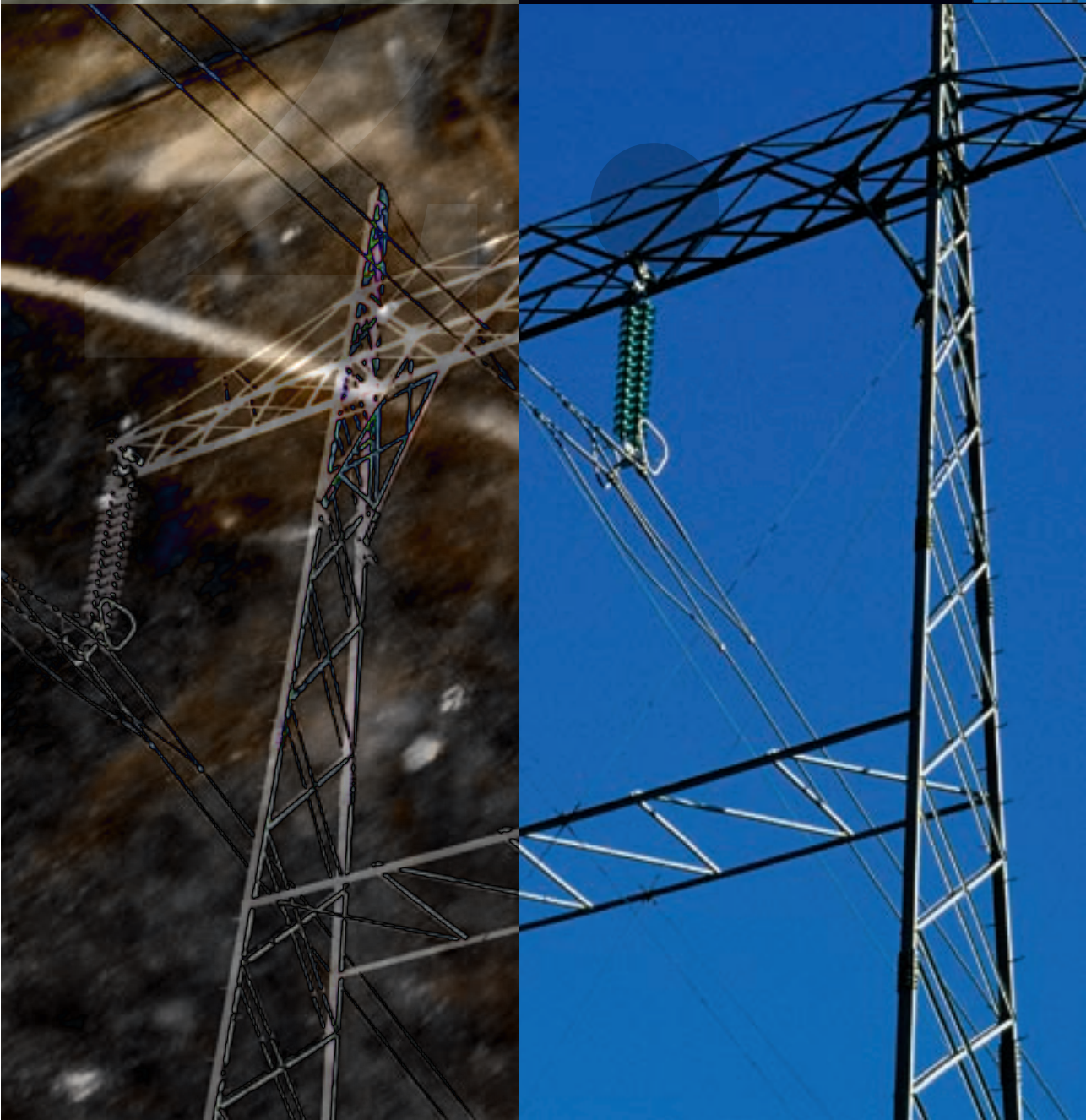


2: Produksjon av elektrisitet



2.1 Total elektrisitetsproduksjon

Elektrisitetsproduksjonen var på over 137 TWh i 2007. Den høye produksjonen skyldes særlig mye nedbør. Om lag 135 TWh ble produsert i vannkraftverk, 0,9 i vindkraftverk og 1,5 i gasskraftverk og andre varmekraftverk.

Forholdet mellom installert produksjonskapasitet og forbruk varierer fra region til region. Den største delen av vannkraften er plassert på Vestlandet og i Nordland, mens 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, Finland og Nederland. Norge har i dag en overføringskapasitet til våre naboland på over 5000 MW. Disse forbindelsene benyttes til både import og eksport av kraft, jf. kapittel 7.

2.1.1 Kraftproduksjonskapasiteten i 2008

Ved inngangen til 2008 var vannkraftproduksjonen i et normalår i Norge beregnet til 121,8 TWh. I tillegg har Norge en installert

Norsk kraftproduksjonskapasitet i endring

Tradisjonelt har Norges elektrisitetsproduksjon nesten utelukkende kommet fra **vannkraft**. Et normalår har vært brukt for å betegne et år med normal nedbør, og videre for å beregne forventet årlig kraftproduksjon. En 30-årsperiode er standard lengde på normalperioder for meteorologiske og hydrologiske data.

Tilsiget er den vannmengde som renner til ett kraftverk fra dets lokale nedbørfelt. Vannkraftverkens **midlere produksjonsevne** blir beregnet ut fra den installerte effekten og det forventede årlige tilsiget i et år med normal nedbør. Norsk kraftproduksjon har variert mye fra år til år, jf. figur 2.4, og usikkerheten har vært knyttet til nedbør.

Dette er imidlertid i ferd med å endre seg. De senere årene har det kommet til ny produksjonskapasitet som for eksempel vindkraft og gasskraft. **Usikkerheten knyttet til årlig kraftproduksjon blir dermed mer kompleks**. Norsk kraftproduksjon vil imidlertid fremdeles være svært avhengig av nedbørmengde, da vannkraften fremdeles vil være dominerende i overskuelig fremtid.

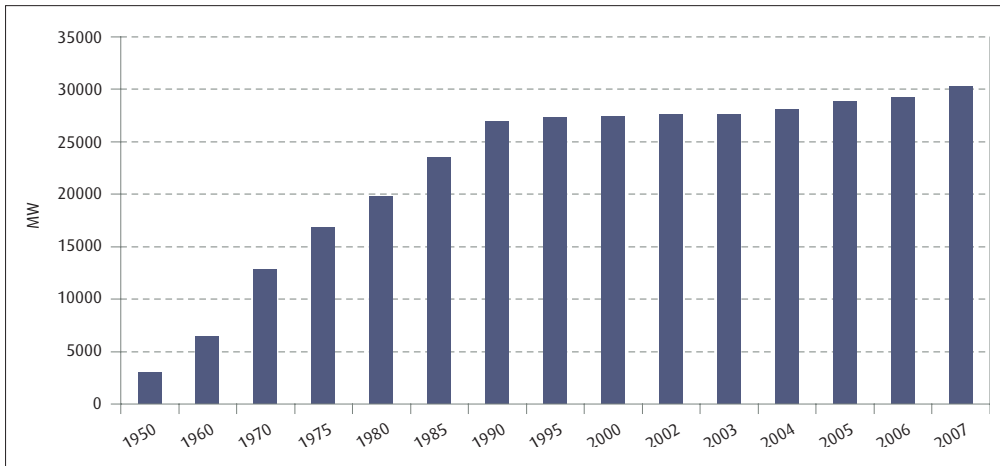
Vindkraft er i likhet med vannkraft karakterisert med lave driftskostnader. Det gjør at kraftprisen

må være ekstremt lav for at det skal bli ulønnsomt å produsere når kraftverkene først er bygget. Et vindkraftverk vil først og fremst være avhengig av visse vindhastigheter for å kunne produsere elektrisitet. Både for lav og for høy vindhastighet vil forhindre produksjon.

Gasskraftverk vil produsere så lenge prisen de får for kraften overstiger kostnadene ved å produsere den. **Fremtidig kraftpris, gasspris og kvotepris** blir derfor nye, usikre faktorer som påvirker årlig kraftproduksjon.

Annen varmekraft* blir produsert i små kraftverk som ofte er lokalisert til, og eid av, større industribedrifter. Energiressursene som benyttes til kraftproduksjonen er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme med høy temperatur, olje, naturgass og kull (Svalbard). Driftstiden for disse anleggene vil ofte være nært knyttet til aktivitetsnivået generelt i bedriftene, men også avhenge av priser på brenselet. Anlegg som bruker avfall som brensel vil typisk ha en jevnere produksjon.

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



Figur 2.1 Installert effektkapasitet frem til 1. januar 2008.

Kilde: NVE

produksjonskapasitet på 385 MW vindkraft, 645 MW gasskraft og 240 MW andre varmekraftverk. 215 MW av den installerte gasskraftkapasiteten kommer imidlertid fra gasskraftverket på Melkøya, hvor produksjonen er dedikert og spesielt tilpasset energibehovet på Snøhvitalegget. Vannkraft utgjør nå om lag 96 prosent av produksjonskapasiteten i Norge.

Utvikling i produksjonskapasiteten vises i figur 2.1. 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. Fra begynnelsen av 1990-tallet har tilveksten av ny produksjonskapasitet gjennomgående vært lav. Kapasiteten økte med om lag 800 MW fra 1993 til 2005. Økningen i produksjonskapasitet på 1990-tallet kom i betydelig grad fra opprustning og utvidelse av gamle vannkraftverk, som førte til bedre utnyttelse av eksisterende kraftverk. De siste årene har store deler av kapasitetsøkningen kommet gjennom småkraftverk, samt opprustning og utvidelser av vannkraftanlegg.

Også nye vindkraftanlegg står for en større andel. I 2007 bidro gasskraftverkene på Kårstø og Melkøya til en betydelig økning i produksjonskapasiteten.

2.2 Vannkraft

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

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. Av Norges ti høyeste fosser er sju utbygd og tre 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.

Tabell 2-1 Norges høyeste fosser (høyde regnet etter tilnærmet loddrett fall).*Kilde: Vassdragslovutvalget*

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

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 ved snøsmelting 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. Mange slike kraftverk lagrer vann i magasiner, og kalles også magasin-kraftverk. Magasineringen gjør at det kan holdes tilbake vann i flomperioder og slippes vann i tørkeperioder, typisk om vinteren. Ved magasinering kan en større andel av avrenningen benyttes i kraftproduksjon. Disse kraftverkene har vanligvis større effektinstallasjon og kortere brukstid enn elvekraftverkene. Høytrykkskraftverk er ofte bygget inn i fjellet. De legges nær vannmagasinene, som benyttes til å regulere vannmengden som går til kraftverket. Kraftverket og reguleringsmagasinet er forbundet med tunneler i fjellet eller rørledninger ned fra fjellet.

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

- 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. Kraftverkenes produksjon vil da variere med tilsiget av vann.

2.2.1 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 vintertmånedene 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.

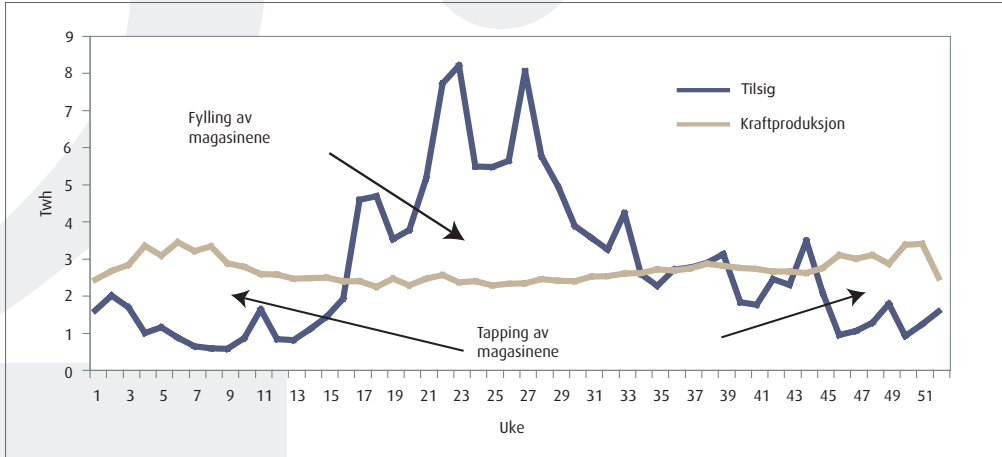
Det er svært stor variasjon i nedbøren fra år til år. De våteste årene har mer enn dobbelt så mye nedbør som de aller tørreste.

Tilsiget var relativt høyt i årene 1996–2000. Spesielt i 2000 var tilsiget til vannkraftverkene høyt, noe som førte til høy elektrisitetsproduksjon, jf. figur 2.4. 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, med høyt tilsig på våren etterfulgt av svært lavt tilsig på høsten. Tidlig snøsmelting og mye nedbør ga høyere tilsig enn normalt om våren i 2004 mens sommeren var relativt tørr. Året sett under ett hadde normalt tilsig. I 2005 ble tilsiget igjen svært høyt.

I 2006 varierte tilsiget mye gjennom året, i likhet med i 2002. En relativt tørr sensommer ble etterfulgt av svært mye nedbør utover høsten. Året 2007 var preget av høyt tilsig, spesielt om sommeren. Tilsiget var 142 TWh, noe som er 22 TWh mer enn normalt.

Variasjonene i den faktiske produksjonen fra år til år det siste tiåret kan først og fremst forklares ut fra variasjoner i tilsiget, da produksjonskapasiteten har økt svært lite.

I tillegg til at tilsiget av vann varierer over året, er forbruksnivået mye høyere i vinterhalvåret enn om sommeren. Elektrisitetsforbruket gjennom et år, og dermed behovet for å produsere, varierer i grove trekk motsatt av tilsiget. Når tilsiget er høyt, er forbruket ofte lavt, og motsatt. Figur 2.2 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.



Figur 2.2 Tilsg av vann og elektrisitetsproduksjon over året i 2007.

Kilde: Nord Pool

2.2.2 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 tilsget 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 (manøvre-

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 tilsg til vannkraftverkene i Norge, vil en ofte ha større innenlandsk produksjon av kraft enn bruk. I år med lavt tilsg, vil situasjonen være motsatt. Overføringsforbindelsen med ut-

landet bidrar til at forbruket blir mindre påvirket av svingningene i den innenlandske produksjonen.

Effektbalansen gir forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på et 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. Siste rekord ble satt om morgenen den 5. februar 2001. Forbruket var oppe i 23 054 MW mellom klokka 9 og 10.

ringsreglement) der det er tatt hensyn til blant annet topografiske og miljømessige forhold.

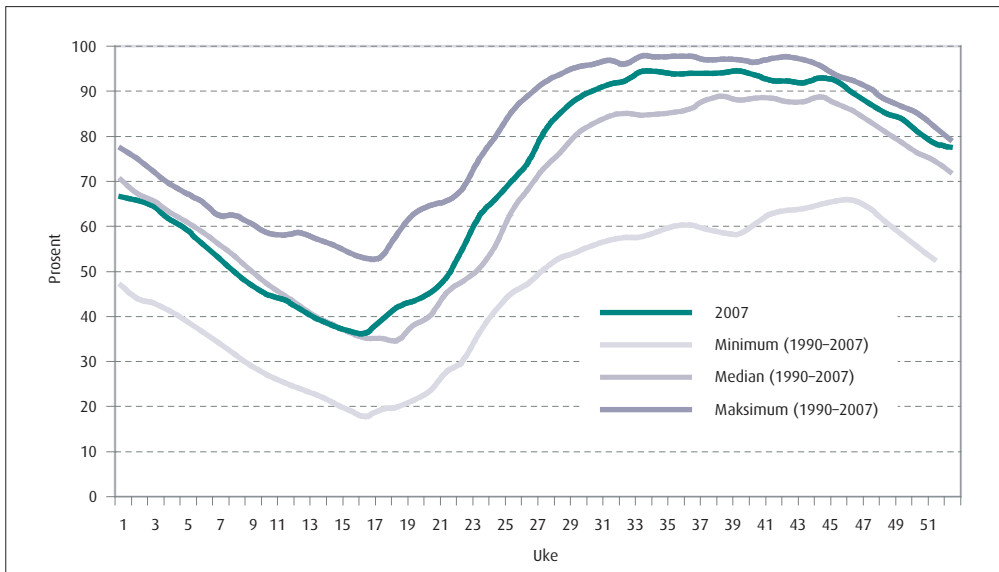
Tørrårs- eller flerårsreguleringer er mulig ved hjelp av store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørsrike år for bruk i nedbørsfattige år. Døgn- og ukesreguleringer kalles korttidsreguleringer. Lagring av vann om sommeren for bruk om vinteren når kraftbehovet er størst, kalles sesongregulering.

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 29 TWh. Ved inngangen til 2008 var magasinkapasiteten 84,3 TWh, som tilsvarer om lag 2/3 av ett års forbruk. Magasinfyllingen angir hvor mye vann, eller potensiell energi, det er i magasinet til enhver tid. Figur 2.3 viser magasinutviklingen over året i 2007 og minimum, median og maksimum

magasinfylling for perioden 1990–2007, uttrykt i prosent av total magasinkapasitet.

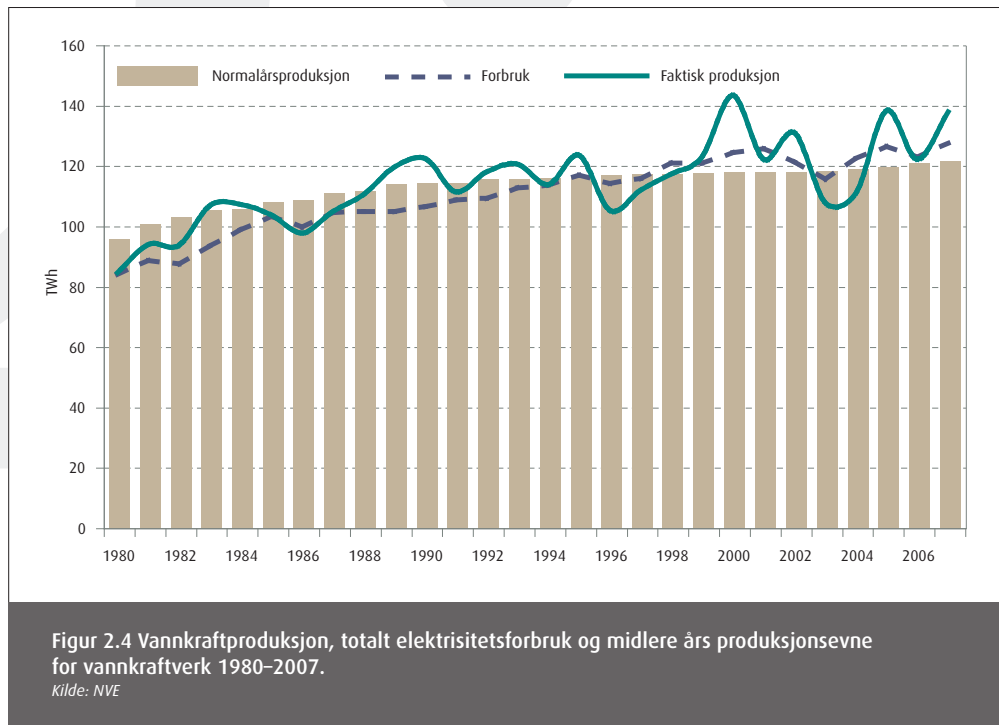
Normalt tappes magasinene om høsten og vinteren når etterspørselen etter elektrisitet er størst. I vår- og sommerperioden, når etterspørselen etter elektrisitet er på sitt laveste, fylles magasinene med vann. Utviklingen av magasinbeholdningen gir et bilde av elektrisitetsproduksjonen og tilsigsforholdene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



Figur 2.3 Magasinfylling 2007.

Kilde: NVE



2.2.3 Vannkraftproduksjon

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 til vannkraftsmagasinene. 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. Produksjonen i 2007 var på om lag 137 TWh. Figur 2.4 viser utviklingen i midlere års produksjonsevne og den faktiske vannkraftproduksjonen i det norske kraftsystemet i årene fra 1980 til 2007.

Installert effekt i vannkraftverkene er per 1. januar 2008 på 29030 MW, og fordeler seg på 699 kraftverk over 1 MW. Den installerte

effekten og forventet årlig tilsig i et år med normal nedbør er grunnlaget for å beregne vannkraftverkene midlere produksjonsevne, se boks. En 30-årsperiode er standard lengde på normalperioder for meteorologiske og hydrologiske data. Produksjonen i et normalår fra det norske vannkraftsystemet er ved inngangen til 2008 beregnet til 121,8 TWh.

Til sammen utgjør de 10 største kraftverkene i underkant av en fjerdedel av produksjonskapasiteten. Statkraft SF er Norges største kraftprodusent med omtrent 30 prosent av den samlede produksjonskapasiteten. Tabell 2.2 viser de 10 største kraftverkene i Norge per 1. januar 2008.

Installert effekt, midlere produksjon og brukstid for vannkraftverk

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 vannkraftverks brukstid er definert som den tid det tar å produsere et års midlere tilsig under full maskinytelse. Et vannkraftverk 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 vannkraftverk i Norge har en brukstid på mellom 3 500 og 5 000 timer.

Kvilldal vannkraftverk i Rogaland er det største i landet, og har en maksimal effekt-ytelse på 1 240 MW. Dette utgjør drøye 4 prosent av den totale vannkraftskapasiteten i lan-

det. Sammensetningen av små og store vannkraftverk og samlet installert effekt per 1. januar 2008 fremgår av tabell 2.3.

Tabell 2-2 De 10 største kraftverkene i Norge per 1. januar 2008.

Kilde: NVE

Kraftstasjon	Krafttype	Fylke	Maks kapasitet MW	Midlere årsproduksjon GWh/år
Kvilldal	Vannkraft	Rogaland	1 240	3 517
Tonstad	Vannkraft	Vest-Agder	960	4 169
Aurland I	Vannkraft	Sogn og Fjordane	675	2 407
Saurdalm *	Vannkraft	Rogaland	640	1 291
Sy-Sima	Vannkraft	Hordaland	620	2 075
Rana	Vannkraft	Nordland	500	2 123
Lang-Sima	Vannkraft	Hordaland	500	1 329
Tokke	Vannkraft	Telemark	430	2 221
Kårstø	Varmekraft	Hordaland	420	3 400**
Tyin	Vannkraft	Sogn og Fjordane	374	1 398

* Pumpekraftstasjon

** For gasskraftverk oppgis maksimal produksjonskapasitet, jf. boks side 18.

Tabell 2-3 Vannkraftstasjoner i drift per 1. januar 2008 etter størrelse og samlet installasjon.

Kilde: NVE

MW	Antall	Samlet ytelse, MW	Midlere årsproduksjon, GWh/år
0 – 0,1	201	8	41
0,1 – 1	231	110	490
1 – 10	368	1 247	5 640
10 – 100	253	9 223	41 348
100 –	78	18 440	74 345

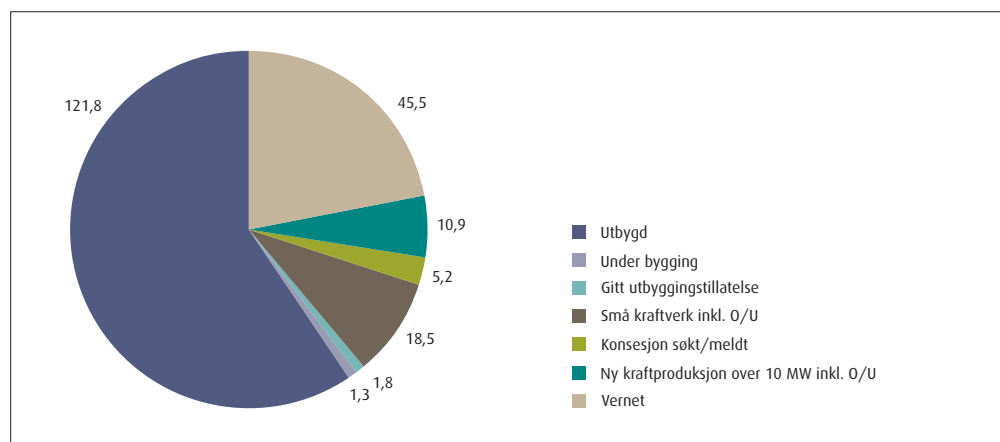
2.2.4 Vannkraftpotensialet

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 2008. Tilsigsperioden 1970–1999 er lagt til grunn.

Av det totale vannkraftpotensialet ligger om lag 45,5 TWh/år i vernede vassdrag, jf. figur 2.5. Dette potensialet er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår per i dag et potensial på om lag 37,7 TWh/år som ikke er vernet mot kraftutbygging. Utbygde midlere

årlig produksjonsevne er 121,8 TWh. I tillegg er det prosjekter under bygging på 1,3 TWh og tillatelse er gitt for utbygging av ytterligere 1,8 TWh.

I 2007 ble det gitt konsesjoner til 57 små vannkraftverk med en samlet produksjon på om lag 640 GWh per år. I tillegg ble det ved kongelig resolusjon gitt konsesjon til fire nye vannkraftprosjekter tilsvarende en produksjonsøkning på 140 GWh/år. Departementet avgjorde 17 klagesaker i 2007, hvorav 12 konsesjoner, tilsvarende 150 GWh/år, ble klarert. I tillegg ble fem større opprustings- og utvi-

**Figur 2.5 Vannkraftpotensialet per 1. januar 2008. TWh/år.**

Kilde: NVE

dingsprosjekter klarert for utbygging med en samlet produksjon på 360 GWh/år. Dette kommer i tillegg til vedtak om fritak for konsesjonsplikt til 58 mini- og mikrokraftverk (anslagsvis 85 GWh/år). Totalt har energimyndighetene gitt klarsignal til vannkraftprosjekter med en samlet årlig produksjon på om lag 1,2 TWh i 2007.

De fleste større prosjekter er behandlet og klassifisert i stortingsmeldingen om Samlet plan for vassdrag. De ulike kategoriene i Samlet plan angir den ønskede utbyggingsrekkefølge av disse prosjektene, og man har lagt vekt på å bygge ut de minst 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 tunnelene større. Nyere teknologi for turbiner og generatorer vil også bidra til å øke utnyttelsesgraden.

Utvidelser er større tiltak. Eksempler på dette kan være å overføre vann fra andre nedbørsfelt, å utvide eksisterende eller etablere nye reguleringsmagasiner og å øke fallhøyden og maskininstallasjonene for å få mer disponibel effekt. Opprustning kombinert med utvidelse gir gjerne større energigevinst og bedre lønnsomhet enn ren opprustning.

Hovedtyngden av opprustnings- 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 kan være særlig stor ved vannkraftutbyg-

ging fordi prosjektene er svært kapitalintensive. Det er også usikkerhet om kraftpriser i framtiden, og kostnadene ved å bygge ut ulike vannkraftprosjekter varierer sterkt.

2.2.5 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 0,1 MW), minikraftverk (installert effekt opp til 1 MW) og småkraftverk (installert effekt opp til 10 MW).

Tradisjonelle små vannkraftverk innebærer ingen reguleringer og behandles derfor bare etter vannressursloven. Mikro- og minikraftverkene kan medføre så små virkninger at de ikke engang utløser konsesjonsplikt. NVE kan 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.

Olje- og energidepartementet vedtok i juni 2007 Retningslinjer for små vannkraftverk. Retningslinjene gir anbefalinger for hvordan regionale planmyndigheter (fylkeskommuner) kan utarbeide regionale planer for små vannkraftverk. Retningslinjene skal også brukes av NVE i konsesjonsbehandlingen. Målet med retningslinjene er å styrke grunnlaget for en helhetlig vurdering av konsesjonssøknader for små vannkraftverk og gjøre denne prosessen mer effektiv og forutsigbar for utbyggere, myndigheter og samfunnet for øvrig.

NVE har foretatt en landsomfattende ressurskartlegging av små vannkraftverk. Basert på denne kartleggingen er restpotensialet pr. 1. januar 2008 beregnet til å være på om lag 18,5 TWh. Det understrekes at dette er et teoretisk potensial hvor det ikke er tatt hensyn til miljøvirkninger og andre forhold som reduserer utbyggingsmulighetene.

2.2.6 Miljøvirkninger av vannkraftutbygging

Omdanning av vannkraft til elektrisitet er en ren form for energiproduksjon. I Norge utgjør vannkraften nesten hele grunnlaget for den totale elektrisitetsproduksjon. Dette har vært og vil fortsette å være et meget positivt bidrag for å redusere de globale utslipp av skadelige klimagasser. Utbygging av vassdrag medfører imidlertid lokale inngrep i naturen av ulik art. Eksempler på dette er direkte bruk eller 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. Samtidig betraktes flere av de eldre kraftanleggene som viktige kultur- og industrihistoriske minnesmerker. Avbøtende tiltak fra utbyggers side vil bidra til å redusere eller fjerne de negative ulempene ved en utbygging.

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, både i form av landskapsestetikk og biologisk mangfold, er hovedårsaken til at mange vassdrag er vernet mot kraftutbygging, jf. kapittel 4.2.1.

En søknad om konsesjon for kraftutbygging i 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 ska-

de for fiskeinteresser eller øvrig flora eller fauna i og rundt vassdraget. For en nærmere beskrivelse av det konsesjonsrettslige rammeverket henvises det til kapittel 4.

Konsesjon til utbygging i vassdrag vernet i Verneplan for vassdrag kan kun gis dersom hensynet til verneverdiene ikke taler imot. Der verneverdien er knyttet til vassdragets urørthet vil det normalt ikke gis tillatelse til utbygging. Generelt er det kun meget skånsomme utbygginger med begrenset vannuttak som tillates.

2.2.7 Norsk vannkraftkompetanse

Norge er verdens 6. største vannkraftprodusent og den største i Europa. Den norske vannkraftindustrien har tradisjoner som går mer enn 100 år tilbake i tid. Gjennom en rekke store og små utbygginger er det opparbeidet en kompetanse som dekker alle sider ved et vannkraftprosjekt; dette gjelder alt fra planlegging, prosjektering og bygging til levering og installasjon av vannkraftteknisk utstyr. Alt gjøres med et sterkt fokus på å finne både effektive og miljøvennlige løsninger. Myndighetene og kraftselskapene har utviklet ekspertise i å regulere og forvalte vannkraftressursene, og Norge er også blitt verdensledende innenfor drift av et effektivt kraftmarked.

Selskapene innenfor leverandørindustrien, utenom entreprenørvirksomhet (bygg og anlegg), har en samlet årlig omsetning på om lag 8–10 milliarder kroner. Det er ca. 3500 ansatte som jobber i disse selskapene.

Norge har allerede bygd ut størsteparten av det tilgjengelige vannkraftpotensialet, og norske industri- og konsultentselskaper har derfor i økende grad fokusert på oppdrag i utlandet. I tillegg til turbiner og elektromekaniske produkter omfatter leveransene konsulenttjenester innen planlegging, prosjektering og andre ingeniørtjenester. Det er i tillegg økende etter-

spørsmål etter norsk kompetanse innenfor systemdrift og tilrettelegging for et kraftmarked. Det er også en økende interesse i å investere i vannkraftverk i utlandet. Her kan nevnes SN Powers omfattende aktivitet i Latin-Amerika og Asia, samt Statkrafts økte satsing i Mellom- og Sørøst-Europa.

Som et ledd i å spre den unike norske vannkraftkompetansen ble International Centre for Hydropower (ICH) opprettet for ca. 15 år siden. ICH er en sammenslutning av kraftselskaper, leverandørindustri, konsultentselskaper og myndigheter. Aktiviteten er rettet mot alle områder innenfor vannkraftproduksjon og elektrisitetsforsyning, inkludert finansiering og miljø. ICH er lokalisert ved NTNU i Trondheim, og mottar støtte fra Norad til sin internasjonale kursvirksomhet. Her deltar internasjonale studenter som får undervisning av norske lærekrefter basert i NTNU-miljøet, fra kraftbransjen og fra myndighetene. ICH arrangerer regelmessig store internasjonale vannkraftkonferanser i Norge og ved enkelte anledninger regionale konferanser i andre verdensdeler.

Blant ICHs sentrale strategiske mål er heving av kompetansenivået på bransjens personell og det å samle og spre teknisk, finansiell, sosial og miljømessig kunnskap.

2.3 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 vindforholdene. En vindturbin kan i praksis utnytte opp til 40 prosent av bevegelsesenergien i vinden som passerer rotorbladene. 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.

Norge har generelt gode vindressurser, sammenlignet med andre land. Samtidig har vi klimatiske forhold knyttet til is og snø, som kan være utfordrende for vindkraftutbyggingen. I Norge regner man med at antall brukstimer for en vindturbin bør kunne ligge i overkant av 3 000 timer på godt egnede steder. Erfaringstallene viser imidlertid at den registrerte produksjonen fra norske vindmøller foreløpig er noe lavere enn dette. For 2007 var den gjennomsnittlige brukstiden på ca 2 600 timer. Den årlige gjennomsnittlige vindhastigheten 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 boks 2.3 i kapittel 2.2.3 for en nærmere forklaring av brukstid.

Det var ved utgangen av 2007 installert 385 MW vindkraft i Norge, fordelt på 184 turbiner i 18 registrerte vindkraftverk. Den totale

produksjonen var 899 GWh. NVE hadde i tillegg per 1. januar 2008 gitt konsesjon til ytterligere 18 prosjekter med en samlet installasjon på ca. 1 400 MW jf. tabell 2.4. I Europa satses det betydelig på vindkraft og annen fornybar energi for å redusere utslipp fra elektrisitetsproduksjon fra ikke-fornybare energikilder. Vindkraftindustrien har hatt en betydelig vekst. Globalt har installert effekt økt fra 2 500 MW i 1992 til over 93 900 MW i 2007,

noe som tilsvarende en årlig vekst på om lag 30 prosent. Over 50 prosent av denne kapasiteten er installert i Europa. Tyskland er foreløpig det største vindkraftlandet med 24 prosent av verdens totale vindkraftkapasitet. På andre plass ligger USA med 18 prosent, fulgt av Spania med 16 prosent.

Teknologiutvikling og industrialisering innen vindkraftproduksjon har bidratt til økt ytelse for anleggene. Det er den senere tid

Tabell 2-4 Vindkraftprosjekter som per 1. januar 2008 har fått konsesjon fra NVE, men som ikke er satt i drift*

	Ytelse MW	Årsprod GWh/år	Konsesjon
ANDMYRAN	160	620	Desember 2006
BESSAKERFJELLET, Sør-Trøndelag	57	150	November 2004
FAKKEN, Troms	60	200	Desember 2006
HARBAKSFJELLET, Sør-Trøndelag	90	200	November 2004
HUNDHAMMERFJELLET-3, Nord-Trøndelag	51	160	Februar 2002
HØG-JÆREN, Rogaland	73	260	September 2004
KARMØY (OFFSHORE), Rogaland	3	N.A.**	September 2006
KVALVÅG, Hordaland	6	1	Februar 2007
KVITFJELL, Troms	200	660	Februar 2002
LISTA, Vest-Agder	102	280	Desember 2006
MIDTFJELLET, Hordaland	150	450	Februar 2007
NYGÅRDSFJELLET – TRINN 2, Nordland	40	120	Desember 2006
SELBJØRN Hordaland	40	110	Februar 2007
SKALLHALSEN, Finnmark	65	190	Oktober 2004
STOLMEN, Hordaland	6	1	Februar 2007
STORE KALSØY, Hordaland	9	1	Februar 2007
TYSVÆR, Rogaland	39	110	Desember 2006
YTRE VIKNA, Nord-Trøndelag	249	870	Oktober 2004
SUM	1400	4383	

* Dette inkluderer konsesjoner som er påklaget til OED – både de som ligger til behandling og de som er ferdigbehandlet.

** Forsøksdrift

registrert en markant økning i investeringskostnadene for vindkraft, men samtidig har vindmøllene blitt mer effektive. Produksjonskostnader antas i dag å ligge mellom 45 og 60 øre/kWh, avhengig av vindforhold og kostnader knyttet til bygging av anlegget og tilhørende infrastruktur. Vindkraftutbygging er i dag ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt, men forutsetter en eller annen form for støtte.

Utbygging av vindkraftanlegg og tilhørende infrastruktur kan komme i konflikt med andre næringsinteresser, for eksempel turisme, reindrift og andre hensyn som blant annet 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. Se for øvrig kapittel 3.4 om Enova SF.

2.3.1 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 arealbruksendringer og inngrepsrelaterte miljøvirkninger. Miljøvirkningene er i første rekke knyttet til visuelle effekter, landskapsendringer, dyreliv og flora. Et vindkraftverk blir ofte plassert i åpne kystnære landskaper, der vindressursene er best. Denne plasseringen gjør vindparkene godt eksponert og synlige i landskapet. Konsesjon for å bygge og drive en vindpark gis for en varighet på 25 år. Bygging av vindparker er langt på vei et reversibelt inngrep.

Miljøkonsekvensene som avdekkes ved konsekvensutredningen og høringsuttalelser til denne, vil i konsesjonsbehandlingen inngå i vurderingen av saken. Gjennom konsesjonsprosessen søker man å komme frem til avbø-

tende tiltak for å redusere de negative konsekvensene av utbyggingen. Dersom miljøvirkningene er for store, gis det ikke konsesjon.

2.4 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 til å produsere i timer med høy samlet kraftetterspørsel. Driftskostnadene er relativt høye. Slike gassturbiner finner vi i dag på faste installasjoner i Nordsjøen.

Elektrisitetsproduksjon 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 dampsturbiner. Sammen gir disse turbinene en elektrisitetsvirkningsgrad opp mot 60 prosent.

Et kraftvarmeverk produserer både elektrisk kraft og varme til for eksempel oppvarmingsformål. Overskuddsvarmen fra dampsturbiner eller i avgassene fra gassturbiner blir ledet til et distribusjonssystem for varmen. I et kraftvarmeverk er elektrisitetsproduksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk omformes imidlertid en større del, gjerne 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. Varmeetterspørsel 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.

Naturkrafts gasskraftverk (CCGT) på Kårstø ble ferdigstilt høsten 2007. Det har en installert effekt på om lag 420 MW, tilsvarende en maksimal årlig produksjon på om lag 3,5 TWh.

I forbindelse med utbyggingen av Snøhvit LNG ble det vedtatt at energibehovet skal dekkes av et integrert kraftvarmeverk. Dette anlegget (215 MW el og 167 MW varme) ble gitt konsesjon i 2003. Det er lagt opp til en årlig elektrisitetsproduksjon på om lag 1,5 TWh. Kraftvarmeverket ble ferdigstilt i forbindelse med oppstart av produksjonen ved Snøhvit LNG i 2007, og er spesielt tilpasset energibehovet ved Snøhvit anlegget.

I tillegg bygger Statnett SF to 150 MW gassfyrte reservekraftverk på Tjeldbergodden og Nyhamna i Møre og Romsdal. Anleggene skal kun tas i bruk dersom det oppstår svært anstrengte kraftsituasjoner med fare for rasjonering. Statnett SF må søke særskilt tillatelse fra NVE for hver gang anleggene eventuelt skal brukes.

Mindre mengder elektrisitet blir produsert ved hjelp av gass turbineer ved petroleumsanleggene langs kysten. Dette er dedikerte kraftverk som ikke er koblet til nettet i Norge, og inngår derfor ikke i kraftsystemet.

Enkelte steder produseres også mindre mengder elektrisitet ved hjelp av gassturbiner og gassmotorer. For eksempel utnyttes gass

fra Grønmo avfallsdeponi i Oslo til elektrisitetsproduksjon.

Kraftproduksjon basert på fossile energikilder gir utslipp av klimagasser. I henhold til den nye klimavoteloven, gjelder kvoteplikt for gasskraftverk. Dette gjelder for Kårstø, som ble bygget før 2008. Energianlegget på Snøhvit er omfattet av reglene som gjelder for olje- og gassvirksomheten, og vil inngå i det utvidede kvotesystemet, jf. kapittel 3.3.2.

Det er imidlertid mulig å redusere klimagassutslippene fra gasskraftverk ved å fange og lagre CO₂. Dette er nærmere omtalt i kapittel 3.3.3.

2.5 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.

Ved produksjon av varme i fjernvarmeanlegg kan en andel av varmen gå til kraftproduksjon, såkalt kogenerering. I 2006 var denne kraftproduksjonen i størrelsesorden 100 GWh. Total varmekraftproduksjon var i underkant av 1,2 TWh i 2006.

2.6 Skatter og avgifter i kraftsektoren

Forbruket av elektrisitet er pålagt forbruksavgift. For 2008 er forbruksavgiften som kreves inn gjennom nettleien på 10,50 øre/kWh, inklusiv merverdiavgift er den 13,13 øre/

kWh. Forbruksavgiften oppkreves ikke i Finnmark og enkelte kommuner i Nord-Troms (Karlsøy, Kvænanen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord). Forbruksavgiften har økt gradvis fra 10,23 øre/kWh i 2007 og 10,05 øre/kWh i 2006. Forbruksavgiften innbrakte om lag 6,1 milliarder kroner til statskassen i 2006. Elavgiften har en utforming som følger EUs energiskattedirektiv (Monti-direktivet), hvor kraftintensiv industri stort sett er fritatt for elavgiften.

Statsforetaket Enovas aktiviteter finansieres gjennom et energifond. Fondet får inntekter fra et påslag på nettatariffen på 1,0 øre per kWh. 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 3.4.

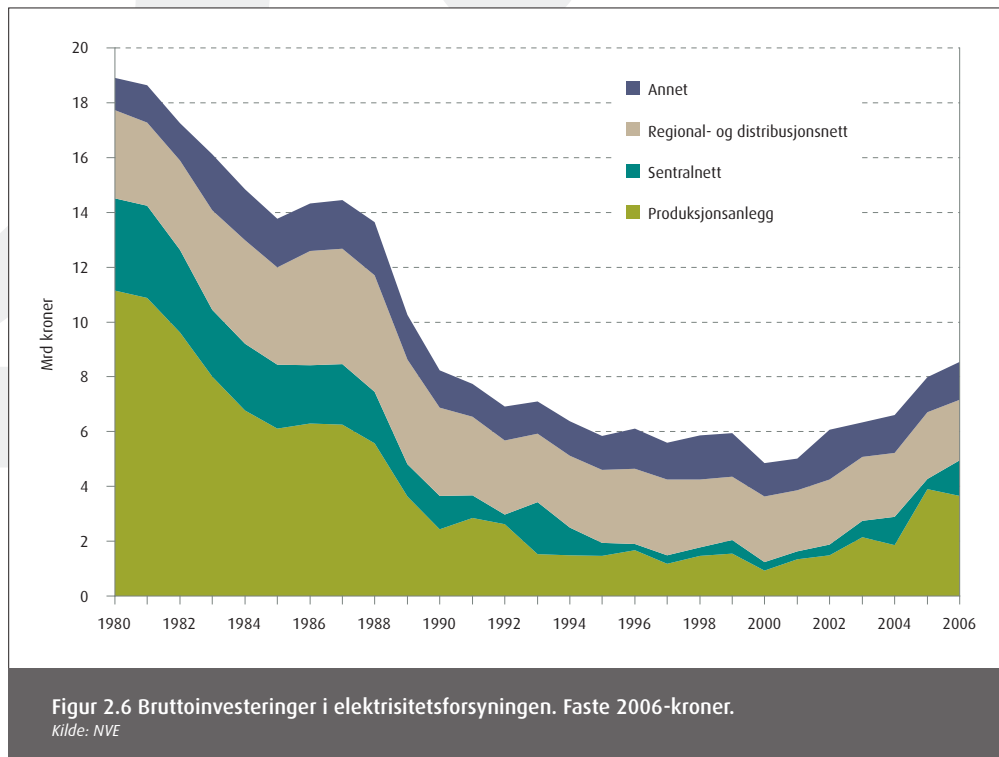
Som for andre momspliktige varer og tjenester er det 25 prosent merverdiavgift på elektrisk kraft. Husholdningskunder i Nordland, Troms og Finnmark er imidlertid unntatt fra merverdiavgift på kraft.

På tilsvarende måte som i andre næringer ilignes alle kraftselskaper inntektsskatt på 28 prosent til staten i henhold til årlig resultat. For vannkraftprodusenter beregnes i tillegg en lønnsomhetsuavhengig naturressurskatt 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 grense for skatteinntektene. Beregningsgrunnlaget for naturressurskatten fastsettes for hvert kraftverk, og er gjennomsnittet av kraftverkets samlede produksjon av elektrisk kraft i inntektsåret og de seks foregående år. Naturressurskatten 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 betaler også grunnrente-

skatt på 30 prosent av inntekt som er høyere enn en beregnet friinntekt. Friinntekten har som formål å skjerme alternativavkastningen. 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 2006 utgjorde naturressurskatt og grunnrenteskatt om lag 5,3 milliarder kroner.

Konsesjonsavgifter er kompensasjon for påførte skader i distriktene hvor den utnyttede vannressursen befinner seg. De er også et virkemiddel for å la distriktene ta del i det økonomiske utbyttet ved en vannkraftutbygging. Innenfor 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 520 millioner kroner til kommunene og 126 millioner kroner til staten i 2007.

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. Konsesjonæren kan også pålegges å avstå inntil 5 prosent konsesjonskraft til staten. Staten har ikke benyttet denne retten. Prisen som konsesjonskraftmottaker betaler, skal tilsvare om lag produksjonsomkostningene eller selvkost av leveransen. I dag eksisterer det to regelverk for prisfastsettelse. For konsesjoner gitt før 1959 forhandles prisen frem mellom



konsesjonær og kommune, med en maksimalpris som øvre tak. For konsesjoner gitt etter 1959 fastsettes prisen av Olje- og energidepartementet i henhold til selvkost i et representativt utvalg av kraftverk. Den økonomiske betydningen av konsesjonskraftavståelsen tilsvarende differansen mellom prisen på kraft i markedet og prisen på konsesjonskraft tillagt innmatingsavgift. De totale konsesjonskraftforpliktelsene utgjør om lag 8,5 TWh/år.

2.7 Kraftproduksjonens plass i norsk økonomi

Bruttoproduktet i kraftforsyningen var om lag 45,8 milliarder kroner i 2007. Dette tilsvarte

om lag 3,1 prosent av bruttonasjonalproduktet i Fastlands-Norge.

Realkapitalbeholdningen i kraftforsyningen var om lag 238 milliarder kroner i 2007. Dette tilsvarte 5,1 prosent av fast realkapital i Fastlands-Norge.

I 2006 var investeringene i elektrisitetsforsyningen på 8,5 milliarder kroner. Figur 2.6 viser utviklingen i bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen siden 1980. Bruttoinvesteringene i sektoren gikk ned fram mot år 2000, 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 2007 var 11 700 personer sysselsatt i kraftforsyningen.