Reguleringsmagasiner

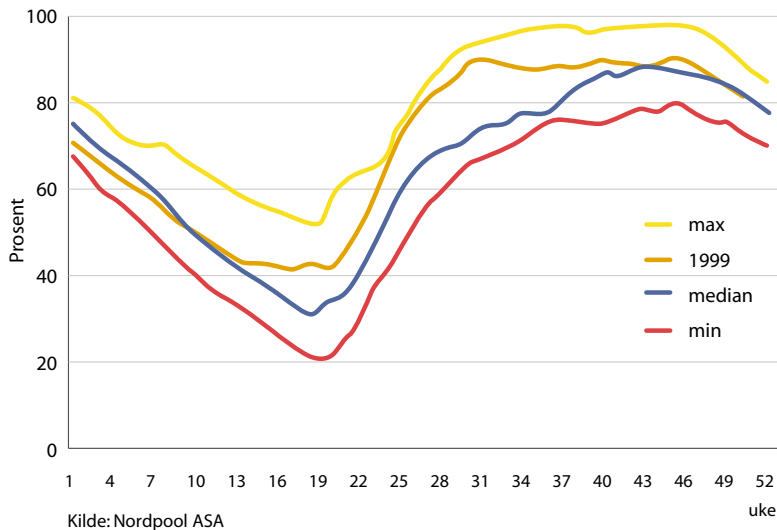
Vannets potensielle energi kan lagres i reguleringsmagasiner som etableres i innsjøer, vann eller i kunstige bassenger ved at deler av vassdraget demmes opp. Vannet samles opp i overskuddsperioder når tilsiget er stort og forbruket lite. I underskuddsperioder kan man tappe magasinet og produsere kraft 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 reguleringsstillatelsen, og vil variere med topografiske og miljømessige forhold.

Reguleringsmagasiner som lagrer vann om sommeren for bruk om vinteren når kraftbehovet er størst kalles sesongreguleringer. Store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørsrike år for bruk i nedbørsfattige år kalles tørrårs- eller flerårsreguleringer. Døgn- og ukereguleringer 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 1999 var magasinkapasiteten omlag 84 TWh.

Magasinbeholdningen angir hvor mye vann (potensiell energi) det er i magasinet til enhver tid. Figur 2.2 viser magasinutviklingen over året i 1999 og minimum, median og maksimum magasinbeholdning for tiårsperioden 1982-1991, uttrykt i prosent av total magasinkapasitet.

Figur 2.2 Magasinfylling 1999



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.

2.1.3 Kraftproduksjon

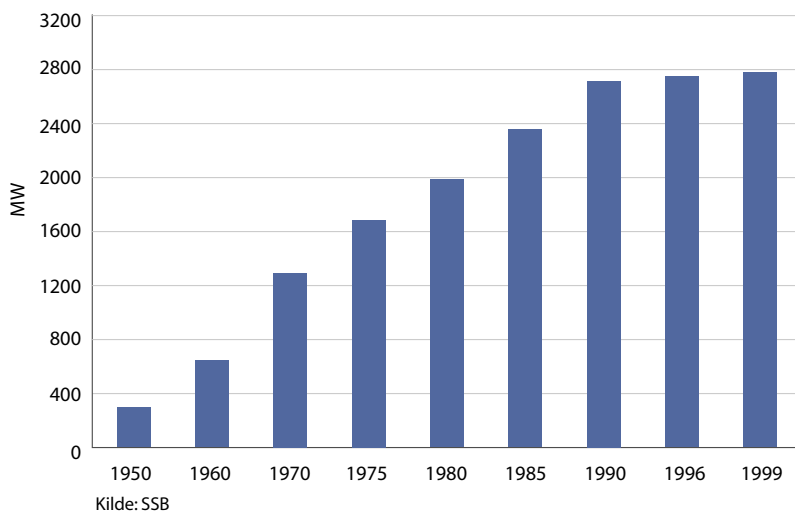
Installert effekt i vannkraftverkene er i dag 27 470 MW og fordeler seg på 857 kraftverk. I tillegg kommer 293 MW fra varmekraftverk.¹ Den installerte effekten og det forventede årlige tilsiget i et år med normal nedbør, er grunnlaget for å beregne midlere produksjonsevne. Midlere produksjonsevne per 1. januar 1999 er 113 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. Tilveksten av ny produksjonskapasitet har vært lav på 90-tallet. Produksjonskapasiteten økte med 0,1 prosent i løpet av 1998. På 90-tallet er økningen i

¹ Varmekraftverk er en samlebetegnelse på kraftverk som produserer elektrisitet fra fossile brenslere, biobrensel eller atomenergi.

produksjonskapasitet knyttet til opprustning og utvidelse av gamle kraftverk, bedre utnyttelse av eksisterende kraftverk, og noen mindre nye vannkraftverk. Utviklingen i installert effekt-kapasitet vises i figur 2.3.

Figur 2.3 Installert effektkapasitet



Til sammen disponerer de 10 største kraftverkene om lag 1/4 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 1999.

Installert effekt, midlere produksjon og brukstid

Effekten (MW) et vannkraftverk kan yte øker proporsjonalt med produktet av fallhøyde og vannmengde per tidsenhet, begrenses av installert maskineffekt 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 1999

<i>Kraftstasjon</i>	<i>Fylke</i>	<i>Maks kapasitet (MW)</i>	<i>Midl. årsprod. (GWh/år)</i>
Kvilldal	Rogaland	1240	2913
Sima	Hordaland	1120	2846
Tonstad	Vest-Agder	960	3666
Aurland I	Sogn og Fjordane	675	1956
Saurdal *)	Rogaland	640	1285
Rana	Nordland	500	1975
Tokke	Telemark	430	2140
Svartisen	Nordland	350	2116
Brokke	Aust-Agder	330	1417
Evanger	Hordaland	330	1229

*) Pumpekraftstasjon

Kilde: NVE

Kvilldal kraftverk som ligger i Rogaland og er det største i landet, 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 1999 fremgår av tabell 2.3.

14

Tabell 2.3

Vannkraftstasjoner i drift pr 1. januar 1999 etter størrelse og samlet installasjon

<i>Størrelse MW</i>	<i>Antall</i>	<i>Samlet installasjon MW</i>
0 – 0,1	170	5
0,1 – 1	130	55
1 – 10	237	849
10 – 100	243	8827
100 –	77	17734

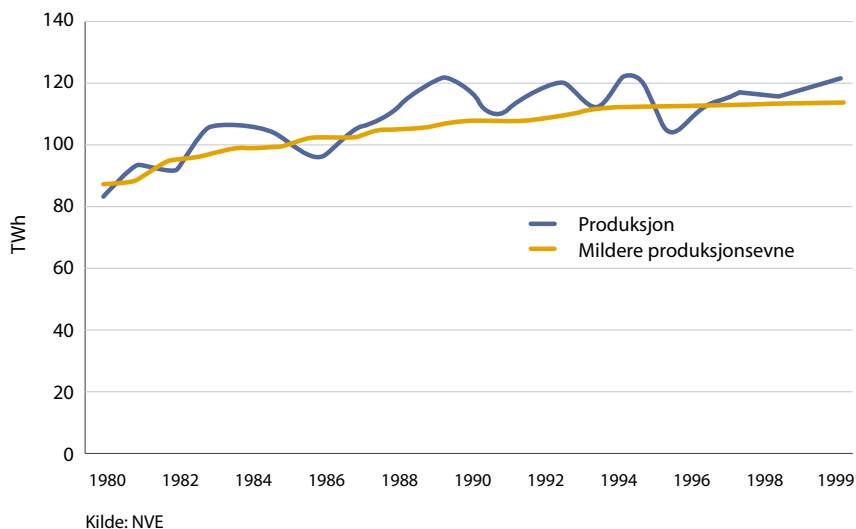
Kilde: NVE

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 og nord til sør og øst.

Kraftflyten mellom landsdelene påvirkes også av utvekslingen med Danmark, Sverige og Finland. Norge har i dag en overføringskapasitet til våre naboland på 4 500 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 1996 og 1997 hadde produksjon under midlere produksjonsnivå. Den samlede produksjon av elektrisitet i 1998 var 117 TWh, dvs noe over midlere produksjonsnivå. Figur 2.4 viser utviklingen i midlere års produksjonsevne og den faktiske vannkraftproduksjonen i det norske kraftsystemet i årene fra 1980 til 1998.

Figur 2.4 Vannkraftproduksjon og midlere års produksjonsevne

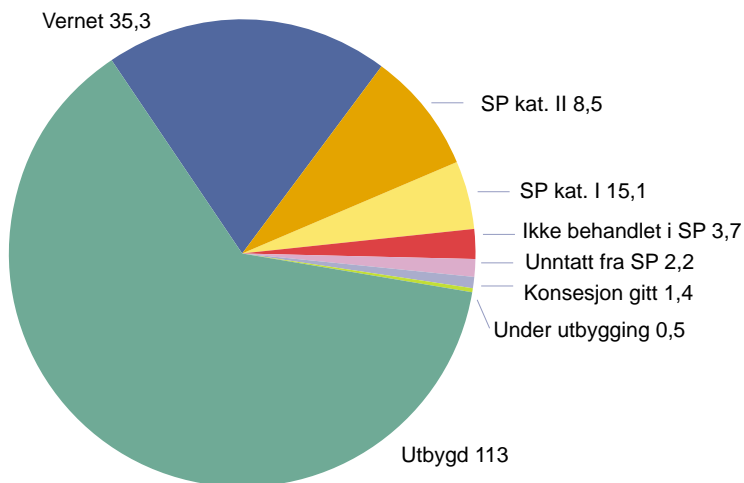


Kraftproduksjonen har ligget høyt i 1999. Ved inngangen til november var den samlede kraftproduksjonen i 1999 på 98 TWh. Sammenliknet med samme periode året før, er dette en økning på 4 prosent.

2.1.4 Vannkraftpotensialet

Vannkraftpotensialet er energien i de norske vassdragene som kunne bygges ut til kraftformål. Det norske vannkraftpotensialet er beregnet til 179,7 TWh/år pr 1. januar 1999. Vassdrag som kan utnyttes til kraftformål til en kostnad på inntil 4 kr/kWh er inkludert i beregningene. Tilsigsperioden 1931-90 er lagt til grunn. Figur 2.5 viser vannkraftpotensialet per 1. januar 1999. Potensialet omfatter både utbygde og ikke-utbygde vassdrag.

Figur 2.5 Vannkraftpotensialet, TWh per år



Kilde: NVE

16

Av det totale vannkraftpotensialet ligger 35,3 TWh/år i vernede vassdrag, og er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår dermed 144,3 TWh/år som ikke er vernet mot kraftutbygging.

Utbygd midlere produksjonsevne er per 1. januar 1999 113 TWh/år. I tillegg er det prosjekter under bygging på 0,5 TWh/år og konsesjon er gitt for utbygging av ytterligere 1,4 TWh/år.

Dette innebærer at det gjenstår et potensiale på vel 29 TWh/år kraftproduksjon i vassdrag som ikke er bygd ut og ikke vernet mot kraftutbygging. De fleste prosjektene er klassifisert i Stortingsmeldingen om Samlet plan for vassdrag. De ulike kategoriene i Samlet Plan angir den ønskede utbyggingsrekkefølge av disse vassdragene, og man har lagt vekt på å bygge ut de minst konfliktfylte og billigste vassdragene først. Samlet Plan har som formål å gi en gruppevis prioritering av vannkraftprosjekter med sikte på konsesjonsbehandling. Hovedkriteriene for gruppeplasseringene er lønnsomhet og konfliktgrad i forhold til andre interesser.

I kategori I i Samlet Plan finnes de prosjektene som kan konsesjonsbehandles. Disse utgjør 15,1 TWh kraftproduksjon per år. I tillegg kan 2,2 TWh/år, som er unntatt fra Samlet Plan, konsesjonsbehandles. Prosjekter i Samlet Plan kategori II (8,5 TWh/år), og prosjekter som ikke er behandlet i Samlet Plan (3,7 TWh/år), kan ikke konsesjonsbehandles nå, men kan nyttes til kraftutbygging eller andre formål senere.

Opprusting av vannkraftverk innebærer at man moderniserer allerede eksisterende kraftverk for å utnytte den potensielle energien i vannet bedre, redusere driftsutgiftene og øke driftssikkerheten. For eksempel kan falltapet reduseres ved å utvide vannveiene og gjøre tverrsnittet i overføringstunnelene større.

Utvidelser er større tiltak, som å overføre vann fra andre nedbørsfelt, øke eksisterende reguleringsmagasiner eller etablere nye, øke fallhøyden og øke maskininstallasjonene for å få mer disponibel effekt. Opprustning- og utvidelsesprosjekter er anslått til 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.

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.

Kraftutbygging må vurderes i forhold til fremtidige prisforventninger i markedet, og forbedret utbyggingsteknologi. Dette er betydelige usikkerhetsfaktorer ved kraftutbygging. Den økonomiske risikoen er særlig stor ved vannkraftutbygging fordi prosjektene er svært kapitalintensive. Det er store variasjoner i kostnadene ved å bygge ut de vannkraftprosjektene som det kan søkes konsesjon til.

2.1.5 Norsk vannkraftkompetanse

Norge er verdens sjetteste største vannkraftprodusent og den største i Europa. Den norske vannkraftindustrien har tradisjoner som går mer enn 100 år tilbake i tid. Norge har opparbeidet kompetanse til å dekke ulike 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 vannkraftressurser.

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 ved Numedalsvassdraget i Kongsberg.

Fordi Norge allerede har bygd ut en stor del av det tilgjengelige vannkraftpotensialet, konkurrerer norsk industri nå om oppdrag i utlandet. Norske bedrifter er i dag engasjert over store deler av verden, slik som det sørlige Afrika, Sør-Amerika og Sør-øst Asia. I tillegg til turbiner og elektromekaniske produkter omfatter leveransene også konsulenttjenester innen planlegging, prosjektering og engineering.

2.2 Vindkraft

Langs kysten og i fjellområdene er det en rekke steder med gode forhold for utbygging av vindkraft. Langs kysten fra Lindesnes i sør til Kirkenes i nord er det områder som er særlig godt

egnet. 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 50 m) vil vindhastigheten typisk være 10-20 prosent høyere, avhengig av den lokale topografien.

I et vindkraftverk omdannes bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi. Et vindkraftverk består av en eller flere vindturbiner med tilhørende interne elektriske anlegg. 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. Vindkraftverk må tilkobles eksisterende ledningsnett.

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisk kraft når vindhastigheten i navhøyde er i området 4 til 25 m/s. Effekten varierer med vindhastigheten og aggregatets merkeeffekt. Ved vindstyrke over 25 m/s bremses og låses bladene. Effekttinnholdet i vinden som blåser gjennom en flate er proporsjonal med vindhastigheten i tredje potens. Maksimal teoretisk utnyttelse av vindenergien er knapt 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.

18

Vind regnes som en miljøvennlig energikilde. Den er fornybar. Vindkraftverk kan imidlertid forstyrre leveområder for planter og dyr. Vindkraftverk kan også gi arealbrukskonflikter.

Det var 23 vindturbiner i Norge per desember 1999. Den installerte effekten var på om lag 13 MW. På årsbasis vil de 23 turbinene kunne produsere om lag 38 GWh (0,038 TWh). Til sammenligning var den samlede vindkraftproduksjonen i verden i 1998 på om lag 12 TWh. Det ble i desember 1999 gitt konsesjon for ett nytt vindkraftverk (Havøygavlen i Måsøy kommune i Finnmark). Det er gitt konsesjon for bygging av 26 vindturbiner, hver på opptil 1,5 MW, totalt 39 MW. Vindkraftverket blir dermed Norges største. Grunnet svært gode vindforhold er det beregnet en produksjon på opp mot 150 GWh/år. Vindkraftverket vil kunne dekke kraftbehovet til 6 000 husstander.

NVE kjenner til 4 prosjekter som vil komme til konsesjonsbehandling i 2000. Disse anleggene kan få en produksjon på omlag 1,3 TWh.

Teknologiutvikling har bidratt til en betydelig reduksjon i produksjonskostnadene for vindkraft. I de siste 15 årene har investeringer 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 Energiutredningen (NOU 1998:11 om energi- og kraftbalansen mot 2020) er det antatt at det på lang sikt er mulig å bygge ut om lag 12 TWh/år vindkraft i Norge. 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.

Av de nye fornybare energikildene har vindkraft de laveste produksjonskostnadene ved omforming til elektrisk energi. Det er imidlertid fortsatt nødvendig med offentlig støtte for å gjøre anleggene lønnsomme. Det viktigste virkemiddelet for å stimulere vindkraftutbyggingen er investeringsstøtten. Investeringsstøtte til vindkraftanlegg forutsetter at anleggene er gitt konsesjon.

I tillegg til investeringsstøtte ble det fra 1. januar 1999 innført en ordning med produksjonsstøtte til vindkraftverk tilsvarende halv elektrisitetsavgift. El-avgiften var på 5,94 øre/kWh i 1999, og blir hevet til 8,56 øre/kWh i 2000. Det ble også innført fritak for investeringsavgift for en rekke teknologier som utnytter nye fornybare energikilder, inklusive vindkraftanlegg.

2.3 Gasskraft

Norge har produsert naturgass siden 1970-tallet. Praktisk talt all norsk gass eksporteres. Rundt 10 prosent av Vest-Europas gassforbruk dekkes av norsk gass.

19

lilandføringsstedene for naturgassen i Norge er Tjeldbergodden i Møre og Romsdal, Kollsnes i Hordaland og Kårstø i Rogaland.

Naturkraft AS fikk 5. juni 1997 anleggskonsesjoner etter energiloven for bygging og drift av kombikraftverk på Kollsnes i Hordaland og Kårstø i Rogaland. Gasskraftverkene var tenkt bygget med en ytelse på henholdsvis 390 og 380 MW installert effekt, hver med en produksjonsevne på 2,8 TWh/år.

Industrikraft Midt-Norge DA søkte i mars 1999 om anleggskonsesjon for et kraftvarmeverk på ca 800 MW i to separate aggregater på Fiborgtangen i Levanger kommune. Det arbeides med planer om å bygge en gassrørledning i Trondheimsfjorden fra Tjeldbergodden til Skogn. Industrikraft Midt-Norge DA planlegger å integrere anlegget med Norske Skogs papirfabrikk i Skogn, som kan utnytte store mengder varme.

Statens forurensningstilsyn (SFT) vedtok i januar 1999 å gi Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø utslippstillatelser etter forurensningsloven. Det ble satt som vilkår at 90 prosent av CO₂-utslippene skal reduseres ved bruk av renseteknologi. Tilsvarende er vilkåret 50 prosent rensing av NOx-utslippene. Dette har medført at det for tiden ikke er lønnsomt å bygge gasskraftverk i Norge.

Flere norske miljøer arbeider med å utvikle teknologi for gasskraftproduksjon som gir minimale CO₂-utslipp. Teknologiene for CO₂-fjerning som det hittil har vært forsket mest på er separering av CO₂ fra eksosgassen. I dag er det fire kjente teknologier. Disse metodene innebærer at CO₂ fjernes etter at forbrenningen av naturgass har funnet sted.

Det er flere typer gasskraftverk som teknisk kan innpasses i det norske elektrisitetssystemet. De viktigste er:

- gassturbinverk
- kombikraftverk
- kraftvarmeverk

Gassturbiner benyttes til el-produksjon i alle disse kraftverkene.

Et kraftverk med kun gassturbiner som driver generatoren kalles gassturbinverk. Et gassturbinverk kan startes og stoppes på kort varsel og egner seg derfor som topplastverk. Driftskostnadene er relativt høye.

El-produksjon i gasskraftverk medfører samtidig produksjon av varme. I kombikraftverk og kraftvarmeverk utnyttes varmen, og dette bidrar til å øke virkningsgraden betydelig i forhold til et gassturbinverk.

20

Kombikraftverk utnytter varmen i avgassen fra gassturbinene til å produsere tilleggskraft ved hjelp av dampturbiner. Sammen gir disse turbinene en virkningsgrad ved kraftproduksjon (opp mot 60 prosent) som er høyere enn hva som oppnås ved annen kraftproduksjon basert på fossile brensler.

Et kraftvarmeverk produserer både elektrisk kraft og varme til oppvarmingsformål (fjernvarme). Overskuddsvarmen fra dampturbiner eller i avgassene fra gassturbiner, blir ledet til varmevekslere i et fjernvarmesystem. I et kraftvarmeverk er el-produksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk omformes imidlertid en større del av energinnholdet i gassen til nyttbar energi (over 80 prosent).

I Norge er det begrensede muligheter for å utnytte varme fra kraftproduksjon til priser som dekker kostnadene. Om lag 7 prosent av varmekraftverkene i EU utnytter varmen til fjernvarme.

Varmeetterspørsel er mest aktuelt i områder med høy konsentrasjon av brukere slik at fjernvarmenett eller industriell utnyttelse av varmen kan være lønnsomt. Gasskraftverket som Industrikraft Midt-Norge DA har søkt anleggskonsesjon for ved Trondheimsfjorden skal utnytte varme til industriformål. Planlagt produksjon er 5,6 TWh elektrisk kraft og 0,7 TWh varme per år. Etterspørselen etter varme til boliger og kontorer mv. i Norge er lav store deler av året. Uten gassrørledninger til de store byene synes større kraftvarmeverk lite aktuelt i Norge.

2.4 Annen kraftproduksjon

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. Potensialet for økt kraftproduksjon fra varmegjenvinning i ferrolegeringsindustrien er i størrelsesorden 1 TWh/år.

Ved fjernvarmeproduksjon fra avfall blir en andel av varmen levert til kraftproduksjon. I 1998 var denne kraftproduksjonen i størrelsesorden 50 GWh.

Beskjedne mengder elektrisitet blir produsert ved hjelp av gassturbiner og gasmotorer. For eksempel utnyttes gass fra Grønmo avfallsdeponi i Oslo til elektrisitetsproduksjon.

2.5 Skatter og avgifter i kraftsektoren

Forbruket av elektrisitet, utenom industri og bergverk, er pålagt elektrisitetsavgift. I 1999 er el-avgiften 5,94 øre/kWh. Alle forbrukere i Nord-Troms og Finnmark er fritatt for avgiften. Det er anslått at el-avgiften vil innbringe omlag 3,7 milliarder kroner til statskassen i 1999. For 2000 er el-avgiften fastsatt til 8,56 øre/kWh.

21

Som for andre momspliktige varer og tjenester er det 23 prosent merverdiavgift på elektrisk kraft. Nordland, Troms og Finnmark er imidlertid fritatt for merverdiavgift på elektrisk kraft.

I 1997 betalte kraftselskapene nærmere 4 milliarder kroner i inntektsskatt, 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. Dersom naturressursskatten overstiger fellesskatten (det vil si statens andel av inntektsskatten) for inntektsåret, kan det overskytende fremføres til fradrag i senere år.

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

Kraftselskapene betaler en eiendomsskatt med en sats opp til 0,7 prosent av taksten.

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 (Norges vassdrags- og energiverk NVE) hvert 5. år. Konsesjonsavgifter utgjorde 420 millioner kroner til kommunene og 107 millioner kroner til staten i 1998.

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.

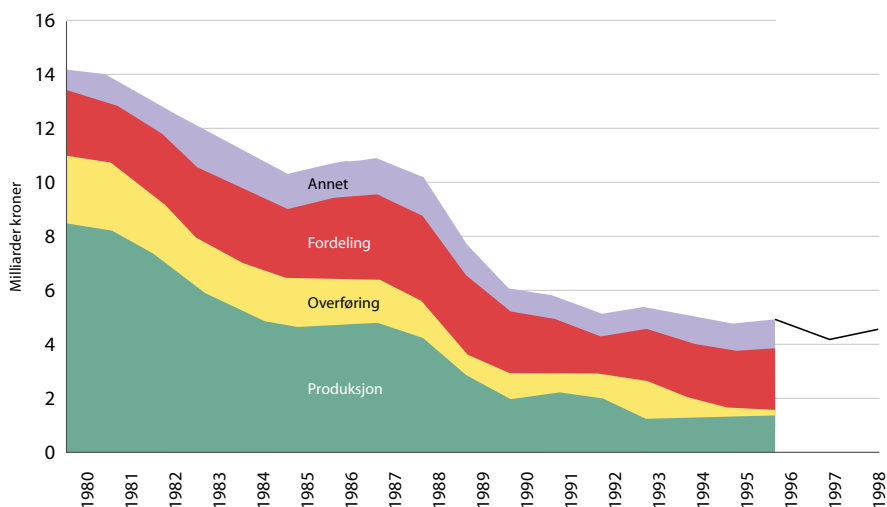
Konsesjonæren kan også pålegges å avstå 5 prosent av den produserte kraften til staten, men staten har inntil nå valgt å ikke kjøpe konsesjonskraft.

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.

2.6 Kraftforsyningens plass i norsk økonomi

Kraftforsyningen hadde et bruttoprodukt på 25 milliarder kroner i 1998. Dette tilsvarte om lag 2,6 prosent av bruttonasjonalproduktet i fastlands-Norge.

Figur 2.6 Bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen. Faste 1998-priser



Kilde: SSB

Realkapitalbeholdningen i elektrisitetsforsyningen var 187 milliarder kroner ved utgangen av 1998. Dette tilsvarte 7 prosent av fast realkapital i fastlands-Norge.

I 1998 var investeringene i elektrisitetsforsyningen om lag 4,9 milliarder kroner. Bruttoinvesteringene i sektoren har gått betydelig ned de siste 15 årene. Det er særlig nyutbygging av produksjonsverk som er blitt redusert, mens investeringene i nettet har vært mer stabil.

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 1998 var omlag 18 000 personer sysselsatt i kraftforsyningen.