

■ www.energy.sintef.no ■

**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:
NO 939 350 675 MVA

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker – Aktuelle teknologier

SAKSBEARBEIDER(E) *B. Grinden*
Bjørn Grinden, Andrei Z. Morch, Marit Brånås, Jacob Stang,
Monica Berner

OPPDRAAGSGIVER(E)
Norges forskningsråd

TR NR. TR A5712	DATO 2002-11-22	OPPDRAAGSGIVER(E)S REF. H. O. Haaland, F. Nilsen	PROSJEKTNR. 11X200.04
ELEKTRONISK ARKIVKODE 021122STLU93522		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.) Bjørn Harald Bakken <i>BHB</i>	GRADERING Åpen
ISBN NR. 82-594-2372-3	RAPPORTTYPE	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.) Petter Støa <i>PS</i>	OPPLAG SIDER 18 102
AVDELING Energisystemer	BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11	LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50	

RESULTAT (sammendrag)

Rapporten beskriver og vurderer et utvalg av teknologier som kan være aktuelle for lokal kraftproduksjon hos sluttbruker. I motsetning til mange andre teknologioversikter, er det fokusert på småskala produksjonsenheter som også kan være av interesse for små forbrukere. For de ulike teknologiene er selve teknologien beskrevet, og det er foretatt en vurdering av egnethet for norske forhold. For hver teknologi er følgende beskrevet:

- Generelt om teknologien
- Konstruksjon og teknologitrender
- Miljøforhold, drift og vedlikehold
- Erfaringer
- Nøkkeldata

Det må understrekes at alle teknologiene er under utvikling, og denne rapporten beskriver teknologiene slik de er i 2002, bortsett fra generelle forhold som alltid vil være gyldige. Nøyaktige data over investeringskostnader og kostnader per produserte kWh_{el} eller kWh_{varme} er for mange av teknologiene ikke mulig å fremskaffe, siden teknologiene er nye og masseproduksjon enda ikke har startet. Det er i vedlegg gitt et skjema som interesserte kan benytte ved innhenting av informasjon fra utstyrsleverandører. Senere i prosjektet vil det også bli utviklet en modell for å beregne lønnsomheten ved slike investeringer.

Teknologier som småskala vind- og vannkraft er de teknologiene som i på kort sikt er best egnet i Norge. I de nærmeste årene er det sannsynlig at teknologier som bruker biobrensel/avfall i en eller annen form vil få en viss utbredelse. På noe lengre sikt kan teknologier som stirlingmotor og brenselceller bli aktuelle. Mikrogassturbiner og forbrenningsmotorer kan være aktuelle teknologier dersom det blir bygd ut distribusjonsnett for naturgass. For teknologier som benytter ulike typer brensel, vil utnyttelse av spillvarmen tilnærmet doble virkningsgraden og halvere driftskostnadene.

Forskjellige rammebetingelser antas å få stor betydning for utbredelsen av lokal kraftproduksjon. Politiske, juridiske og økonomiske rammebetingelser blir beskrevet i en egen rapport innenfor dette prosjektet. Tekniske rammebetingelser for tilknytning til eksisterende nett, og alternative transportsystemer for ulike typer energibærere blir håndtert innenfor andre prosjekter ved SINTEF Energiforskning.

STIKKORD

EGENVALGTE	Lokal kraftproduksjon	Distribuert kraftproduksjon
	Produksjonsteknologier	Sluttbruker
	Kostnader	Erfaringer

INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
SAMMENDRAGSRAPPORT	7
1 INNLEDNING	11
2 PROSJEKTBEKRIVELSE	13
3 BAKGRUNN	15
3.1 DEFINISJON AV LOKAL KRAFTPRODUKSJON	15
3.2 SLUTTBRUKERMARKED OG LOKAL KRAFTPRODUKSJON	15
3.2.1 Portefølje forvaltning og egen kraftproduksjon	15
3.2.2 Nødreserver	16
3.2.3 Frittstående systemer	16
3.2.4 Reduksjon av effektuttak ("peak shaving")	16
3.2.5 Tilbakesalg av effekt	16
3.2.6 Økt driftsikkerhet	16
4 GENERELT OM PRODUKSJONSENHETER	17
5 TEKNOLOGI: GASSTURBINER	19
5.1 GENERELL BESKRIVELSE	19
5.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER	20
5.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD	22
5.4 ERFARINGER I ANDRE LAND	24
5.5 OPPSUMMERING / NØKKELDATA	25
6 TEKNOLOGI: FORBRENNINGS-/STEMPELMOTORER	27
6.1 GENERELL BESKRIVELSE	27
6.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER	28
6.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD	28
6.4 ERFARINGER I NORGE	29
6.5 ERFARINGER I ANDRE LAND	31
6.6 OPPSUMMERING / NØKKELDATA	32
7 TEKNOLOGI: BRENSELCELLER	33
7.1 GENERELL BESKRIVELSE	33
7.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER	33
7.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD	37
7.4 ERFARINGER I NORGE	37
7.5 ERFARINGER I ANDRE LAND	37
7.6 OPPSUMMERING / NØKKELDATA	39
8 TEKNOLOGI: VINDTURBINER	41
8.1 GENERELL BESKRIVELSE	41
8.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER	44
8.2.1 Storskala vindkraftverk	44
8.2.2 Småskala vindkraft	46
8.3 HYBRIDE SYSTEMER / ENERGILAGRING	47
8.4 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD	48
8.4.1 Støy	48
8.4.2 Innvirkning på nettet	50

8.5	ERFARINGER I NORGE	51
8.6	ERFARINGER I ANDRE LAND	51
8.7	OPPSUMMERING / NØKKELDATA	52
9	TEKNOLOGI: VANNKRAFTTURBINER	55
9.1	GENERELL BESKRIVELSE	55
9.2	EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER	56
9.3	MILJØFORHOLD / LOKALISERING/DRIFT OG VEDLIKEHOLD	58
9.4	ERFARINGER I NORGE	58
9.5	ERFARINGER I ANDRE LAND	59
9.6	OPPSUMMERING / NØKKELDATA	59
10	TEKNOLOGI: SOLENERGI	61
10.1	GENERELL BESKRIVELSE	61
10.2	EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER	62
10.3	MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD	62
10.4	ERFARINGER I NORGE	63
10.5	OPPSUMMERING / NØKKELDATA	65
11	TEKNOLOGI: STIRLINGMOTOR	67
11.1	GENERELL BESKRIVELSE	67
11.2	EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER	69
11.3	MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD	69
11.4	ERFARINGER I NORGE	69
11.5	ERFARINGER I ANDRE LAND	69
11.6	OPPSUMMERING / NØKKELDATA	70
12	ORGANISERING AV LOKAL KRAFTPRODUKSJON	71
12.1	PARALLEL / INTERAKTIV LOKALT KRAFTSYSTEM	71
12.2	IKKE-PARALLEL / NETT-UAVHENGIG LOKALT KRAFTSYSTEM	71
12.3	FRITTSTÅENDE / ØY-DRIFT LOKAL KRAFTPRODUKSJON	71
13	KONTROLL- OG KOMMUNIKASJONSSYSTEMER FOR LOKAL KRAFTPRODUKSJON	73
14	DATA FOR INVESTERINGSANALYSE	75
15	OPPSUMMERING / DISKUSJON / KONKLUSJON	77
15.1	TEKNOLOGIER	77
15.2	ØKONOMI	79
15.3	DISKUSJON	82
15.3.1	Forhold som påvirker utviklingen	83
15.4	KONKLUSJON	84
16	SAMMENLIKNING AV TEKNOLOGIENE	85
17	DEFINISJONER	89
18	REFERANSER	91
	VEDLEGG	95
	APPENDIX	99

SAMMENDRAGSRAPPORT

Rapporten beskriver og vurderer et utvalg av teknologier som kan være aktuelle for lokal kraftproduksjon hos sluttbruker. Det er fokusert på småskala produksjonsenheter som bl.a. kan være av interesse for husholdninger. For de ulike teknologiene er selve teknologien beskrevet, og det er foretatt en vurdering av egnethet for norske forhold. Nøyaktige data over investeringskostnader og kostnader per produserte kWh_{el} eller kWh_{varme} er for mange av teknologiene ikke mulig å fremskaffe, siden teknologiene er nye og masseproduksjon enda ikke har startet.

Gassturbiner kan drives med ulike brensler som bl.a. naturgass, diesel og fyringsolje. Virkningsgraden ved kraftproduksjon er 30-37 %. Anlegg med kombinert syklus kan nå opp mot 60 %. Anlegg hvor både elektrisitet og varme utnyttes, kan nå opp mot 80 %. Normal drift vil derfor forutsette at den overskuddsvarmen kan utnyttes, for eksempel i vannbåren oppvarming. Ytelsen er på 20 kW –265 MW, der investeringskostnadene per produserte kW reduseres med økende størrelse på anleggene (fra 6.500 til 2.700 kr/kW). Vekselstrøm for småskala gassturbiner produseres som regel i asynkrongenerator.

Mikrogassturbiner er kommersielt tilgjengelige, flyttbare og lite plasskrevende. Utslippene av NO_x er større ved tomgang og lavlast, men selv ordinær drift fører til utslipp, høyfrekvent støy ved produksjonen kan være sjenerende. Gassturbiner kan av de grunnene som er nevnt ovenfor, ha begrenset anvendelse for lokal kraftproduksjon i Norge. Dersom det blir bygget ut distribusjonsnett for naturgass, kan teknologien være interessant.

Forbrenningsmotorer kan også drives på ulike brensler som bensin, diesel og gass og finnes i størrelser fra 2 kW til 1,5 MW. Installasjonskostnadene for mindre nødstrømsanlegg er lave; i størrelsesorden 2.000 kr/kW. Gassdrevne anlegg for kontinuerlig drift forutsetter direkte tilgang til gassnett. Mange nødstrømanlegg tåler ikke overlast og bør derfor fortrinnsvis brukes i systemer med konstant elbehov. Nødstrømanlegg kan gå på dellast, men da synker virkningsgraden kraftig. Virkningsgrad for kraftproduksjon kan være over 40 % og kraftvarmeproduksjon opp mot 80-90%. Driftskostnadene for forbrenningsmotorer er generelt høye; i området 1,5 til 2,5 kr/kWh. Anvendelsen i Norge vil derfor være til nødstrømsanlegg, øydrift og som eventuelt mulig innkoblbar effekt for å ta effekttopper. Vekselstrøm for småskala forbrenningsmotoraggregater produseres som regel i en asynkrongenerator.

Brenselceller drives enten av hydrogen eller naturgass. De kan settes sammen av moduler fra 0,023 kW moduler til 10 MW. Brenselceller produserer likestrøm, og vekselretter er nødvendig dersom det er behov for vekselstrøm. Optimal elektrisk virkningsgrad er på 40 % med en tilsvarende virkningsgrad for varme. Installasjonskostnadene er foreløpig svært høye (anslått fra 16.000-72.0000 kr/kW), og teknologien må fremdeles regnes for å være på det prekommersielle stadiet. De ulike brenselcelletypene kan i varierende grad regulere effekten. Støynivået varierer og enkelte typer kan fryse i stykker dersom de står ubrukte i kuldegrader. Brenselceller drevet av naturgass vil gi utslipp av CO₂ og NO_x. Hydrogen regnes av mange for å være fremtidens løsning. Man må imidlertid være klar over at miljøgevinsten blir vesentlig mindre dersom hydrogen produseres av naturgass enn om hydrogenet produseres fra vann (elektrolyse). Miljøgevinsten er også mindre dersom hydrogenet produseres med elektrisitet fra fossilt fyrte varmekraftverk enn med vann- eller vindkraft.

Dersom investeringskostnadene går ned, kan denne teknologien være aktuell, for eksempel i hybride anlegg sammen med vindkraft som produserer hydrogen, og brenselcellene brukes til energiproduksjon.

Vindkraft. Småskala vindkraftaggregater har en ytelse på 1-60 kW, mens storskala turbiner har 500 kW – 3MW. Installasjonskostnadene for småanlegg er høye, mellom 40.000 og 80.000 kr/kW eksklusiv vern og omformer, med en energipris på 2-11 kr/kWh. Storskalanlegg koster fra 5.000 kr/kW pluss montering og vil kunne levere elektrisitet fra 0,25–0,6 kr/kWh. Vekselstrøm for småskala vindkraft produseres som regel i med asynkrongenerator.

Vindturbinene genererer støy og må plasseres et stykke unna bebyggelse (0,4 – 1 km). Energiproduksjonen fra vindmøller er ikke konstant, for eksempel har storskala anlegg en brukstid på 3.200 timer per år. Småskala anlegg produserer som regel strøm i færre timer enn storskala anlegg. Om vinteren er det mest vind slik at utnyttelsesgraden blir høy, imidlertid er vindhastigheten lav ved de laveste utetemperaturene. Det vil derfor være nødvendig med tilførsel av strøm fra andre kilder. Vindkraft kan derfor ikke regnes som en sikker kilde, dersom man ser på muligheten til å dekke effektbehovet.

Vannkraft. Mikro, mini og småskala vannkraftverk har en ytelse på fra noen få kW til 10 MW. Installasjonskostnadene er høye for de minste mikroanlegg på 150.000 kr/kW. De større småkraftverkene ligger på 4.000 kr/kW, med en energipris på 1-2 kr/kWh. Vannkraftverkene vil medføre naturinngrep i varierende grad, fra utvendige rørgater til dammer og redusert vannføring. Også fra småskala vannkraftverk kan støy være et problem. De minste vannkraftanleggene vil sannsynligvis ha en mindre betydning for effektbalansen på landsbasis siden vannføringen reduseres om vinteren.

Solenergi. For å produsere strøm brukes aktive såkalte PV (PhotoVoltaic) solceller. Energien må lagres på batterier og eventuelt omformes. Kostnadene er relativt lave 3.000-12.000 kr/kW, men virkningsgraden er lav og brukstiden liten slik at kostnadene per kWh vil ligge mellom 5 –15 kr/kWh. I Norge er dette ingen aktuell teknologi for distribuert kraftproduksjon. Solceller er kun egnet for å dekke behov der det ikke er mulig å tilknytte seg kraftnettet. Passive løsninger integrert i bygningskroppen for å dekke lokalt varmebehov vil være et annet aktuelt anvendelsesområde.

Stirlingmotor. En stirlingmotor benyttes til kombinert kraftvarmeproduksjon. Fordi forbrenningen foregår på utsiden av motoren kan ulike typer brenslers som bio- og naturgass, fossile brenslers og avfall anvendes. De lages i begrenset serieproduksjon med størrelser fra 1- 200 kW. Kostnadene er høye, anslått til 16.000 – 72.000 kr/kW_e. Virkningsgraden ved kraftproduksjon er 25-30 %, mens kombinerte anlegg kan nå opp mot 85 %. Motoren har god virkningsgrad ved dellast. Siden det genereres høyfrekvent støy bør anleggene plasseres innendørs. Når teknologien er mer utprøvd kan stirlingmotorer være aktuelt der det samtidig er behov for varme på grunn av den høye totalvirkningsgraden.

Konklusjon. I dag er teknologien for mange aktuelle løsninger enda ikke kommersielt tilgjengelig, slik at de mest aktuelle teknologiene til distribuert kraftproduksjon i de nærmeste årene sannsynligvis vil være vindkraft og småskala vannkraftverk. Imidlertid vil produksjonen fra slike anlegg ikke bidra vesentlig til å dekke effektbehovet på årets kaldeste dager. På mellomlang sikt kan vi forvente en viss utbredelse av teknologier som benytter seg av biobrensel, enten fast form, eller som biogass og bioolje. På lengre sikt kan kostnadsreduksjoner gjøre andre teknologier interessante.

På sikt bør det også vurderes å ta i bruk løsninger der det er mulig å anvende både varmen og elektrisiteten fra prosessen. Potensialet for utnyttelse av varme er stort, i norske bygg er 40-60 % av energiforbruket knyttet til oppvarming mv. Vi opplever nå en betydelig interesse for mer energifleksible, vannbårne oppvarmingssystemer i nybygg, spesielt i eneboliger. Dette gjør lokal kraftvarmeproduksjon mer aktuelt. Endringer i økonomiske incitamenter og regelverk vil sterkt påvirke lønnsomheten til denne typen investeringer. Det er derfor nødvendig å utvikle modeller både for forbruk og investerings-, miljø- og driftskostnader slik at det er mulig å vurdere de ulike teknologiene opp mot hverandre.

Høye investeringskostnader for ny infrastruktur for nye energibærere (naturgass, hydrogen) er også en stor barriere for lokal kraftproduksjon, spesielt dersom det er stor usikkerhet knyttet til framtidige rammebetingelser. Dersom man tar hensyn til at lokal kraftproduksjon kan innebære økonomiske fordeler for flere aktører enn kun sluttbruker, kan totaløkonomien for lokal kraftproduksjon i enkelte tilfeller konkurrere med en videre utbygging av det sentraliserte kraftsystemet. For å regne på dette, kreves andre modeller, f.eks. modellene som skal utvikles i prosjektene E-Transport og BUSMOD.

1 INNLEDNING

Denne rapporten er en delrapport innenfor prosjektet "Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker". Prosjektet er et "Kompetanseprosjekt med brukermedvirkning" (KMB-prosjekt) hvor Norges forskningsråd bidrar med 65 % av finansieringen. Fra brukersiden deltar Entro, Statkraft, EBL Kompetanse og Bergenhalvøens Kommunale Kraftselskap AS med finansiering. Med brukere menes her brukere av resultatene fra prosjektet. Styringsgruppen har hittil bestått av:

Tore Qviller, Statkraft
Jostein Matre, BKK
Annie Heieren, EBL Kompetanse
Knut Hofstad, NVE
Hans O. Haaland, NFR (stedfortredere Frank Nilsen/Birger Stene)
Torstein Vanebo, Entro

Rapporten beskriver et utvalg av teknologier som kan være aktuelle for kraftproduksjon hos sluttbruker. I motsetning til teknologier for store kraftverk, finnes det få rapporter eller bøker som gir en god oversikt over aktuelle teknologier for småkraftverk. Det som finnes er dessuten stort sett på engelsk, og inneholder liten informasjon som kan benyttes som beslutningsgrunnlag for en sluttbruker som vurderer å investere i lokal kraftproduksjon.

Det foregår mye forskning og utvikling innenfor dette området rundt omkring i verden, spesielt med tanke på mer miljøvennlige teknologier. Vi har her valgt å fokusere på teknologier som er kommersielt tilgjengelig på nåværende tidspunkt eller forventes å bli tilgjengelig i de nærmeste årene. Enkelte typer produksjonsenheter er foreløpig ikke tilgjengelig i Norge. Det antas imidlertid at de internasjonale trendene for utvikling, salg og markedsføring av småkraftverk også vil få stor betydning for tilgjengeligheten av teknologiene i Norge.

Andre deler av prosjektet, som f.eks. rammebetingelser og erfaringer, er kun kort beskrevet i denne rapporten. Disse temaene vil bli mer utførlig beskrevet i separate rapporter. Eventuelle negative erfaringer antas først å kunne avdekkes i "case"-studiene som skal gjennomføres i neste fase av prosjektet.

Hensikten med rapporten er å skaffe tilveie informasjon som trengs senere i dette prosjektet, og som kan være av nytte for tilgrensende prosjekter innenfor området lokal kraftproduksjon ved SINTEF Energiforskning (prosjektene: Nettilknytning/CODGUNET og E-Transport). Det som skiller dette prosjektet fra de andre prosjektene, er at dette prosjektet fokuserer på sluttbruker. Prosjektet skal ta for seg både små og store sluttbrukere, fra husholdninger til yrkesbygg eller forbrukersammenslutninger.

Rapporten skal også gi nyttig informasjon til bidragsyterne på prosjektet. Det er også et mål at oversikten skal gi informasjon til andre aktører på kraftmarkedet, som:

- Sluttbrukere
- Forbrukersammenslutninger
- Netteiere
- Energileverandører
- Andre aktører som kan ha interesse av tredjepartsfinansiering av lokal kraftproduksjon
- Virtuelle kraftselskap
- Systemoperatør
- Myndigheter

Prosjektgruppen har bestått av følgende fagpersoner fra SINTEF Energiforskning, SINTEF Teknologiledelse og Entro:

Bjørn Grinden
Andrei Z. Morch
Jacob Stang
Monica Berner
Ivar Wangensteen
Pål Næsje
Jens Tønnesen
Børre Johansen
Arngrim Hunnes

I tillegg til bidrag fra prosjektgruppen, er noen av kapitlene basert på rapporten ”Likeverdig sammenligning av energiteknologier” med forfattere fra SINTEF og NTNU:

J.O.G. Tande
M. Fossum
S. Møller-Holst
O. Bolland
J. Falnes
J. Løvseth,
J. Bakken
N. Flatabø
T. Tokle

For å lette lesbarheten av rapporten, er alle referanser samlet i et eget kapittel på slutten av rapporten. Disse referansene kan være av interesse for de som ønsker å skaffe seg ytterligere informasjon om teknologiene. Vi vil gjøre oppmerksom på at referansene igjen kan inneholde *andre* referanser som kan være av interesse.

2 PROSJEKTBESKRIVELSE

Målet med prosjektet er å bidra til at sluttbruker i større grad kan ta i bruk lokal kraftproduksjon og dermed avhjelpe energi- og effektknapphet i det norske kraftsystemet. Prosjektet, som er tverrfaglig, skal resultere i bedre rammebetingelser for lokal kraftproduksjon og kvantifisere potensialer for effektreduksjon i det norske systemet. Prosjektet tar primært for seg sluttbrukers behov for elektrisitet, samtidig som teknologier kan produsere både elektrisitet og varme blir vurdert. Prosjektet vil studere hvordan energiproduksjon med ulike systemer hos sluttbruker kan optimaliseres i forhold til marked for energi og effekt.

Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker har økonomisk verdiskapningspotensiale for flere aktører i kraftmarkedet og vil kunne ha stor økonomisk nytteverdi:

- **Økonomisk potensiale for sluttbruker:** Sluttbruker kan oppnå reduserte energikostnader i form av redusert nettleie, sikring av leveringskvalitet, egenproduksjon av varme og muligheter for tilbakesalg av energi og effekt.
- **Kostnadsbesparelser for nettselskap/systemoperatør:** Nettselskap og systemoperatør kan i økt grad spille på sluttbrukernes fleksibilitet for å redusere effektknapphet og dermed bidra til å utsette investeringer.
- **Samfunnsøkonomiske besparelser som følge av ”konkurranse på nett”:** Muligheter for å etablere såkalte mikronett mellom sluttbrukere kan innføre aspekter av konkurranse i nettvirksomheten. Tilsvarende kan man tenke seg at det bygges ut små fjernvarmenett (nærvarme) som driftes av en lokal aktør.

Prosjektet er delt opp i følgende delprosjekter:

- **Etablering av felles strategisk plattform:** Samarbeid med andre miljøer i Norge, og ulike forskningsmiljøer i Europa og USA for å analysere forhold rundt lokal kraftproduksjon.
- **Sluttbruker i relasjon til marked:** Internasjonale trender og teknologier, rammebetingelse i kraftmarked, modell for kost-nytte analyser, risikohåndtering hos sluttbruker, incentiver og motivasjon hos sluttbruker.
- **Produksjonsegenskaper:** Studere ulike teknologier for lokal kraftproduksjon og deres egenskaper sett fra sluttbruker.
- **Kartlegging:** Formålsdelt energi- og effektbehov samspillet elektrisk/termisk energibruk.
- **Politiske strategier:** Virkemidler for fremming av lokal kraftproduksjon vil bli studert med grunnlag i et sett med scenarier for lokal kraftproduksjon.

Prosjektet er planlagt gjennomført innenfor en fem års periode med oppstart i 2001. Prosjektet får en betydelig støtte fra Norges forskningsråd som et ”Kompetanseprosjekt med brukerfinansiering”, hvor det bl.a. kreves deltakelse fra potensielle brukere.

3 BAKGRUNN

3.1 DEFINISJON AV LOKAL KRAFTPRODUKSJON

Lokal eller distribuert kraftproduksjon er et relativt løst begrep med flere ulike definisjoner. Vanligvis omfatter dette begrepet produksjonsenheter med kapasitet fra 15 kW opptil 10 MW som er spredt i kraftsystemet. Electric Power Research Institute (EPRI) i USA definerer distribuert kraftproduksjon som ”integreerte eller frittstående små modulære ressurser som brukes av e-verk, sluttbrukere eller tredjeparts selskaper for formål som skaper nytte for det elektriske systemet, spesifikke kunder eller begge parter” [Borbely].

Det er viktig å påpeke at lokal kraftproduksjon brukes for å beskrive bruk av småskala kraftproduksjon som kan være utplassert i kraftselskapets system, i sluttbrukers eget system eller kan fungere helt isolert fra kraftnett som frittstående anlegg. For bl.a. boliger vil mindre kombinerte anlegg for samtidig varme- og elproduksjon være av interesse, typisk størrelse kan være 3-10 kW_{el} og 3-10 kW_{termisk}.

SINTEF Energiforskning er av den oppfatning at EPRI's definisjon er dekkende for begrepet lokal eller distribuert kraftproduksjon. Vi har valgt å ikke sette noen øvre grense for kapasitet, men i denne rapporten har vi valgt å fokusere på småskala produksjonsenheter som kan være aktuelle for lokal kraftproduksjon hos sluttbruker.

3.2 SLUTTBRUKERMARKED OG LOKAL KRAFTPRODUKSJON

3.2.1 Portefølje forvaltning og egen kraftproduksjon

Anlegg for lokal kraftproduksjon kan benyttes for fysisk sikring (eng.: hedging) av sluttbrukers portefølje i perioder med høy spotpris. Dette gir større fleksibilitet til sluttbrukere med hensyn til innkjøp av elektrisitet. Sluttbrukerne kan, for eksempel, inngå kontrakter som er koblet direkte til spotpris uten pristak med tilsvarende lavt påslag. I perioder med høy spotpris kan sluttbrukerne aktivere sitt eget kraftanlegg. Det samme kan gjelde kunder med tidsvariable tariffer for nettleie.

Selv om de fleste anlegg for lokal kraftproduksjon fortsatt har høye kostnader, kan egen kraftproduksjon i enkelte tidsperioder være lønnsom for sluttbrukere. Dette gjelder spesielt reduksjon av kostnader for nettleie og utnyttelse av spillvarme fra mikroturbiner eller forbrenningsmotorer. I praksis vil det sannsynligvis lønne seg å ha så høy brukstid som mulig på investeringen. Dette vil bli analysert i de modellene som utvikles senere i prosjektet.

3.2.2 Nødreserver

Nødreserver er foreløpig den mest utbredte type av lokal kraftproduksjon som benyttes av sluttbrukere med høye krav til leveringskvalitet, som for eksempel sykehus, fiskeoppdrett eller dataselskap. Nødreservene kan garantere en drift i en relativt kort periode.

3.2.3 Frittstående systemer

Frittstående anlegg for kraftproduksjon benyttes av sluttbrukere som ikke har tilgang til kraftnettet. En fjern geografisk beliggenhet, vanskelig terreng, klimaforhold og ikke minst midlertidig behov for elforsyning kan være årsaker som hindrer utbygging av kraftnettet i slike områder.

3.2.4 Reduksjon av effektuttak ("peak shaving")

Enkelte sluttbrukere har en stor variasjon i effektuttak og må dermed dimensjonere sin sikringsstørrelse i samsvar med det maksimale uttaket som opptrer i korte perioder i løpet av året. Installasjon av et lokalt kraftanlegg som blir aktivert i korte perioder med maksimalt effektuttak, kan i slike tilfeller gi en mulighet til å redusere den eksisterende sikringsstørrelsen (effekttariff) eller unngå økning.

3.2.5 Tilbakesalg av effekt

Sluttbrukere som har muligheter til distribuert kraftproduksjon kan selge sin produksjonskapasitet til både systemoperatør eller nettselskap for å dekke nettap. For å sikre systemet mot problemer ved stor effektbelastning, har Statnett introdusert produktet "Reservering av effektreserver". Foreløpig er det en grense på minimum 25MW for å kunne inngå slike kontrakter, men aggregering (summering) er mulig. For å stille kapasitet til disposisjon, tilbys kundene et beløp på mellom 3,5 og 9 NOK/kW pr. måned avhengig av lengden på kontrakten. På årsbasis kan man ved optimalt salg få betalt 40-60 kr/kW. Høsten 2002 har dette økt (tilnærmet tredobling) som følge av mer anstrengte forhold på kraftmarkedet. Dersom det blir nødvendig å benytte seg av avtalen, får kunden i tillegg betalt i henhold til Statnetts regulerkraftmarked. Nord Pool har i tillegg introdusert fleksible timesbud for energietterspørsel på spotmarkedet.

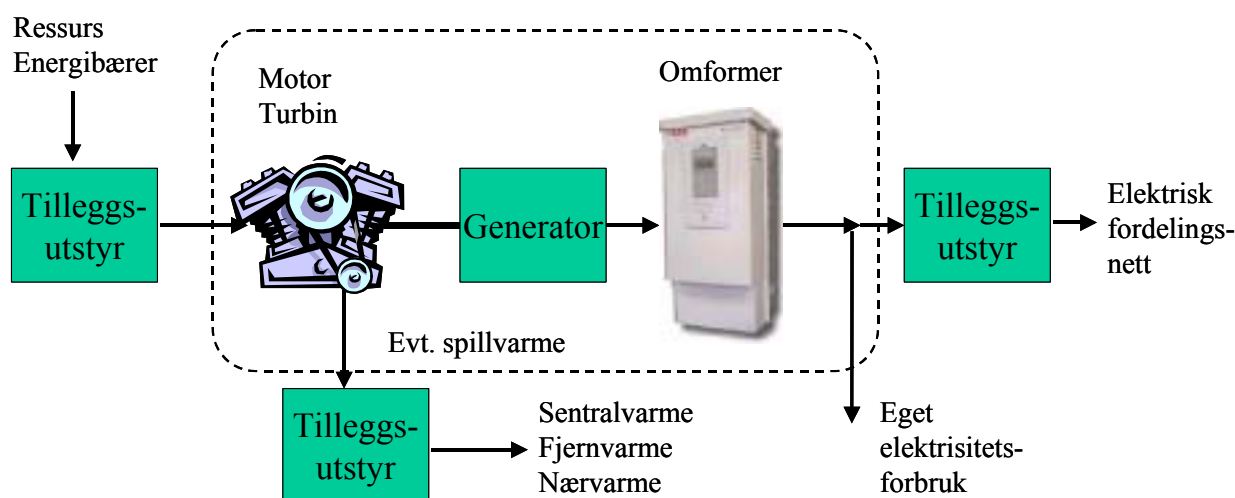
Dette betyr at kunden ved behov må stenge hele eller deler av sitt forbruk for å kunne selge tilbake effekt som vedkommende har kontrakt på. Alternativt kan sluttbrukere dekke en del av sitt effektbehov med egen produksjon og omsette den frigjorte kapasiteten på kraftmarkedet.

3.2.6 Økt driftsikkerhet

Småskala produksjonsenheter har typisk lavere driftsikkerhet enn storskala produksjonsenheter. Dersom de knyttes til et nett, kan imidlertid den samlede driftsikkerheten for totalsystemet øke. Dette fordi nettet belastes mindre og sannsynligheten for feil reduseres.

4 GENERELT OM PRODUKSJONSENHETER

Aggregater for kraftproduksjon består generelt av en eller flere av de komponentene som er skissert i Figur 4.1. For nærmere forklaring av ord, begreper og størrelser henvises det til Kapittel. Alle komponentene som inngår i en installasjon vil påvirke både produsert effekt og spenningskvalitet. Nettilknytning, spenningskvalitet, måling og avregning behandles mer utførlig i et annet prosjekt ved SINTEF Energiforskning, og blir derfor kort beskrevet i denne rapporten. Det samme gjelder transport av ressurser eller energibærere fra ressursforekomsten fram til generator dersom det er nødvendig. I hovedsak fokuserer vi i dette prosjektet på de komponentene som er vist innenfor den stiplede rammen i figuren.



Figur 4.1 Skisse over komponenter i aggregat for produksjon av elektrisitet.

Ressurs er energi i den form den finnes i naturen (for eksempel skog). I de fleste tilfeller må det foretas en konvertering av ressursene til energibærere for enklere transport og forbrenning (for eksempel ved, pellets eller flis). I enkelte tilfeller, som vind og sol, er slik konvertering ikke nødvendig. Aggregat som benytter fast eller flytende brensel, benytter en forbrenningsmotor eller en turbin som er forbundet med en generator hvor elektrisk strøm produseres. Mellom motor/turbin og generator, kan det for enkelte typer teknologier være behov for et gir for å regulere hastigheten på rotoren. Vannkraft og vindkraft har turbin som fanger opp energien i henholdsvis vann og vind. Solceller har verken motor/turbin eller generator, men behøver omformer for å produsere vekselspanning. Det er ikke nødvendigvis en direkte sammenheng mellom teknologier og energibærere. Eksempelvis kan gasturbiner og Stirlingmotorer drives med ulike typer brenslere som naturgass, diesel eller bio-gass.

Generatorer kan hovedsakelig deles i tre typer, som har ulike egenskaper:

- Synkron vekselstrømsgenerator
- Asynkron vekselstrømsgenerator
- Likestrømsgenerator (permanentmagnetisert)

Vekselstrømsgeneratorer trenger forbindelse med strømnettet for magnetisering. For å regulere produksjonene benyttes det ulike typer regulatorer, som for eksempel regulering av brenselstilgang og forbrenning, ventiler i vannturbiner etc. Disse regulatorene kan være styrt av forbruk, frekvens etc. Dersom aggregatet er tilkoblet det sentrale elektrisitetsnettet, kan en forenklet trinnvis regulering benyttes. I isolerte nett, må en fullstendig kontinuerlig regulering benyttes for å unngå uønskede spennings- og frekvensendringer når forbruket endres.

Omformere benyttes for å endre spenning (for eksempel fra likespenning til vekselspenning) og heve spenningskvaliteten (tilnærmet den kvalitet everket leverer). Det finnes også ulike typer omformere med ulike egenskaper:

- Mekaniske
- Elektroniske
 - Tyristorstyrte
 - Omformere basert på moderne kraftelektronikk

Utover dette, kan det for enkelte typer teknologier være nødvendig med andre typer tilleggsutstyr, som for eksempel:

- Vanndam/rørgate
- Vern
- Måleutstyr
- Kompenseringsutstyr (for reaktiv effekt)
- Vannbåren oppvarmingssystem (for å utnytte spillvarme)

Enkelte teknologier, med stor variasjon i kraftproduksjon, kan ha nytte av ulike typer energilagring for å heve leveringspålitelighet og -kvalitet. Noen eksempler er:

- Batteri
- Kondensator
- Roterende lager (svinghjul)
- Kjemisk lager
- Termisk lager: Varme (kulde)

I tillegg forskes det på nye lagringsformer som for eksempel superledende magneter og superkondensatorer.

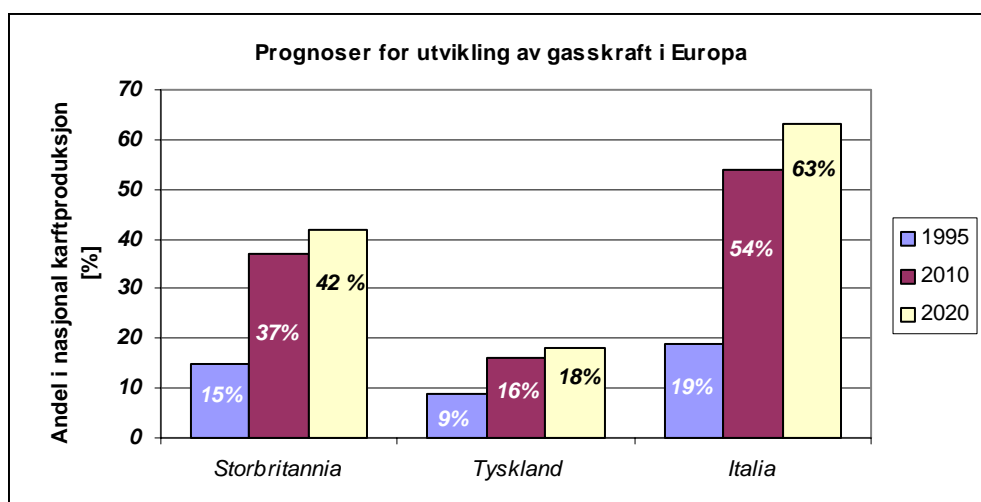
Teknologier som kan utnytte evt. spillvarme fra elproduksjonen kalles kraft-varmeverk, i motsetning til varmekraftverk som ikke utnytter spillvarmen. I engelsk litteratur kalles dette ”cogeneration” (kort ”cogen”) eller CHP (”Combined Heat and Power”). På den måten kan man få utnyttet omtrent dobbelt så mye av energien i brensløst. Dette vil ha stor betydning for det økonomiske regnestykket sett fra forbruker og miljøhensyn.

For småskala kraftverk kan flere av komponentene i Figur 4.1 være plassert i én enhet (boks). I tillegg finnes det komponenter (for eksempel PC med programvare) for fjernkontroll eller kontroll av produksjonsutstyret på stedet.

5 TEKNOLOGI: GASSTURBINER

5.1 GENERELL BESKRIVELSE

I de siste årene har gassturbiner blitt en svært utbredt teknologi for kraftproduksjon. Teknologiutvikling av gassturbiner har ført til høyere virkningsgrad, lavere utbyggings- og produksjonskostnader. Et velutbygget gassnett i Europa betyr i praksis større frihet med utplassering av gasskraftverk enn for eksempel vannkraftverk. Flere gasslagre som disponeres av nasjonale gasselskap og store kraftprodusenter i Europa gir muligheter til en svært fleksibel drift av gasskraftanlegg. Det forventes en videre økning av elektrisitetsandel som blir produsert ved gasskraft i Europa som vist i Figur 5.1.



Figur 5.1 Prognoser for utvikling av gasskraft i Europa.

En annen viktig faktor, som bidrar til en økende satsing på gasskraft, er noe lavere utslipp fra gassturbiner, spesielt sammenlignet med kullkraft. For småskala gasskraft er utslippene tilnærmet lik utslippene fra storskala kullkraftproduksjon pga. lavere virkningsgrad i små produksjonsenheter.

Det er flere typer gassturbiner med ulike egenskaper som benyttes for kraftproduksjon. Store stasjonære gassturbiner var i utgangspunktet utviklet for kraftproduksjon og har dermed best virkningsgrad og laveste produksjonskostnader per kWh. Mini- og mikroturbiner derimot, benytter som regel konstruksjonsløsninger fra skip, fly- eller helikoptermotorer, og har som regel lavere virkningsgrad og høyere utslipp. Generelle egenskaper til disse turbinene er vist i Tabell 5.1. Virkningsgrader her er kun for ren elproduksjon.

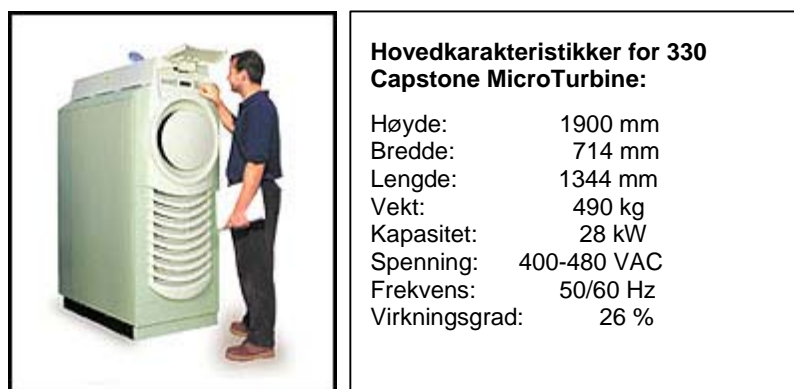
Tabell 5.1 Sammenligning av gasturbiner som benyttes for kraftproduksjon.

Egenskaper	Mikroturbin	Miniturbin	Stasjonær (Everk)
Kapasitet [kW]	20-500	650-10.000	12.500-265.000+
Drivstoff	naturgass, diesel	naturgass, diesel	naturgass, fyringsolje
Vedlikehold	etter 2 år	etter 8 måneder	etter 1,5 år
Omdreiningshastighet	Varierende	Konstant	Konstant
Omdreiningstall [RPM]	70.000	15.000	1.800
Best virkningsgrad	32%	30%	37%
Installasjonstid	én uke	2 måneder	1-2 år
Typisk kostnad [NOK/kW]	6.300	4.000	2.700

5.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER

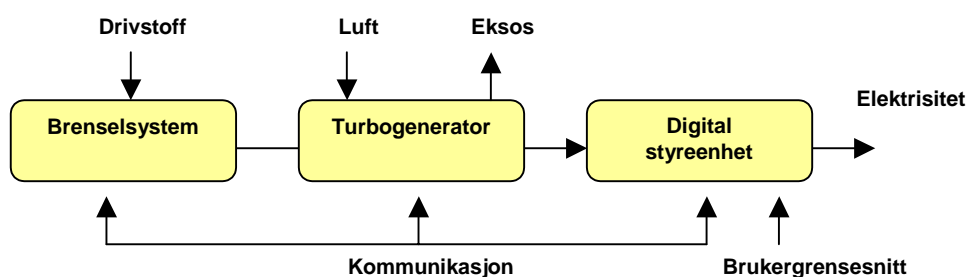
Mikroturbiner er foreløpig den mest aktuelle teknologi (av gasturbiner) for distribuert kraftproduksjon og er allerede i kommersielt slag. Miniturbiner er fortsatt på et tidlig utviklingsstadium. Det vil alltid foregå utvikling for å forbedre teknologiene, men mikroturbiner og stasjonære turbiner har kommet lengst i denne utviklingen. Primær fokus i dette prosjektet blir dermed lagt på mikroturbiner eller mikroturbogeneratorer (MTG).

Følgende beskrivelse er basert på produkter fra Capstone Turbine Corporation, som er en av verdens ledene selskap i utvikling og produksjon av mikroturbiner for distribuert kraftproduksjon. Beskrivelsen refererer i hovedsak til Modell 3300 Capstone MicroTurbine – en masseprodusert modell med kapasitet på opptil 30 kW som kan fungere både frittstående og tilkoblet til kraftnett. Denne modellen er svært kompakt, lett å transportere og driftssikker. Modellen er vist i Figur 5.2.



Figur 5.2 Modell 330 Capstone MicroTurbine.

Turbinen består av turbogenerator, digital styreenhet og hjelpesystemer som brenselssystem som er vist i Figur 5.3.



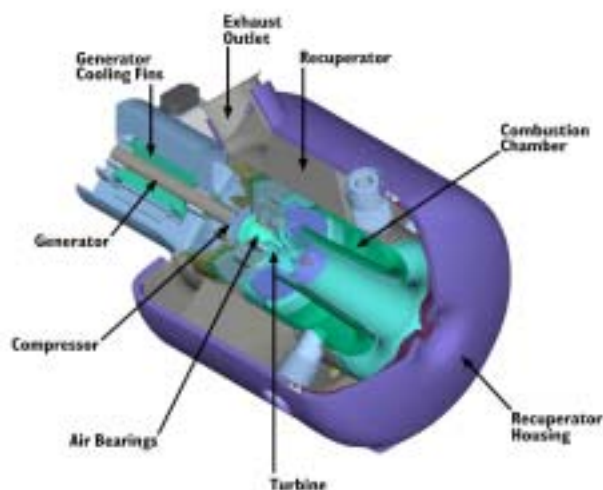
Figur 5.3 Hovedelementer i mikroturbin.

Den digitale styreenheten ivaretar følgende funksjoner:

- Oppstart av turbogeneratoren og lastkontroll
- Regulering av hastighet, driftstofftilførsel og temperatur på utslipp
- Omformer strøm fra turbogeneratoren med varierende frekvens (opptil 1600 Hz) og spenning til 50/60 Hz vekselstrøm eller likestrøm
- Digital kommunikasjon med eksternt drifts- og kontrollsystem

Den digitale styreenheten gir sluttbrukere muligheter til fjernkontroll av hele mikroturbinen ved bruk av en vanlig PC med nødvendige programvarer. Sluttbrukere har fjernkontroll av både drivstofforbruk og kraftproduksjon, samt av/på funksjon.

Turbogeneratoren inkluderer et mekanisk forbrenningssystem og en enkel rotor som bæres av vedlikeholdsfrie luftlagre som er vist i Figur 5.4. Turbinen bruker ikke flytende smøreljer eller kjølevæsker og har dermed lave drifts- og vedlikeholdskostnader. Capstone Corporation påstår at turbinen bare krever utskifting av luft- og drivstoffiltre hver 8.000 timer og utskifting av tennsatser og brenselldyser hver 12.000 timer. Forbrenningssystemet kan benytte forskjellige typer brensel som for eksempel gass, diesel eller parafin med utslipp som ligger betydelig lavere enn dieselmotorer.



Figur 5.4 Snittskjema for mikroturbin.

Utviklingen av gassturbinteknologi drives hovedsakelig av flymotor-industrien. Stasjonære gassturbiner har alltid ligget etter flymotorene i teknologisk nivå. Denne forskjellen har i de siste årene blitt synlig redusert. Gassturbinindustrien har lenge vært kjent for sin konservatisme når det gjelder utvikling av nye gassturbinprosesser. Dette forklares med de store kostnadene og risikoen forbundet med utvikling av nye gassturbiner.

Utviklingen av gassturbiner har skjedd og skjer på forskjellige områder som materialer, strømningssteknikk, forbrenning, regulering, pålitelighet og økonomi.

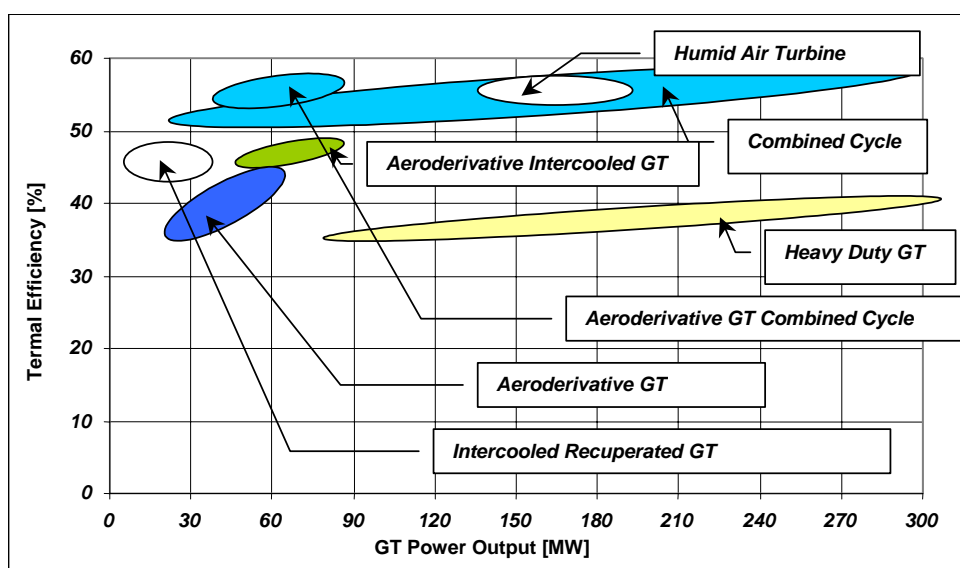
Når det gjelder utvikling av materialene brukt i de varmeste områdene i turbinen, har det skjedd en gradvis utvikling av tåleevnen overfor høye temperaturer. I flymotorer utsettes materialene generelt sett for høyere temperaturer enn i stasjonære turbiner. Keramiske materialer er på vei inn som materiale i gassturbiner.

5.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Mikroturbiner kan brukes som frittstående systemer eller kan tilknyttes kraftnettet. Det er viktig å nevne at mikroturbiner som regel har muligheter til såkalt "black start", dvs kan startes opp uten tilkobling til kraftnettet, ved bruk av batterier. Mikroturbiner har vanligvis en veldig kort oppstartstid (noen minutter) og kan dermed aktiveres svært raskt etter behov.

De fleste mikroturbiner har kompakt tårnliknende konstruksjon som er vist i Figur 5.2, krever liten plass og kan installeres raskt. Mikrogassturbiner brukes også som mobile enheter. Videre opplyser produsenter av mikroturbiner om veldig lave vibrasjoner fra sine produkter. Det betyr at slike mikroturbingeneratorer ikke trenger et massivt fundament på installasjonsområder. Flere enheter kan lett kobles sammen.

En stor fordel med mikroturbingeneratorer sammenlignet med for eksempel dieselmotorer, er at de har få roterende deler. Dette øker driftssikkerhet og reduserer krav til driftpersonell. Mikroturbiner har en relativt lang levetid: Capstone oppgir en levetid på opptil 40.000 timer på flere av sine produkter.



Figur 5.5 Status og estimert utvikling av storskala gassturbinteknologi [Bolland].

Virkningsgraden er i stor grad avhengig av turbinens størrelse. Store gassturbiner kan ha en virkningsgrad referert produksjon av elektrisitet (dvs. fra drivstoff til elektrisitet) opptil 37-40 %. Kombinerte turbiner (combined cycle, dvs gassturbin + dampturbin) kan ha virkningsgrad opp mot 60 % (Figur 5.5), men disse er ikke så vanlige ennå. Virkningsgrad referert produksjon av både elektrisitet og varme, kan være opp mot 80 %. Mini- og mikroturbiner har lavere virkningsgrad, men det blir kompensert med høy mobilitet og lave drifts- og vedlikeholdskostnader.

Virkningsgraden kan økes ved bruk av spesielle materialer, som for eksempel keramiske materialer, eller ved gjenvinning av varme fra utslipp. Videre kan gassturbiner benytte forskjellige typer av drivstoff, inkludert naturgass, propan, diesel, biogass og andre gasser produsert fra avfallsanlegg. Dette gir muligheter for gjenvinning av naturressurser og utnyttelse av drivstoff med lave kostnader. Gassturbiner er imidlertid ”kresen” på brennstoff og det er ikke vanlig å skifte/blande gasstyper.

Utnyttelse av spillvarme fra mikroturbinanlegg gir en betydelig økning av virkningsgraden og tilsvarende økt lønnsomhet. Bowman Power Ltd (Storbritannia) produserer TG80CG anlegg med innebygd modul som bruker spillevarme til oppvarming av vann og/eller luftavkjøling via absorpsjonskjøleanlegg. Hovedkarakteristikker til anlegget er vist i Figur 5.6.

Hovedkarakteristikker for TG80CG Bowman Power		
	Med rekuperator	Uten rekuperator
Kapasitet termisk (kW)	150	420
Kapasitet el (kW)	80	80
Virkningsgrad el (%)	26	14
Anleggets total virkningsgrad (%)	74	>80

Figur 5.6 TG80CG anlegg fra Bowman Power Ltd.

Anlegget har veldig høyt termisk produksjonskapasitet, som i praksis betyr at det brukes primært for romoppvarming og produksjon av tappevatn, mens elektrisitet blir et ”biprodukt”. Anlegget gjennomgår uttesting i flere prøveprosjekter som blir omtalt i neste kapittel.

Produsenter av mikroturbiner angir svært lave utslippsverdier for sine anlegg, betydelig lavere enn for eksempel dieselaggregater. Utslippverdier er spesielt lave fra store naturgassfyrte turbiner og blir derfor ikke ansett som noe problemområde. Ved tomgang og lavlast (under 50%) kan imidlertid utslippene være store. Det har i de siste årene blitt fokusert mye på utslipp av NO_x, og gassturbinprodusentene har kommet langt i arbeidet med å redusere utslippene. Det er tre metoder som brukes:

- Bruk av lav-NO_x brennere
- Vann eller dampinjeksjon i brennkammeret
- Selektiv katalytisk reduksjon (SCR) av eksosen ved hjelp ammoniakk

Utviklingen foregår i hovedsak i retning av å bruke lav-NO_x brennere. Enkelte gassdrevne kraftverk har i ettertid blitt pålagt utslippsreduksjoner noe som har medført store ekstrakostnader. Andre steder tillates kun drift av gasskraft i et visst antall timer per mnd.

Høyt støynivå fra turbogeneratorer har ofte vært betraktet som et alvorlig problem. Turbogeneratoren roterer med opptil 96.000 RPM. Selv om teknologiutviklingen i de siste årene har ført til at støynivået ble redusert til 70-65 dBA, produserer mikroturbiner lyd med høy frekvens som kan være svært forstyrrende på mennesker. Dette setter en del begrensinger til installasjon av mikroturbingeneratorer.

5.4 ERFARINGER I ANDRE LAND

USA har stor erfaring med bruk av mikroturbingeneratorer. New York Power Authority (NYPA) har installert 11 gassturbinaggregater i New York med kapasitet på 35-44 MW hver for å sikre kraftleveranser i perioder med topplast (sommer). General Electric er leverandør av gassturbinene. Conectiv Operating Services Company står for drift av anlegget. Prosjektet kalles Power Now! Utplassering skapte en rekke protester fra innbyggerne, slik at NYPA måtte bruke over 5 millioner USD ekstra for å redusere utslippene fra disse generatorene.

Et sykehus i Barcelona har installert et mikroturbinanlegg, levert av Bowman Power. Anlegget er et av de første som brukes til tre typer generering: produksjon av både elektrisitet, oppvarming og avkjøling. Anlegget er installert på sykehusets tak som er vist i Figur 5.7.



Figur 5.7 Anlegg fra Bowman Power, installert i et sykehus i Barcelona.

Anleggets totale kostnad ligger på ca. 1 mill norske kroner. Anlegget har elektrisk kapasitet på 80 kW, termisk på 150 kW og bruker naturgass som drivstoff.

Et lignende anlegg er installert i en 16 etasjes boligblokk i London Borough of Hamlet Towers. Dette er den første erfaringen med bruk av kogenereringsanlegg for oppvarming av boliger. Anlegget har elektrisk kapasitet på 45 kW og termisk kapasitet fra 80 til 255 kW. Anlegget er vist i Figur 5.8.



Figur 5.8 Anlegg fra Bowman Power, installert i en boligblokk i London.

Anlegget er kombinert med individuelle målere for varme og elektrisitet i hver enkelt leilighet og bruker naturgass som drivstoff. Det forventes at anleggets driftskostnader vil levere elektrisitet og varme til priser som konkurrerer med tradisjonelle energikilder.

I Danmark er lokal kraftproduksjon definert som prioritert produksjon. Dette innebærer at øvrige produsenter kan risikere å måtte redusere sin produksjon i perioder selv om markedet ikke tilsier det. En stor del av den prioriterte kraftproduksjon kommer fra gassturbiner og motorer (se Kapittel 6), resten kommer fra vindturbiner. Dette er kombinerte kraft/varme enheter, hvor det hovedsakelig er varmebehovet som styrer produksjonen, ikke etterspørselen etter elektrisitet.

5.5 OPPSUMMERING / NØKKELDATA

Mikroturbiner kan sørge for stabil forsyning av både energi og effekt, men er avhengig av tilførsel av brensel. Dette kan skje via rør, eller fra tanker i nærområdet til sluttbrukeren. Mikroturbiner er aktuelle for de fleste formål som er nevnt i kapittel 3.2:

- Frittstående systemer
- Reduksjon av effektuttak
- Nødreserver
- Forvaltning av kraftportefølje
- Gjenvinning av ressurser

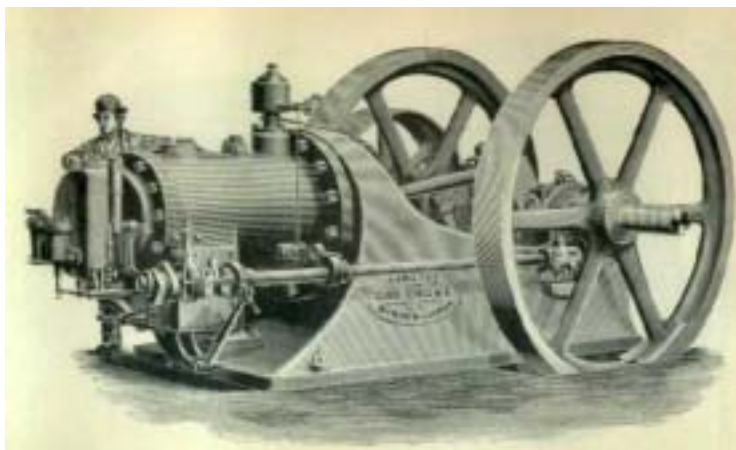
Mini- og mikrogassturbiner er allerede en utbredt teknologi i mange land med et godt utbygd gassnett. Denne trenden antas å fortsette. Teknologien kan derfor bli tilgjengelig her i landet. Selv om vi foreløpig ikke har mange distribusjonsnett for gass her i landet, kan brensel lagres på tanker (flytende naturgass) eller skaffes tilveie lokalt (biogass). Småskala gassturbiner tar liten plass, har kort byggetid og forholdsvis lav investeringskostnad (kr/kW) for selve aggregatet sammenlignet med andre systemer: I størrelsesorden 4.000 til 6.000 NOK/kW. Driftskostnadene vil i hovedsak være avhengige av brenselkostnadene. Det vil ha stor betydning om spillvarmen kan utnyttes. Grovt sett kan man regne med at virkningsgraden dobles og kostnadene halveres dersom sluttbrukeren kan utnytte både elektrisitet og varme som gassturbinen produserer. Der det er behov for høy damptemperatur er gassturbiner spesielt anvendbare. Støy fra turbin og hjelpesystemer kan være et problem for denne typen teknologi.

6 TEKNOLOGI: FORBRENNINGS-/STEMPELMOTORER

6.1 GENERELL BESKRIVELSE

Firetakts stempelmotorer med intern forbrenning er basert på Otto-syklus motor, som ble oppfunnet allerede 1876. Denne konstruksjonen er meget utbredt og benyttes i over én milliard stempelmotorer i verden (i hovedsak bilmotorer). En alternativ konstruksjon er totakts stempelmotor, som ofte benyttes i storkapasitets skipsmotorer. Stempelmotorer utnytter energi fra forbrenning av hydrokarbon-basert brensel. Selv om diesel er det mest utbredte brenselet, finnes det forbrenningsmotorer som kan bruke metanol, fyringsolje, naturgass, parafin og i følge Willis pulverisert kull eller tremasse.

Når det gjelder bruk av stempelmotorer i distribuert kraftproduksjon er det interessant å nevne at flere store byer hadde velutviklede lysgassnett allerede på 1800-tallet. Senere ved utbygging av elektrisitetsnett ble forbrenningsmotor med Otto-syklus med lysgass (bygass) som brensel benyttet for kraftproduksjon i USA allerede i 1885. En gassmotor med Otto-syklus er vist i Figur 6.1



Figur 6.1 Otto-syklus gassmotor.

Kraftanlegg basert på stempelmotorer produseres i tre forskjellige klasser, beregnet på forsyning av ulike laster:

- **Nødreserve-anlegg.** Brukes som midlertidig erstatning av elektrisitet fra kraftnett eller andre permanente elektrisetskilder. Disse anleggene er utviklet for å levere kraft med variabel belastning i den tidsperioden når den permanente energikilden er utilgjengelig. Anleggene kan ikke drives med overbelastning.
- **Anlegg for primær kraftforsyning.** Brukes som en primær energikilde for sluttbrukere isteden for innkjøp av elektrisitet fra nettet. Disse anleggene leverer kraft for anlegg med variabel belastningsprofil i ubegrensede tidsperioder. Vanligvis tåler slike anlegg opptil 10 % overbelastning i løpet av én time i 12 timers tidsperiode.
- **Anlegg for kontinuerlig drift.** Er ikke den primære energikilde for et gitt sluttbruket anlegg, men kan forsyne anlegget med kraft for konstant last i ubegrenset tidsperiode.

Kapasitet i generatorer, drevet av stempelmotorer varierer veldig mye: Cummins (USA), for eksempel, produserer generatorer fra 2 kW opp til 1,5 MW med dieselmotorer og generatorer fra 6 kW til 150 kW med tenningsmotorer som bruker gass. Kommersiell bruk av bensinmotorer for kraftproduksjon er sjelden pga høye bensinpriser. Små bensindrevne aggregater er imidlertid populære som nødstrøm- eller hytte-aggregater, og kan fåes ned mot 2.000 kr/kW. Figur 6.2 viser et eksempel på et dieseldrevet kraftanlegg, produsert av Cummins (USA).



Hovedkarakteristikker for DGFC 60 Dieselaggregat

Høyde:	1433 mm
Bredde:	1016 mm
Lengde:	2662 mm
Vekt (tørr):	1495 kg
Kapasitet (nødreserve)	200 kW
Kapasitet (primær)	180 kW
Spennings:	400-480 VAC
Frekvens:	50/60 Hz

Figur 6.2 Cummins Onan DGFC 60 dieselgenerator.

6.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER

Stempelmotorer med Otto-syklus har vært i bruk i over hundre år, men den nåværende konstruksjonen ble i hovedsak utviklet på 30-40 tallet. Dieselaggregater er derfor svært pålitelig i drift.

6.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Følgende forhold er spesielt viktig ved lokalisering av stempelmotor-baserte aggregater:

Forsyning med brensel

Effektiv drift av stempelmotoranlegg er direkte avhengig av kostnader for levering av brensel. Diesel er den mest utbredte type drivstoff og blir vanligvis tilkjørt med bil, som i sin tur forutsetter tilgjengelighet av en leverandør og en tilstrekkelig kvalitet på veien (inkludert vintersesong). Avhengig av lokaliseringen kan drivstoffet fraktes med båt. I områder med vanskelig tilgang, for eksempel i vinterperioder, må kraftanlegget ha et lager av drivstoff som sikrer uavbrutt drift etter produksjonsbehov. Samtidig øker et slikt drivstoffslager kostnader med hensyn både til utbygging og påfølgende drift og vedlikehold.

Transport av naturgass er relativt kostbart ved små volumer slik at utplassering av gassdrevne stempelmotorer vanligvis forutsetter direkte tilgang til gassnett.

Tilgang til kommunikasjonslinjer

Drift og kontroll av moderne anlegg foregår ofte ved bruk av Internett eller GSM protokoller som forutsetter en sikker tilgang til kommunikasjonskanaler. Kommunikasjonsavbrudd kan forårsake meget alvorlige konsekvenser.

Dimensjonering av stempelmotor-baserte anlegg

Virkningsgrad og vedlikeholdskostnader er avhengig av stempelmotorens størrelse. Store saktegående aggregater (typiske skipsmotorer) er mest effektive og pålitelige i drift. Bruk av stempelmotorer til kraftproduksjon har i praksis vært svært begrenset, spesielt pga. store utbyggingskostnader, høy vekt og størrelse. I tillegg krever slike motorer kompliserte start/stopp rutiner og har lengre aktiveringstid. Det finnes imidlertid eksempler på at dieselmotorer (med størrelse på 2,5-3 MW) brukes som roterende reserve¹. For øvrig setter vekt og størrelse begrensinger på mobilitet av kraftanlegg, slik at det ofte er mest hensiktsmessig å slå sammen flere mindre aggregater.

Miljøforhold

Utplassering av dieselaggregater er komplisert mht støy, vibrasjoner og ikke minst utslipp. I enkelte områder med strenge miljøkrav, som for eksempel California, blir drift av dieselaggregater begrenset til et viss antall timer pr. måned.

6.4 ERFARINGER I NORGE

De fleste eksisterende stempelmotorbaserte anlegg i Norge er dieselaggregater installert som nødstrømaggregater hos de sluttbrukerne som er avhengig av uavbrutt strømforsyning. Det finnes ikke noen statistisk oversikt over nødstrømanlegg som er allerede installert i Norge. I følge opplysninger fra leverandører av nødstrømanlegg er den totale installerte produksjonskapasitet 50.000-100.000 kVA² for aggregater over 500 kVA. Årlig tilvekst er imidlertid stor. Eksempelvis har St. Olavs Hospital et anbud ute, hvor de etterspør pris på en installasjon tilsvarende 8 800 kVA (med mulighet for utvidelse). Bedrifter som installerer dieselaggregater med kapasitet over 100 kVA:

- | | |
|-----------------|---------------------|
| - Fiskeoppdrett | - Telekommunikasjon |
| - Kraftverk | - Datadrift |
| - Vannverk | - Bank/forsikring |
| - Sykehus | - Flyplasser |

Det er mange nødstrømsaggregater som har kapasitet under 100 kVA. Disse er høyst sannsynligvis installert for å garantere en uavbrutt datadrift.

¹ Med roterende reserve menes her nødreserve hos forbruker, ikke roterende reserve i kraftsystemet slik begrepet vanligvis brukes

² Kilde: Entro AS, Trondheim

I tillegg til nødstrømaggregater brukes dieselmotorer til drift av mikrokraftverk i områder som ikke er tilkoblet det alminnelige kraftnettet, såkalt øydrift. Et eksempel på en slik bosetning er Grip – et fiskevær som ligger på en øy utenfor Kristiansund. Fiskeværet får strømforsyning fra et lokalt diesellaggregat.



Figur 6.3 Grip – fiskevær med strømforsyning fra diesellaggregat.

I følge opplysningene fra leverandører har flere fiskeoppdrett i Norge ingen nettilkobling og baserer sin drift på diesellaggregater som primær energikilde.

Det er interessant å nevne at kompetanse i produksjon, drift og vedlikehold av diesellaggregater i Norge ofte kommer fra skipsbygging og skipsfart, hvor diesellaggregater er en vanlig energikilde. Flere leverandører som for eksempel SABB Motor AS eller Akselsen Mekaniske AS leverer aggregater til både skip og stasjonære anlegg. Slike anlegg er vanligvis ikke beregnet for drift i parallell med nettet og mangler tilsvarende kraftelektronikk.

Utvalg av leverandører av nødstrømanlegg i Norge:

- SABB Motor AS
- Akselsen Mekaniske AS
- Diesel Power AS
- Mongstad Elektro AS
- Project-Team AS
- Rolls-Royce Marine

6.5 ERFARINGER I ANDRE LAND

I år 2000 var det over 2.600 installasjoner for distribuert kraftproduksjon i USA, og 46 % av alle enheter var basert på stempelmotordrevet kraftproduksjon. Disse stod for ca. 1,5 % av distribuert produksjonskapasitet. Stempelmotorer dominerer blant generatorer med kapasitet under 1 MW. I enkelte land som for eksempel Kina eller Indonesia bidrar stempelmotorbaserte anlegg med opptil en fjerdedel av den totale installerte produksjonskapasiteten. Flere bedrifter som ligger i geografisk fjerne områder bruker dieselaggregater som sine primære energikilder som vist i Figur 6.4.



Figur 6.4 Mirlees Blackstone ERS 16 diesekraftverk (høyre), installert i Maho Beach Hotell (venstre), på St. Maarten.

Stempelmotorbaserte kraftanlegg i USA benyttes vanligvis av gass-, vann- og kraftleverandører; det regnes at opptil 3100 aggregater brukes i kraftindustrien, både for kraftforsyning og som nødreserver. Flere aggregater benytter gass som drivstoff for å oppnå lavere utslipp.

Det er flere internasjonale prosjekter som konverterer eksisterende nødstrømaggregater til kommersielle formål, som for eksempel konvertering av nødstrømanlegg i Fort Bragg, USA. Økende effektuttak i et militæranlegg i Fort Bragg har oversteget det eksisterende kapasitetsnivå på 78 MW. Isteden for å reforhandle kontrakten med sin lokale kraftleverandør valgte anlegget å oppgradere 11 eksisterende nødreserve dieselaggregater med kapasitet på 3,8 MW. Oppgraderingen gjelder fjernkontrollert aktivering av aggregatene når effektuttaket er høyt ("peak shaving") og drift i parallell med nettet (tidligere bare øy-drift). Honeywell er ansvarlig for oppgradering og drift av dieselaggregater, mens Encorp leverer programvare (Virtual Mainatanance Monitor) og automatiske kontrollere.

Utvalg av leverandører i andre land:

- Standard Aggregatebau GmbH
- Pelican Engineering Co
- Emerson Energy systems
- Caterpillar

6.6 OPPSUMMERING / NØKKELDATA

Konklusjonene for denne typen aggregater er de samme som for mikro- og mini gassturbiner.

Driftskostnader til dieselaggregater bestemmes stort sett av drivstoffpriser. Avgifter for lett fyringsolje/mineralolje som brukes i slike anlegg er presentert i 6.1.

Tabell 6.1 Avgifter for lett fyringsolje / mineralolje i Norge

Avgift	Betegnelse
0,49 kr/liter	CO ₂ avgift
0,07 kr/liter pr. hver påbegynte 0,25 vektprosent svovel	Svovel avgift
0,389 kr/liter	Grunnavgift
0,093 kr/liter	Forbruksavgift. (Fritak for generatoranlegg under 100 kVA)

Det er riktig å forvente at de totale driftskostnadene blir avhengig av driftsforholdene, men erfaringsmessig ligger kostnadene på mellom 1,5-2,5 kr/kWh, som tilsvarer estimeringer basert på forbruk av driftstoff og dens kostnader.

Hittil har stempelmotorbaserte anlegg hovedsakelig vært beregnet som nødstrømsaggregater, men anlegg for kontinuerlig drift kan forventes å øke på verdensbasis. Her i landet arbeider Entro Energi AS med å gjøre nødstrømaggregater tilgjengelige på effektreservemarkedet. Sannsynligvis har slike anlegg kort driftstid. Slike anlegg kan dermed bidra til å bedre effektbalansen, men ikke energibalansen. Entro anslår at aggregater som er aktuelle for tilbakesalg av effekt utgjør mellom 20.000 og 30.000 kVA/år, eller 20-30% av det teoretiske potensialet (jfr. kapittel 6.4).

For småskala produksjon (20-10.000 kW) er dieselmotorer mest brukt, mens gassmotorer vanligvis er større pga høyere installasjonskostnader. Når anleggene blir større vil gassmotorens virkningsgrad forsvare forskjellen i installasjonskostnader.

7 TEKNOLOGI: BRENSSELCELLER

7.1 GENERELL BESKRIVELSE

Brenselceller brukes i dag både for stasjonær kraftproduksjon og i mobile enheter for framdrift av busser og biler. For stasjonære anlegg settes slike moduler sammen til en totaleffekt på opptil 10 MW. En brenselcellestakk har en energitetthet på 500-1.000 W/liter, men iberegnet støttesystemet omkring cellostakken (kjølesystem, gassfuktemoduler etc.) er energitettheten for totalsystemet typisk 200-400 W/liter. Figur 7.1 viser en prototyp brenselcelle for bruk i husholdninger. Brenselcellen er på 7kW, og er tilknyttet en omformer og en lagringsenhet. Systemet er levert av Plug Power, USA.

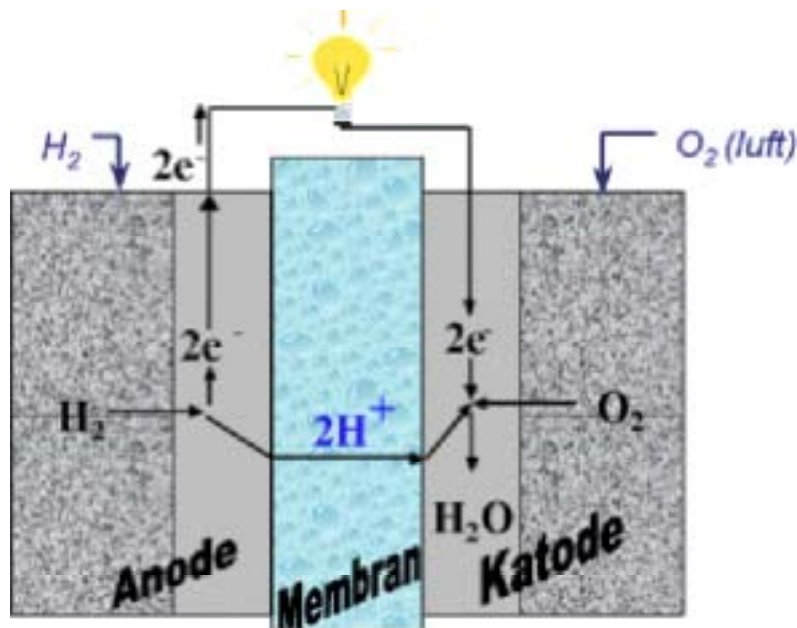


Figur 7.1 Prototyp brenselcelle (til høyre) for bruk i husholdninger, tilknyttet en omformer og lagringsenhet (til venstre).

Brenselcelleteknologien er fremdeles på et ”prekommersielt” stadium. I framtiden tenker man seg stasjonære brenselcelleanlegg for samproduksjon av elektrisitet og varme til hoteller, industribygg og mindre enheter på 2-5 kW for bruk i privatboliger, dvs. lokal energiproduksjon. Selv om brenselceller brukt i biler faller utenfor dette prosjektet, kan det nevnes at det er lansert idéer om å bruke slike biler som nødstrømsaggregat.

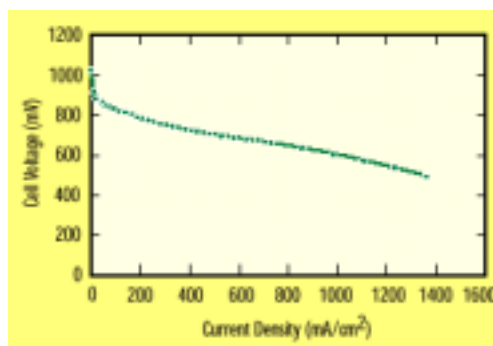
7.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER

I en brenselcelle omdannes kjemisk energi i brensllet til elektrisk kraft i et trinn som illustrert i Figur 7.2. I den elektrokjemiske prosessen reagerer hydrogen med oksygen fra luften og det produseres likestrøm, vann og varme. For å oppnå gode virkningsgrader, er det viktig at spillvarmen kan utnyttes. For å oppnå høyere virkningsgrader er det også under utvikling aggregater hvor brenselcelle kombineres med andre teknologier.



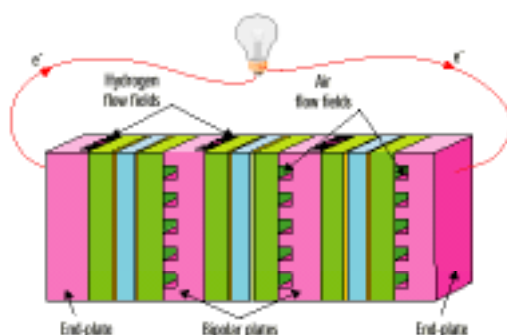
Figur 7.2 Prinsippskisse av en enkelt brenselcelle

Figur 7.3 illustrerer en typisk ytelse for en enkelt brenselcelle. Under drift er celledspenningen vanligvis ca 0.7 V og strømtettheten 0.5 A/cm². Cellens effekt varierer ved at man endrer celledspenningen. Strømmen er gitt av kurven i Figur 7.3. Produktet av strøm og spenning gir cellens effekt.



Figur 7.3 Typisk driftskurve for brenselcelle. Normal celledspenning er ca. 0.7 Volt

For å få spenninger som er egnet for anvendelse, seriekoples mange celler i en såkalt brenselcellestakk som illustrert i Figur 7.4, og stakken parallellkobles med en omformer. Stakken kan bestå av opp til flere hundre enkeltceller. Arealet av cellene bestemmer strømmen og typisk areal er 300-1000 cm², noe som totalt gir 150-500 A strøm.



Figur 7.4 Illustrasjon av en 3 cellers brenselcellestakk. For praktiske anvendelser seriekoples typisk 50-500 celler.

Brenselet til brenselcellene er vanligvis hydrogengass. Hydrogen kan produseres fra ulike energikilder. Den mest anvendte (>99% av dagens H₂-produksjon) og billigste metoden er reformering av naturgass. Hvis hydrogenet skal ha høy renhet, og man ønsker å bruke fornybare energikilder er vannelektrolyse bedre egnet.

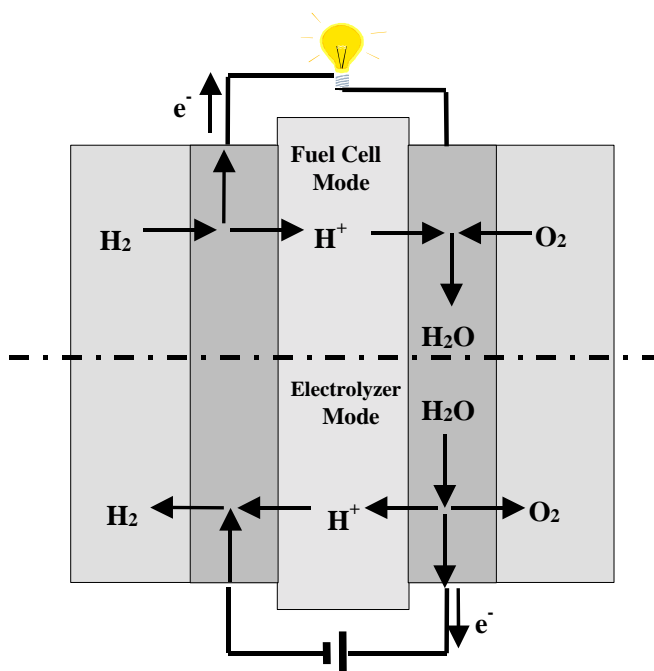
Vannelektrolyse ventes å ta over en større andel av H₂-produksjonen til lavtemperaturbrenselceller fordi de trenger meget rent brensel. Hydrogen er vanskelig å lagre pga. lav volumetrisk energitetthet. Det søkes derfor etter andre hydrogenrike forbindelser som "energibærer" (for eksempel metanol, ammoniakk, bensin eller lignende) som kan forenkle lagring og distribusjon av hydrogen.

Lavtemperatur brenselceller er best egnet for mobile enheter, mens det i stasjonære anlegg i større grad anvendes brenselcelletyper som opererer ved høy temperaturer (600-1000° C). I stasjonære anlegg kan naturgass konverteres direkte i brenselcellen. Dersom varmen fra systemet kan nyttiggjøres, øker systemets totale virkningsgrad kan økes betraktelig. Med utnyttelse av varmen, for eksempel i et fjernvarmeanlegg, kan effektiviteten for et slikt system komme opp i over 80 %.

Det finnes mange forskjellige typer og undertyper av brenselceller, avhengig av oppbygging og hvilken prosess som benyttes for å produsere elektrisitet. Vi skal ikke gå inn i detalj på alle disse her, men kort nevne de teknologiene som benyttes for stasjonær kraftproduksjon, og hva forkortelsene betyr:

- PAFC = Phosphoric Acid Fuel Cell (Fosforsyre)
- PEFC = Polymer Electrolyte Fuel Cell (Polymerisk elektrolytt)
- PEMFC = Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Protonbytte membran)
- MCFC = Molten Carbonate Fuel Cell (Smeltet karbonat)
- SOFC = Solid Oxide Fuel Cell (Fastoksid)

En celle som kan fungere i begge retninger kalles en regenerativ brenselcelle. Når cellen tilføres strøm spaltes vann til hydrogen og oksygen, mens når hydrogen tilføres gjenforenes hydrogen og oksygen i luften for å danne vann og elektrisk kraft. Med å bruke regenerative brenselceller spares både vekt og kostnader. Forskning på regenerative brenselceller har foregått i flere tiår, men cellene er fremdeles på utviklingsstadiet. Cellens regenerative funksjon fører til at man må inngå kompromisser ved konstruksjon og valg av materialer, spesielt gjelder dette katalysatoren. Dette gjør at cellene får en lavere effektivitet enn det man kan oppnå ved de rendyrkede teknologier. Figur 7.5 nedenfor viser en skisse av en slik regenerativ brenselcelle.



Figur 7.5 Skisse av en regenerativ brenselcelle

Slike systemer er imidlertid attraktivt i og med at det har potensiale som et 'stand-alone' system uten behov for å bygge ut et distribusjonsnett for brenselet. Man kan tenke seg et system, basert på solenergi, som produserer overskuddsenergi i form av hydrogen om dagen og anvender dette hydrogenet i brenselcellen om natten. Man kan også forestille seg et system med en lengre syklus og sesonglagring av hydrogen.

For norske forhold kan en kombinasjon med sol- og vindenergi sikre en relativt stabil energitilgang til systemet, og eventuell overproduksjon kan lagres til perioder med mindre energitilgang. Kostnadmessig kan et regenerativt system også ha fordeler framfor å lage to separate celler, men mest av alt er dette attraktivt der plass- og vektmessige forhold spiller en vesentlig rolle. For stasjonære anlegg vil et regenerativt system være egnet, men for å gi totalsystemet en høyest mulig effektivitet, vil sannsynligvis elektrolyse- og brenselcellen være to separate enheter.

7.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Hydrogen er hyppig nevnt som framtidens energibærer, tross problemer knyttet til lagring og distribusjon. Hydrogenet skal fortrinnsvis også framstilles uten å belaste naturen. Miljømessig vil hydrogen framstilt fra naturgass ha ulemper knyttet til produksjon av CO₂. Separering er mulig, men det bidrar til å øke prisen på hydrogen framstilt fra naturgass. I den sammenheng er vann-elektrolyse ved bruk av elkraft fra fornybare energikilder som sol, vind og vann en attraktiv løsning. Det vil være helt avgjørende at energien kommer fra fornybare energikilder. Hvis elektrisiteten til å drive elektrolysecellen i et regenerativt anlegg kommer fra for eksempel kullkraft, er det kun små miljømessige fortrinn med slike systemer.

Produksjon av elektrisitet i brenselceller skjer med høy effektivitet og uten bruk av bevegelige deler, noe som gir cellen høy driftssikkerhet og lavt støynivå.

Enkelte typer brenselceller kan få problemer dersom de blir stående uten å produsere strøm/varme og fryser, noe som for eksempel kan være tilfellet dersom brenselcellen f.eks. er tenkt benyttet til hyttestrøm. Det gjenstår mye forskning for å løse dette problemet. Dersom fastoksyd eller fosforsyre benyttes som elektrolytt, antas det at frost ikke er noe problem fordi membranen ikke kan fryse sund.

Høye driftstemperaturer for enkelte typer brenselceller kan være et problem, og kan medføre behov for ekstra termisk isolering. Dette problemet har medført at f.eks. Sverige har konsentrert brenselcelleforskningen om lavtemperatur brenselceller.

7.4 ERFARINGER I NORGE

På Kollsnes er det planlagt å bygge ut et brenselcelleanlegg i forbindelse med ilandføring av gass og gasskraftverk. Anlegget kan også produsere CO₂ til et anlegg for fiskeoppdrett som er plassert på området. Prototypeanlegget skal produsere 250 kW og er kostnadsberegnet til 180 mill NOK.

Pilotinstallasjonen på Utsira er et samarbeidsprosjekt mellom Aker Kværner, Norske Shell og Statkraft. De har en brenselcelle på 2,2 kW, men skal ha en på 50 kW klar i løpet av året. Senere er det planlagt installert en celle på 200 kW.

Norge med bl.a. Christian Michelsen Research, Prototech og ALSTOM er involvert i et europeisk konsortium for utvikling av brenselceller på 1 MW. På 90-tallet ble det utviklet prototyper på 0,35 og 10 kW.

7.5 ERFARINGER I ANDRE LAND

For tiden er mange firma/konsortium i gang med uttesting av prototyp installasjoner, som de regner med vil være kommersielt tilgjengelig om 3- 10 år. Flere av disse anleggene testes ut i bla i Tyskland og Nederland.

Lengst erfaringer fra kommersielt bruk av brenselceller har United Technology Corporation (UTC) i USA. UTC har over 40 års erfaring med utvikling og produksjon av brenselceller. Selskapet er mest kjent for

sine brenselcelle-baserte anlegg som de har levert til alle amerikanske rom-stasjoner siden 1966. UTC produserte brenselceller ble blant annet brukt i Apollo ekspedisjoner til månen og viste meget høy driftssikkerhet og pålitelighet. Apollo-anlegget er vist i Figur 7.6.



Figur 7.6 Brenselcelleanlegg fra Apollo (1966).

På slutten av 90-tallet utviklet UTC et kommersielt brenselcelleanlegg (PC25) for kraftproduksjon. Anlegget baseres på PAFC (fosforsyre) type brenselceller og har kapasitet på 200 kW. UTC opplyser at de allerede har levert over 200 anlegg i over 15 forskjellige land. Tekniske detaljer er vist i Figur 7.7.



**Hovedkarakteristikk for PC25
Brenselcelleaggregat**

Høyde:	3000 mm
Bredde:	3000 mm
Lengde:	5500 mm
Vekt (tørr):	17230 kg
Kapasitet	200 kW
Spennings:	400-230 V
Frekvens:	50/60 Hz

Figur 7.7 PC25 kommersielt brenselcelleanlegg fra UTC.

Driftserfaringene viser at dette anlegget oppnår opptil 40 % virkningsgrad for kraftproduksjon og opptil 80 % for kombinert kraftvarmeproduksjon. Enhetene ble brukt for oppvarming av tappevann, romoppvarming og produksjon av vanndamp. En observert uavbrutt driftstid for anleggene er 10.000 timer.

Disse anlegg ble brukt for følgende applikasjoner:

- Mobile kraftstasjoner
- Stasjonær kontinuerlig kraftforsyning
- UPS – relaterte applikasjoner
- Kraftforsyning med høy leveringskvalitet

Andre aktuelle erfaringer fra brenselcelleanlegg er nevnt i det etterfølgende.

Ballard Generation Systems jobber med videreutvikling og kommersialisering av sitt 250 kW anlegg av PEFC-type. Utgangspunktet er en 1,2 kW likestømsmodul. Uttesting av anlegget har foregått hos Cinergy Technology Inc siden 1999 og skal avsluttes i 2003. Andre deltakere/ leverandører er GPU International, GEC Ahlstrom og EBARA Corporation. Ballard satser også på transportmarkedet.

Fuel Cell Energy foretar flere kommersielle utprøvinger av sine produkter basert på MCFC teknologi. Utprøvingene foregår blant annet i Danbury (USA), Bielefeld (Tyskland) og Roen Klinikum (Tyskland). Programmet inkluderer tre typer anlegg: 300 kW, 1,5 MW og 3 MW. Fuel Cell Energy jobber i tillegg med kombinerte løsninger (brenselcelle + gassturbin). Andre deltakere/leverandører er Marubeni (Japan) og MTU Friedrichshafen (Tyskland).

Siemens Westinghouse har et omfattende program, relatert til utvikling av SOFC. 100 kW kombinert kraftvarmesystem er installert i Westervoort, Nederland. Systemet har operert over 16.000 timer. Anlegget leverer 105 kW i lokalt kraftnett og 85 kW varme til lokalt fjernvarmenett. Andre deltakere/leverandører i prosjektet er EDB og Elsam.

Plug Power har installert 55 brenselceller på Long Island (USA), som til sammen skal levere 1 GWh så lenge programmet pågår. Programmet er en del av New Yorks program for bedre miljø, kalt "Clean Energy Initiative". Andre deltakere/leverandører er Long Island Power Authority, General Electric og DET Energy Technologies.

Dais Analytic Corporation leverer både brenselceller, materialer til brenselceller (membraner) og kombinerte enheter (varme-ventillasjon-luftkondisjonering). Brenselcellene leveres i størrelsene 25 W, 125 W, og 1kW.

7.6 OPPSUMMERING / NØKKELDATA

Brenselceller er betraktet som en lovende teknologi rundt omkring i verden, først og fremst fordi det kan være en miljøvennlig teknologi. Avhengig av konstruksjon kan utslipp av klimagasser forekomme (CO₂). Brenselcellene er imidlertid avhengige av ren luft, fordi andre forurensninger kan ødelegge brenselcellen. Brenselceller er også avhengig av riktig luftfuktighet for å unngå uttørring eller kondens. Drift ved lave omgivelsestemperaturer er også forbundet med problemer. Brenselceller er støysvake fra 40-72 dB, og kan produsere betydelige mengder varme i tillegg til elektrisitet. Overskuddsvarmen kan utnyttes til romoppvarming, varmtvann og andre formål som ikke er elspesifikke.

Pga. sin miljøvennlighet, lavt støynivå og lite plassbehov, antas det at denne teknologien vil få en viss utbredelse på verdensbasis, og etter hvert i Norge også. Ett problem er at brenselcellen produserer likespenning, og at effektproduksjonen kun kan endres ved å endre spenningen. Dette kan løses med avanserte omformere, men brenselcellen er best egnet for å levere en konstant strøm til en fast last, eller dekke grunnlasten i en varierende belastning. Av de ulike typene brenselceller er PEMFC best egnet til å variere produksjonen (effekten). Hybride løsninger, som for eksempel kombinasjon med gassturbin, vil kompensere for svakhetene ved brenselceller, men øke kostnaden for investeringen.

Vi har ikke typiske kostnader for installasjon og drift fordi teknologien foreløpig er på det prekommersielle stadiet. Prisen vil være avhengig av teknologien og på samme måte som gassturbin og stempelmotor-baserte aggregater, vil driftkostnadene avhenge av utnyttelsen av overskuddsvarmen. Også brenselceller får grovt sett doblet virkningsgraden og halvert driftskostnadene dersom både elektrisitet og varme kan utnyttes. En anslått pris vil ligge rundt 16.000 NOK/kW (Møller-Holst). På lengre sikt (8-10 år) forventes en pris som ligger under 1.000 NOK/kW. Dette krever imidlertid en betydelig utvikling, spesielt på materialsiden. For øyeblikket er det store forventninger til at bruk av nanoteknologi skal bidra til dette. Andre konstruksjoner som f.eks. rørformet oppbygging isteden for platekonstruksjon, er også under utforskning.

På grunn av pris og manglende kommersielt tilgjengelige produkter, vil brenselceller det første 10-året ikke utgjøre noe vesentlig bidrag til lokalkraftproduksjon bortsett fra i tilknytning til marineinstallasjoner og offshore.

8 TEKNOLOGI: VINDTURBINER

8.1 GENERELL BESKRIVELSE

Et vindkraftverk kan bestå av en eller flere vindturbiner (også kalt vindmøller eller vindkraft-aggregat).

Medio 2001 var det installert over 20.000 MW vindkraft totalt i verden. Størstedelen av denne kapasiteten er installert i Europa (15.000 MW) med over 7.200 MW i Tyskland, 2.800 MW i Spania og 2.400 MW i Danmark. I Norge var det installert 13 MW vindkraft. De nasjonale målene for vindkraft i Norge er 3 TWh fram mot år 2010, hvilket innebærer ca. 1000 MW. Internasjonalt er vindkraft i kraftig vekst. I Tyskland ble det for eksempel i løpet av første halvår 2001 installert over 1000 MW ny vindkraft.

Potensialet for vindkraft kan oppgis som et teknisk potensial og et økonomisk potensial. Det tekniske potensialet er avhengig av følgende faktorer:

- Vindressurs
- Landareal med passende vindforhold
- Tilgjengelighet av landareal evt. grunne sjøområder
- Tekniske spesifikasjoner for vindkraftverket

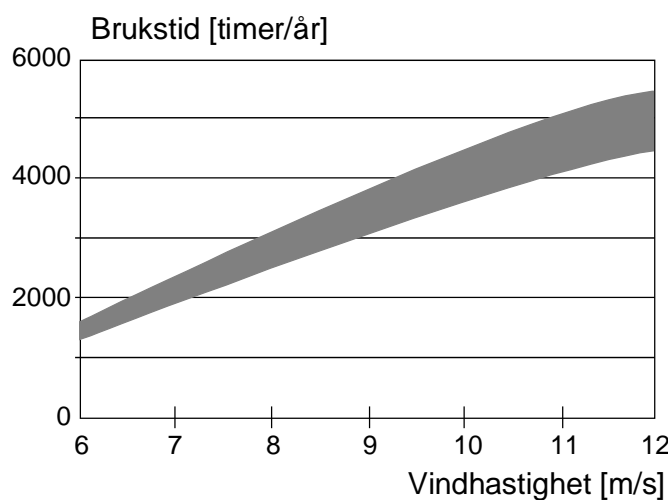
Beregnet teknisk potensial for vindkraft i Norge er på 76 TWh/år. Beregningen bygger bl.a. på forutsetningen om at 2 % av landareal med middelvind større enn 5,1 m/s i 10 m høyde kan benyttes til produksjon av vindkraft³. Det økonomiske potensialet for vindkraft kan defineres som den produksjon som kan leveres til en kostnad som er konkurransedyktig i kraftmarkedet.

For å skaffe seg en oversikt over vindressurser i Norge anbefales NVE på Internett, for eksempel <http://www.nve.no/vindatlas>. Denne viser vindhastigheter i 50 m høyde, men vil også gi en indikasjon på vindhastigheter i lavere høyder. For større vindturbiner som er forbundet med høye investeringskostnader, bør det utføres egne vindmålinger på det aktuelle stedet. Ut fra dette kan størrelsen på turbinen optimaliseres.

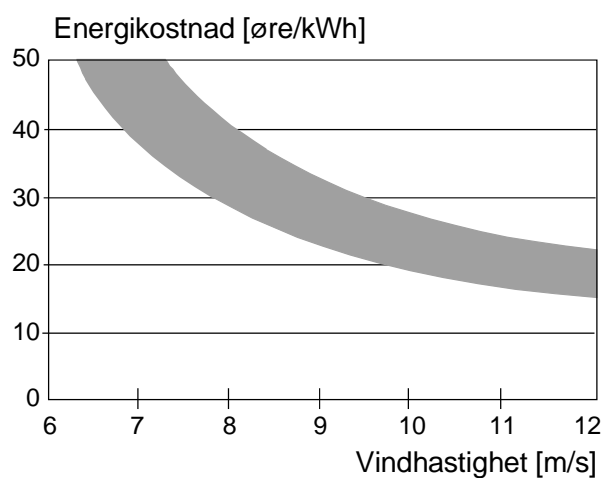
Energiinnholdet i vinden, og dermed produksjonen fra turbinen vil være avhengig av det arealet som rotorbladene sveiper over. Eksempelvis vil en middelvind på 6,5 m/s gi en vindenergi på 3.000 kWh/m². Det regnes med at en vindturbin kan utnytte ca. 40 % av vindenergien, noe som utgjør ca. 1.200 kWh/m² i eksemplet ovenfor. Teoretisk maksimum er 59 % (Betz' lov). Det er viktig å være oppmerksom på at det er hele sirkelarealet, og ikke bare vingenes areal som bestemmer energiproduksjonen. En moderne storskala vindturbin med 40 m vingspenn vil sveipe over et areal på 5.000 m² og kan produsere 6 GWh/år.

³ Dette utgjør 1,1 % av totalt landområde i Norge. NVE har nylig foretatt en beregning med 12,5 % av totalt landareal. Dette gir et teknisk (fysisk) potensial på hele 480 TWh. Det økonomiske (og miljømessige) potensialet er anslått til 140 TWh.

Driftstiden for et vindkraftverk, og dermed energikostnaden er svært følsom for vindforholdene på det stedet hvor de skal bygges. Dette er illustrert i Figur 8.1 og Figur 8.2.

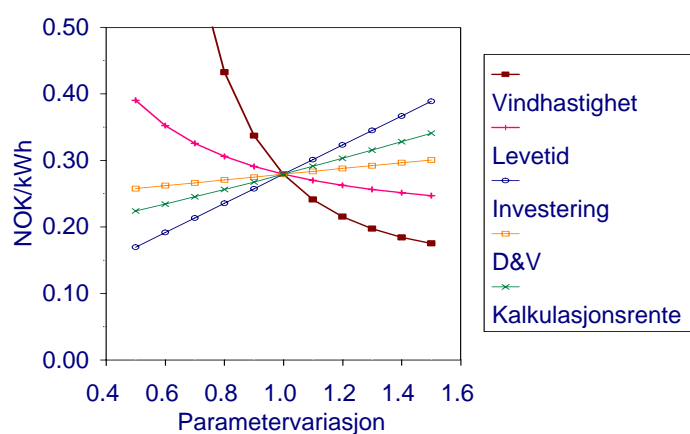


Figur 8.1 Beregnet driftstid (brukstid) for (storskala) vindkraftverk som funksjon av årlig midlere vindhastighet i navhøyde.



Figur 8.2 Beregnet energikostnad for ny storskala vindkraft som funksjon av årlig midlere vindhastighet i navhøyde.

Følsomhetsanalysen i Figur 8.3 viser for eksempel at 10 % økning i vindhastigheten vil gi en produksjonskostnad som reduseres fra 27 til 24 øre/kWh. Tilsvarende gir 10 % reduksjon i vindhastighet en økt produksjonskostnad på 34 øre/kWh.



Figur 8.3 Følsomhetsanalyse av produksjonskostnad for (storskala) vindkraft. (D&V drift og vedlikehold).

Produsert effekt kan beregnes ut fra følgende formel:

$$P = \eta \times \rho \times C \times A \times U^3$$

hvor:

η = virkningsgrad

ρ = luftens tetthet ($1,2 \text{ kg/m}^3$)

C = konstant avhengig av type vindkraftverk o driftsforhold

A = arealet som rotorbladene sveiper over

U = vindhastighet

8.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER

8.2.1 Storskala vindkraftverk

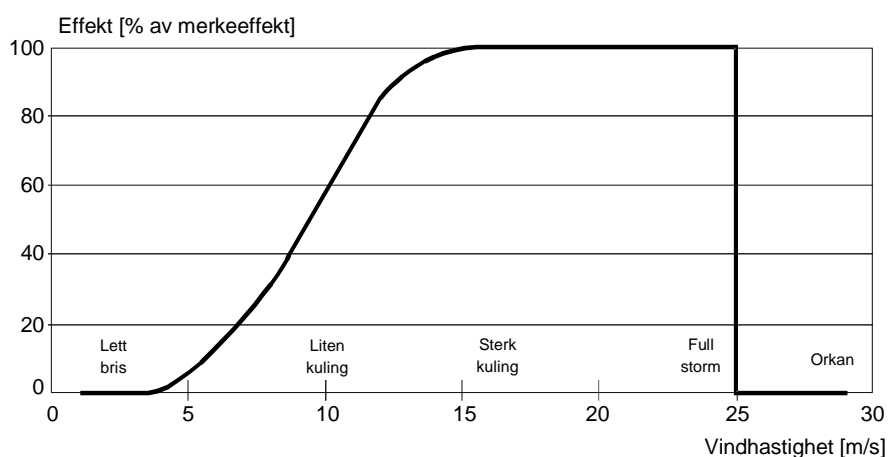
Typisk nominell ytelse for nye kommersielle storskala vindturbiner er i dag mellom 500 kW og 3,0 MW. Slike vindkraftverk er større enn det som vil være aktuelt for mange forbrukere for lokal kraftproduksjon. Vi har imidlertid valgt å inkludere en beskrivelse av storskala vindkraftverk i denne rapporten fordi det kan være aktuelt for større forbrukere eller sammenslutninger av forbrukere. Flere av de eksemplene som er nevnt i forrige kapittel, er hentet fra analyser av storskala vindkraftverk. Prinsippene er imidlertid de samme for småskala vindkraftverk.

Trenden for vindkraftverk internasjonalt går mot stadig større enheter og installasjoner med mange vindturbiner samlet i en park. For å kunne produsere store turbiner uten at vekten blir for stor, er mye av dagens forskning fokusert på materialteknologi. Ved større utbygginger i parker oppstilles vindturbinene i et mønster som gir best mulig utnyttelse av vindforholdene med innbyrdes avstand minimum 5 til 10 rotordiametre.

Vindkraftindustrien for storskala vindturbiner domineres av europeiske fabrikanter, spesielt danske og tyske. Eksempler på danske produsenter er: Bonus, Micon, NEG, Nordex og Vestas. Eksempel på tysk produsent er Enercon. Norge har en viss andel i form av det nylig etablerte firmaet ScanWind. I tillegg finnes det norske leverandører av komponenter. For en oversikt over leverandører henvises det til hjemmesider fra European Wind Energy Association ([EWEA](http://www.ewea.eu)) på Internett.

Standard styre- og kontrollsistem i turbinene sørger for automatisk oppstart av produksjon ved passende vindforhold. Produksjonen vil avhenge av turbinens effektkurve (se Figur 8.4) og vindhastigheten i navhøyde. Typisk vil produksjonen starte ved vindhastighet mellom 3 til 5 m/s, for så å øke med vindhastigheten inntil nominell produksjon nås ved 12 til 14 m/s (merkevind). Vindhastighet mellom merkevind og stoppvind (25 – 30 m/s) vil gi relativt konstant produksjon. Ved vindhastighet over stoppvind vil turbinen stoppe automatisk og kobles fra nettet. Vindturbiner kan i prinsipp godt designes for drift også ved høyere hastigheter. Dette er imidlertid sjelden økonomisk da så høye vindhastigheter normalt opptrer svært sjelden, og dimensjonering for drift ved høyere hastigheter vil medføre betydelige ekstra investeringer til forsterkning av konstruksjonen.





Figur 8.4 Normalisert effektkurve for vindturbin.

For å regulere hastigheten på rotoren (vingene) ved vindhastigheter mellom merkevind og stoppvind, benyttes ulike prinsipper. For store vindturbiner benyttes tre forskjellige metoder for hastighetsregulering (fra engelsk):

- "Stall" regulering: Vingenes aerodynamiske design gjør at hastigheten bremses opp ved økende vindhastighet ("løftet" reduseres, jfr. fly som steiler)
- "Semi-stall" regulering: Endring av bladvinkel mot vinden for å øke "stall" effekten og dermed redusere hastigheten
- "Pitch" regulering: Endring av bladvinkel med vinden for å redusere rotorhastigheten ved økende vindhastighet

Turbinen vil også automatisk stoppes ved feil i turbinen eller feil på nettet. Ved feil på nettet vil turbinen normalt automatisk kobles inn straks nettet er gjenopprettet. Ved feil på turbinen vil servicepersonell kunne varsles automatisk ved bruk av standard system for fjernovervåking. Vindturbinene vil kunne drives uten annet tilsyn på stedet enn regelmessig serviceettersyn, anslagsvis to ganger årlig.

I Norge finnes det flere steder hvor det er en midlere vindhastighet på 7,1 m/s i 10 meters høyde. Vindhastigheten øker med høyden (fordelt i henhold til en Rayleigh fordeling). Ved å benytte disse data sammen med opplysninger om effektkurven for en 1.5 MW vindturbin, og ved å anta at vindkraftverket står i åpent flatt terreng, fåes at denne potensielt ville kunne oppnå en driftstid på 3400 timer per år. Noe reduksjon i driftstiden må antas for å ta hensyn til teknisk tilgjengelighet, elektriske tap osv. Antas disse å utgjøre en total reduksjonsfaktor på 0,93, blir den faktiske driftstiden for en typisk storskala vindturbin 3200 timer per år.

Det finnes også turbiner (prototyper) av tilsvarende konstruksjon som vindturbiner som er beregnet på undervanns bruk. Undervannsturbiner er imidlertid bare egnet på få steder i verden, hvor det er spesielt store tidevannsstrømmer, og vil neppe være aktuelle investeringsobjekter for forbrukere eller forbrukersammenslutninger. Et slikt anlegg er høsten 2002 under bygging i Kvalsundet (Hammerfest), mens et anlegg planlegges bygd på Hitra. Anlegget på Hitra er beregnet til å kunne produsere kraft for 35 øre/kWh.

8.2.2 Småskala vindkraft

På markedet finnes også mindre vindturbiner i størrelsesorden 2-60 kW som er beregnet på installasjon hos mindre forbrukere som for eksempel husholdninger. I Danmark defineres en husholdningsmølle som en vindturbin med:

- Maksimal høyde på 25 m (inkl. vinge)
- Maksimal vingediameter på 13 m
- Maksimum effekt på 25 kW

Turbinene kan produsere 220 V eller 380 V vekselspanning (AC), eller fra 12 til 48 V likespenning (DC). Disse turbinene er hovedsakelig beregnet for fritidsboliger og andre fjerntliggende bruksområder som ikke er tilknyttet nettet. Eksempler på produsenter av småskala vindkraftaggregater er: Ampair, Bergey, Calorius-Westrup, Gaia, Sviab, Vergnet og Windside.

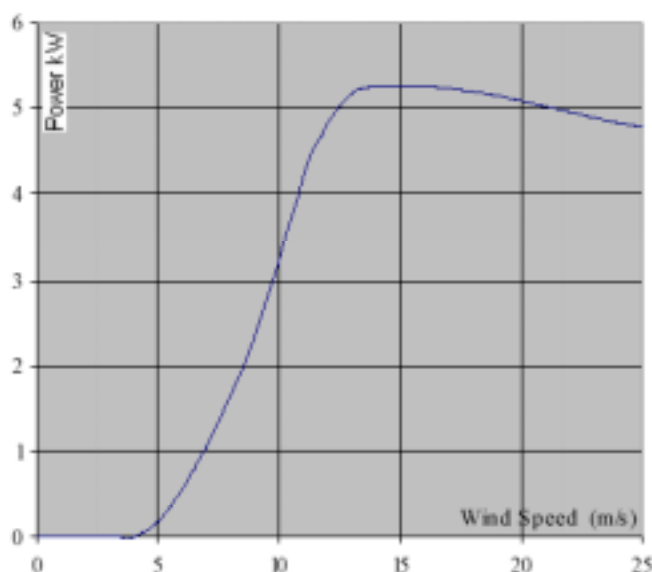


Småskala vindturbiner benytter permanentmagnetisert likestrømsgenerator eller asynkron vekselstrømsgenerator. Asynkron generator har den fordelen at de ikke leverer spenning tilbake på nettet ved feil i overliggende nett. Asynkron generatorer har også den fordelen at den er godt egnet til å absorbere kortvarige energivariasjoner som skyldes korte variasjoner i vindhastigheten. Ulempen er at de har et forbruk av reaktiv effekt. For småskala vindturbiner er dette forbruket imidlertid så lite, at det sannsynligvis vil være under netteierens grense for krav til tilleggsutstyr for å kompensere for reaktiv effekt.

Produsert effekt for småskala vindturbiner er avhengig av vindhastighet (på samme måte som storskala vindturbiner) som er vist i Figur 8.5. Produksjon starter ved en vindstyrke på 3-5 m/s og øker til maksimal produksjon (merkeeffekt) mellom 10 og 15 m/s. Ved en vindhastighet over 20 eller 25 m/s stanses vanligvis turbinene. For å begrense hastigheten mellom merkevind og (evt.) stoppvind, benyttes for små vindturbiner:

- "Stall" regulering: Som for store turbiner
- "Furling" regulering: Haleroret dreier ut av vindretningen ved vindstyrker over et gitt vindstyrke, slik at belastningen reduseres.

Figur 8.5 viser gjennomsnittlig effektproduksjon for 10 minutters måleintervaller. Produksjonen kan overstige merkeeffekt i kortere tidsrom, for eksempel har en vindturbin med merkeeffekt på 1 kW oppgitt en maksimal produksjon på 1,6 kW. En del turbiner har en produksjon som synker noe med økende vindstyrke i området mellom den vindstyrken som gir maksimal produksjon og den vindstyrke hvor vindturbinen må stanses.



Figur 8.5 Produksjon fra 5 kW vindkraftverk.

Tårnhøyde for denne typen vindturbiner varierer fra under 10 og opp mot 30 m. Valg av tårnhøyde avhenger dels av størrelsen på turbinen og dels av vindprofil på stedet hvor turbinen skal settes opp, dvs. hvor mye vindstyrken øker med høyden over bakken, og er et spørsmål om økonomisk dimensjonering. For små vindturbiner er (som for store vindturbiner) den vanlige utførelsen en konstruksjon hvor rotoren med bladene peker mot vinden, men det finnes også konstruksjoner hvor rotorbladene peker med (vekk fra) vinden. Også små vindkraftaggregater finnes i utførelse for undervanns bruk, men disse er hovedsakelig beregnet på bruk i seilbåter.

8.3 HYBRIDE SYSTEMER / ENERGILAGRING

På grunn av de store naturgitte variasjonene som vindkraft har, vil det som regel være nødvendig med en supplerende kraftforsyning dersom en tilstrekkelig leveringskvalitet kreves. Dette gjelder spesielt i frittliggende nett (mikronett). Kombinasjonen vind/diesel er en løsning som er utviklet for vekselstrømsanlegg og testet bl.a. på Frøya. For likestrøm er vind og solceller en velkjent kombinasjon, som bl.a. brukes i fritidsboliger. Kombinasjon med energilager som for eksempel batterier, benyttes for å redusere dieselforbruket i vind/dieselanlegg, og for å sikre energiforsyning for vind/solcelleanlegg i fritidsboliger. Det forskes dessuten på andre lagringsformer, som for eksempel å benytte vindkraft til produksjon av hydrogen. Hydrogen kan deretter brukes som brensel i brenselceller, både i kraftproduksjon lokalt eller selges til andre. Slike systemer er fortsatt på utviklingsstadiet, men det kan forventes at vi kan få prototyp-anlegg i løpet av få år. Her i landet vurderes både vind/diesel og vind/hydrogen som et alternativ til å legge ny sjøkabel til Røst. På Utsira planlegger Aker Kværner et vind/hydrogen anlegg.

8.4 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Lokalisering av vindkraftverk er kritisk, og følgende forhold må tas hensyn til ved prosjektering av hvert enkelt anlegg:

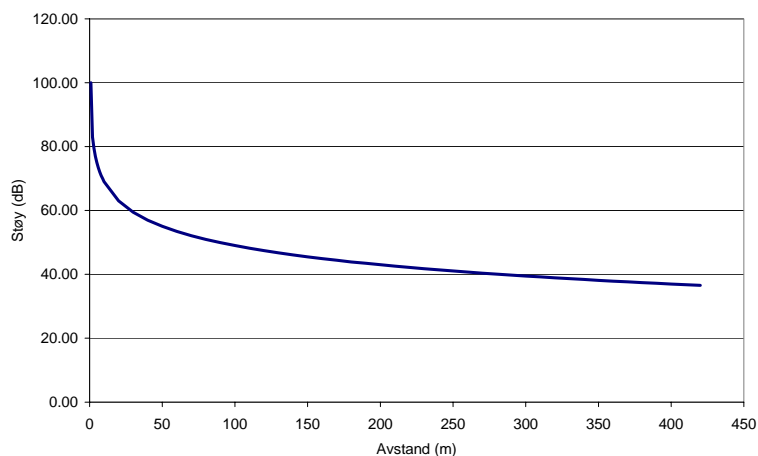
1. Vind- og klimaforhold:
 - Høy årlig middelvind og lav turbulens
 - Moderat klima med hensyn til ising, lynnedslag og korrosjon
2. Infrastruktur:
 - Nærhet til eksisterende vei
 - (Nærhet til eksisterende strømmnett)
3. Miljøforhold:
 - Etablering slik at negative miljøvirkninger blir så få og små som mulig
 - God innpassing i landskapet
 - Avstand til bebyggelse av hensyn til støy
 - Hensyn til fugle-, dyre- og friluftsliv
4. Andre lokale forhold:
 - Forhold til kommune og grunneiere, samt verneverdier
5. Innvirkning på spenningskvalitet ved nettilknytning⁴.

8.4.1 Støy

Støy fra vindturbiner oppgis i dB(A) som målt i umiddelbar nærhet av turbinen ved en vindhastighet på 8 m/s (i 10 meters høyde over bakken). For lavere vindhastigheter vil støyen normalt være lavere. Ved høyere vindhastigheter vil bakgrunnsstøy normalt dominere. Vindturbiner med flere vinger vil avgi mindre støy enn turbiner med få vinger fordi rotasjonshastigheten er mindre.

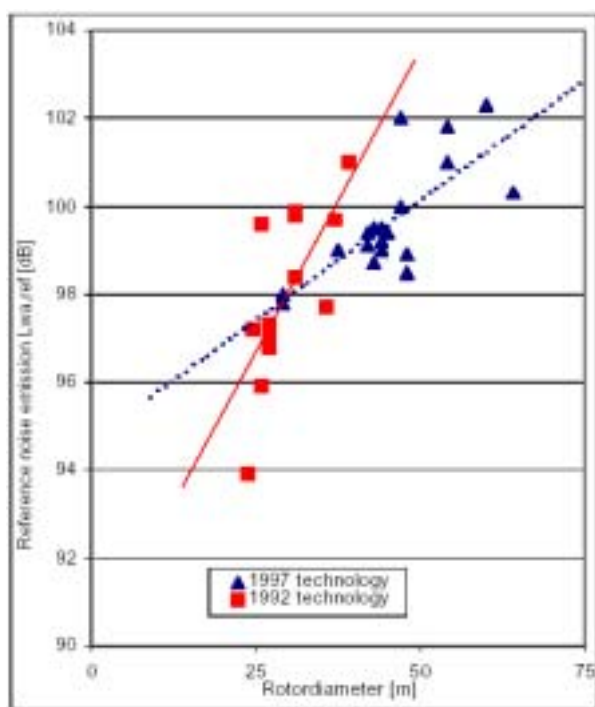
Støy fra moderne storskala vindturbiner ligger typisk omkring 100 dB(A). Støyen reduseres som funksjon av avstanden til turbinen, som illustrert i Figur 8.6. For enkeltstående storskala turbiner, regnes 400 m som tilstrekkelig avstand. Fordi støyen fra flere vindturbiner summeres, bør avstanden være 1 km for vindkraftparker. Ved detaljert prosjektering av vindkraftverk må det tas hensyn slik at denne ikke vil medføre støysjenanse for beboerne, fortrinnsvis i henhold til SFT's retningsgivene grenser for støy ved bolighus (40 dB om natten).

⁴ Flere forhold ved nettilknytning av vindkraft er analysert i andre prosjekter ved SINTEF Energiforskning, og blir kun kort beskrevet i denne rapporten



Figur 8.6 Utbredelse av støy fra kilde som gir 100 dB(A).

Fordi småskala vindturbiner har mindre størrelse enn storskala turbiner, vil de også avgi mindre støy. Figur 8.7 viser hvordan støyen fra vindturbiner øker med økende rotordiameter.



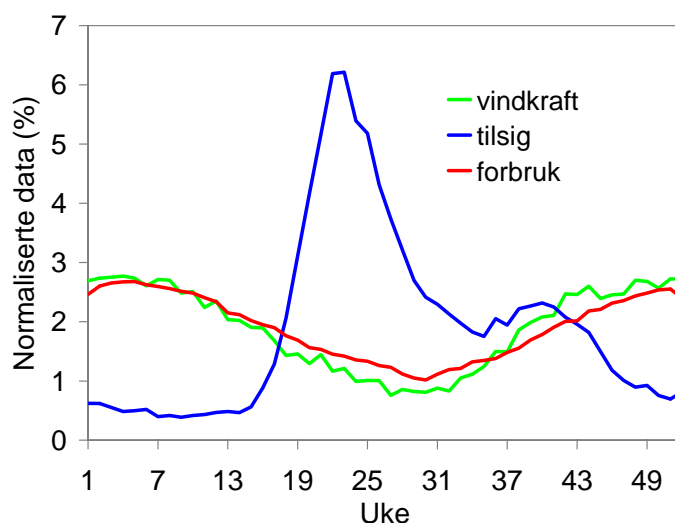
Figur 8.7 Støy i dB fra vindturbiner som funksjon av rotordiameter. Stadium 1992 og 1997.

8.4.2 Innvirkning på nettet

Dersom vindturbinene blir forbundet til et tilstrekkelig utbygd fordelingsnett/sentralnett, vil ikke drift av vindparkene gi tekniske problemer med hensyn til stabilitet eller kvalitet. Lokalisering av vindparker i et fordelingsnett, nært et forbruk som er større enn produksjon fra vindparken, vil bidra til redusert behov for overføring av kraft til området. Dette vil gi reduserte tap i nettet og dermed forbedret forsyningssikkerhet.

Effekten fra et vindkraftverk varierer avhengig av vindhastigheten. Data fra vindmålinger i Norge viser at produksjonen av vindkraft i gjennomsnitt vil fordele seg over året slik at den blir høyest om vinteren og lavest om sommeren som vist i Figur 8.8. Dette er en fordel for driften av det eksisterende produksjonssystemet, fordi vindkraften vil gi mest produksjon i den del av året hvor forbruket er høyest, og fordi vindkraften dermed kommer i ”motfase” med tilsiget av vann til produksjon av vannkraft. Imidlertid er vindhastigheten lav ved de laveste utetemperaturene, og det er nødvendig med tilførsel av strøm fra andre kilder.

Man må være klar over at mye vindkraft vil medføre mer varierende effektforhold i nettet. Det norske vannkraftsystemet er imidlertid godt egnet til å fange opp slike variasjoner sammenlignet med for eksempel danske og tyske varmekraftverk.



Figur 8.8 Prosentvis fordeling uke for uke av vindkraft, forbruk og tilsig til vannkraftverk i Norge.

Et storskala vindkraftverk vil påvirke spenningskvaliteten avhengig av dens karakteristika. Dagens storskala vindkraftverk er typisk utstyrt med en asynkrongenerator koblet til nettet via en softstarter (myk starter) og med fast kompensering av det reaktive effektforbruket ved tomgang, eller de er tilkoblet nettet via en frekvensomformer. I parker er det være tilstrekkelig med en frekvensomformer for alle turbinene.

Vindkraftverk uten frekvensomformer påvirker spenningskvaliteten dels ved at produksjonen medfører spenningsstigning, dels ved at innkobling kan gi spenningsfall, og øvrige effektvariasjoner (flikker eller flimring). Vindkraftverk med frekvensomformer vil typisk gi lavere spenningsfall ved start og lavere flikker. Til gjengjeld kan de gi harmoniske spenningsvariasjoner. Dette er avhengig av type omformer, og er normalt ikke et problem for moderne omformere. Uavhengig av type vindkraftverk, er det vesentlig å

undersøke om en planlagt installasjon av vindkraftverk tilknyttet nettet kan gi en uakseptabel påvirkning av spenningskvaliteten. SINTEF Energiforskning har på oppdrag for EBL Kompetanse og NVE utarbeidet retningslinjer for nettilkobling av (storskala) vindkraftverk. For småskala vindkraftverk, under en viss størrelse kan krav til frekvensomforming frafalles. Dette må avklares med netteieren på hvert enkelt sted.

8.5 ERFARINGER I NORGE

Foreløpig har vi lite erfaring med vindkraftverk her i landet. Når det gjelder storskala vindkraftverk, er det installert noen forsøksanlegg. Disse har gitt verdifull erfaring, men en storskala utbygging vil by på andre utfordringer som man ikke får avdekket ved forsøksinstallasjoner. Det er imidlertid planlagt en vesentlig utbygging av (storskala) vindkraftverk i de nærmeste årene, og politiske målsetninger om mer vindkraft i Norge kan være innen rekkevidde.

Småskala vindkraftverk har hovedsaklig vært solgt til hyttemarkedet, og det er ikke foretatt noen systematisk innsamling av erfaringer.

8.6 ERFARINGER I ANDRE LAND

Danmark hadde i 1998 over 5.000 vindturbiner. Trenden i Danmark er at flere småkraftverk fjernes og erstattes med ett større verk av miljømessige grunner. Plassering av vindkraftverk er nå regulert i regionale og kommunale planer (arealplaner), men det har vist seg å være vanskelig å finne arealer som er egnet for de aller største turbinene. Mellomstore turbiner på 600-700 kW er derfor den typen det installeres mest av. Det forventes imidlertid at "offshore" installasjoner vil øke fremover i tid i Danmark, hvor driftstiden kan komme opp i 3500 timer pr. år.

Danmark har hatt mange programmer for å stimulere utbygging av vindkraft, både FOU-programmer, støtteordninger, etc. Mens det på 80-tallet og tidlig 90-tall var kooperasjoner som stod for mye av utbyggingen, har trenden de siste årene gått i retning av at det er individuelle utbyggere, spesielt gårdbrukere, som står for den største andelen av utbyggingen. Resten bygges ut i regi av everk. Denne andelen har vært synkende, men ser ut til å ha stabilisert seg mellom 50 og 100 turbiner pr. år.

Det kan også nevnes at eiere av vindkraftverk i Danmark har dannet en interesseorganisasjon (vindmølleforeningen) med over 10.000 medlemmer. Det påstås at dette har bidratt til å gjøre markedet mer transparent og bidratt til effektiv konkurranse. Organisasjonen samler også inn statistikk både om produksjon og andre driftsforhold. Turbinprodusenter og utstyrsleverandører (komponenter) har også etablert en interesseorganisasjon med ca. 65 medlemmer.

Erfaring fra drift av storskala vindturbiner har vist at forbruksmaterieell (for eksempel olje) må skiftes med 1-3 års mellomrom, dreiemekanisme med 5 års mellomrom og deler som kan være utsatt for tretthetsbrudd må skiftes når halvparten av levetiden er nådd. Driftssikkerheten er økt vesentlig siden introduksjonen av vindkraft i Danmark. Alle danske produsenter er nå ISO 9000 sertifisert.

Utviklingen i Danmark siden 1970 startet med første generasjons vindturbiner på 20-30 kW, til dagens syvende generasjon på 2-3 MW. I dag selges nesten ikke vindkraftverk under 450 kW. Energiproduksjon, som funksjon av sveipt areal, har økt fra 350 kWh/m² rundt 1980 til 900 kWh/m² i dag på grunn av en mer effektiv konstruksjon. Støyen fra storskala vindturbiner er redusert signifikant, jfr. Figur 8.7.

I Sverige satses det også på vindkraft. Prosjektet Bo01 "City of Tomorrow" er ett eksempel. Det planlegges et område ved Malmø som skal være helt selvforsynt basert på fornybare energikilder. I tillegg til vindkraft, planlegges det med biogass og solceller. Deltakere/leverandører er Sydkraft, Vestasvind Svenska AB, Fisher-Rosemount AB og Enermet.

8.7 OPPSUMMERING / NØKKELDATA

Storskala vindturbiner i størrelser fra 0,5 til 2,0 MW kan i dag kjøpes fra fabrikk for 5.000 – 6.000 kr/kW. I tillegg kommer kostnader forbundet med frakt og anleggsarbeid, samt nettilkobling. Dette utgjør typisk 1.500 – 3.000 kr/kW. Antas 20 års levetid, 7 % kalkulasjonsrente og vindforhold som gir en driftstid på 3.000 timer/år, samt kostnader til drift og vedlikehold på omkring 5 - 7 øre/kWh, blir de totale energikostnadene for ny storskala vindkraft i området 25 - 35 øre/kWh. Dagens støtteordninger utgjør i sum omkring 10 øre/kWh, slik at kostnad for utbygger vil bli 15-25 øre/kWh, og dermed innenfor samme kostnadsområde som konvensjonelle varmekraftverk.

Kostnadene for ny vindkraft har falt betydelig som følge av utviklingen av vindkraftindustrien siden starten på åttitallet. Denne trenden forventes å fortsette i tida framover. Videre forventes store vindkraftinstallasjoner og utbygging i parker å gi ytterligere reduksjon i kostnadene. Fortsatt tung satsning internasjonalt og økt innsats fra norsk side kan i løpet av det neste tiår gi vindkraftverk i Norge med energikostnad under 20 øre/kWh for de billigste installasjonene, når en ser bort fra evt. støtteordninger.

Småskala vindturbiner kan leveres som "komplette" systemer med tårn og regulator, koster mellom 40.000 og 80.000 NOK/kW avhengig av størrelse. Pris pr. kW er generelt høyere desto mindre aggregatet er. Kostnader for vern (overspenningsvern, kortslutningsvern etc.) og/eller omformer som er nødvendig ved evt. nettilknytning kommer i tillegg. Driftstiden for et småskala vindkraftverk vil bli mindre enn for et storskala kraftverk, pga. lavere høyde og dermed lavere vindhastighet. Produksjon fra en 1 kW turbin kan variere mellom 60 og 150 kWh/måned. En 10 kW turbin kan produsere mellom 800 og 2.000 kWh/måned. Med 15 års levetid og 7 % kalkulasjonsrente vil prisen på energi levert fra en 1 kW vindturbin ligge mellom 2 og 11 NOK/kWh avhengig av størrelse og produsert mengde energi. Beregningene forutsetter også at energi ikke går tapt i evt. lagring/omforming av energien. I frittliggende installasjoner, kan en høyere investeringskostnad vurderes opp mot besparelser for anleggsbidrag som kan bli svært høye dersom en kunde i avsidesliggende område vurderes å knyttes til nettet.

Framtidig utbredelse av vindkraft som lokal kraftproduksjon hos sluttbruker i Norge vil avhenge av flere forhold som rammebetingelser og teknologisk utvikling. Dersom prisen på småskala vindkraftverk blir vesentlig redusert og markedsprisen på elektrisk energi øker i forhold til dagens nivå, kan dette være en teknologi som får en viss utbredelse. Fordi småskala vindkraft som regel har liten ytelse(kW) og varierende produksjon, kan slike produksjonsenheter ikke dekke hele forbruket i en bygning (bolig,

fritidsbolig etc.). Det betyr at annet utstyr må benyttes for å dekke de største energibehovene som for eksempel romoppvarming og varmtvann.

Utbygging av storskala vindkraftverk i privat regi vil være avhengig at det er utbyggere som har tilstrekkelige økonomiske ressurser til å foreta de relativt store investeringene som er forbundet med denne teknologien. Dette kan være sammenslutninger eller lokal næringsvirksomhet som for eksempel jordbruk og skogbruk.

Generelt kan vindkraft bidra til å dekke en del av energibehovet i samspill med det øvrige elektriske systemet. På grunn av variasjoner i vindforholdene, og dermed produksjonen, kan man imidlertid forvente at bidraget til effektbehovet vil være vesentlig mindre. Problemer som støy og visuell forstyrrelse kan bidra til å dempe veksten i installasjoner av vindkraft.

9 TEKNOLOGI: VANNKRAFTTURBINER

9.1 GENERELL BESKRIVELSE

Vannkraft er som kjent den viktigste ressurs for produksjon av elektrisitet her i landet. Dette har i flere år utgjort mer enn 99 % av installert kapasitet. Etter at NVE nylig foretok en oppjustering av tilsigsdata pga. klimaeffekter som er observert de siste åra, er beregnet produksjon i et normalt tilsigsår tilnærmet 118 TWh. Produksjonen er imidlertid sterkt avhengig av tilsig (nedbør), fra ca. 95 TWh i tørrår til 155 TWh i våtår, en variasjon på ca. +/- 25 %.

Det meste av den vannkraften vi har her i landet på nåværende tidspunkt, er storskala vannkraftverk. Slike vannkraftverk skal ikke beskrives i detalj i denne rapporten. En del prinsipper er imidlertid de samme for storskala og småskala vannkraftverk. Småskala vannkraftverk kategoriseres ofte etter størrelse, hvorav de to minste størrelsene sannsynligvis vil være mest interessante for sluttbrukere å investere i:

- Mikrokraftverk: Opp til 100 kW eller 600 MWh
- Minikraftverk: 100 kW til 1 MW eller 6 GWh
- Småkraftverk: 1 til 10 MW eller 60 GWh

I 1999 var det 300 mikro- og minikraftverk i Norge, med en installert effekt på 60 MW. I kategorien småkraftverk var antallet 237, med en installert effekt på 850 MW. Potensialet for mini- og mikrokraftverk er 3 TWh, og for småkraftverk 7 TWh.

Eksempler på leverandører av mikro og minianlegg er: Small Turbine Partner, Gugler, BNTurbin, Aquaservice AS, AG Energi, Fossing Tresliperi, Bygland Teknologi, Natur-Energi, Møller Energi, Spetals Verk, Mikrokraft, Rør og Vannteknikk, HYDROENERGI kjell joa, SmS Technology Int., Water Power Industries AS og Energi Teknikk A/S. Se for øvrig NVEs veiledning (kapittel 18).

Småskala vannkraft vil som regel være av typen elvekraftverk, i motsetning til storskala vannkraftverk som ofte benytter magasin for å utjevne forskjellene i produksjonsevne som skyldes variasjoner i tilsig og sesongvariasjoner. Elvekraftverk kan også benytte en demning for å magasinere deler av flomvann, men vann kan ikke lagres over lengre tid. Produksjonen vil variere mer i et elvekraftverk som følge av variasjoner i nedbør og tilsig, enn produksjon fra større vannkraftverk (jfr. Figur 8.8). I tillegg kan det oppstå problemer pga. isdannelse. Produksjonen fra slike kraftverk vil være størst på sommeren, når forbruket er minst.

9.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER

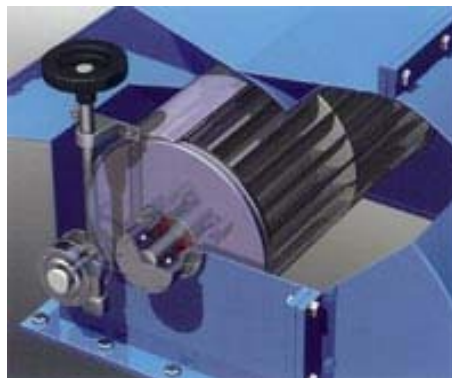
Vannkraftturbiner kan grovt sett deles inn i to typer, beregnet på:

- Store fallhøyder (eks. Pelton - og Francis⁵ type)
- Små fallhøyder (eks. propell -, tverrstrøm - og Kaplan type)

Pelton-turbiner er karakterisert ved at vannet konsentreres i en eller flere jetstrømmer, som under stort trykk treffer et stort antall skålformede skovler. Francisturbiner har færre skovler. Vannet ledes inn radielt på akslingen, og tas ut i samme retning som akslen. På tverrstrømturbiner er skovlene plassert på en sylinder. Propellturbiner har propellformede skovler eller blad, og er som regel plassert i et rør. Kaplanturbiner ligner propellturbiner, men vinkelen på bladene kan reguleres. Nedenfor er det vist eksempler på forskjellige typer turbiner. I Kaplan- og Francis-turbiner roterer bladene omtrent med samme hastighet som vannet (reaksjonsturbiner), bortsett fra Pelton-turbiner som er impuls-turbiner.



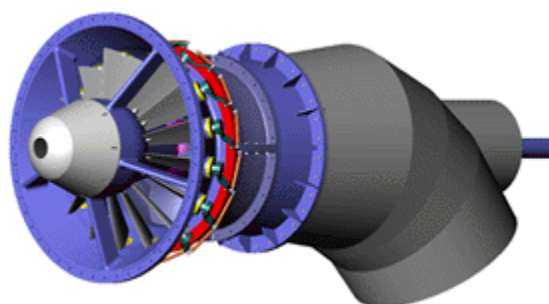
Figur 9.1. Pelton-turbin



Figur 9.2. Tverrstrøm- eller Banki-turbiner



Figur 9.3. Francisturbin



Figur 9.4. Kaplanturbin

Small Turbine Partner AS har i samarbeid med NTNU utviklet en ny type turbin, plateturbin, som skal være rimelig og robust. I prinsippet er dette en ”forenklet” Francis-turbin.

⁵ Francis turbiner kan benyttes både for store og små fallhøyder

Det finnes også enklere løsninger som utnytter den naturlige strømmen i elva. Disse kan deles inn etter horisontal- eller vertikalakslede turbiner. Vertikalakslede turbiner må ha starthjelp for å kunne starte produksjon av elektrisitet. Effekten er avhengig av flatearealet av turbinen normalt på strømmen, m.a.o. trengs store arealer for å oppnå stor effekt. Virkningsgrader varierer mellom 20 % for vertikalakslede turbiner og 80 % for horisontalakslede rørturbiner. Kommersielt finnes en type vertikalakslet turbin, Gorlov-turbinen, som har S-formede skovler.

Turbiner for store fallhøyder i klassen mikro- og miniturbiner kan ha trinnløs regulering på samme måte som storskala vannkraftverk. For å redusere kostnadene benyttes det imidlertid ofte regulering i faste trinn, ved at det er et gitt antall vannstråler som kan åpnes og lukkes. Eksempelvis vil en Pelton-turbin med 6 dyser gi en effektøkning på hvert trinn som er 1/6 av produsert effekt ved fullt pådrag. Totrannsregulering er også vanlig: En stilling for stor vannføring i elva, og en stilling for liten vannføring. Tverrstøms-turbiner har som regel bedre reguleringsevne og kan reguleres fra 0 til 100 % produksjon.

Turbiner for små fallhøyder reguleres ved vridning av turbinbladene. For mikro- og minikraftverk, kan det være nødvendig å stanse kraftverket for å kunne foreta slik justering. Trinnsvis regulering kan bare benyttes dersom aggregatet er tilknyttet et større elektrisk fordelingsnett. I isolerte nett, eller dersom det stilles krav til kontroll av vannstanden, må full regulering benyttes.

Valg av type kraftverk og dimensjonering av dette må foretas ut fra opplysninger om tilsigsforhold og vassføring i det aktuelle vassdraget. Basisparametere for valg av turbin type, størrelse og hastighet er:

- Fallhøyde (H)
- Maksimal vassføring (Q_n)
- Vassføring som gir beste virkningsgrad (Q^*)
- Omdreiningstall (Ω)

Pga. den forenklete dimensjonering som ofte foretas av mikro- og minikraftverk, blir ofte resultatet en løsning som gir dårligere virkningsgrad enn den optimale (beste). Dette betyr at produsert elektrisk effekt blir mindre enn fra en optimalt utformet turbin, med den samme mengden vann. Produksjon kan beregnes ut fra flg. formel:

$$P_n = 9,8 \times H \times Q_n \times \eta \times \rho$$

Vassføring kan beregnes ut fra tilsig (avrenning) og areal på nedslagsfelt og/eller målinger i vassdraget. Kart over nedbør/avrenning fås kjøpt fra NVE. Det må trekkes fra 10-20 % pga. fordamping, vegetasjon etc. η er virkningsgrad og ρ er vannets tetthet (1000 kg/m^3). Dersom vassføringa (Q_n) er gitt i m^3/sek , kan p utelates, og beregnet effekt fås i kW.

For å finne ut om anlegget er konsesjonspliktig, dvs. kan frembringe mer enn 1000 naturhestekrefter (1HK=735.5 W), kan følgende formel benyttes:

$$HK=13,33 \times H \times Q$$

hvor Q er regulert vassføring (differansen mellom vassføring etter regulering og alminnelig lavvassføring før regulering).

Selv om anlegget ikke er konsesjonspliktig, må man være klar over at det finnes andre reguleringer i Vassdragsloven, Plan- og bygningslov, Samla Plan og forskrifter for elektriske anlegg som må avklares av utbygger.

9.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING/DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Når det gjelder utbygging av vannkraftverk, må man være klar over at man må forholde seg til vernebestemmelser. Dette er beskrevet i en egen rapport om rammebetingelser (TR A5734). Det er NVE som behandler konsesjonssøknader, og søknader som godkjennes behandles videre av kommunene. Søknader om utbygging i vernede vassdrag, som også inkluderer nedslagsfeltet, er i følge NVE å anse som avslått.

Når det gjelder miljøforhold ved mini- og mikrokraftverk, anbefales NVEs rapport om emnet (se referanser). Følgende forhold blir vurdert:

- Naturforhold
- Kulturmiljø
- Landskapsbilde
- Friluftsliv

Småskala vannkraft er også interessant fordi vannkraft under 10 MW innenfor EU betraktes som ”grønn” elektrisitet.

Drift- og vedlikeholdskostnader vil være lave, under 2 øre/kWh, avhengig av egeninnsats.

9.4 ERFARINGER I NORGE

Som nevnt foran, har Norge over 300 mikro- og minivannkraftverk. NVE har oversikt over disse. En del erfaringer er lagt ut på Internett, og utstyrslleverandører kan henvise til prosjekter de har vært involvert i. Ut fra det erfaringsmaterialet som finnes her i landet, bør det være enkelt for utbygger å skaffe seg oversikt over de nødvendige faktorene for dimensjonering og kostnadsberegning av anlegget, samt gode råd og tips. Generelt er det et problem at anleggene produserer mindre kraft enn opprinnelige anslag. Det er også mange anlegg som får tillatelse til utbygging men ikke blir realisert.

I motsetning til andre teknologier, er det mer vanlig at kraft produsert i mikro- og mini- vannkraftverk selges/eksporteres til nettet. Forholdet til det lokale everket (netteier) og mottakere av den produserte

kraften, må avklares dersom kraft skal mates tilbake på nettet. I motsetning til andre teknologier som er beskrevet i denne rapporten, vil som regel et lite vannkraftverk være installert og koblet til utenfor utbyggerens måler.

Når det gjelder evt. inntekter ved salg av kraft, må utbygger være klar over at kraftprisen i prinsippet kan deles i to, dersom vi ser bort fra avgiftene: Kraftpris og nettleie. Kraftprisen fastsettes i marked, mens nettleien er regulert av myndighetene. Produsent av elektrisitet må betale innmatningstariff for kraften. For ytterligere detaljer henvises det til egen rapport om rammebetingelser (TR A5734).

9.5 ERFARINGER I ANDRE LAND

Som for annen lokal kraftproduksjon, er det en viss utbredelse av småskala vannkraftverk i USA, hvor rammebetingelser har gjort det økonomisk attraktivt. Utover det er det en viss interesse for denne typen kraftverk i U-land, som et alternativ til utbygging av sentral produksjon og overføring/fordeling til avsidesliggende strøk.

For u-land er det viktig å kunne produsere komponenter for slike kraftverk lokalt. Det er imidlertid neppe grunn til å tro at dette vil medføre masseproduksjon med påfølgende prisreduksjoner på denne typen kraftverk.

9.6 OPPSUMMERING / NØKKELDATA

På samme måten som vindkraftverk, kan småskala vannkraftverk bidra til å dekke opp en del av energibehovet her i landet, men det må forventes at en vesentlig del av installert effekt ikke vil være tilgjengelig når effektbehovet er størst. Dette skyldes lite vannføring midt på vinteren, og isdannelse på de kaldeste dagene. Det er en vanlig oppfatning at den globale drivhuseffekten vil medføre mildere vintrer og mer nedbør her i landet. Dette kan i så fall medføre både økt energiproduksjon over året, og større tilgjengelighet på den installerte effekten på vinters tid.

Investeringskostnadene for turbin og generator varierer mye, avhengig av størrelsen på aggregatet. De største kan man få ned mot 4.000 kr/kW, mens prisen for de minste (under 1 kW) kan regnes til over 150.000 kr/kW inkl. omformer. Tilleggsinvesteringene kan bli høye, en dobling eller tredobling av den totale investeringen er ikke uvanlig. På den annen side er egeninnsats fra utbygger mulig, noe som vil redusere utgiftene. For ytterligere kostnadsdata, henvises det til NVEs Håndbok (se referanser). Totalt sett regnes det med en pris på energi produsert fra små vannkraftverk som er mellom 1 og 2 kr/kWh over prosjektets levetid (erfaringer rapportert i media og på Internett). Det er usikkert hvor mye egeninnsats som er inkludert.

Når det gjelder vannkraftanlegg, vil det være behov for ytterligere opplysninger utover det skjemaet som er gitt i vedlegg/appendix. Dette gjelder bl.a. volum på magasin, middelvannsføring etc. For øvrig henvises det til NVE's skjema for bygging av mikro- og minivannkraftverk som også finnes på NVE's hjemmesider på Internett.

10 TEKNOLOGI: SOLENERGI

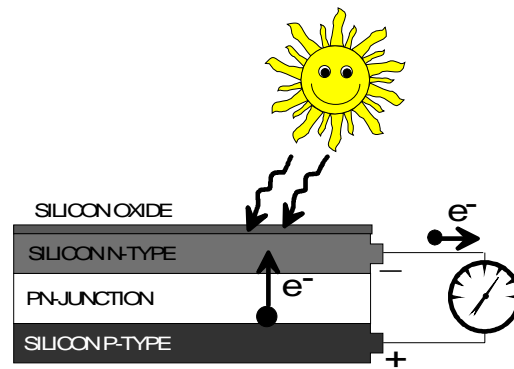
10.1 GENERELL BESKRIVELSE

Energien i solinnstrålingen mot Norges landareal i løpet av ett år er 1.500 ganger større enn energimengden vi bruker. I dag gir sola et energitilskudd til romoppvarming i den norske bygningsmassen på ca 10TWh. Den årlige solinnstrålingen i Norge varierer fra ca. 700 kWh/m² i nord til 1.100 kWh/m² i sør. Dette svarer til 30 - 50 % av innstrålingen ved ekvator. På grunn av at variasjoner over døgnet og året er så store, fra 8.5 kWh/m² på en skyfri sommerdag til 0.02 kWh/m² en overskyet vinterdag, ligger utfordringen i å utnytte energien på en rasjonell måte.

Det skilles mellom solvarmeanlegg (passiv) og anlegg for å produsere elektrisitet (aktiv). Det er flere typer solkraftverk for produksjon av elkraft. Hovedskillet går mellom fotovoltaiske (PV), populært kalt solceller, og termiske kraftverk. For storskala anvendelser i solrike land gir de termiske kraftverkene i dag strøm til halvparten av prisen for PV, og prognoser antyder at de kan konkurrere med kullkraftverk i løpet av 10-20 år. Termiske solkraftverk har en størrelse fra 5 kW og oppover. Ved fokusering av direkte solstråling produserer de varme som deretter konverteres til elektrisitet ved hjelp av en varmekraftmaskin (f.eks. dampturbin) med generator. De er spesielt egnet for ”solbeltene”, 20 – 40° nord og syd for ekvator.

Solceller er viktig fordi de i praksis knapt har noen nedre grense i størrelse, og de kan utnytte noe av strålingen i overskyet vær. På tross av liten solinnstråling er solceller derfor populære i Norge for å skaffe lys og strøm til TV på hytta. Solceller er hensiktsmessige for energiforsyning til avsidesliggende bygninger eller tekniske installasjoner. Med 80.000 solcelleanlegg montert blant annet på hytter og fritidsbåter, har Norge vært et foregangsland i markedsutviklingen for solceller. Solceller har også vist seg som et godt alternativ for elforsyning til fyrlykter langs kysten.

I solcellene konverteres solstråling til elektrisk energi. Solcellen er i prinsippet en halvlederdiode, vanligvis laget av silisium som dopes fra hver side med bor og fosfor for å gi en P/N barriere i midten. Over denne barrieren vil det under normal drift ligge et spenningsfelt. Fotoner i sollyset frigjør elektroner internt, og feltet får dem til å flyte rundt en strømkrets der det kan ligge en motspenning på typisk 0,5 V. Figur 10.1 viser en prinsippskisse av en solcelle.



Figur 10.1 Skisse av en solcelle.

10.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER

Det finnes tre ulike typer celler, basert på ulike silisiummaterialer. Dette er:

- Monokrystallinsk silisium
- Polykrystallinsk silisium
- Amorft (ikke-krystallinsk) silisium

Solcellens effektivitet avhenger av cellematerialet. Virkningsgraden til moduler med amorft silisium varierer fra 3 til 8 %. Moduler av polykrystallinsk silisium har en virkningsgrad på omkring 9-12 %, mens moduler av monokrystallinsk silisium kan ha en effektivitet på 12-16 %.

Når solceller integreres i en bygning, er det en forutsetning at det finnes lagringsmuligheter for den energien som lages. I dag er blybatterier eller nikkel/kadmium-batterier den mest praktiske lagringsmetoden for slike solcellesystemer. Det er imidlertid begrensinger med tanke på energi-tetthet, levetid, driftstemperatur og giftighet forbundet med bruken av slike batterier. Alternative lagringsmuligheter er utviklet, blant annet andre typer batterier, brenselceller og hydrogen.

10.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Solceller kan utformes eller monteres slik at de kan brukes som tak- eller veggelement. Solcellene kan dermed integreres i huskonstruksjonen, og krever ikke egne arealer. Hvis solvendte tak- og veggflater kan utnyttes for montering av denne type celler, vil en i Sør-Norge kunne få ca. 10 W per m² i gjennomsnitt over året, i solrike områder 25 W. Figur 10.2 viser eksempler på slike integrerte løsninger.



Figur 10.2 Solcellepaneler kan integreres i huset som del av tak- eller veggdekke.

Prisene på solceller sank med 23 % per år fra 1975 til 1990. Siden har de vært mer eller mindre konstante. En grunn til manglende eller redusert prisnedgang kan være at volumet i produksjonen har blitt så stort at silisiumavfall fra elektronikkindustrien ikke lenger kan tilfredsstille behovet, superrent silisium må nå produseres spesielt for solcelleindustrien. Produksjonskapasiteten bygges fortsatt kraftig ut, og prisene kan synke igjen når markedet mettes.

10.4 ERFARINGER I NORGE

BP Norge og BP Solar har gitt forskningsmiljøer innen arkitektur og byggeteknikk ved NTNU og SINTEF i oppdrag å utvikle et byggesystem for fasader, basert på solceller. Byggesystemet som er utviklet, innebærer en kombinasjon av dobbeltfasade og fasadekledning med solcellepaneler. Systemet har fått betegnelsen "BP Solar Skin" og en prototyp er satt opp på et eksisterende bygg på NTNU's universitetsområde Gløshaugen, se Figur 10.3.



Figur 10.3 Solcelle installert på NTNU, Gløshaugen Foto: H. Danielsen

En dobbeltfasade har et ytre glasshus montert med litt avstand utenfor selve hovedfasaden. Dette gir hovedfasaden beskyttelse mot værpåkjenninger og i hulrommet bak kan en montere solavskjerming og plattformer for vindusspussing og vedlikehold.

I BP Solar Skin konseptet legges det solceller inn i den ytre glassflaten i de områdene der det ikke er vanlige vinduer. Samtidig utnyttes den solvarmen som absorberes i hulrommet til å redusere oppvarmingsbehovet i bygningen bak. På denne måten gir fasaden både elektrisitet og oppvarming.

Prototypen dekker 4 etasjer, den er 16 meter høy, 28 m bred og har et areal på ca. 450 m². Av dette er ca. 190 m² dekket med glassmoduler med solceller. Disse glassmodulene er laminert med selve solcellene og strømlederne er lagt inn i limsjiktet mellom to glasslag. Solcellen dekker netto ca. 200 m², og har en beregnet maksimal strømprduksjon på 16 kW under optimale forhold.

Solcellen leverer likestrøm ved lav spenning, denne føres i kabler inn i bygget og kobles til byggets strømforsyning via en vekselretter og transformator. Beregningsmessig gir prototypen ca. 12 MWh per år, hvilket tilsvarer omtrent strømbehovet til belysning for den delen av bygget som dekkes av prototypen. Observert produksjon er vesentlig lavere.

I oppvarmingssesongen bidrar solenergifasaden til redusert varmetap på to måter: Den nye glassveggen gir et stort hulrom utenpå bygget som bedrer varmeisolasjonen og lufttettingen, og i hulrommet absorberes solvarme som øker hulromstemperaturen og dermed reduseres varmetapet fra bygningen. Ved å styre utluftingen av hulrommet, eventuelt trekke ventilasjonsluft derfra, kan en beregningsmessig redusere varmebehovet i bygningen med 10-15 %. Utenom oppvarmings sesongen holdes temperaturen i hulrommet nede på utenivå ved utlufting gjennom luker nederst i fasaden, og i taket på toppen av hulrommet. Lukene åpnes automatisk når hulromstemperaturen overstiger en fast grenseverdi.

BP-Solar har også nettopp oppført et solcelletak i Stavanger, driftsefaringer fra dette anlegget er enda ikke tilgjengelig.

Utvalg av leverandører i Norge (konvensjonelle solcelleanlegg):

- Sunwind Gylling AS leverer solceller og paneler for hytter (40, 53, 60, 83 og 120 W)
- Primus AS
- Renewable Energy Cooperation AS, med underselskaper; ScanWafer ASA leverer silisiumskiver ("wafer"), ScanCell produserer solceller, ScanModule AB produserer moduler samt SolEnergy som bl.a. leverer boligsystemer i Sør-Afrika
- GETEK AS (Gaustad Energiteknikk) leverer solceller og vindturbiner for hytte- og båtmarkedet

Utvalg av leverandører i andre land:

- Arcon er en dansk produsent av solvarmesystemer både for boliger og store anlegg som leverer varme til fjernvarmenettet
- BP Solar
- Fortum AES (med datterselskapet Naps). Firmaet har levert bla et 24,8 kWel nettilknyttet solcelleanlegg på et av takene på Kastrup flyplass. Anlegget består av 248 stk. 100-Watts moduler og 10 omformere. Den årlige produksjonen er på 24 MWh og blir brukt til innvendig belysning.
- Sanyo
- Sharp

10.5 OPPSUMMERING / NØKKELDATA

Solcelleanlegg for produksjon av strøm har allerede en betydelig utbredelse der energibehovet er relativt lite, og de største energianvendelsene kan dekkes med andre energibærere (fast eller flytende brensel). Fordi at man på denne måten har unngått utbygging av elektrisk fordelingsnett til slike forbrukere (hovedsakelig hytter), har man unngått en betydelig belastning på resten av produksjons- og overføringssystemet. Hvor mye er vanskelig å kvantifisere fordi det er vanskelig å anslå hvor stort forbruket ville vært dersom forbrukeren hadde vært knyttet til nettet. I og med at energi- og effektbalansen forventes å bli mer anstrengt i årene som kommer, bør forholdene legges til rette for slik ”lokal kraftproduksjon” også framover i tid.

Kostnader for solceller ligger fra 3.000-12.000 kr/kW for hyttestrøm. For å oppnå 230 V vekselstrøm, øker kostnadene. Kostnadene per produsert kWh vil også variere avhengig av produsert energi (kWh). Solcelleanlegg kan bidra til å dekke en viss andel av den økende energietterspørselen. Effektdekning vil for slike anlegg, som for annen lokal kraftproduksjon basert direkte på naturressurser, være liten. Sannsynligheten for at solcelleanlegg tilknyttet nettet får noen stor utbredelse her i landet er liten, fordi solinnstrålingen er lav og arealbehovet er stort. Solcellevegger og -tak i forbindelse med nybygg og rehabilitering kan ha et visst potensial, men ikke ut over bygningens eget forbruk.

11 TEKNOLOGI: STIRLINGMOTOR

11.1 GENERELL BESKRIVELSE

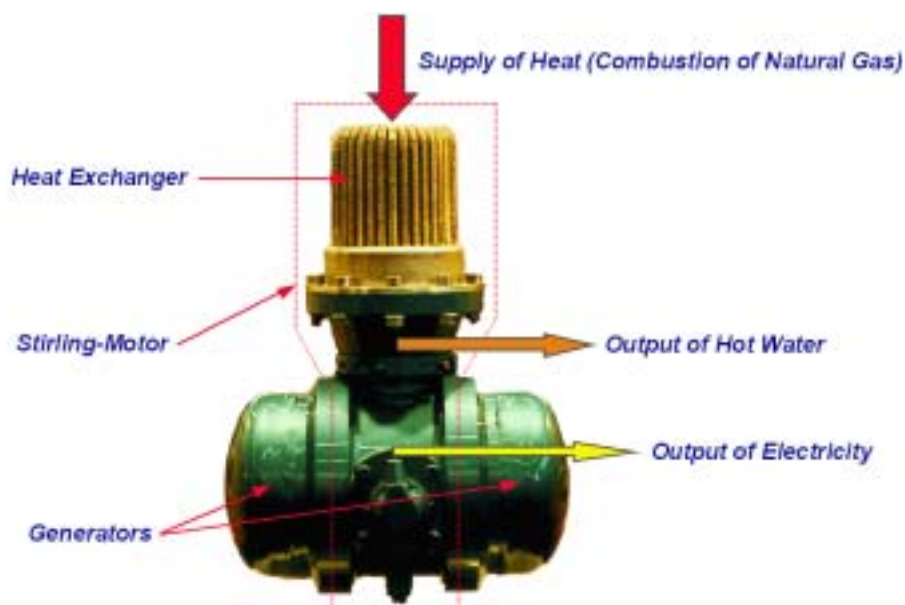
Stirlingmotoren er den termiske prosessen som kommer nærmest en Carnot-maskin når det gjelder termisk virkningsgrad. Den teoretiske virkningsgraden for stirlingprosessen er lik Carnot-virkningsgraden (jfr. kapittel 17). Stirlingmotoren ble patentert i 1816 av skotten Robert Stirling. De senere årene har imidlertid interessen for stirlingmotorene også hatt et annet mål; Kraft/varme produksjon.

Stirlingmotoren består av to energiomformere i samme enhet; en varmekraftmaskin (motor) som omdanner høytemperatur varmeenergi til mekanisk energi og en elektrisk generator som omdanner den mekaniske energien til elektrisk energi.

I stirlingmotoren foregår forbrenningen på utsiden av selve motoren. Dette betyr at stirlingmotoren kan tilpasses mange forskjellige energiformer, bioenergi såvel som fossile brensler. Både i Norden (Norge, Sverige og Danmark), Tyskland, Sveits, New Zealand og USA jobbes det med å utvikle stirlingmotorer for kombinert kraft/varme produksjon. Størrelsen på disse motorene er fra 12 kW (kraft og varme) og oppover til noen hundre kW. I f.eks. Danmark og sentrale deler av Europa, er det en betydelig interesse for slike mikro kraft/varme systemer for desentralisert energiproduksjon.

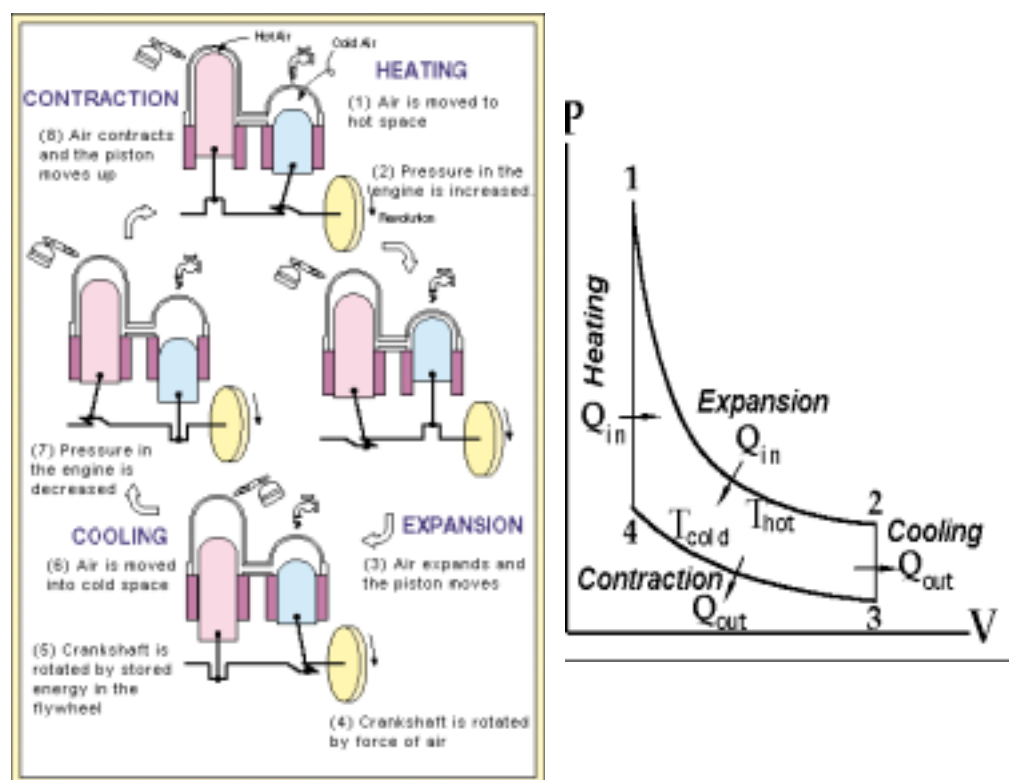
Stirlingmotoren skiller seg fra en forbrenningsmotor ved at den benytter et eksternt brennkammer i motsetning til forbrenningsmotoren der forbrenningen foregår i selve motoren. Varmen overføres til arbeidsmediet (vanligvis helium under høyt trykk og høy temperatur) inne i sylindren. Ved kompresjon/ekspansjon overføres arbeid til et stempel, veivstang og veivaksel etter konvensjonelle prinsipper. Sylindren har en kald og en varm side (der forbrenningen foregår). Den kalde siden er luft- eller vannkjølt og det er her varmen tas ut. Som i andre motorer tas arbeidet ut på en aksel som driver generatoren. Typisk vil ca 25-30% av den energien som tilføres i form av brensel kunne bli omdannet til elektrisk energi, mens ca 60% tas ut i form av varme.

Figur 11.1 viser en prototyp utgave av en 12 kW stirlingmotor som utvikles av Sigma Elektroteknisk i Norge.



Figur 11.1 Stirlingmotor fra Sigma Elektroteknisk.

Figur 11.2 nedenfor en prinsippskisse av virkemåten for en stirlingmotor samt viser prosessen i et PV- (trykk-volum) diagram.



Figur 11.2 Prinsippskisse av virkemåte for stirlingmotor (ill. Koichi Hirata) og PV-diagram.

Prosessen drives ved at fortregningsstempelet (rødt) flytter gassen frem og tilbake mellom et varmt og et kaldt område. Kraftstempelet (blått) er det som overfører arbeidet til en aksling. Fortregningsstempelet beveges med liten kraft. De to stemplene er festet på en aksel og er faseforskjøvet 90 grader. I en betamotor vil begge stemplene være plassert i samme sylinder. En klaring mellom fortregningsstempelet og sylinderveggen gjør at arbeidsmediet kan forflyttes mellom det varme og kalde volumet. Arbeidet som produseres er representert ved arealet mellom det høye og det lave temperaturnivået i PV-diagrammet.

11.2 EGENSKAPER / KONSTRUKSJON / TEKNOLOGITRENDER

På tross av at Stirlingmotoren har en lang historie og et stort potensiale både når det gjelder framdriftsmaskineri og kraft/varmeproduksjon, er den kommersielle utnyttelsen enda uten betydning.

Motorene er driftssikre, samtidig som det forventes lave vedlikeholdskostnader. De kan drives av ulike brenslers. Hittil er ”serieproduserte” motorer testet på få brenselstyper (LPG og naturgass), det er usikkert om det vil oppstå problemer med varmevekslerne ved bruk av avfall. Mange modeller og prototyper er nå til uttesting og man kan forvente nye kommersielt tilgjengelige modeller de nærmeste årene.

Det er stort potensiale ved bruk av Stirlingmotorer hvis de kan brukes i systemer der både den produserte varme og elektrisiteten kan utnyttes. Totalvirkningsgraden kan komme opp på 80-90 %. Virkningsgraden ved delast er også høy.

11.3 MILJØFORHOLD / LOKALISERING / DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Ett problem med stirlingmotor er støy. Aggregatet avgir en høyfrekvent lyd, som kan dempes noe med lydisolering. Plassering bør imidlertid skje der det ikke er til sjenanse. Kravene i Plan- og bygningsloven er 35 dB fra tekniske installasjoner. I forhold til andre forbrenningsmotorer er støynivået lavt: 53-56 dB en meter fra aggregatet.

11.4 ERFARINGER I NORGE

I dag finnes det ingen kommersiell produksjon. Sigma Elektroteknisk AS har under utvikling Stirlingmotorer med en ytelse på 3 kW_{el} og 9 kW varme. Produksjonen forventes å starte om 3 år. Motorkostnaden ved en produksjon på 100.000 enheter er estimert til 30.000 kr. [Simon Collien, Sigma Elektroteknisk AS]

11.5 ERFARINGER I ANDRE LAND

Det finnes enkelte produsenter som i dag serieproduserer Stirlingmotorer.

Senertech produserer DACHS-HKA med en ytelse på 5,5 kW_{el} avhengig av drivstoff (bla gass, biodiesel). Stirling Technology Company produserer Stirlingmotorer (RemoteGen™.) fra 0,06 –3 kW_{el} som kan drives av naturgass, propan, kjemisk nafta, solenergi, biomasse, diesel and radioaktive isotoper. De største

på 1-3 kW_{el} er nå i begrenset serieproduksjon. ST-5 fra Stirling Engine company i Japan produserer opp til 3 kW_{el}- avhengig av drivstoff.

I Almeria (Tyskland) har SOLO Kleinmotoren GmbH hatt et gassdrevet kraftvarmeanlegg gående i over 30.000 timer. Systemet som er basert på biobrensel, er besluttet satt i serieproduksjon. Systemet kan også levere kjøling, bla. ved absorpsjonskjøling.

Siden 2000 har Institutt for energiteknikk ved Danmarks Tekniske Høgskole testet en motor med effekt på 28 kW, med en elektrisk virkningsgrad på drøyt 20 %. I denne motoren benyttes helium som varmes opp til 650-700 grader C ved hjelp av en flisfyrt kjel. Kjelen kan også drives med naturgass og olje. Det planlegges produksjon av en serie på 10 enheter.

Det er også under utvikling/uttesting følgende Stirlingmotorer:

- 35 kW-el for kombinert varme og elektrisitetsproduksjon, med bruk av trepellets som drivstoff (I.B. Bruun A/S, Danstoker A/S) Danmark
- 9 kW-el for biogass and naturgass (Klee & Weilbach A/S, Danstoker A/S, Herning Kommunale Værker) Danmark
- 3 kW for landsbygda (UK, Uzbekistan)

11.6 OPPSUMMERING / NØKKELDATA

Fordelen med en Stirlingmotor er en relativt høy elektrisk virkningsgrad, gode driftsforhold ved delast og god modularitet. Stirlingmotorene kan drives med ulike drivstoff, som bla naturgass, propan, diesel, biogass og biopellets, I systemer med behov for et samtidig varme- og elektrisitetsbehov er virkningsgraden høy.

Ulempen er at det finnes få kommersielt tilgjengelige systemer og investeringskostnadene er anslått til 16.000 –72.000 kr/kW_{el}. Produsentene regner derfor Norge som et uinteressant marked.

12 ORGANISERING AV LOKAL KRAFTPRODUKSJON

Lokale eller distribuerte kraftsystemer kan tenkes organisert etter flere modeller, avhengig av produksjon og bruk av elektrisitet.

12.1 PARALLEL / INTERAKTIV LOKALT KRAFTSYSTEM

Lokale ressurser som er konfigurert for drift i parallell med kraftnett og tilsvarende i parallell med andre produksjonsenheter som ligger i nettet blir ofte definert som et parallelt eller nett-interaktivt distribuert kraftsystem.

Disse systemene er i utgangspunktet beregnet for drift med permanent tilkobling til nettet og utveksling av kraft til og fra nettet. En slik enhet fungerer i praksis som en integrert del av kraftsystemet. Parallell distribuert kraftproduksjon blir ofte installert i områder som har tilgang til billige ressurser, som for eksempel installasjon av vindturbiner ved kystlinje.

12.2 IKKE-PARALLEL / NETT-UAVHENGIG LOKALT KRAFTSYSTEM

Dette omfatter lokale ressurser som er konfigurert primært for drift uavhengig av kraftnett (nett-uavhengig), men som likevel kan kobles til nettet i begrensede tidsperioder. Disse systemene er beregnet for kraftforsyning av isolerte sluttbrukere eller laster, men kan i enkelte perioder komme i interaksjon med kraftnettet. Dette skjer vanligvis ved overgang fra sentral til lokal forsyning og omvendt for å opprettholde uavbrutt drift av sluttbrukers anlegg eller enkelte laster. Disse systemene benyttes vanligvis av sluttbrukere som har behov for høy leveringskvalitet og har nødaggregater eller såkalte UPS systemer.

12.3 FRITTSTÅENDE / ØY-DRIFT LOKAL KRAFTPRODUKSJON

Dette omfatter lokale ressurser som fungerer helt isolert fra nettet og kan fysisk ikke bli tilkoblet nettet. Disse systemene er ikke beregnet for interaksjon med kraftnettet og har i praksis ofte ikke muligheter til dette.

13 KONTROLL- OG KOMMUNIKASJONSSYSTEMER FOR LOKAL KRAFTPRODUKSJON

En viktig faktor for økt utbredelse av lokal kraftproduksjon er brukervennlighet. Det må være enkelt å styre driften av aggregatet. Flere systemleverandører tilbyr nettverksbaserte kontroll- og kommunikasjonssystemer for lokal kraftproduksjon. En kort oversikt over noen systemer fra USA er presentert i dette kapitlet.

ASCO Power Technologies har utviklet et internett-basert system for kontroll av generatorer via Ethernet, kommunikasjonssport eller modem. PowerQuest ble introdusert i 1991. SiteWeb systemet ble introdusert i 2000 og er installert i 7 anlegg. En modul for finansiell kontroll er under utvikling.

Cannon technologies har utviklet systemer for drift og kontroll av flere anlegg ved bruk av personsøker-nett. Sanntidsdata for anlegg og priser er tilgjengelig via Internett. Betegnelsen på produktene er LCR 5000 og Yukon programvare. Systemet har vært i bruk i flere år hos bl.a. Dakota Electric og Xcel Energy.

Capstone Turbine har utviklet to forskjellige systemer: Remote Monitor System er PC-basert og kan kontrollere opptil 40 Capstone turbiner. Capstone Power Server kan kontrollere opptil 100 Capstone turbiner via Internett eller Intranett. Remote Monitor System er installert på 90 enkelte mikroturbin-anlegg og 35 anlegg for flerturbiner applikasjoner. Power Server er under uttesting hos Capstone.

Cummins Onan utvikler en større versjon av sitt eksisterende PC-baserte system: Power Command Network. Den forrige versjonen er installert i flere hundre anlegg.

ENCORP har utviklet to systemer: Virtual Maintenance Monitor (VMM) og Virtual Power Plant (VPP). VMM er installert i flere anlegg, inkludert Ft. Bragg. VPP ble installert ved Tennessee Valley Authority i 1999.

OmniMetrix har utviklet et internett-basert system som bruker GSM-teknologi for trådløs kontroll og kommunikasjon med GPS-opsjoner: G-serie trådløse monitorer. Systemet er installert i 500 anlegg, inkludert Zilwaukee, Michigan hvor GSM brukes for kontroll av mobile Caterpillar generatorer.

En annen interessant mulighet, er å overlate fjernstyringen av småskala kraftverket til et lokalt everk (kraftprodusent). De kan foreta styring fra sin driftsentral via for eksempel ISDN.

Ved bestilling av kontroll- og kommunikasjonssystemer for distribuert kraftproduksjon må de ulike alternativene vurderes opp mot virksomhetens andre styringssystemer. Siden det ikke er utviklet noen felles standarder er det viktig å velge løsninger som enkelt både kan kommunisere med det som allerede finnes av styringssystemer og reguleres slik at driften kan optimaliseres.

14 DATA FOR INVESTERINGSANALYSE

Denne rapporten gir en del nøkkelinformasjon om ulike teknologier for lokal kraftproduksjon, slik at sluttbrukeren kan danne seg et inntrykk av hvilke teknologier som er aktuelle for ham. Når det er foretatt en slik grovsortering, er det nødvendig med mer detaljerte data for å kunne foreta en investeringsanalyse. Slike data kan man innhente fra produsenter og/eller leverandører når kunden skal innhente anbud på utstyr for lokal kraftproduksjon. I vedlegg er det vist en tabell (på norsk og engelsk) som kan benyttes ved en slik henvendelse. Ved evt. import må brukeren være klar over kravene til godkjenning og forskjellene mellom spenningsystemer i Norge og andre land. Tabellen er generell, og man må være oppmerksom på at ikke alle typer data vil være relevante for alle typer teknologier, samtidig som det vil være nødvendig å hente inn flere opplysninger ved vurderingen av teknologiene.

1. Fabrikat (navn)
2. Type (teknologi)
3. Investering
 - a. Kostnad for produksjonsenhet (kr)
 - b. Kostnader for tilleggsutstyr (Mast, vern, demning, bygning etc.)
 - c. Levetid (teknisk)
 - d. Størrelse/mål (Lengde, høyde, bredde i meter og desimeter)
4. Produksjon
 - a. Merkeeffekt (kW elektrisk)
 - b. Maksimal effekt (kW elektrisk)
 - c. Minimum effekt (kW elektrisk)
 - d. Varmeproduksjon (kW varme)
 - e. Antall faser (1 eller 3)
5. Tidselementer
 - a. Oppstarttid (timer, minutt)
 - b. Tid med merke- og maksimalbelastning (timer, minutt)
6. Drift
 - a. Type brensel og brenselkostnader (kr)
 - b. Virkningsgrad elektrisitetsproduksjon (%)
 - c. Virkningsgrad for elektrisitet og varmeproduksjon (%)
 - d. Ustlippsfaktorer (g/kWh elektrisitet eller g/kWh energi [elektrisitet og varme] for globale og lokale klimagasser)
 - e. Vedlikeholdskostnader (kr)
 - f. Andre miljøvirkninger (utenom klimagasser)

Det er viktig å være klar over at forbruksmønstret, dvs. variasjon over døgn, uke, sesong, vil være av stor betydning for lønnsomheten av en slik investering, og hvilke typer av distribuert produksjon som bør bygges ut. Det er derfor nødvendig med en modell som kan ta hensyn til forbruksprofilen, i tillegg til tradisjonelle investeringsanalyser. Senere i prosjektet vil det bli utviklet en datamodell som bl.a. benytter slike opplysninger som inngangsdata. Modellen vil også inneholde generelle forbruks- og produksjonsprofiler som kan benyttes dersom man mangler målinger.

Videre er det nødvendig å kunne ta hensyn til virkningen av lokal produksjon på spenningskvalitet og leveringssikkerhet. Her kan man benytte eksisterende programmer, som netteiere, konsulenter og forskningsinstitutter benytter for å analysere spenningskvaliteten i elektriske fordelingsnett. Med utgangspunkt i generelle geografiske informasjonssystemer (GIS), kan man oppnå stor brukervennlighet. Også her finnes det mange systemer som kan inkluderes i det verktøyet som skal utvikles innenfor dette prosjektet.

15 OPPSUMMERING / DISKUSJON / KONKLUSJON

15.1 TEKNOLOGIER

Gassturbiner kan drives med ulike brensler som bl.a. naturgass, diesel og fyringsolje. Virkningsgraden ved kraftproduksjon er 30-37 %. Anlegg med kombinert syklus kan nå opp mot 60%. Anlegg hvor både elektrisitet og varme utnyttes, kan nå opp mot 70 - 80 %. Normal drift vil derfor forutsette at den overskuddsvarmen kan utnyttes, for eksempel i vannbåren oppvarming. Ytelsen er på 20 kW (småskala) til ca. 300 MW (storskala), der investeringskostnadene per produserte kW reduseres med økende størrelse på anleggene (fra 6500 til 2700 kr/kW). Vekselstrøm for småskala gassturbiner produseres som regel i asynkrongenerator.

Mikrogassturbiner er kommersielt tilgjengelige, flyttbare og lite plasskrevende. Utslippene av NO_x er større ved tomgang og lavlast, men selv ordinær drift fører til utslipp. Høyfrekvent støy ved produksjonen kan være sjenerende. Gassturbiner kan i nærmeste framtid ha begrenset anvendelse for lokal kraftproduksjon i Norge. Dersom det blir bygget ut distribusjonsnett for naturgass, kan teknologien være interessant.

Forbrenningsmotorer kan også drives på ulike brensler som bensin, diesel og gass og finnes i størrelser fra 2 kW til 1,5 MW. Installasjonskostnadene for mindre nødstrømsanlegg er lave; i størrelsesorden 2.000 kr/kW. Gassdrevne anlegg for kontinuerlig drift forutsetter direkte tilgang til gassnett. Mange nødstrømanlegg tåler ikke overlast og bør derfor fortrinnsvis brukes i systemer med konstant elbehov eller dekke en del av forbruket (resten kjøpes fra nettet). Nødstrømanlegg kan gå på dellast, men da synker virkningsgraden kraftig. Virkningsgrad for kraftproduksjon kan være over 40 % og kraftvarme-produksjon opp mot 80-90%. Driftskostnadene for forbrenningsmotorer er generelt høye; i området 1,5 til 2,5 kr/kWh.

Anvendelsen i Norge vil derfor være til nødstrømsanlegg, øydrift og som eventuelt mulig innkobblbar effekt for å ta effekttopper. Med øydrift menes her drift hvor anlegget er frakoblet det elektriske overføringsnettet, enten i permanent, eller i perioder som for eksempel ved feil i nettet. Vekselstrøm for småskala forbrenningsmotoraggregater produseres som regel i en asynkrongenerator.

Brenselceller drives enten av hydrogen eller naturgass. De kan settes sammen av moduler fra 0,023 kW moduler til 10 MW. Brenselceller produserer likestrøm, og vekselretter er nødvendig dersom det er behov for vekselstrøm. Optimal elektrisk virkningsgrad er på 40 %. Med en tilsvarende virkningsgrad for varme, kan totalvirkningsgraden komme opp i 80 %. Installasjonskostnadene er foreløpig svært høye og umulig å anslå korrekt, og teknologien må fremdeles regnes for å være på det prekommersielle stadiet. De ulike brenselcelletypene kan i varierende grad regulere effekten. Støynivået varierer og for enkelte typer kan membranene fryse i stykker dersom de står uten varme i kuldegrader.

Brenselceller drevet av naturgass vil gi utslipp av CO₂ og NO_x. Hydrogen regnes av mange for å være fremtidens løsning. Man må imidlertid være klar over at miljøgevinsten blir vesentlig mindre dersom hydrogen produseres av naturgass enn om hydrogenet produseres fra vann (elektrolyse). Miljøgevinsten er også mindre dersom hydrogenet produseres med elektrisitet fra fossilfyrte varmekraftverk enn med vann- eller vindkraft.

Dersom investeringskostnadene går ned, kan denne teknologien være aktuell, for eksempel i hybride anlegg sammen med vindkraft eller solkraft som produserer hydrogen, og brenselcellene brukes til energiproduksjon .

Vindkraft. Småskala vindkraftaggregater har en ytelse på 1-60 kW, mens storskala turbiner har 500 kW – 3MW. Installasjonskostnadene for småanlegg er høye, mellom 40.000 og 80.000 kr/kW eksklusiv vern og omformer, med en energipris på 2-11 kr/kWh. Storskalanlegg koster fra 5.000 kr/kW pluss montering og vil kunne levere elektrisitet fra 0,25–0,35 kr/kWh. Under mer ugunstige forhold kan prisen komme opp mot 0,6 kr/kWh eller mer. Vekselstrøm for vindkraft produseres som regel i med asynkrongenerator.

Vindturbinene genererer støy og må plasseres et stykke unna bebyggelse (0,4 – 1 km). Energiproduksjonen fra vindmøller er ikke konstant, for eksempel har storskala anlegg en brukstid på 3200 timer per år. Småskala anlegg produserer som regel strøm i færre timer enn storskala anlegg. Om vinteren er det mest vind slik at utnyttelsesgraden blir høy, imidlertid kan vindhastigheten være lav ved de laveste utetemperaturene. Det vil derfor være nødvendig med tilførsel av strøm fra andre kilder. Vindkraft kan derfor ikke regnes som en sikker kilde, dersom man ser på muligheten til å dekke effektbehovet.

Vannkraft. Mikro, mini og småskala vannkraftverk har en ytelse på fra noen få kW til 10 MW. Installasjonskostnadene er høye for de minste mikroanlegg på 150.000 kr/kW. De større småkraftverkene ligger på 4.000 kr/kW, med en energipris på 1-2 kr/kWh. Vannkraftverkene vil medføre naturinngrep i varierende grad, fra utvendige rørgater til dammer og redusert vannføring. Også fra småskala vannkraftverk kan støy være et problem.

De minste vannkraftanleggene vil sannsynligvis ha en mindre betydning for effektbalansen på landsbasis siden vannføringen reduseres om vinteren.

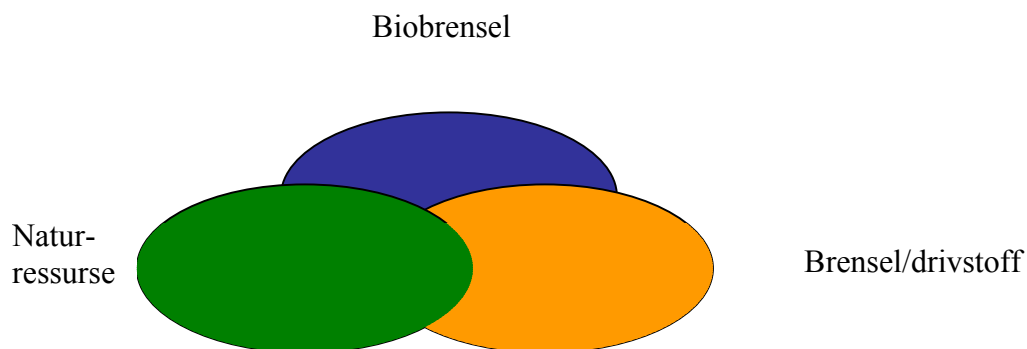
Solenergi. For å produsere strøm brukes aktive såkalte PV (PhotoVoltaic) solceller. Energien må lagres på batterier og eventuelt omformes. Kostnadene er relativt lave 3.000-12.000 per kW, men virkningsgraden er lav og brukstiden liten slik at kostnadene per kWh vil ligge mellom 5 –15 kr/kWh. I Norge er dette ingen aktuell teknologi for distribuert kraftproduksjon. Solceller er kun egnet for å dekke behov der det ikke er mulig å tilknytte seg kraftnettet. Passive løsninger integrert i bygningskroppen for å dekke lokalt varmebehov vil være et annet aktuelt anvendelsesområde.

Stirlingmotor. En stirlingmotor benyttes til kombinert kraftvarmeproduksjon. Fordi forbrenningen foregår på utsiden av motoren kan ulike typer brenslere som bio- og naturgass, fossile brenslere og avfall anvendes. De lages i begrenset serieproduksjon med størrelser fra 1- 200 kW. Kostnadene er høye, anslått til 16.000 – 72.000 kr/kW_e. Virkningsgraden ved kraftproduksjon er 25-30 %, mens kombinerte anlegg kan nå opp mot 85 %. Motoren har god virkningsgrad ved delast. Siden det genereres høyfrekvent støy bør anleggene plasseres innendørs. Når teknologien er mer utprøvd kan stirlingmotorer være aktuelt der det samtidig er behov for varme på grunn av den høye totalvirkningsgraden.

Kapittel 16 gir en sammenligning av teknologiene i tabellform.

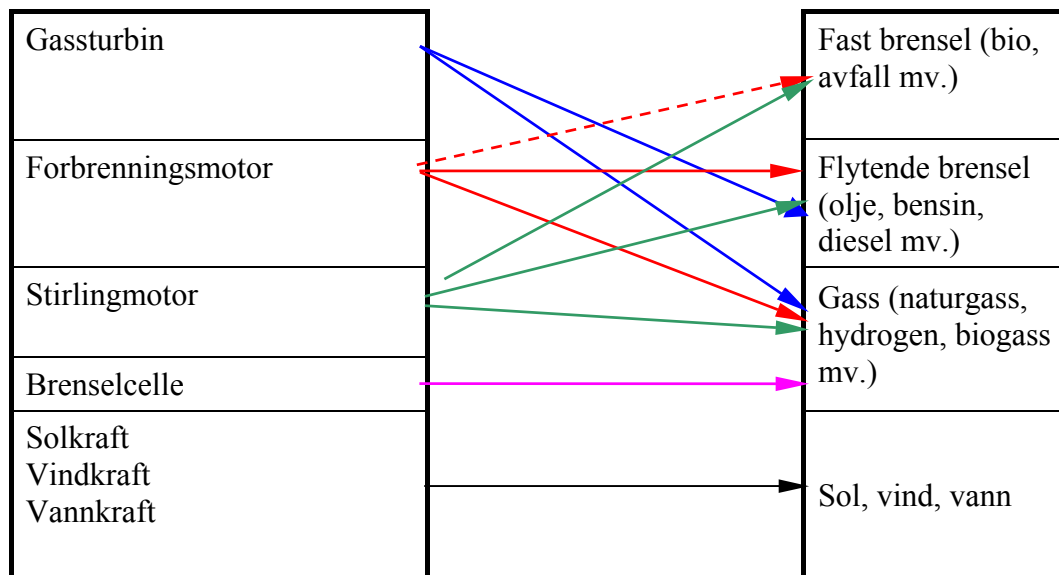
15.2 ØKONOMI

For å produsere elektrisitet eller varme krever de ulike teknologiene tilførsel av energi enten i form av fornybar energi som sol, vann og vind; eller brensel som biobrensel, hydrogen, naturgass, bensin, diesel, olje. Biobrensel som ved, søppel, biogass og biodiesel er både en naturressurs og et brensel. Selv om biobrensel har utslipp av CO₂, regnes den som miljøvennlig eller CO₂-nøytral. Dette fordi det går relativt kort til før CO₂ som frigjøres fra biobrensel blir bundet igjen, sammenlignet med fossile brensler.



Figur 15.1 Naturressurser og brensler

Mange av de aktuelle teknologiene kan drives på ulike brensler. I figuren under er det en oversikt over ulike teknologiene og mulige energibærere.



Figur 15.2 Oversikt over teknologier og mulige energibærere

Ved en økonomisk sammenlikning av de ulike teknologiene må både investeringskostnadene og driftskostnadene vurderes. Begge deler vil kunne variere over tid. Serieproduksjon kan redusere investeringskostnadene, mens driftskostnadene vil i hovedsak være knyttet til brenselkostnadene, bortsett fra for vind, vann og sol.

Investeringskostnadene per kW (kW_{el}) vil variere mye for de ulike teknologiene, generelt reduseres investeringskostnaden med økende størrelse på anlegget. Samtidig vil aggregater med høy investeringskostnad ofte ha lav driftskostnad. Man må imidlertid være oppmerksom på at større anlegg kan medføre større naturinngrep, mer støy og en større miljøbelastning.

For en del prekommersielle teknologier forventes det at kostnadene (hovedsakelig investeringskostnadene) vil reduseres framover i tid. Tabellen nedenfor viser anslåtte investeringskostnader for en del aktuelle teknologier. Andre kolonne viser verdier vi har kommet fram til i denne studien. Se også kapittel 16. Kolonne tre og fire viser tilsvarende tall fra en studie som IEA/OECD nylig har gjennomført. Der det er tomme celler, er opplysninger ikke relevante eller det har ikke vært mulig å finne opplysningene.

Tabell 15.1 Investeringskostnader [kr/kW] for ulike teknologier

Teknologi	Investeringskostnader [kr/kW] eks. omformere etc.	Eksempler på størrelse/pris *		Viktigste drivstoff
		[kW]	[kr/kW]	
Gassturbin	2.700-6.300	1.000+	2.000-4.400	Gass
		30-200	3.700- 5.500	Gass
Forbrenningsmotor	2.000			
		50-5.000 +	1.850-4.400	Gass
		20-10.000 +	1.000-2.200	Diesel
Stirlingmotor	16.000-72.000			
Brenselcelle	Umulig å anslå idag	50 - 1.000 +	11.000-22.000	Hydrogen
Solkraft	3.000-12.000			
Vindkraft	6.500 – 150.000			
Vannkraft	4.000-150.000			

* Distributed generation in liberalised electricity markets, OECD/IEA 2002

I tillegg kommer kostnader til omformere til elektrisitet og varme, bygninger, transport/lagring av brensel.

Når det gjelder regulerbarhet, er det også forskjell på teknologiene. Enkelte kan startes opp raskt og reguleres opp/ned uten store problemer. Andre teknologier er best egnet til å dekke en jevn grunnlast, mens en tredje type teknologier har en uforutsigbar produksjon. Variasjonene i belastningen må da dekkes ved å benytte mellomlagret energi, supplerende teknologier eller kjøp fra nettet. Dette øker kostnadene.

Aggregater for lokal kraftproduksjon har generelt høye investeringskostnadene, sammenlignet med sentral kraftproduksjon. Årsaken til at vi kan forvente å få en viss utbredelse av slik produksjon, kan være ønsker om forsyningssikkerhet, miljøvennlighet, uavhengighet, ressursutnyttelse, støtteordninger etc. Når det gjelder varige teknologier, som f.eks. mikro- og minivannkraft, er det flere eksempler på at en nedbetalingstid på rundt 30 år er akseptabelt, sett i lys av en levetid på 50-60 år eller mer.

Når vi ser på hva det betales for å ha tilgjengelig effekt, er det vanligvis ikke mer enn 40-200 kr/kW/år. Dette kan imidlertid være et verdifullt bidrag, eller redusere driftskostnadene for f.eks. nødstrømsanlegg.

Dersom vi ser på drifts- og brenselkostnader for alternativ oppvarming ligger de i følgende område:

- El-spotpris 15 -20 øre/kWh (60 øre/kWh inkl. nettleie og avgifter)
- Fyringsolje \approx 40 øre/kWh
- Gass \approx 40 øre/kWh eks. transport
- Ved 2.000 kr/favn \approx 150 øre/kWh
- Bio 12-22 øre/kWh eks. transport
- Sjøpøl/avfall variabel (brennverdi kan variere mye, kan være negativ (spesialavfall))

Driftskostnadene for lokal kraftproduksjon vil også være knyttet til den valgte teknologiens virkningsgrad og brenseltype. Tabellen under viser eksempler på driftskostnader for de ulike teknologiene (både fra denne studien og OECD/IEA's studie). Kostnader til nedbetaling, avskrivninger, og vedlikehold er ikke inkludert. Generelt går virkningsgraden opp og investeringskostnadene ned per kW med økende størrelse på anlegget, i tillegg vil det være mulig å få større rabatter på brensel for store innkjøp (storforbrukere).

Tabell 15.2 Virkningsgrader [%] og driftskostnader [øre/kWh]

Teknologi	Driftskostnader el		Eksempler på størrelse/ virkningsgrad *			Drivstoff
	Virkningsgrad elektrisitet [%]	[øre/kWh _{el}]	kW	Virkningsgrad el [%]	Virkningsgrad totalt [%]	
Gassturbin	25-55**	100-200	100	28	59	Gass
	21-40		1.000	22	72	Gass
			40.000	37	78	Gass
Forbrenningsmotor	42					
	28-42	95	100	31	75	Gass
	36-43		3.000	34	62	Diesel
Stirlingmotor	60	0-66	<15	15-25	85-95	
			2-9	22-24	>90	Gass
Brenselcelle	40	<100	200	36	73	Hydrogen

* Distributed generation in liberalised electricity markets, OECD/IEA 2002

** "Top heat", som ikke er aktuelt for lokal kraftproduksjon bl.a. pga kompliserte drift og styringsrutiner

Dersom elprisen øker opp mot 100 øre/kWh kan det bli økonomisk lønnsomt å bruke flere av teknologiene forutsatt at man kan utnytte varmen. Eksempelvis vil en Stirlingmotor kunne produsere elektrisitet og varme av gass til en samlet energipris på 73 øre/kW forutsatt at all varme kan utnyttes.

15.3 DISKUSJON

Ved en investering og valg av teknologi for lokal kraftproduksjon må det tas utgangspunkt i sluttbrukerens eget behov og behov hos eventuelle mottakere i nærmiljøet. Dersom f.eks. forbruksprofilen tilsier krav til kontinuerlig energitilførsel og det ikke finnes andre kilder, må teknologi velges ut fra dette. De forskjellige teknologiene kan i ulik grad sikre kontinuerlig energiforsyning og variere effekten etter behov.

Norge har en anstrengt energi- og effektbalanse, og gapet mellom tilbud og etterspørsel antas å øke fordi det bygges ut lite ny (storskala) kraftproduksjon. Lokal kraftproduksjon kan bidra til å avhjelpe energi- og effektmangelen i varierende grad. De fleste teknologiene kan bidra til å avhjelpe energimangelen. Dessuten har vi en fleksibilitet i utvekslingen av energi med det øvrige produksjonssystemet i Norge og våre naboland. Denne fleksibiliteten er vesentlig mindre når det gjelder utveksling av effekt. Når det gjelder effektdekning fra lokal kraftproduksjon, må vi skille mellom teknologier som kan drives kontinuerlig, og teknologier hvor produksjonen ikke er kontinuerlig (mer variabel). De førstnevnte teknologiene er basert på brensel som kan skaffes via et ledningsnett eller fra tanker hos (eller nært) sluttbruker. Disse kan bidra til å avhjelpe effektmangelen. Ikke-kontinuerlige produksjonssystemer er ofte basert på en direkte utnyttelse av naturressurser, og en stor del av denne effekten kan være utilgjengelig når behovet for effekt er størst.

Det er store forskjeller i investeringskostnader og driftskostnader for de ulike teknologiene, og det må understrekes at kostnadsdata som er presentert i rapporten er svært grove anslag. Et annet usikkerhetsmoment i kostnadsbildet er nødvendig tilleggskostnader for å kunne utnytte evt. naturressurser, utnytte spillvarme eller knytte aggregatet til nettet.

Når det gjelder lønnsomhet for de ulike alternativene er bakgrunnsdataene mangelfulle. De fleste av de beskrevne teknologiene er prekommersielle, dvs. det finnes produkter på markedet, men ingen masseproduksjon. Data som beskriver virkningsgrad, investerings- og vedlikeholdskostnader og effektiv energipris mangler. For å produsere elektrisitet er ulike typer omformere nødvendig, og det vil innvirke på systemets kostnader om det produseres vekselstrøm eller likestrøm. De reelle kostnadene er vanskelige, tilnærmet umulig å få oppgitt fra de ulike leverandørene. Kostnader til investeringer i innomhus fordelingsnett blir ofte ikke oppgitt. Data fra andre land lar seg ikke direkte overføre til norske forhold. Ved en lønnsomhetsvurdering av de enkelte teknologiene må det innhentes konkrete anbud for å kunne foreta en investeringsanalyse, jfr. skjema i vedlegg 1.

Det burde vært opprettet en database med data og tallmateriale fra de ulike prosjektene som er igangsatt og under planlegging. En slik database kan være verdifull for utbyggere som ønsker å få innblikk i erfaringer fra gjennomførte investeringer i lokal kraftproduksjon.

For å kunne regne mer nøyaktig på økonomiske forhold skal det senere i prosjektet utvikles en datamodell som kan benyttes for å regne mer detaljert basert på data innhentet fra produsenter/utstyrsleverandører. Modellen skal både håndtere etterspørselen etter elektrisitet, og varme (som for eksempel vannbåren varme).

15.3.1 Forhold som påvirker utviklingen

For flere av teknologiene er fremdeles usikkerhet knyttet til teknologiutviklingen, rammebetingelser, elektrisitet- og varmepris, brenselpris etc.

I Norge er produksjon av fornybar energi ikke vesentlig subsidiert (bortsett fra vind), sammenlignet med for eksempel Danmark, Tyskland og Spania hvor det betales en fast høy pris for elektrisitet produsert med fornybare energikilder. Denne typen leveranser kan få avtaler som gir fortrinn inn på nettet, slik at lønnsomheten til prosjektet blir forutsigbar. Her i landet betales det i prinsippet kun spotpris for el, og det må betales avgifter for å få levere elektrisitet inn på nettet. Salgsprisen for den produserte elektrisiteten blir lav, og den vil variere med etterspørselen.

Lønnsomheten for de fleste teknologiene øker betydelig dersom det er mulig å utnytte både elektrisitet og varme fra prosessen. Dersom det er mulig å produsere varme for salg kan prisen til produsent bli tilnærmet den samme som pris til sluttbruker, dvs. 2 til 3 ganger høyere enn spotprisen for elektrisitet. Grovt sett kan man si at totalvirkningsgraden dobles hvis varmen også kan utnyttes, men virkningsgraden for elektrisitet blir noe redusert. Dette gjelder selvsagt ikke for vindkraft og vannkraft. For de fleste bygg vil ca 40 – 60 % av det totale energiforbruket gå med til oppvarming og varmt vann, denne energien kan erstattes med andre energibærere enn elektrisitet, som f.eks. fjernvarme. Brukes vannbåren varme, noe sentrale myndigheter oppfordrer til i ”Nasjonal handlingsplan for vannbåren varme”, er det også mulig å lagre og utjevne varmeforbruket over døgnet. Andelen nybygde eneboliger med vannbårne varmesystemer har økt til mer enn 33 % første halvår 2002, hvis denne utviklingen fortsetter vil potensialet for kombinert kraftvarmeproduksjon øke vesentlig. For andre bygningstyper finnes det ikke tilsvarende tall, men andelen er lavere. For disse bygningstypene er imidlertid rehabiliteringstakten hyppigere enn for boliger, slik at det er mulig å integrere vannbårne løsninger i bygget. På sikt vil derfor løsninger der det er mulig å utnytte både varme og elektrisitet fra produksjonen være de mest aktuelle med tanke på lokal kraftproduksjon. Man må imidlertid være klar over at det samlede energiforbruket sannsynligvis vil øke noe dersom sluttbrukeren går over til vannbåren varme. Årsakene er flere: Høyere komfort, dårligere reguleringsevne, større tap etc.

I forbindelse med det nye EU-direktivet ”Directive of the European Parliament and the council on the energy performance of buildings”, skal energikravene i tekniske forskrifter til plan- og bygningsloven revideres. De nye kravene skal bidra til:

- energieffektive bygg
- omlegging til miljøvennlige energikilder
- fleksibel og sikker energiforsyning.

Dette kan innebære at bruk av miljøvennlige energikilder premieres, spesielt fornybare energikilder uten klimagassutslipp. For enkelte virksomheter vil dette (samt sertifiseringsordningen) kunne være et incitament til å ta i bruk nye teknologier og føre til økt interesse for lokal kraftproduksjon. Hvorvidt dette vil påvirke etterspørselen og prisen på energi basert på fornybare kilder er usikkert, men det kan føre til mindre etterspørsel etter elektrisitet produsert fra ikke-fornybare lokale energikilder.

15.4 KONKLUSJON

Når det gjelder aktuelle teknologier, utpeker vann- og vindkraft seg som spesielt egnet for norske forhold. Både fordi vi har mye av disse ressursene, og fordi det er miljøvennlige teknologier ut fra et klimasympunkt. Det samme gjelder teknologier som kan utnytte biobrensel til kraftproduksjon. Man skal likevel ikke se bort fra andre teknologier. Eksempelvis er solceller allerede utbredt i hyttemarkedet. Andre teknologier som f.eks. benytter naturgass kan også få en viss utbredelse, avhengig av om forholdene legges til rette (små eller store gassnett). På verdensbasis er det størst forventninger knyttet til hydrogen og brenselceller. Dersom denne teknologien får gjennombrudd på verdensbasis, kan vi forvente at den også blir tatt i bruk i Norge.

De i utgangspunktet mest sannsynlige løsningene i Norge de nærmeste årene er bruk av småskala vannkraftverk og vindkraft. Ulempen ved disse løsningene er at de forutsetter at man har tilgang på annen energiforsyning eller har muligheter til å lagre energi. De minste vannkraftverkene kan få lite tilsig pga. frost om vinteren. Samtidig er forbruket av elektrisitet størst på vinters tid. Vindkraft er tilsynelatende i balanse med etterspørselen, energiproduksjonen er høyest om vinteren, men når det er svært kaldt ute, er vindhastigheten ofte lav. Om det kommer en langvarig kuldebølge kan energiproduksjonen fra disse kildene bli svært liten, og det må finnes andre måter for å fremskaffe elektrisitet. Dette vil påvirke investeringens lønnsomhet, det betales mest for elektrisitet om vinteren/våren og kostnadene for å kjøpe elektrisitet vil også være høyest i disse periodene.

Avhengig av rammebetingelsene og krav til sluttbehandling er biobrensel og restavfall, kan i tillegg ”konvensjonelle” teknologier som kan benytte slik brensel både i form av fast brensel, biogass og bio-olje, få en viss utbredelse i nærmeste framtid.

Dersom man i Norge ønsker å ta i bruk lokal kraftproduksjon for å bote på mangelen av utbygging av storskala/sentral kraftproduksjon, er det viktig at man legger forholdene til rette, slik at de mest miljøvennlige teknologiene foretrekkes når småprodusenter skal vurdere teknologi. De mest miljøvennlige teknologiene for norske forhold, er teknologier som kan utnytte naturressursene direkte, dvs. vannkraft, vindkraft og til en viss grad solceller. Med miljøvennlig, mener vi her kun gunstig med tanke på utslipp av klimagasser.

Avhengig av brensel, kan brenselceller (hydrogen) være miljøvennlig. Det samme gjelder stirlingmotor, gassturbiner og stempelmotorer dersom det benyttes brensel basert på biomasse eller avfall, forutsatt at slikt brensel regnes som ”CO₂-fri”. I resten av verden, som i hovedsak baserer sin elektrisitetsproduksjon på fossile brenslar, kan lokal produksjon med gassturbiner og stempelmotorer, selv med en dårligere virkningsgrad enn storskala kraftproduksjon, gi en miljøgevinst pga mindre tap i overføring og fordeling av elektrisitet.

Når det gjelder lokal eller distribuert kraftproduksjon, må man imidlertid være klar over at det er sluttbrukerne eller småprodusentene som bestemmer utviklingen, i motsetning til sentral kraftproduksjon hvor utviklingen kan påvirkes av myndigheter, politikere, interesseorganisasjoner etc. Dersom man i Norge ønsker ny kraft for å møte den antatte økningen i etterspørselen etter elektrisitet, er det også viktig at forholdene legges til rette for lokal kraftproduksjon for å kunne mate denne elektrisiteten inn på nettet.

16 SAMMENLIKNING AV TEKNOLOGIENE

I de følgende tabellene er det gitt en tabellarisk sammenligning av teknologiene. Der hvor det er tomme celler, er ikke opplysningene relevante, eller det har ikke vært mulig å finne informasjon om teknologiene. Spesielt er det vanskelig å få opplysninger om ulemper og negative erfaringer ved teknologiene. Forsknings- og utviklingsmiljøet rundt hver teknologi, har ofte utviklet sin egen måte å beskrive teknologien på, slik at en direkte sammenligning ofte er vanskelig.

Teknologi	Gassturbiner	Forbrenningsmotorer
Størrelse/type	Mikro, mini, stasjonær	Diesel- og gassaggregater (stempelmotorer)
Kapasitet [kW]	20-500, 650-10.000, 12.500 – 300.000 (stasjonære)	2-1.500
Drivstoff	Naturgass, diesel, fyringsolje	Naturgass, diesel, bensin
Vedlikehold	24, 8, 18 mnd	Avhenger av drift
Omdreiningshastighet	Varierende, konstant	Konstant, varierende
Beste virkningsgrad el %	30 - 40+ (60 Combined cycle)	42
Totalvirkningsgrad kombinerte anlegg	Opp mot 80 %	Opp mot 80-90 %
Installasjonstid	Kort	Kort
Levetid	Min. 40.000 timer	Lang
Installasjonskostnader	Eks. 1mill for 80kW _{el} , 150 kW _{varme}	
Kostnader NOK/kW	6.300 (små), 4.000, 2.700 (store)	
Produksjonskostnader kr/kWh	Avh. av brensel fra ca 0,5	Avhengig av brensel
Miljøvennlighet	Utslipp av NOx, CO ₂	Utslipp av NOx, CO ₂
Utslipp CO ₂ ekv/kWh	Avhengig av brensel	Avhengig av brensel
Støy	65-79 dBA høyfrekvent støy	
Størrelse	Eks. 2x0,7x1,3m (28 kW)	
Oppstart tid	Få minutter	Kort for små, lang for store
Kommersielt tilgjengelig	Mikroturbiner, stasjonære	Tilgjengelig
Fordeler	Flyttbar, lave investerings- og driftskostnader. Produserer strøm og varme.	"Lave investerings- og driftskostnader". Produserer strøm og varme.
Ulemper	Nox-utslippene øker ved tomgang og lavlast. Støy Krever tilførsel av drivstoff.	Virkningsgrad synker ved dellast. Støy Utslipp Krever brensel tilkjørt, høye driftskostnader. Mange typer tåler ikke overlast.
Erfaringer	Danmark: Små anlegg til varmeproduksjon. New York, USA, krevde ekstra tiltak for å overholde utslippskrav. Lavere virkningsgrad blir kompensert med lavere drift- og vedlikeholdskostnader.	I Norge til nødstrømsanlegg, drift av båter .
Mulig anvendelse de nærmeste årene	Der det finnes distribusjonsnett for gass, eller mulighet for lagring på tank.	Nødstrøm, øydrift. For å dekke effekttopper (Statnetts reservekraftmarked)

Teknologi	Brenselceller	Vindkraft
Størrelse/type	PAFC, PEFC, PEMFC, MCFC, SOFC	Små og storskala
Kapasitet [kW]	0,023 –3.000 (stakk)	1-60 (små), opp til 3.000 (store)
Drivstoff	Hydrogen, naturgass	
Vedlikehold		Oljeskift hver 3 år, dreiemekanisme 5 år, slitasjedeler etter 50% av beregnet levetid
Omdreiningshastighet		Varierende
Beste virkningsgrad el %	40	1 kW leverer 60-150 kWh/mnd 10 kW leverer 800-2.000 kWh/mnd
Totalvirkningsgrad kombinerte anlegg	Opp mot 80 %	
Installasjonstid	Sannsynligvis kort	Kort
Levetid	Min. 10.000 timer	Lang
Installasjonskostnader	Høye	Middels
Kostnader NOK/kW		Små: 150.000 kr/kW, storskala 6.500-9.000 kr/kW
Produksjonskostnader kr/kWh		2-11 (små) 0,25 (storskala)
Miljøvennlighet	Vann (hydrogen) Utslipp av NO _x , CO ₂ (naturgass)	Støy, samt visuell forstyrrelse
Utslipp CO ₂ ekv/kWh	Avhengig av brensel	0
Støy	40-72 dBA, relativt lavt	Opp til 100 dBA
Størrelse	Ukjent	Avhengig av størrelse
Oppstart tid		
Kommersielt tilgjengelig	Prekommersielt, mange forsøksanlegg i gang. Tilgjengelig om 3-20 år	Tilgjengelig både for hyttemarked og større forbrukere
Fordeler	"Miljøvennlig" Produserer strøm og varme.	Fornybar energi
Ulemper	Produserer likestrøm. Noen typer kan fryse. Krever ren luft. Virkningsgraden påvirkes av fuktighet.	Krever omformer. Storskala driftstid 3200t/år. Produserer kun strøm Støy stiller krav til minimumsavstand 0,4 –1 km
Erfaringer		Effekt avhenger av vindhastighet og størrelse. Kan medføre varierende effektforhold i nettet og kan påvirke spenningskvaliteten .
Mulig anvendelse de nærmeste årene	Hybride løsninger kan bli aktuelle når teknologien er kommersielt tilgjengelig	Må ses i sammenheng med resten av kraftproduksjonen, mindre bidrag til å dekke effektbehovet pga varierende produksjon.

Teknologi	Vannkraft	Stirlingmotor
Størrelse/Typen	Mikro, mini og småkraftverk	Kombinert kraft/varme
Kapasitet [kW]	-100, 100-1000, 1000-10.000 kW	1-200 kW
Drivstoff	(Stor eller liten fallhøyde bestemmer turbintype)	Bio, fossile brensler, sannsynligvis avfall
Vedlikehold	Lite	Avhenger av drivstoff, mest dersom avfall/bio
Omdreiningshastighet	Varierende	Varierende
Beste virkningsgrad el %		25-30
Totalvirkningsgrad kombinerte anlegg		60
Installasjonstid	Rørgate, liten demning, hus, nett-tilknytning lang (>1/2 år)	Kort
Levetid	Lang	Minst 30.000 t
Installasjonskostnader	Relativt høye	Høye
Kostnader NOK/kW	Mikro <1 kW 150.000 kr/kW inkl omformer. Småkraftverk: ned mot 4.000 kr/KW	16.000-72.000 kr/kW. Minst 30.000 for 3 kW
Driftskostnader	1-2 kr/kWh	Avhenger av drivstoff
Miljøvennlighet	Naturinngrep; dammer, tunneler mv. <10 MW grønn el i hht EU	Avhenger av drivstoff
Utslipp CO ₂ ekv kWh	0	Avhengig av brensel
Støy		53-56 dBA
Størrelse	Avhenger av produksjonsmengde	
Oppstart tid	Kort	Relativt kort
Kommersielt tilgjengelig	Ja	Begrenset serieproduksjon
Fordeler	Kjent teknologi. Ingen utslipp.	Produserer strøm og varme. Høy virkningsgrad ved delast.
Ulemper	Produserer kun strøm. Kan dekke en del av energibehovet, men vesentlig deler av effekten vil ikke være tilgjengelig når effektbehovet er størst pga. isdannelse/lav vannføring. Konesjonspliktig ved mer enn 1000 HK. Naturinngrep	Høy pris
Erfaringer	Lang erfaring i Norge, men mangler oversikt over reelle kostnader.	Under uttesting bl.a i Tyskland (SOLO)
Mulig anvendelse	Fallrettighetseiere, gårdsdrift, sag mv.	Dersom teknologien blir kommersielt tilgjengelig, og man har et kombinert kraft/varmebehov. Foreløpig er kostnadene for høye. Ved bruk av gratis, eller betalt avfall/bio som brensel kan lønnsom drift sannsynlig oppnås.

Teknologi	Solceller
Størrelse/type	PV (foto-voltaiske)
Kapasitet [kW]	0,04 – (celler og moduler)
Drivstoff	
Vedlikehold	Vedlikehold av speil
Omdreiningshastighet	
Beste virkningsgrad el %	9-16
Totalvirkningsgrad kombinerte anlegg	
Installasjonstid	Kort
Levetid	Lang, dersom lagring ønskes må batteri skiftes med jevne mellomrom.
Installasjonskostnader	Lave
Kostnader NOK/kW	3.000-12.000 hyttestrøm. Vekselstrøm dyrere.
Produksjonskostnader kr/kWh	5-15 kr/kWh
Miljøvennlighet	God, brukte batterienes kan være et problem.
Utslipp CO ₂ ekv/kWh	0
Støy	
Størrelse	Små (lav effekt)
Oppstart tid	Kort
Kommersielt tilgjengelig	Ja
Fordeler	Installasjonskostnadene er lave og driften enkel. Ingen utslipp.
Ulemper	Krever lagring på batteri, Potensialet er til elproduksjon er lite i Norge Høy pris per produsert kWh Krever store areal ved høy effekt. Produserer kun strøm.
Erfaringer	Mange små hytteanlegg
Mulig anvendelse de nærmeste årene	Hytteanlegg, og passive systemer integrert i bygningskroppen

17 DEFINISJONER

Tabellen nedenfor gir en kort definisjon av enkelte ord/uttrykk som er brukt i rapporten. For mer omfattende definisjoner, henvises det til andre kilder som lærebøker etc.

Ord/uttrykk/forkortelse	Forklaring
A	Ampere (mål for strøm)
AC	Vekselstrøm (alternating current)
Additiv	Størrelser som kan summeres
Aggregat	Maskin (inklusive forbrenning) for produksjon av elektrisitet
Aktiv effekt (eller bare effekt)	Effekt som kan produsere arbeid eller varme (i en elektrisk motstand)
BKK	Bergenhalvøens Kommunale Kraftselskap AS
Brukstid	Årlig energiproduksjon delt på maksimal effektproduksjon. Må ikke forveksles med driftstid.
Carnot-virkningsgrad	Den maksimale virkningsgrad som kan oppnås når arbeid utføres mellom to temperaturnivåer. På grunn av tap, vil virkningsgraden til en prosess være mindre.
CHP-virkningsgrad	Mål for hvor stor andel (%) av energien i brenselet som kan tas ut som elektrisk – og varmeenergi (se også virkningsgrad). Vil avhenge av driftsforhold, høy på steder med stort oppvarmingsbehov.
D&V	Drift og vedlikehold
dB	Desibel (mål for lydnivå)
DC	Likestrøm (direct current)
Distribusjonsnett	Nett for overføring av kraft på mellom-spenningsnivå
EBL	Energibedriftenes Landsforening
Elektrolyse	Kjemisk reaksjon hvor en væske (f.eks. vann) tilføres strøm, og man får produsert gass (f.eks. hydrogen)
Flimmer/flikker	Raske spenningsvariasjoner som bl.a. oppfattes som flimrende lys
Fordelingsnett	Lavspent (220 V) nett til alminnelig forbruk
Generator	Maskin som omformer arbeid til elektrisk effekt
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatttime (Million kWh)
Harmonisk spenningsvariasjon	En spenningsform som ikke er ideell (sinusformet med 50 Hz frekvens) kan dekomponeres i en ideell spenning pluss mindre komponenter med frekvens som er 100 Hz, 150 Hz etc.
Hybrid	Blanding, her av ulike teknologier for produksjon/lagring av energi for å bøte på svakheter ved en teknologi
ISDN	System for overføring av tale og data over telefonettet.
Kraftvarme	Produksjon av elektrisitet og varme ("Combined heat and power", cogenereringsanlegg)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatttime
Midlere/Middel	Gjennomsnittlig
MW	Megawatt
MWh	Megawatttime (Tusen kWh)
NFR	Norges forskningsråd
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat

Nett	Her: Elektrisk nett (overføring, distribusjon eller fordeling)
Nettap	Tap i elektriske nett pga. motstand i ledninger. Gjennomsnitt på landsbasis er 12 %.
Nedslagsfelt (avrenningsområde)	Område for nedbør som renner til et vassdrag
Optimal	Løsning som er gunstigst for eksempel med tanke på laveste kostnader
Overføringsnett	Nett på høyeste spenningsnivå (sentralnett) for overføring av kraft fra kraftverk og over lange avstander
Peak shaving	Engelsk: Kutte effekttopper
Pitchregulering	Aktiv endring av bladvinkel for å kontrollere hastigheten på vindmøller
P/N-barriere	Spenning/strøm som kan oppstå mellom ulike typer materialer
Prosentil	Sortering etter sannsynligheter f.eks. fra 0 til 100 %. 50-prosentil angir gjennomsnitt.
Raleygh	Sannsynlighetsfordeling som er skjev i den forstand at sannsynligheten øker raskest til å begynne med.
PV	Fotovoltaisk (Eng.: Photo voltaic), strøm oppstår når cellen blir belyst (med sol)
PV	Trykk volum. Eng.: Pressure volume
Reaktiv effekt	Effekt som ikke produserer arbeid/varme (kondensator eller spole)
SEfAS	SINTEF Energiforskning AS
Simulering	Beregning med modell på datamaskin
Småskala	Lite kraftverk (størrelse)
Stallregulering	Passiv utforming av vingene for å kontrollere hastigheten på vindmøller
Stor skala	Stor utbredelse eller mengde
Storskala	Stort kraftverk (størrelse)
Tilslig	Tilslig av vann til vannkraftstasjon eller magasin
Tilsligsår	År det er registrert nedbør, og dermed kan beregnes tilslig til kraftvek/magasiner
TWh	Terawatttime (Milliard kWh)
TW	Terawatt
Tørrår	Et år med lite registrert nedbør (tilslig)
UPS	Uninterruptible Power Supply (på norsk brukes også UPS)
V	Volt (mål for spenning)
VAh	Voltamperetimer (mål for syneffekt [sum aktiv og reaktiv effekt])
VAhr	Voltamperetimer (mål for reaktiv effekt)
Varighetskurve	Kurve hvor verdiene er sortert etter synkende verdi. Evt. sortering etter økende verdi.
Varmekraft	Produksjon av elektrisitet ved forbrenning av brensler som naturgass, olje, kull, biobrensel (uran)
Vindhastighet	Hastigheten som vinden beveger seg med (m/s)
Vindstyrke	Trykket som vinden gir på en flate (eller annet objekt)
Virkningsgrad	Mål for hvor stor andel (%) av energien i brenselet som kan tas ut som elektrisk energi (se også CHP-virkningsgrad)
Våtår	Et år med mye registrert nedbør (tilslig)
W	Watt (mål for {aktiv} effekt [strøm x spenning])
Wh	Watttime (mål for energi [effekt x tid])
Øydrift	Med øydrift menes her drift hvor anlegget er frakoblet det elektriske overføringsnettet, enten i permanent, eller i perioder som for eksempel ved feil i nettet.

18 REFERANSER

Følgende tabell inneholder referanser som er brukt i denne rapporten, samt annen litteratur og henvisninger som kan være av interesse. Kilder for bilder er også å finne i tabellen. Vi gjør oppmerksom på at en del linker til Internett kan ha blitt endret under skrivingen eller etter at rapporten er ferdigstilt.

Ackermann, T. "Distributed Power Generation in a Deregulated Market Environment". June 1999, KTH, Stockholm.
Bolland O., Vaa Beyer R., "Europeisk Elektrisitets- og Varmeproduksjon", SEfAS TR F4699. Trondheim 1998
Borbely A.-M., Kreider J.F. "Distributed Generation. The Power Paradigm for the New Millenium". CRC Press LLC. 2001
"Bra program för bränsleceller" Energimagasiner 2/02.
Brekke, M.H.; "Small Hydro – Mechanical Equipment." IEA Technical Report. March 2000
Bryhni T., Skåre P.E. og Kjeldsen M. "Tidevannsturbine – valg av turbinkonsept". TR F5216. Trondheim 200-03-27.
Capstone Turbine Corporation. Annual report 2000. Chatsworth CA.
Chambers A., Hamilton S., Schnoor B. "Distributed Generation: A Non-technical Guide" PennWell, Tulsa 2001
D'Antiques Technical
Dalhaug O. "Små vannkraftverk i Norge." NTNU. Xergi 1-2001
Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets. OECD/IEA 2002. ISBN 92-64-19802-2002
Dyrkolbotn, O. "Lita kokebok for bygging av småkraftverk" Tilgjengelig på kraftverk.net
Energistyrelsen. "Wind Power in Denmark. Technology, policies and results" September 1999.
"Energy Technology." Summary findings from the ATLAS project. The demonstration component of the EU Joule-Thermie Programme. Directorate General for Energy. December 1997
Fuel Cell Handbook (Fifth Edition). By EG&G Services Parson, Inc. October 2000.
"Fuel cell-generated electricity goes online on Long Island." Environmental News Network, 7/11-2001
Gjermundrød K., "Veiledning i planlegging av mikro- og minikraftverk." NVE Publikasjon 05/1995
"Gode forhold for vindkraft". http://www.tekblad.no 21/6-2001.
Grinden B., Hunnes A., Næsje P., Wangensteen I., Morch A.Z., "Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker – Juridiske, politiske og økonomiske rammebetingelser". SINTEF TR A5734. November 2002.
Haugstad A. m.fl.; "Norge som Energinasjon. Samkjøringsmodellen: Et verktøy for regional/nasjonal ressursdisponering", TR A3962. August 1992.
Havskjold M.; "Morgendagens Energisystem. Behov for planlegging?" Calor Consult AS Rapport nr. CC-01. Oslo 2001
"Hydrogenkraft neste år". Teknisk Ukeblad 6/6-2002.
KanEnergi. "Nye Fornybare Energikilder." Revidert utgave 2001. Norges Forskningsråd og Norges vassdrags- og energidirektorat. 2001
Klinder, K. "Dezentrale Gebäudeversorgung mit Brennstoffzellen-Heizgeräten" Vaillant GmbH, Juni 2001.
Månelyst i Hammerfest: http://www.tekblad.no 14/9-2001.
Møller-Holst S.; "Brenselceller, framtidens energiomvandler". Februar 2001. http://kime.chembio.ntnu.no/elektrokjemi/energi/fuel_cells/-referanser
Normannsen, S. W. "Treg vårløsning for de små kraftverkene". Dagens Næringsliv 2/4-2002

NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen i Norge mot 2020
Opland, E.M. "Kraftrush i Gaula" og "Miljøet i bakleksa." Adresseavisen 22/11-2001. http://www.adressa.no/nyheter/rush , http://www.adressa.no/nyheter/miljø og http://www.adressa.no/nyheter/vern
Palm, Busch, Kruse og Sauar. Bellona Rapport Nr. 3 : 1999. "Grønn Kraft og varme" Juni 1999.
Rever, Bill "Grid tide marked .." Renewal Energy World, Review issue 2001-2002 vol 4 nr 4.
Sægrov I., Fimreite G. "Miljøkonsekvenser av mini- og mikrokraftverk." NVE Rapport 8/1999
Slapgård J., "Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg." NVE Håndbok 2/2000
Stang J. "Norges største Solcelleveg" Xergi 2 * 2002. Redaktør H. Danielsen (foto)
Strø, K. "Rasjonelt & smått. Teknisk ukeblad no. 2-2002. www.tekblad.no .
Tande, J.O.G. m.fl.; "Likeverdig sammenligning av energiteknologier." TR A5096. 1999.
Tande, J.O.G.; "Retningslinjer for nettilkobling av vindkraftverk." SEfAS TR A5329. 2001.
Tande, J.O.G.; "Vindkraft i fordelingsnett", NIF Kursdager 2001 NTNU
Tande, J.O.G.; "Vindkraft i Norge – Status og perspektiver." SINTEF Miniseminar Februar 2001
Vaa Beyer R. mfl. "Bioenergi; ressurser og teknologi" SEfAS A5147, Trondheim 2000
Van Holde D., Gregerson J., Mariyappan J. "Enabling the Virtual Utility through Advances in Distributed Energy Systems Control and Communications" Proceedings from DistribuTECH Europe 2001, Berlin
Veileder Nr. 1/1998. Konesjonsbehandling av vannkraftsaker. NVE http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=1411
Wijk A.J.M van, J.P.Coelingh; "Wind power potential in the OECD countries." 1993
Willis H. L., Scott W.G. "Distributed Power Generation. Planning and Evaluation" Marcel Dekker, Inc. New York 2000
Windpower Monthly. ISSN 0901-7318 http://windpower-monthly.com
Wright, A. "Deriving Benefits from Generation Embedded on Distribution Networks" Paper for DistribuTECH DA/DSM Europe 2000, Vienna

http://eee.ntu.ac.uk/research/microhydro/picosite The pico hydro network (UK)
www.akselsen-mek.no Leverandørinformasjon
www.arcon.dk Leverandørinformasjon solcelleanlegg
www.ballard.com/pre_com_field.asp Leverandørinformasjon
www.bowmanpower.com Leverandørinformasjon
www.bpsolarex.com Leverandørinformasjon
www.btm.dk/Links.htm BTM Consults "Wind Energy Related Links"
www.capstoneturbine.com Leverandørinformasjon
www.caterpillar.com Leverandørinformasjon
www.danmarks-vindmoelleforening.dk Vindmølleforeningen (Danmark)
www.dieselpower.no Leverandørinformasjon
www.emersonenergy.com/ Leverandørinformasjon
www.encorp.com/prods/casestudies/studies.asp Leverandørinformasjon
www.enn.com Environmental News Network
www.ens.dk Energistyrelsen (Danmark)
www.ercc.com/site/products/commercial.html Leverandørinformasjon
www.ewea.org European Wind Energy Association
www.fortumsolenergi.com Leverandørinformasjon
www.gaustad.no "Alternativ Energi." Informasjon fra Gaustad Elektro.
www.generatingset.com/ Leverandørinformasjon
www.hydrogen.no Norsk Hydrogenforum

www.irem.it Leverandørinformasjon
www.kraftverk.net Norsk mikrokraft webportal
www.microhydropower.net Mikrohydro Webportal.
www.microturbine.com Leverandørinformasjon
www.mongstad-elektro.no Leverandørinformasjon
www.napssystems.com Leverandørinformasjon om solcelleanlegg
www.nypa.gov/PowerNow/pn.htm Informasjon om Power Now!
www.pelican-eng.co.uk Leverandørinformasjon
www.pelican-eng.co.uk/ Leverandørinformasjon
www.primus.no Leverandørinformasjon
www.prosjekt-team.no Leverandørinformasjon
www.sabb.no Leverandørinformasjon
www.scanwafer.com Leverandørinformasjon
www.senertec.de Leverandørinformasjon Stirlingmotor
www.siemenswestinghouse.com/en/fuelcells/demo/index.cfm Leverandørinformasjon
www.sigma-el.com Leverandørinformasjon
www.smakraftverk.com Småkraftforeninga's webportal
www.solarnor.com Leverandørinformasjon om solcelleanlegg
www.solenergi.no Den norske solenergiforeningen
www.stirling-engine.de Leverandørinformasjon
www.sunwind.no Leverandørinformasjon
www.windpower.org Vindmølleindustrien i Danmark

VEDLEGG

Fabrikat (Navn)	
Type	(Sett kryss)
Gassturbin	
Forbrenningsmotor/stempelmotor	
Brenselceller	
Vindkraft	
Vannkraft	
Solkraftverk	
Stirlingmotor	

Investering	Enhet	(Skriv)
Kostnad for produksjonsenhet	(kr)	
Kostnader for tilleggsutstyr (Mast, vern, demning, bygning etc.)	(kr)	
Spesifiser:		
Levetid (teknisk)	år	
Størrelse/mål (Lengde, høyde, bredde)	meter	

Produksjon	Enhet	(Skriv)
Merkeeffekt (P_N)	(kW elektrisk)	
Maksimal effekt (P_{Max})	(kW elektrisk)	
Minimum effekt (P_{Min})	(kW elektrisk)	
Varmerproduksjon (Evt. sum elektrisk og varme)	(kW varme)	
Antall faser (1 eller 3)		

Tid	Enhet	(Skriv)
Oppstarttid	(timer, minutt)	
Tid med merkelast (P_N)	(timer, minutt)	
Tid med maksimalbelastning (P_{Max})	(timer, minutt)	

Drift	Enhet	(Skriv)	
Type brensel og brenselkostnader			
Olje/diesel	(kr/kWh)		
Naturgass (LNG eller CNG)	(kr/kWh)		
Metanol	(kr/kWh)		
Hydrogen	(kr/kWh)		
Virkningsgrad full elektrisitetsproduksjon (P_N)	(%)		
Virkningsgrad dellast ($P < P_N$)	(%)		
Virkningsgrad for elektrisitet og varmeproduksjon	(%)		
Driftstemperatur (omgivelsestemperatur, øvre og nedre)			
Ustlippsfaktorer	Kryss	Virkelig	CO ₂ -ekvivalenter
Referert elektrisitet energi	<input type="checkbox"/>		
Referert sum av elektrisitet og varme	<input type="checkbox"/>		
CO ₂	(g/kWh)		
CH ₄ (Metan)	(g/kWh)		
N ₂ O (Lystgass)	(g/kWh)		
CO (Karbonmonoksid)	(g/kWh)		
SO ₂ (Svoveldioksid)	(g/kWh)		
NO _x (Nitrogenoksider)	(g/kWh)		
TOC (Flyktige organiske forbindelser) [evt. NMVOC, PAH]	(g/kWh)		
Partikler (Støv) [PM _x]	(g/kWh)		
Tungmetaller	(g/kWh)		
HCl (Saltsyre)	(g/kWh)		
HF	(g/kWh)		
Dioxin	(g/kWh)		
Vedlikeholdskostnader	(kr/år)		
Andre miljøvirkninger			
Støy (like ved)	dB		
Støy (10 meter unna)	dB		
Arealbruk			
Innvirkning på dyre-/fugleliv			
Innvirkning på planter			
Innvirkning på erosjon			
Visuell forstyrrelse			

APPENDIX

Make (Name)		
Type		(Tick)
Gas turbine		
Combustion engines		
Fuel cells		
Wind		
Water		
Solar		
Stirling motor		
Other		

Investment	Unit	(Write)
Cost for production unit	(\$)	
Cost for additional equipment (Tower, protective gear, building etc.)	(\$)	
Specify:		
Lifetime (technical)	years	
Size/measures (Length, height, with)	meter	

Production	Unit	(Write)
Nominal power (P_N)	(kW elektric)	
Maximum power (P_{Max})	(kW elektric)	
Minimum power (P_{Min})	(kW elektric)	
Heat production (Or sum electric and heat)	(kW heat)	
Number of phases (1 or 3)		

Times	Unit	(Write)
Startup time	(hours, minutes)	
Time with nominal load (P_N)	(hours, minutes)	
Time with maximum load (P_{Max})	(hours, minutes)	

Operation	Unit	(Write)	
Type of fuel and fuel costs			
Oil/diesel	(\$/kWh)		
Natural gas (LNG or CNG)	(\$/kWh)		
Methanol	(\$/kWh)		
Hydrogen	(\$/kWh)		
Efficiency electricity generation (P_N)	(%)		
Efficiency partial load ($P < P_N$)	(%)		
Efficiency for electricity and heat generation	(%)		
Operation temperature (outside, upper and lower)			
Emission factors	Tick	Actual	CO ₂ -equivalents
Referred electric energy	<input type="checkbox"/>		
Referred sum electricity and heat	<input type="checkbox"/>		
CO ₂	(g/kWh)		
CH ₄ (Methane)	(g/kWh)		
N ₂ O	(g/kWh)		
CO (Carbon oxide)	(g/kWh)		
SO ₂ (Sulphur oxide)	(g/kWh)		
NO _x (Nitrogen oxide)	(g/kWh)		
TOC (Total Organic Carbon) [or NMVOC, PAH]	(g/kWh)		
Particles (PM _x)	(g/kWh)		
Heavy metals	(g/kWh)		
HCl	(g/kWh)		
HF	(g/kWh)		
Dioxin	(g/kWh)		
Maintenance costs	(\$/år)		
Other environmental effects			
Noise (at unit)	dB		
Noise (10 meters distance)	dB		
Land area demand			
Effect on animal/bird life			
Effect on vegetation			
Effect on erosion			
Visual disturbance			

SINTEF Energiforskning AS
Adresse: 7465 Trondheim
Telefon: 73 59 72 00

SINTEF Energy Research
Address: NO 7465 Trondheim
Phone: + 47 73 59 72 00