



El och kraftvärme

från kol, naturgas och biobränsle

EN FAKTARAPPORT INOM IVA-PROJEKTET ENERGIFRAMSYN SVERIGE I EUROPA

Utgivare Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien, IVA

Bearbetning Maria Holm

Grafisk form Stefan Lundström, Blue media AB

Omslagsfoto Vattenfall

Tryck Multitryck, Eskilstuna, 2002.

För tryckning och distribution ansvarar Statens energimyndighet.

Rapporterna kan beställas från Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna och via hemsidan www.stem.se

Innehåll

Sammanfattning	2
Fem centrala begrepp	4
Rapportens avgränsningar	5
Det svenska elsystemet	6
Renässans för kraftvärme?	7
Två huvudlinjer	8
Från spets- till baslast	9
El från ångturbiner	10
Bränslealternativen	10
Ångproduktionen	11
Ångturbinen	12
El från gasturbiner	13
Miljökraven driver på	13
Förgasningstekniker	14
Gasturbinen	15
Evaporativa turbiner och CHAT	17
Miljökonsekvenser	18
Koldioxid	18
Övriga utsläpp	18
Kol	19
Naturgas	19
Biobränsle	19
Framtidsutsikter och betydelsen för Sveriges elsystem	20
Teknikutvecklingen	22
Slutord	22
Referenser	24
Fossil energi utan koldioxid	25
Förluster i verkningsgrad	26
Uppskattade kostnader	27
Teknik för separation av koldioxid	28
Deponering i havet	30
Deponering i geologiska formationer	32
Implikationer för framtida hållbar utveckling av energisystemet	34
Slutord	35

Sammanfattning

Det svenska elsystemet växer successivt ihop med det nordeuropeiska. Den bränslebaserade elproduktionen i Sverige kan väntas öka, främst genom tillkomsten av kraftvärmeverk i anslutning till fjärrvärmenet eller industriellt behov av processvärme.

Kol är i dag det dominerande bränslet i världens elproduktion. Men utvecklingen av gasturbiner i kombination med ångturbiner – där gasturbinens avgasvärme producerar ånga till ångturbinen – har varit snabb och framgångsrik och dessa sk gaskombikraftverk väntas därför bli den dominerande tekniken i tillkommande kraftverk.

Kol och naturgas är viktiga och väletablerade alternativ på den globala energimarknaden, där biobränsle ännu bara spelar en begränsad roll. Genom att biobränslena inte bidrar till växthus-effekten är de föremål för ett ökande internationellt intresse och marknadstillväxten är avsevärd. De regionala marknader där biobränslet etablerat sig visar tendenser att växa ihop. Sveriges position inom detta teknikområde är god, i vissa avseenden världsledande.

Inom de svenska fjärrvärmesystemen har biobränsle ersatt olja som dominerande bränsle inom loppet av ett drygt decennium och även produktion av el från biobränsle ökar.

Tekniken för att utnyttja kol, naturgas och biobränsle i elproduktionen inriktas allt mer på gasturbiner och gaskombi. Det innebär att naturgas, förgasat kol och förgasat biobränsle framstår som intressanta bränslealternativ. När det gäller kol väntas dock prestanda för ångcykeln kunna ökas ytterligare och göra marginalen till kolförgasning förhållandevis liten. För biobränsle framstår däremot förgasning som ett huvudspår för att höja verkningsgraden och öka flexibiliteten när det gäller kraftproduktion.

De framtida kostnaderna för tekniken har bedömts inom relativt snäva gränser. Men valet av anläggning och bränsle, och konkurrenskraften för

de behandlade bränslena mot andra alternativ, beror av många andra faktorer än investeringskostnaden för kraftverket. Tillgången på kol och biobränsle väntas vara god medan naturgasens roll för svensk kraftproduktion beror på om en utbyggnad av naturgasnätet blir av och hur det läggs.

De tekniska egenskaperna i kraftverken, såväl produktionsmässigt som miljömässigt, bygger på att framsteg inom en rad teknologier kan utnyttjas i det system som kraftverket representerar. Det gäller områden som egenskaper i material vid höga tryck och temperaturer, förbränningsprocesser, snabba strömningsförlopp och annat där moderna möjligheter till beräkningar och systemanalyser blir viktiga verktyg.

I rapportens bilaga lämnas en redogörelse för möjligheterna att avskilja koldioxid vid användandet av fossila bränslen. Växthusgasen transporteras därefter till en säker och varaktig deponi, t ex uttömda gas- och oljekällor eller andra geologiska formationer.

Under de allra senaste åren har en kraftig omvärdering gjorts av dessa möjligheter. Såväl separation som komprimering och transport av koldioxid kan utföras med hjälp av befintlig och väl beprövad teknik och vid lagring i exempelvis uttömda gas- och oljefält borgar den tidigare gas- respektive oljeförekomsten för att lagret sluter tätt.

Separation och komprimering av koldioxid är energikrävande processer. Kraftverken förlorar minst tio procent i verkningsgrad med variationer uppåt beroende på kraftverkstyp. Det gör att bränsleförbrukningen vid produktion av en viss mängd elektricitet ökar med cirka 20 procent.

De sammanlagda kostnaderna för separation, kompression, transport och lagring beräknas till 10–20 öre/kWh producerad elektricitet, vilket är i nivå med dagens svenska koldioxidavgift. Om

koldioxiden används för injektion i oljekällor, så att man därmed kan trycka ut mer av källans olja, blir kostnadsbilden en annan. Uppskattningsvis 120 miljarder ton koldioxid skulle kunna omhändertas på detta sätt varvid kostnaderna för transport och deponering inte behöver belasta kraftproduktionen.

Denna rapport är skriven av Mats Höjeberg, HZ Analys AB, på basis av material och synpunkter som lämnats av Sven-Olov Ericson, näringsdepartementet, Leif Gustavsson, Mitthögskolan och LTH, och Per Hedvall, Västerås. Höjeberg ansvarar för utformningen av texten, förutom bilagan om möjligheter att infånga och lagra koldioxid som är skriven av Sven-Olov Ericson.

Synpunkter på rapporten har inhämtats via projektets hemsida.

Mats Höjeberg är konsult sedan tio år och har dessförinnan varit verksam i olika positioner dels inom de statliga energimyndigheterna, dels inom flera organisationer med engagemang inom energiområdet.

Sven-Olov Ericson är verksam vid näringsdepartementet och IEAs Greenhouse Gas Program där han sedan fem år är svensk representant i exekutivkommittén.

Leif Gustavsson är professor i ekoteknik vid Mitthögskolan och docent i miljö- och energisystem vid LTH.

Per Hedvall är konsult från Västerås.

Fem centrala begrepp

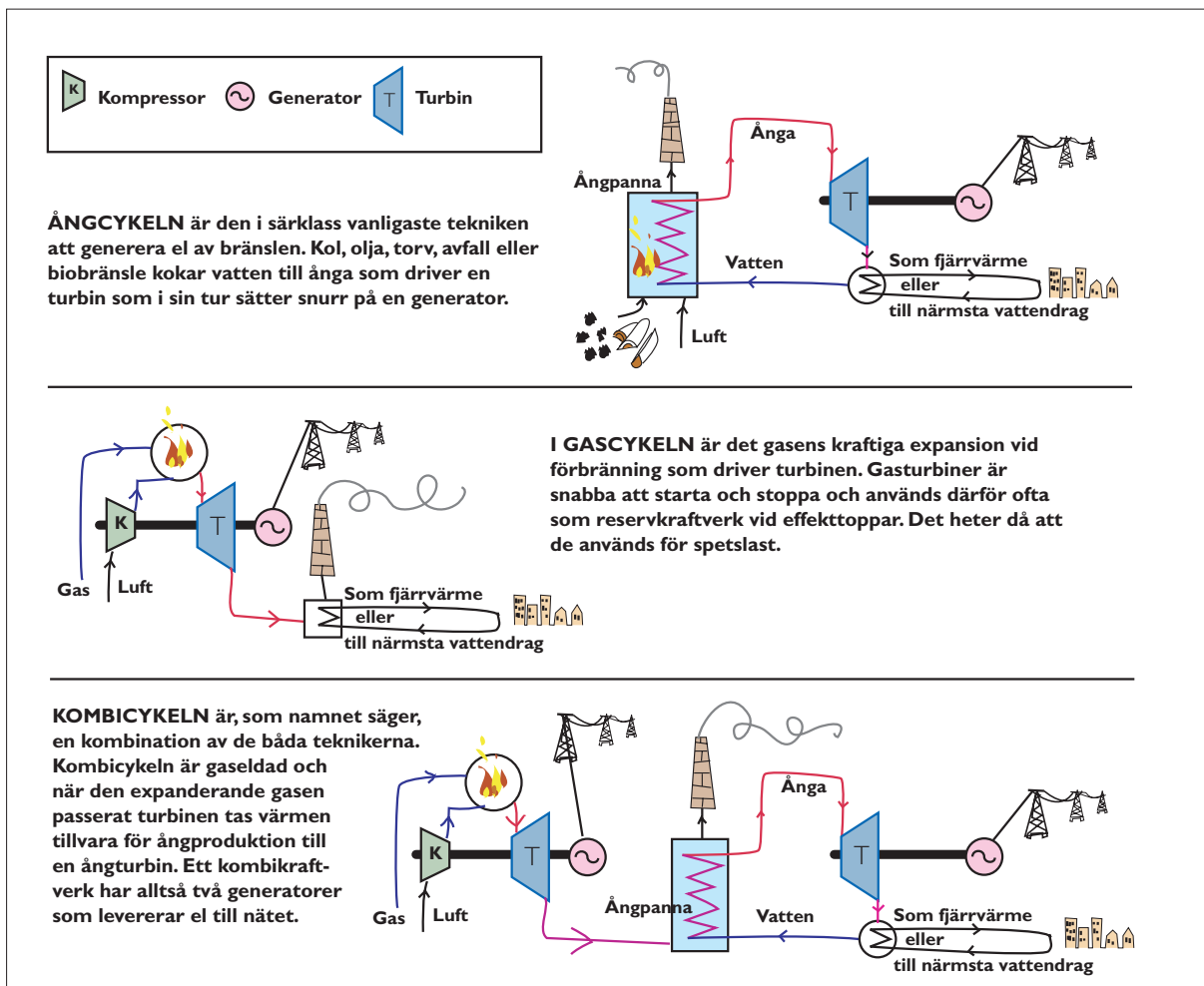
KONDENSKRAFT RESPEKTIVE KRAFTVÄRME

El från bränslen (kol, olja, gas eller bibränslen) produceras antingen i kondenskraftverk, som enbart genererar el, eller i kraftvärmeverk som förutom el också producerar värme till t ex ett fjärrvärmennät. I de fall värmen används i industriella processer går kraftvärmen även under benämningen industriellt mottryck.

Den samtidiga produktionen av el och värme i kraftvärmeverk och industriellt mottryck tar tillvara betydligt mer av bränslets totala energiinne

håll än vad som är möjligt i ett kondenskraftverk. Verkningsgraden, räknad som nyttiggjord energi i förhållande till tillfört bränsle, ligger mellan 70 och 90 procent (el och värme) i kraftvärme jämfört med 35–40 procent (el) i befintliga kondenskraftverk.

Å andra sidan ger ett kondenskraftverk, som ju optimeras för just elproduktion, betydligt mer el per använd mängd bränsle än vad som uppnås i ett kraftvärmeverk.



Rapportens avgränsningar

Elsystemet, som länge varit ett nationellt försörjningssystem, vidgas allt mer och Sverige blir snabbt en integrerad del i ett europeiskt elsystem. Detta förändras från att i väsentliga avseenden ha varit ett "planerat" system till att bli ett marknadsstyrt sådant. Europa är mitt inne i denna omvandlingsprocess, som förväntas pågå i åtminstone några decennier till. Energisystemets komplexitet, där elsystemet bara är en del och denna rapportens ämnesområde en del i delen, kommer att avspelas i Energiframsyns scenarier.

Denna faktagrupp behandlar den svenska elproduktionen från kol, naturgas och biobränslen i stora och medelstora kondenskraftverk eller för kombinerad produktion av el och värme i kraftvärmeverk. Deras andel av elförsörjningen är i dag liten men de förväntas få ökad betydelse under kommande decennier.

Viktiga perspektiv ligger dock utanför denna rapport. Den diskuterar inte elanvändningens utveckling, inte heller elproduktion i vattenkraft, kärnkraft, vindkraft eller decentraliserad elproduktion i bränsleceller, solceller, dieselmotorkraftverk eller andra små kraftverk ägda av slutanvändare. Dock omfattas industriella mottrycksanläggningar inom främst skogsindustrin som har en position liknande kraftvärmeverken i fjärrvärmenäten.

Marknaderna för de fossila bränslena olja, kol och naturgas är internationella och behandlas i rapporterna "Olja – tillgång och prisutveckling" respektive "Kol och gas – tillgång och prisutveckling". De kommer därför inte att analyseras i denna rapport, medan däremot biobränslena får en mer ingående behandling.

Kraftsystemet är en omfattande infrastruktur med en förändringstakt som sträcker sig över decennier. En stor del av dagens produktionssystem kommer att finnas kvar om 20 år. Då kommer det även att finnas ett antal anläggningar som börjar planeras inom de närmaste åren och som markerar början på den förändring som kommer att ha nått sitt genomslag om 50 år.

De nya investeringarna kommer att återspegla företagets bedömningar av de tekniska egenskaperna för såväl anläggningar som

elsystem men också för prisutvecklingen för de aktuella bränslena. Här sker också en påverkan av gällande och förväntade framtida miljökrav, liksom av gällande och förväntade skatter och andra styrmedel som återspeglar statsmaktens ambitioner.

Rapporten kommer inte att diskutera samspelets alla nyanser utan avgränsas till de tekniska förhållanden och de kostnadsbedömningar som låter sig göras för de ingående anläggningarna.

De tekniker som används i kraftsystemet utvecklas i internationell konkurrens och har likartade egenskaper oavsett var de uppförs. De lokala och nationella förutsättningarna kan emellertid variera avsevärt. Det gäller speciellt för kraftvärme, som måste förläggas vid och dimensioneras efter ett värmebehov i t ex ett fjärrvärmenät eller i en industri. Ett kondenskraftverk kan placeras friare. Bedömningar av anläggningskostnader redovisas mot slutet av denna rapport.

Världsmarknadspriserna för olja, kol och naturgas diskuteras i de tidigare nämnda rapporterna. För biobränsle har den regionala tillgången avgörande betydelse även om en växande internationell marknad håller på utvecklas med konsekvenser för åtminstone alla kustnära kraftverk.

Även transportsystemen för kol, naturgas och biobränslen påverkar priset vid kraftverken som också har olika förutsättningar för att ta emot olika slags bränslen.

De skatter som ofta motiveras av energi- eller miljöpolitiska skäl är ofta av samma storlek som bränslepriser eller andra produktionskostnader.

Varje enskild kostnadsuppskattning beror på så många faktorer att en summering för att uppskatta de totala elpriserna tenderar att bli missvisande i sin skenbara precision. Vi har därför i huvudsak avstått från att redovisa sådana beräkningar. Avslutningsvis redovisas dock de bedömningar som gjorts av Elforsk och som godtagits av Energimyndigheten (Stem).

Det svenska elsystemet

Sverige har i dag ett elproduktionssystem som kräver en jämförelsevis liten insats av fossila bränslen. Men vi har starka begränsningar vad gäller vattenkraftens utbyggnad samt principbeslut på att kärnkraften ska avvecklas. Äldre kraftverk tas ur drift samtidigt som efterfrågan på el bedöms öka. Kraftvärme väntas bli ett viktigt alternativ.

Det finns starka skäl att förutse förändringar i det svenska elproduktionssystemet.

De befintliga kraftverkens »demografi« ligger som grund för bedömningar av förnyelsebehov med därtill hörande investeringar. Sådana bedömningar kan, som bekant, utfalla olika.

Under 1990-talet har kraftverk med en sammanlagd produktionskapacitet på 2 500–3 000 MW lagts ner. Samtidigt väntas efterfrågan på el under de närmaste åren öka något snabbare än i dag, detta enligt både elföretagens branschorganisation Svensk Energi och Energimyndigheten. Bekymmer för kraftförsörjningen vid kallt vinterväder har redan medfört särskilda åtgärder för att elsystemet ska kunna tillgodose effektbehovet men också när det gäller elenergi görs nu bedömningar att ytterligare kapacitet för kraftproduktion kommer att behövas inom en femårsperiod.

I detta tidsperspektiv framstår utbyggnad av kraftvärmen som ett näraliggande alternativ.

Vallet mellan olika lösningar beror emellertid på en rad andra faktorer:

Leveranssäkerheten bestäms av såväl driftsäkerheten i kraftverken och i ledningsnäten som säkerheten i leveranserna av bränsle. Den är beroende av egenskaper i det tekniska systemet och påverkar inte bara drift- och underhållskostnader utan även kostnader för investeringar m m.

Miljökrav är också av största betydelse vid val mellan olika tekniska lösningar samt, självklart, vid val av bränsle.

Kostnadsbilden för kraftproduktionen har en komplicerad struktur. De enskilda kraftverkens plats i produktionssystemet, dvs om de används för att leverera baslast – och därmed är i bruk i stort sett hela tiden – eller spetslast, bestäms av förhållandet mellan kapitalkostnader, kostnaderna för drift och underhåll samt kostnaderna för bränslet. Där finns det betydande skillnader mellan olika alternativ.

Kostnaderna för de tekniska anläggningarna förändras successivt. Bedömningar av investeringskostnaderna för de viktigaste alternativen redovisas senare i rapporten.

Kostnaderna påverkas också av eventuella bidrag till investering eller drift och huruvida produktionen påförs skatter eller avgifter. Dessa faktorer diskuteras dock inte i denna rapport.

Elmarknadens ökande internationalisering är en ytterligare faktor av stor vikt. Ojämnheter i tillgång och efterfrågan kan regleras genom export och import av el på ett betydligt mer effektivt sätt än tidigare vilket minskar behovet av investeringar i inhemska reservkraftsanläggningar.

Hälften av världens el baseras på kol

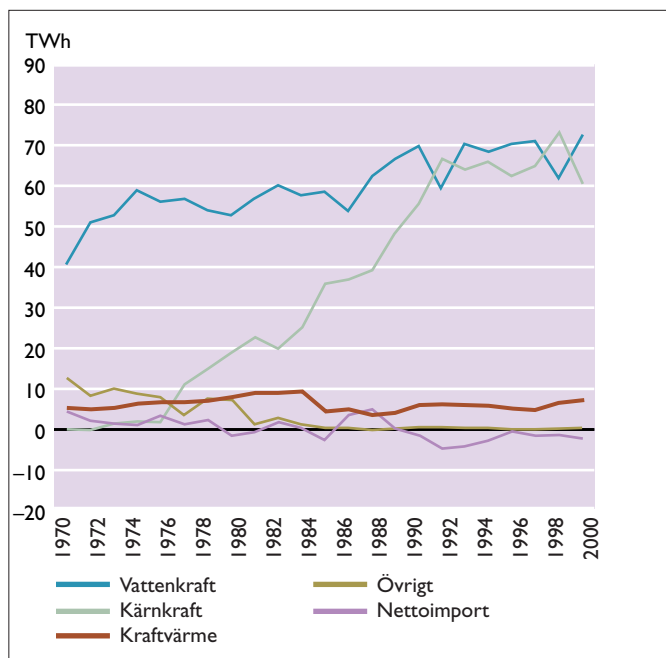
Globalt ökar efterfrågan på el snabbare än den totala efterfrågan på energi. Nära hälften av elproduktionen sker med kol, en knapp femtedel med naturgas men bara drygt 2 procent med biobränsle. Det betyder att omkring 2/3 av kolanvändningen går till elproduktion medan motsvarande andelar för naturgas är 1/3 och för bioenergi 1/15.

Cirka 75 procent av världens installerade kapacitet för elproduktion från bränslen bygger på ångturbiner. Huvuddelen av denna el produceras i kondenskraftverk men såväl kraftvärme som industriellt mottryck ökar sina andelar. I internationella redovisningar görs i regel ingen åtskillnad mellan kraftvärme och industriellt mottryck. Den engelska term som ofta används är Combined Heat and Power Production, CHP. I Danmark och Finland är andelen kraftvärme redan i dag betydande.

Renässans för kraftvärme?

Den samtidiga produktionen av el och värme i kraftvärmeverk gör det möjligt att ta till vara en mycket stor del av bränslets energiinnehåll, mellan 70 och 90 procent. En mycket snabb utveckling av framför allt gaskombitekniken skapar nya förutsättningar.

Elanvändningen i Sverige ökade relativt snabbt under 1980-talet vilket kan kopplas till den kraftiga ökningen av kärnkraftproduktionen under samma period. Därefter har efterfrågan på el utvecklats långsamt.



Elproduktionen fördelad på huvudkategorier. Källa: Energiläget 2001.

Ett närmare studium av diagrammet ovan visar att kraftvärme ökade successivt fram till kärnkraftexpansionen efter folkomröstningen 1980. Därefter halverades kraftvärmens elproduktion för att nu åter omfatta ca 10 TWh/år.

Kondenskraft (från kol och olja) ryms till-

sammans med vindkraft i kategorin »övrigt« och är som framgår av diagrammet obetydlig ur energisynpunkt. Kondenskraften har dock betydelse som effektreserv.

Notera även att utrikeshandeln av el ökat under senare år i samband med marknadsreformerna.

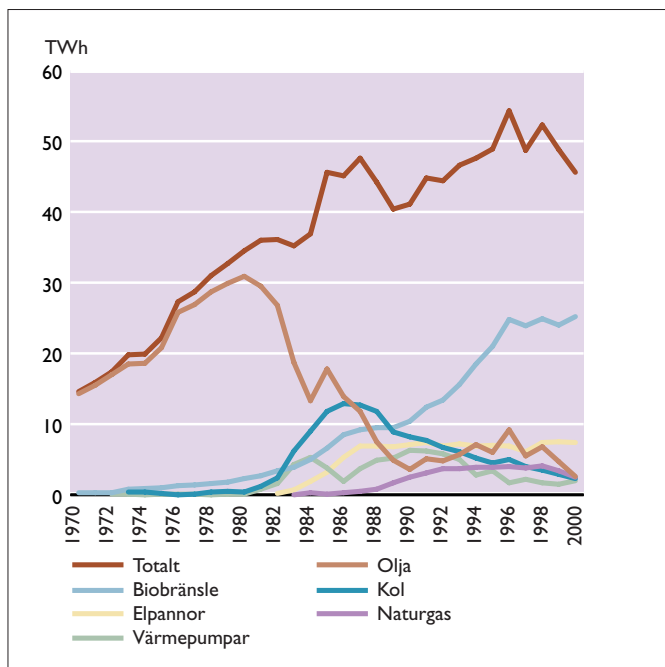
Den samtidiga produktionen av värme och el ger en avsevärd vinst i effektivitet i utnyttjandet av tillförd energi, oavsett bränsle. För att värmen ska kunna komma till nytta behöver den hålla vissa temperaturnivåer. För uppvärmningsändamål behöver den vara åtminstone ca 50°C, medan den för processändamål i ett pappersbruk kan behöva vara över 100°C. Värmekraven har betydelse för val av såväl produktionsteknik som bränsle.

Antingen det gäller el eller värme måste produktionen anpassas till det aktuella behovet. Detta ställer särskilda krav på försörjningssystemen, om än av olika karaktär. Elsystemet måste kunna regleras mycket snabbt vilket främst åstadkoms genom reglering av vattenkraften. Fjärrvärmesystemen har däremot en viss buffertkapacitet i sina ledningsnät.

Kraftvärmens är alltså nära knuten till fjärrvärmeproduktionen och en fördel är att el- och värmeefterfrågan varierar någorlunda likartat inte bara över året utan också under dygnet. För industriellt mottryck, som på motsvarande sätt är nära förbunden till industrins behov av processvärme, är situationen annorlunda.

Kraftvärmens beroende av fjärrvärme medför också begränsningar. Det måste finnas ett värmeunderlag för att tekniken ska vara intressant. I Sverige, Finland och Danmark är fjärrvärme ett viktigt uppvärmningsalternativ.

Under perioden 1980–2000 övergick fjärrvärmeverken från olja till stor dominans av biobräns-



Fjärrvärmeproduktionen fördelad på energiformer. Källa: Energiläget 2001.

le. Stora värmepumpar introducerades under några år i mitten av 1980-talet och används sedan dess. Även elpannor användes en hel del under perioden 1980 – 1995. År 2000 svarade el (till värmepumpar och i elpannor) för cirka 10 TWh av värmeproduktionen.

Bränslepriserna är mycket olika och varierar ibland kraftigt. Under åren före år 2000 låg kolpriset på nivån 4–5 öre/kWh, naturgasen på 10–15 öre/kWh och biobränslen som flis 10–11 öre/kWh, allt före skatter och avgifter. En uppskattning av anläggningskostnaderna för elproduktion, som diskuteras i fortsättningen, visar vid en grov jämförelse att ett kolkraftverk om tio år bedöms kosta omkring 10 000 kr/kW, naturgas i gaskombi omkring 5 000 kr/kW och biobränsle mellan 10 000 och 15 000 kr/kW.

En enkel siffermässig jämförelse är dock, som tidigare framhållits, inte tillräcklig som underlag för val mellan olika anläggningsalternativ. I fortsättningen diskuteras de faktorer som har att göra med tekniken för kraftproduktion medan bränsle-

priser och miljöavgifter får en mycket översiktlig behandling.

Genom utveckling av konstruktioner och material för förbränningsutrustning (brännare, värmväxlare, fluidiserade bäddar och annat) och turbiner (både ångturbiner och gasturbiner) pågår en successiv förbättring av kraftverkens utrustning. För varje kraftverk och i varje investeringssituation är det slutliga valet avhängigt den avvägning mellan tekniska egenskaper, miljöegenskaper och kostnader som det investerande företaget gör.

Valet av bränslen påverkas vidare i hög grad av respektive bränsles miljökonsekvenser – dels direkt genom gränsvärdena för utsläpp av förorenande ämnen och restprodukter, dels indirekt genom de kostnader som krävs för att minska utsläppen eller omhänderta miljöskadliga restprodukter. Ett viktigt skäl för strävan efter ökad effektivitet är att utsläpp och restprodukter blir mindre än de eljest skulle bli vid produktion av samma mängd energi.

Också i elsystemet (generatorer, transformatorer, kraftledningar m m) införs utrustning som minskar förlusterna. I dag uppgår förlusterna i överföringssystemet till 7–8 procent och i generatorerna beräknas de uppgå till några få procent. Även om dessa tal är låga eftersträvas fortsatta förbättringar av ekonomiska skäl vilket behandlas mer utförligt i rapporten »Överföring och lagring av energi«.

Två huvudlinjer

För de aktuella bränslena – kol, naturgas och biobränslen till vilka ibland också räknas avfall – finns två huvudlinjer när det gäller deras användning för elproduktion. Den ena är den traditionella, dvs förbränning för ångproduktion för att driva ångturbiner. Här är den tekniska utmaningen att uppnå allt högre tryck- och temperaturnivåer för att därmed höja verkningsgraden i kraftproduktionen samt att utveckla förbränningen med åtföljande rökgasrening för att minimera utsläppen av skadliga ämnen.

Den andra huvudlinjen är att förbränna gas

och driva en gasturbin vars avgasvärme ofta tas tillvara för ångproduktion i sk gaskombikraftverk. Denna teknik har utvecklats mycket snabbt under de senaste tjugo åren och uppnår i dag mycket höga verkningsgrader. Bränslet i sådana anläggningar är antingen naturgas, förgasat bio-bränsle eller kol. I båda fallen representerar systemen för gasleveranserna stora investeringar antingen i rörsystem eller i anläggningar för förgasning av de fasta bränslena.

Den helt dominerande produktionstekniken är, och har historiskt varit, ångturbiner. Globalt motsvarar dagens installerade effekt drygt 1,8 miljoner MW jämfört med drygt 0,4 miljoner MW för gasturbiner där siffran även inkluderar ångturbiner för gaskombianläggningar.

Om vi däremot ser till beställningar av nya anläggningar blir bilden en annan. Av en prognostiserad total ökning på ungefär 6 procent per år svarar gasturbiner och gaskombianläggningar för

knappt 7/10 medan konventionella ångturbiner svarar för 1/10.

FRÅN SPETS- TILL BASLAST

Förklaringen är att gasturbinerna utvecklats mycket snabbt under de två senaste decennierna. De konventionella turbinernas prestanda har förbättrats dramatiskt genom bättre konstruktionsmaterial samtidigt som förbättrade beräkningsmöjligheter har möjliggjort optimeringar av konstruktioner och system. Effektivare tillverkning har minskat kostnaderna och gasturbinerna, som för några decennier sedan oftast hade funktionen som effektreserver i kraftsystemen, har blivit ett alternativ för basproduktionen. Speciellt gäller detta när de tillämpas i gaskombidrift.

De två huvudlinjerna – förbränning av fasta bränslen för ångproduktion respektive förbränning av olika slags gaser i kombikraftverk – behandlas i det följande var för sig.

El från ångturbiner

Bränsle som förbränns i en eldstad för att producera ånga och driva ångturbiner är sedan hundra år en väl etablerad teknik. Under senare decennier har det dock ägt rum en snabb utveckling av såväl själva förbränningstekniken som miljöskyddande åtgärder vid anläggningarna.

Genom förbättrade materialegenskaper och bättre möjligheter att göra beräkningar för konstruktioner och system har ångcykelns verkningsgrader kunnat ökas påtagligt, från tidigare 35-40 procent till i dag närmare 50 procent och med framtida nivåer på 55 procent inom räckhåll.

Koleldade anläggningar representerar en väl etablerad teknik. I USA pågår ett omfattande utvecklingsprogram kallat CCT (Clean Coal Technology) med syfte att minska kolets negativa mil-

jöksekvenser. Kol förbränns nu i detaljerat styrda och helt slutna processer. Arbetstemperaturerna ligger i dag kring 600°C men inom en överblickbar framtid bedöms förbättrade materialegenskaper göra det möjligt att öka temperaturerna ytterligare vilket skulle möjliggöra verkningsgrader över 50 procent. Kolförbränning skiljer sig då inte avsevärt från elproduktion med förgasat kol i kombisystem (se sidan 14), inte minst eftersom det uppstår energiförluster i förgasningsprocessen.

Kolaskan är torr och skapar inga extra problem vid höga temperaturer. Askan från biobränsle smälter däremot vilket – åtminstone i dagsläget – sätter en övre gräns för möjlig förbränningstemperatur. Detta

Bränslealternativen

Kol har en viktig roll för prisbildningen på el eftersom det representerar ett lätt tillgängligt produktionsalternativ som handlas internationellt. Med hänvisning till Kyoto-avtalets krav när det gäller koldioxidutsläpp är motståndet mot kolanvändning i Sverige betydande.

Biobränsle är samlingsnamn för ett avsevärt mer varierat bränsle. Hit räknas vanligen t ex trädbränslen, energigrödor, returbränslen m m. I de större anläggningar, som vi här diskuterar, används flis.

Den nordiska teknikutvecklingen kring biobränslen ligger i den internationella frontlinjen. Under senare decennier har en avsevärd utveckling kring ett försörjningssystem baserat på biobränsle ägt rum och även tekniken för att minska miljöeffekterna har förbättrats avsevärt. Därför kan skillnaderna mellan förutsättningarna för användningen av många biobränslen och kol komma att minska.

År 2001 var, enligt Energimyndigheten, priset för obearbetade trädbränslen vid värmeverk mellan 6 och 11 öre/kWh, att jämföra med 19 öre/kWh för briketter och pellets och 5 öre/kWh för kol.

Biobränsle är som redan nämnts numer det dominerande bränslet i fjärrvärmerna. För mindre anläggningar och när biobränslen avses användas i befintliga anläggningar ursprungligen avsedda för fossila bränslen sker en bearbetning som leder till högre priser.

Avfallsbränslen betraktas i regel som ett biobränsle medan torv knappast bör räknas dit.

Utvecklingen av bränsleberedningen och av förbränningsegenskaperna hos de olika biobränslekviteterna öppnar möjligheter att –

låt vara efter måttliga tekniska förändringar av äldre anläggningar – blanda biobränsle med kol. När så sker, utgör biobränslet ett direkt substitut för kol.

För den del av sortimentet av biobränsle som gränsar till massaved finns en konflikt, som tidigare varit infekterad. Numer har konkurrensen kring detta sortiment dämpats och energibranschen och skogsindustrin har funnit ett gemensamt synsätt på biobränsleanvändningen. Förutom själva uttaget av ved handlar samsynen även om vikten av att återföra aska och därmed näringsämnen till skogsmarken för att säkra återväxten. Återväxten borgar för uthållighet och är en viktig faktor vad gäller biobränsle i egenskap av koldioxidfritt bränsle.

Förbränningen av returlutar i skogsindustrin motsvarar en betydande användning av biobränsle och redovisas också så i statistiken. Lutarna bränns för att återvinna kemikalier och förbränningen är en integrerad del i den industriella processen. Returlutarna utgör huvudsakligt bränsle för det industriella mottrycket.

En jämförelse mellan de nordiska ländernas elproduktion med hjälp av konventionell värmekraft visar att förbrukningen av biobränslen är störst i Finland medan Danmark svarar för den största kolanvändningen. I Sverige ökar biobränslenas andel i elproduktionen medan förbrukningen av kol är stabil eller långsamt minskande. År 2001 producerade Sverige cirka 5 TWh el av biobränsle inklusive skogsindustrins returlutar och cirka 3 TWh av kol inklusive hyttgas.

sätter i sin tur gräns för bästa möjliga verkningsgrad. Därför framstår bioförgasning i kombination med gaskombi som en mer eftersträvandsvärd lösning än att använda bränslet i ångcykeln.

Förgasningstekniken innebär i dagläget merkostnader också för biobränsle men kan på sikt medföra fördelar genom att ge fler alternativ för kraftverket och därmed val av miljövänlig teknik. Mer om detta i nästa kapitel.

ÅNGPRODUKTIONEN

De fastbränsleeldade kraftverken driver ångturbiner. Ångproduktionens tryck- och flödesegenskaper ger grundförutsättningarna för såväl turbinernas funktion som miljöskyddet i form av rökgasrening och restprodukt-hantering. Utvecklingen när det gäller materialegenskaper och beräkningsteknik har, och har alltid haft, stor betydelse.

Konstruktionen av förbränningsrummet är föremål för ständig utveckling och avancerade tekniska avvägningar i en rad avseenden: val av material, utformning av konstruktionsdetaljer, layout för anläggningen m m.

Förbränningstekniken har utvecklats under lång tid och i många avseenden är dagens lösningar resultat av långa utvecklingskedjor med en rad väl beprövade konstruktioner. Senare års utveckling på materialområdet, av systemkunnandet och av beräkningskapaciteten bidrar tillsammans med en väl utvecklad förståelse av förbränningsförloppet och ångans strömningsegenskaper till denna i huvudsak evolutionära utveckling. Ett revolutionerande framsteg var dock den fluidiserande



Ångturbin klar för leverans. Foto: Alstoms.

bädden (se vidare nedan) som introducerades på 1970-talet och som nu i lite olika utföranden representerar den mest avancerade förbränningstekniken för ångproduktion i stora och medelstora kraftverk.

Möjligheterna att uppnå höga temperaturer och högt tryck har avgörande betydelse för turbinens verkningsgrad. Materialelegenskaperna i de ångrör som befinner sig i förbränningszonen sätter gränser för kombinationen av tryck och temperatur, vilket är det som bestämmer ångans energiinnehåll. Påfrestningarna på ångrören är dubbel; dels ska de klara de yttre villkoren med en het flamma eller en het fluidiserad bädd, dels ska de motstå högt ångtryck vid höga temperaturer utan risk för

bristningar i materialet.

Det finns tre alternativ för förbränningen:

- Bränslet förbränns i en kammare kring vilken ångpannans rör är placerade och där ångan produceras för att sedan föras vidare till turbinerna som driver generatoren. Rökgaserna renas genom filter av olika slag innan de släpps ut till omgivningen. Ångrören kan tillverkas av material som ger möjlighet att hålla höga temperaturer i förbränningsrummet. För kolförbränningen sätter egenskaperna hos materialet i ångsystemet gränser för hur hög temperaturen kan bli hos ångan. Vid förbränning av bio-bränsle är det i stället egenskaperna hos askan, som smälter samt orsakar korrosion, som sätter en gräns för högsta möjliga temperaturen.
- Bränslet förbränns i en fluidiserad bädd av obrännbart material. Detta s k bärarmaterial bidrar inte bara med att överföra värmen till ångrören utan även med att binda föroreningar vilket gör det möjligt att använda enklare konstruktioner för rökgasrening.
- Bränslet förbränns på en metallbädd under pannan, s k roster-eldning. Detta alternativ är fortfarande aktuellt vid avfallsförbränning där materialet är svårt att bearbeta och temperaturen inte får bli för hög.

ÅNGTURBINEN

Konstruktionslösningarna för ångturbinerna varierar beroende på om den ska gå i kondensdrift, dvs enbart producera el, eller i kraftvärmedrft för kombinerad produktion av el och värme.

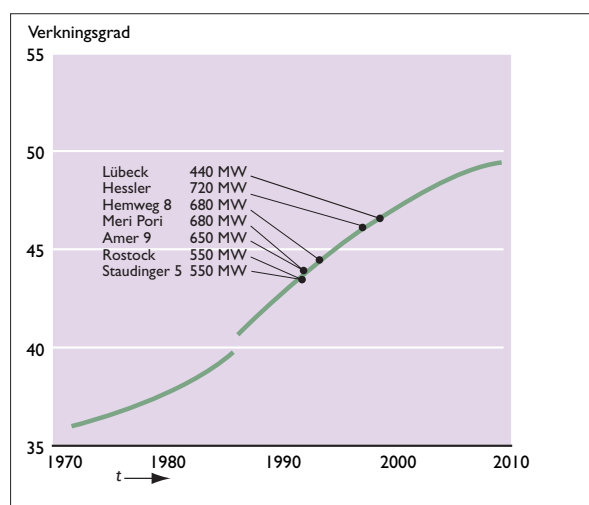
I en ångcykel för enbart elproduktion uppgår verkningsgraden för koleldade anläggningar i dag till omkring 45 procent medan den för biobränslen är lägre, 35–40 procent. Dessa verkningsgrader bestäms i allt väsentligt av bränslenas fysikaliska egenskaper och de temperaturer som därmed kan uppnås i ångpannor och turbiner.

Vid kombinerad produktion av el och värme kan totalverkningsgraden för el och värme ofta bli 90 procent eller ibland ännu högre.

Egenskaperna i den ånga som tillförs turbinerna och egenskaper i turbinerna som ånginlopp, utformning av skovlar, tätningen av turbinernas rörliga delar och geometrin i turbinens olika delar förbättras successivt. Nya konstruktionsmaterial med större hållfasthet ger möjlighet till lika starka konstruktioner vid 600°C som tidigare var möjligt vid 565°C. Förbättringen har kunnat genomföras genom ett långtgående samarbete mellan turbin-tillverkare, smidesverkstäder, gjuterier, kraftbolag och forskningsinstitut. Denna utveckling fortsätter att leda till gradvis ökande verkningsgrader i moderna kolkraftverk.

De nya materialen gör det möjligt att höja tryck och temperatur – och därmed ångdata – utan större förändringar i de etablerade konstruktionsprinciperna. Det senare är viktigt eftersom endast långtidsprov ger säker information om de faktiska materialegenskaperna. Även avancerade beräkningar måste verifieras empiriskt.

Det är huvudsakligen i högtrycksturbinen, och där i första hand utformningen av turbinskovlarna, som fortsatta förbättringar kan åstadkommas.



Verkningsgraden i koleldade kraftverk – ABB Tidning 8 /1996.

El från gasturbiner

Konstruktionen och egenskaperna hos gasturbinen är olika ångturbinens. Men gasturbinkraftverket kombineras ofta med avgaspannor för ångproduktion som driver ångturbiner. Sådana gaskombikraftverk är i dag det dominerande alternativet för elproduktion oavsett om det kombineras med värmeproduktion i kraftvärmeverk eller ej.

Gasturbiner enbart, eller i kombination med ångturbiner, svarar i dag för närmare 70 procent av efterfrågan för nyinstallationer på världens kraftgenereringsmarknad. Övriga ångturbiner svarar för ca 10 procent vilket då inkluderar ångturbiner för kärnkraft. Gasturbiner kan också drivas med lätta petroleumfraktioner vilket tidigare varit den förhärskande tekniken.

Elproduktion i anläggningar där gasturbiner är den centrala komponenten är alltså i dag den dominerande lösningen i nya kraftverk och det gäller vid såväl kondensproduktion som vid kombinerad el- och värmeproduktion. Den höga arbetstemperaturen i gasturbinerna gör att verkningsgraden blir mycket hög, i dag som bäst nästan 60 procent vid ren elproduktion i kombi.

Den högre verkningsgraden i gaskombi jämfört med enbart gasturbin kompenseras för den högre anläggningskostnaden. Denna fördel blir än mer framträdande vid kraftvärmertilämpningar då även spillvärmerna tas tillvara.

MILJÖKRAVEN DRIVER PÅ

Den successiva skärpningen av miljökraven och gaskombikraftverkens goda ekonomiska egenskaper bidrar till att göra naturgasen till ett allt mer intressant bränslealternativ. Elmarknadens avreglering gör att konkurrensen mellan olika kraftverksalternativ skärps. På platser där det redan finns tillgång till naturgas kan gaseldade kraftverk byggas relativt snabbt och till förhållandevis låga kostnader.

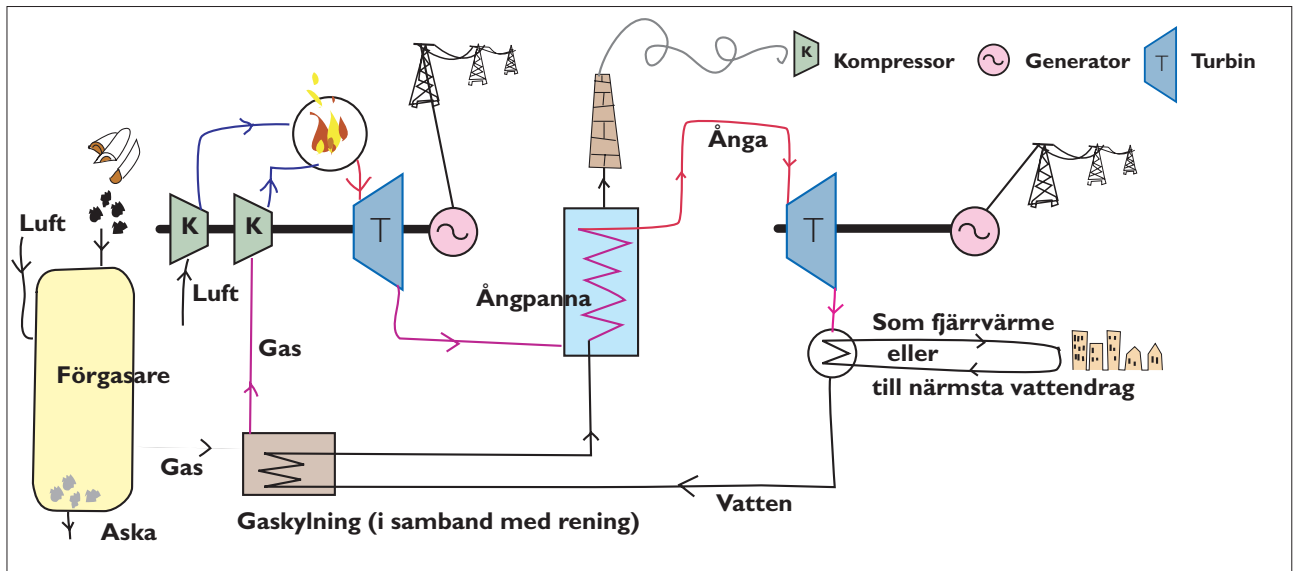
Den pågående avregleringen av naturgasnäten i Europa väntas minska naturgaspriset genom ökad konkurrens och därigenom försvaga dess nuvarande knytning till oljepriset. Sverige är nästan ensam bland Europas länder att inte ha ett utbyggt naturgasnät. En sådan utbyggnad övervägs för närvarande såväl politiskt som kommersiellt. Ut-fallet blir av största betydelse för naturgasens möjligheter som bränsle vid svensk elproduktion.

Gasturbiner kan också drivas efter förgasning av biobränslen eller kol. Förgasningen kan ske i en anläggning i anslutning till ett kraftverk eller kraftvärmeverk och som därmed bildar en integrerad enhet för el- och värmeproduktion. Kostnaderna för förgasningen kan dock bli betydande.

När det gäller kolförgasning pågår en omfattande internationell utveckling. Projekt inom programmet CCT (Clean Coal Technology) anges redan ha visat att kommande miljökrav kan mötas med teknik som är konkurrensduglig på en avreglerad elmarknad. Förgasning av kol kan också bli aktuell i stor skala som alternativ försörjning till ett gasnät.

Vid användning av kol för elproduktion står valet, som tidigare antytts, mellan avancerad direkt förbränning med åtföljande ångproduktion och förgasning i kombination med gaskombi. Vid ångproduktion förväntas förbättrade material-egenskaper medföra att verkningsgrader kring eller över 50 procent kan uppnås om något decennium. Det kräver att temperaturen kan ökas till cirka 600 °C.

I gasturbiner för enbart elproduktion har en verkningsgrad kring 60 procent i stort sett redan uppnåtts. De tekniska svårigheterna för ytterligare förbättring förefaller dock betydande. Skillnaden mellan verkningsgraden för ångturbindrift och gasturbindrift med kol som bränsle kommer på



Bränslet, som tillförs till vänster i figuren, torkas och förgasas. Därefter renas gasen och förbränns i en "normal" gaskombi med gasturbin och ångturbin. Denna principiella utformning har flertalet utvecklingsalternativ.

sikt att avgöra vilken väg som väljs. Skillnaden måste uppväga den lägre totalverkningsgrad som förgasningen av bränslet med nödvändighet medför. Om detta kan uppnås med kol som utgångsmaterial bedöms som tveksamt.

Situationen för biobränsle är dock en annan. Smältande aska begränsar den förbränningstemperatur som kan komma i fråga vid ångproduktion men förgasning kräver inte så höga temperaturer. Asksmältning är inte längre något bekymmer och den bildade gasen kan därefter förbrännas vid hög temperatur som ger ett större utbyte vid elproduktionen.

FÖRGASNINGSTEKNIKER

Förgasningen av biobränsle framstår som en angelägen utvecklingslinje för alternativ bränsleförsörjning i gas(kombi)kraft(värme)verk. Ett problem är att få gasen så ren att den kan användas som bränsle för gasturbiner. Utvecklingsprojekt med förgasning vid såväl atmosfärstryck som vid högre tryck pågår.

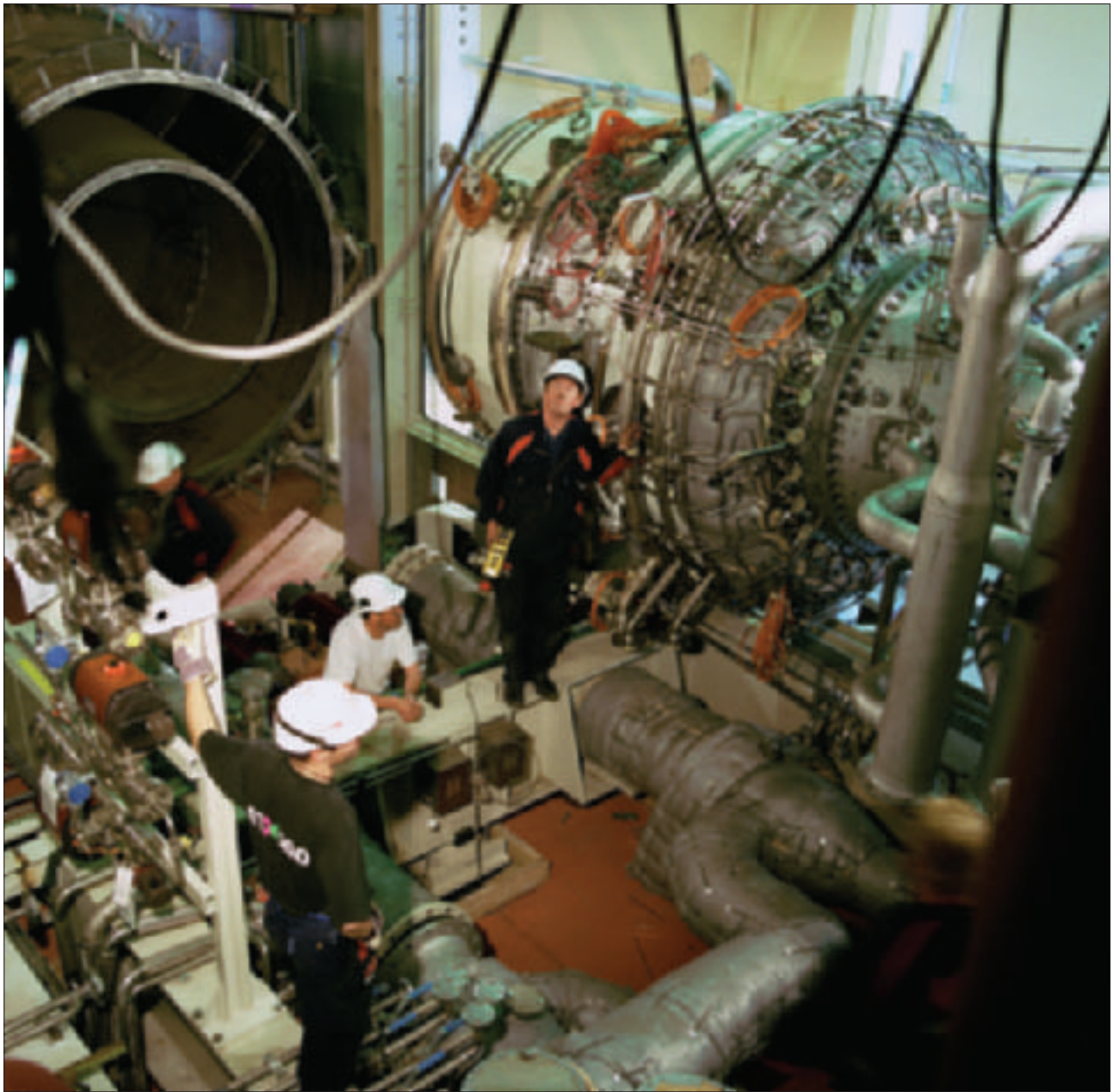
Under 1990-talet har teknik som ger tillräckligt

ren gas utvecklats av bl a det svenska företaget TPS vid forskningsstationen i Studsvik. Där har utvecklats en metod att vid atmosfärstryck förgasa biobränslet varefter gasen genomgår katalytisk rening som gör att den kan användas i ett gaskombikraftverk. Metoden har, förutom i försöksanläggningen i Studsvik, prövats i en anläggning i England. Erfarenheterna är goda och tekniken uppfattas som lovande.

En teknik som benämns IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) har demonstrerats i en pilotanläggning i Värnamo som varit i drift sedan 1993 och uppvisat goda resultat. De integrerade processerna med förgasning, gasturbiner, ångturbiner och bränslehanteringen med torkning av bränslet, rökgasrening och askhantering i systemet utvecklas fortfarande.

Svartlutsförgasning, dvs förgasning av de retur-lutar som bildas vid massaproduktion, är en utvecklingslinje vars utsikter bedöms som potentiellt intressanta men där det fortfarande finns ett antal kritiska utvecklingssteg att klara av, t ex gasens renheten samt korrosionsproblem vid höga tryck och temperaturer.

Försök med atmosfärisk förgasning vid Frövi-

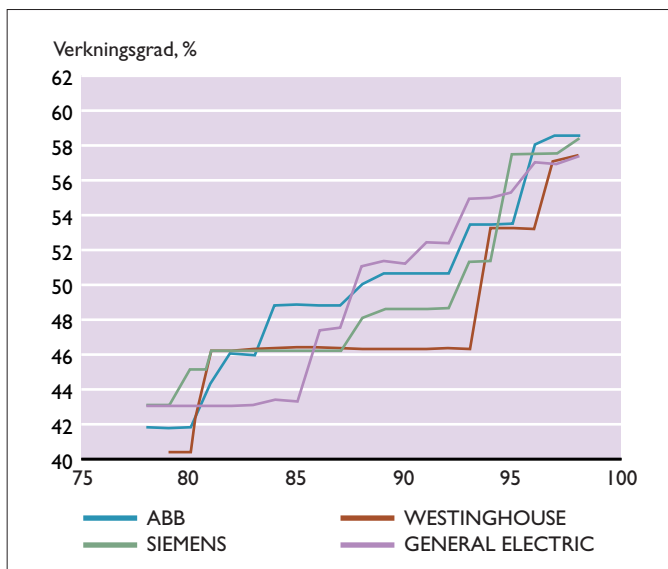


Provkörning av gasturbin. Foto: Alstoms.

fors pappersbruk pågick till år 1997, dock utan elproduktion. En trycksatt anläggning i kombination med elproduktion övervägdes vid Lövhölmens bruk men blev inte av. En försöksanläggning finns nu vid Energitekniskt Centrum i Piteå, inrik-

tad på att undersöka processens driftsäkerhet.

Om förhoppningarna infrias skulle tekniken enligt gängse bedömningar på lång sikt kunna ge ungefär dubbelt så mycket el som dagens industriella mottryck vid given mängd returluft.



Förändring av bästa verkningsgrad för gasturbiner i kombidrift under 20 år. Källa: Thorén 1999.

GASTURBINEN

Alla stora gasturbiner optimeras i dag vid konstruktionen för kombidrift med naturgas som dominerande bränsle. Allt större effekter har blivit möjliga – i dag byggs kombianläggningar på 500 MW, vilket är minst tre gånger mer än för bara ett par decennier sedan.

Gasturbiner för spets- och reservkraft, som tidigare haft en stor marknad, har på den avreglerade elmarknaden ersatts med att reservkraft hämtas från ledningsnätet. I stället har gaskraftverken hittat sin rakt motsatta tillämpning, nämligen för grundlastdrift.

Det finns flera skäl till denna markanta och på många sätt överraskande snabba förändring.

En komplett kombianläggning kostar omkring hälften av ett motsvarande koleldat ångkraftverk och har i dag hög tillförlitlighet. Den har därtill lägre livscykelkostnad än andra fossilbränslebase-rade kraftverk.

Verkningsgraden når i dag närmare 60 procent vilket tidigare betraktats som en drömgräns och är mycket högre än i andra termodynamiska processer. Kombianläggningar kan vidare byggas i re-

lativt små dimensioner och har kort leveranstid.

Allt detta innebär stora fördelar på avreglerade elmarknader där konkurrensen kräver snabb anpassning till en marknadsbild som är svår att förutse.

Gasturbinens viktigaste yttre karakteristika har alltså förbättrats genom större enheter med ökad uteffekt, ökad verkningsgrad som givit lägre bränsleförbrukning, bättre förbränningsteknik som ger mindre av skadliga emissioner och bättre tillgänglighet som innebär lägre servicekostnader.

Turbineffekten har höjts främst genom att gasmängden genom turbinen ökat. Flödet och den höga temperaturen ställer stora krav på material-egenskaper och konstruktion av både rörliga och fasta delar. Gastemperaturen i inloppet kan i dag vara 1 400°C eller mer och mycket stora ansträngningar görs för att konstruera skovlar som klarar ännu högre temperatur med tillräcklig livslängd och säkerhet.

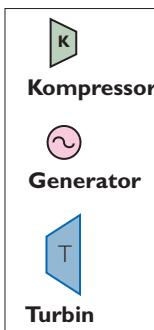
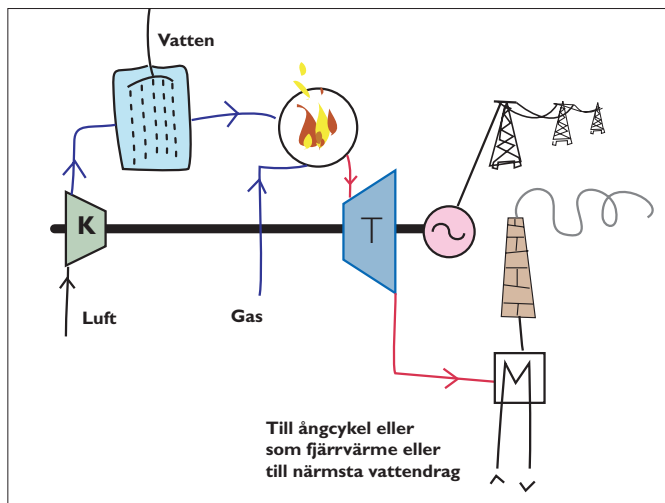
EVAPORATIVA TURBINER OCH CHAT

Under senare år har också andra konstruktioner av brännkammare utvecklats. Ett viktigt motiv är att minska de miljöskaadliga utsläppen så mycket som möjligt. Också i detta sammanhang spelar möjligheterna att i detalj beräkna reaktionsförloppet stor roll för utvecklingen.

En sådan konstruktion är den så kallade evaporativa gasturbinen.

Dess princip bygger på att värmen från rökgaserna återvinns direkt till gasturbinen i stället för i en ångcykel. Vidare befuktas gasen vilket ökar massflödet genom turbinen och därmed uteffekten utan att kompressorarbetet ökar.

Vattenångan hämmar också bildningen av kväveoxider vilket ger mycket låga utsläpp. Utvecklingsarbetet, som inleddes år 1993, har i en pilotanläggningen på 600 kW visat mycket lovande resultat. Världens första kompletta process efter denna princip är placerad vid Lunds Tekniska Högskola. Ett fortsatt utvecklingsarbete pågår för att anpassa processen så



Om gasen befuktas kan effekten öka. Därtill minskas bildningen av kväveoxider.

att konkurrenskraftiga aggregat kan byggas.

Liknande utvecklingsinsatser kallade CHAT (Cascaded Humified Advanced Turbine) pågår också och siktar i dag på att kunna använda standardkomponenter för större anläggningar.

Utfallet av utvecklingen för både den evaporativa gasturbinen och CHAT-konceptet går inte att säkert bedöma i dag, men de betraktas båda som

löftesrika. Ytterligare en möjlighet att använda fasta bränslen för att driva gasturbiner är att elda bränslet i en konventionell fastbränslepanna och överföra värmen till gasturbinens arbetsmedium, ofta luft, genom en värmeväxlare. Med keramiska material i värmeväxlaren har turbininloppstemperaturer på cirka 1150°C uppnåtts och givit verkningsgrader på bortåt 45 procent.

Miljökonsekvenser

Vid förbränning uppkommer alltid gaser eller andra ämnen som är skadliga för människor eller natur. Alla utom koldioxid bemästras i dag med hjälp av väl fungerande reningstekniker. För koldioxid framstår dock separering och lagring som ett allt mer realistiskt alternativ.

Valet mellan energislag påverkas även av de olika alternativens miljöegenskaper. Utformningen av skatter och bidrag sker också med miljöskäl som viktigt motiv.

Den viktigaste miljöeffekten vid förbränning anses i dag koldioxidutsläppen och dess konsekvenser för klimatet utgöra.

KOLDIOXID

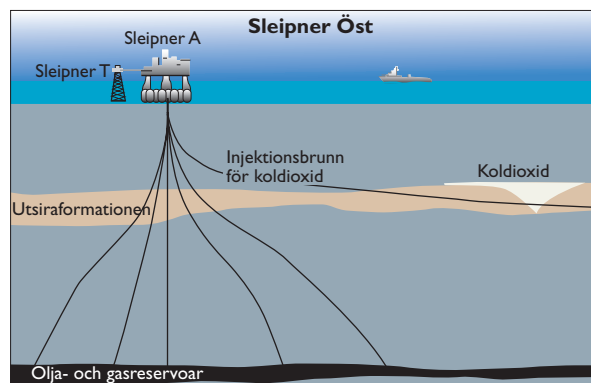
All förbränning ger koldioxid. Atmosfärens halt av koldioxid ökar till följd av förbränning av fossila bränslen som kol och naturgas. Den koldioxid som uppstår vid förbränning av bibränsle ses som en återföring av koldioxid som bundits i samband med tillväxten av materialet eftersom biologiskt material skapats genom fotosyntesen där luftens koldioxid är en av huvudkomponenterna.

Möjligheter att i stor skala fånga in koldioxiden från förbränningen och lagra den har tidigare betraktats som orealistiska. Nu pågår en grundlig omprövning av dessa möjligheter. Det har visat sig att:

- separation av koldioxid ur rökgaserna samt kompression och transport av densamma kan utföras med hjälp av befintlig och väl beprövad teknik;
- samtliga världsdelar är väl utrustade med geologiska formationer, där koldioxiden kan förvaras säkert och varaktigt;
- kostnaderna varierar mellan 10 och 20 öre per kWh producerad elektricitet vilket är i nivå med dagens svenska koldioxidskatt;
- koldioxid som injekteras i oljekällor ger en in-

täkt eftersom mer olja kan utvinnas då trycket i källan ökar.

Framtida slutsatser i denna fråga har potentiellt mycket stor betydelse för inställningen till kol och naturgas varför de redovisas mer ingående i rapportens bilaga (sid 25).



Utsiraformationen är ett vidsträckt, saltvattenfyllt sandlager under Nordsjöns botten. Sanden ligger innesluten mellan två täta skikt av berg. En del av den naturgas, som utvinns vid Sleipnerfältet och som innehåller en jämförelsevis hög halt av koldioxid, »renas« innan den säljs. Den separerade koldioxiden injekteras i Utsiraformationen. Källa: Erik Llndeberg, SINTEF.

ÖVRIGA UTSLÄPP

Förbränning ger också upphov till andra utsläpp:

- Svaveloxider, som är försurande, orsakas av svavel som finns som förorening i kol och ibland i bibränslen.
- Kväveoxider kan bidra till övergödning och är försurande. De medverkar dessutom vid uppkomsten av marknära ozon. De bildas av bränslets och luftens kväve, särskilt vid förbränning vid hög temperatur.

- Organiska ämnen, som inte förbränts tillräckligt, är skadliga för hälsan. Dessa ämnen är främst ett problem vid förbränning av biobränslen.
- Partiklar kan fungera som »bärare« av andra skadliga ämnen som på så sätt når människor och djur via födointaget eller andningsvägarna.
- Metaller kan ofta leda till hälsoeffekter. De förekommer i små mängder i bränslena och frigörs vid förbränning.

Tekniken för att rena rökgaser är i det stora hela effektiv och utsläppsproblemen i Sverige under kontroll även om förbättringar fortfarande måste eftersträvas. Utvecklingen har varit snabb – som exempel kan nämnas att modern förbränningsteknik gjort att utsläppen av kväveoxider kunnat minskas till 15–25 ppm, vilket är en tiondel av den normala nivån för bara 20 år sedan. Med undantag av koldioxid finns i dag fungerande teknik för att rena rökgaserna från alla sorters bränslen och skillnaderna i dessa övriga utsläpp kan knappast bli avgörande för valet av bränsle.

KOL

Synen på kol präglas framför allt av tveksamhet till den förhållandevis höga nivån på ofrånkomliga koldioxidutsläpp. Detta medför också att kolet belastas med höga skatter och miljöavgifter som innebär att dess användning begränsas. Askan från kol måste deponeras eller finna alternativ användning. Rökgasrening skapar också restprodukter som kräver omhändertagande.

Kol bryts inte i Sverige och för kolkraftverk vid hamn sker transporterna med fartyg. Annars måste omlastning ske till väg eller järnväg för att nå kraftverket.

NATURGAS

Miljöegenskaperna för naturgas präglas av att gasen är ren och inte ger någon aska. Vid sidan av koldioxidutsläppen blir det därmed främst bildningen av kväveoxider som behöver beaktas. Gasturbinutvecklingen har bidragit till en utveckling där utsläppen av kväveoxider minskat från nivån 100 ppm i början av 1980-talet till 10–20 ppm i dag. Ytterligare skärpningar av utsläppskraven väntas.

Naturgasen transporteras i ledningar som normalt förläggs under mark. Under byggtiden uppstår dock betydande ingrepp i landskapet.

BIOBRÄNSLE

Biobränslets miljökonsekvenser har en i många stycken annorlunda karaktär än kol och naturgas. Biobränslet ger inget långsiktigt tillskott till växthusgaser i atmosfären. Biologiskt material leder dock till en annan sammansättning av rökgaser med oförbränt biologiskt material som en icke önskvärd ingrediens. Energiinnehållet är betydligt lägre än i kol vilket gör att transportvolymerna blir större.

Askan från biobränsle återförs till skogsmarken för att bidra till den fortsatta tillväxten men rökgasreningens restprodukter måste omhändertas.

Biobränslen transporteras inom landet från uttagsplats eller insamlingsplats till kraftverket medan sjötransporter blir aktuella vid internationell handel. Energitätheten i biobränsle är lägre än i kol vilket påverkar transportvolymerna. Vid framför allt vägtransport blir detta en viktig miljöfaktor.

Också odling av energi (energiskog, energigrödor) har konsekvenser i landskapet.

Framtidsutsikter och betydelsen för Sveriges elsystem

Elproduktion med kol, naturgas och bibränsle svarar i dag för cirka 4 procent av Sveriges elproduktion. På var sitt sätt representerar de dock viktiga framtida alternativ och deras betydelse kan väntas öka kraftigt.

Utvecklingen av elproduktionsanläggningar baserade på kol och naturgas är internationell. Det finns väl beprövad anläggningsteknik och stor leveranskapacitet för kraftverk som med dagens mest avancerade teknik ger låga utsläpp av alla föroreningar utom koldioxid.

Det är i sammanhanget intressant att världslidande tillverkning av såväl ångturbiner som

gasturbiner sker i Sverige i Alstoms (tidigare ABB Stal) fabriker i Finspång. Verksamheten baseras på världsmarknadens efterfrågan och den kompetens och tradition som i dag finns i Finspång representerar en viktig industriell tillgång.

För bibränsleteknik är förutsättningarna i Norden jämförelsevis goda. Svenska och finska forskare och företag ligger internationellt sett långt framme i flera av kraftverksteknikens utvecklingslinjer. Det gäller förgasning av bibränslen i anslutning till gaskombikraftverk men också i kombination med den evaporativa gasturbinen. Den senare bedöms åtminstone vid naturgasdrift kunna bli mycket konkurrenskraftig.

Utbudet av energi i Sverige är stort på både kort och lång sikt. Däremot är i dagsläget kapaciteten för elproduktion begränsad genom den utfasning av kraftverk som ägt rum under senare år till följd av såväl konkurrensen på elmarknaden som av de politiska besluten att stänga



Från experimentverkstaden.
Foto: Alstoms.

kärnkraftverk. Gångse bedömningar visar att marginalen mot kapacitetsbrist minskar och att ny kraftproduktion kommer att behövas inom en femårsperiod. När det gäller effektkapacitet vid hög belastning betraktas situationen redan som akut vilket medfört att regeringen uttalat oro för en sådan brist.

Detta kan ställas mot uppfattningen att det »i dag och flera år framåt finns en överkapacitet för elproduktion« som återkommande uttalas av Energimyndigheten, Stem. Med tanke på de planerings- och byggnadstider som krävs för nya kraftverk betyder detta att beslutsordningen behöver övervägas.

När det gäller konkurrensen mellan naturgas, kol och biobränsle för kraftvärmeproduktion pågår åtskilliga analyser. En systemanalys med omfattande beräkningar görs inom Nordleden-projektet men frågan analyseras också i anslutning till konkreta anläggningsprojekt på olika håll i landet. Hur konkurrenssituationen kommer att utvecklas beror dels på prisutvecklingen för kol och naturgas på den internationella marknaden, dels på hur kostnaderna för biobränslet förändras lokalt och regionalt.

Till en sådan analys hör också transportkostnader för rörledning för naturgas, fartygs- och landtransporter för kol och eventuellt för biobränsle som handlas över större marknader och lokala transporter till den aktuella anläggningen. Det blir ytterst en bedömning av alla dessa kostnader som kommer att avgöra valet av kraftverkstyp.

Utfallet av sådana val beror i lika stor utsträckning på faktorer som ligger utanför denna rapports uppdrag att analysera. Elsystemet består av ett stort antal anläggningar. Både driften av systemet och utbyggnaden av det påverkas i dag av hur marknadssituationen bedöms på kort och lång sikt. Till de faktorer som måste beaktas hör de regelverk som fastställs politiskt, dvs såväl regleringar som eventuella avgifter och bidrag som påverkar de ekonomiska förutsättningarna.

Biobränsle

Biobränsle är ett samlingsbegrepp för många olika bränslen med biologiskt ursprung. Det kan gälla »vanlig« skogsråvara, odlad energiskog, andra grödor, biprodukter från skogsindustrin och annat. Bioenergin uppfattas som ett nationellt alternativ men det finns en begynnande internationell handel. Denna råvara är också i ökande utsträckning bearbetad och kvalitetsbestämd på liknande sätt som kol och petroleumprodukter.

De förhållandevis stora anläggningar som här diskuterats kan dock förväntas hantera ett relativt lågt förädlad, och därmed billigt, sortiment. Den fysiska tillgången i Sverige är god. Med den tillväxt som äger rum i skogbruket är möjligheterna att ta ut biobränsle större än vad som rimligen kommer att kunna användas för kraftvärmeproduktion i fjärrvärmenäten även om det i denna fråga ibland föreligger betydande åsiktskillnader.

Hur stort uttaget kan bli med hänsyn till konkurrensen med andra bränslen (det gäller då främst kol och naturgas) beror på den samlade kostnadsbilden. En analys av biobränslets roll i Sverige måste omfatta avsevärt mer än elproduktionen.

Bränsleförsörjningens infrastruktur är ojämnt utbyggd i Sverige. Transporter av fasta bränslen måste ske med fordon till alla kraftverk som inte ligger vid hamn. Transporterna kan bli omfattande, speciellt för biobränsle.

Naturgas kräver ett utbyggt ledningsnät som i sig representerar en stor och långsiktig investering. När det gäller kraftvärmeproduktion i nya anläggningar finns en konkurrenssituation mellan biobränsle och naturgas vars konsekvenser måste bedömas i samband med ställningstaganden till ett utvidgat naturgasnät.

I det längre tidsperspektivet, halvseklets, aktualiseras frågan hur stor kapacitet som behöver byggas för att möta efterfrågan på el. Utöver kraftvärmeproduktion måste också ren elproduktion bli aktuell. Stora anläggningar för kraftproduktion från biobränslen med eller utan förgasning ska då konkurrera med gaskombikraftverk och kolkondens som byggs på den internationella marknaden. Dessutom ska rollen för vindkraft, vattenkraft och kärnkraft beaktas i sammanhanget.

Teknikutvecklingen

När det gäller elproduktion från kol, naturgas och bio-bränslen är teknikutvecklingen snabb och inriktad på att förbättra verkningsgrad och miljöegenskaper. Den industriella traditionen för denna utveckling är god i Sverige. Vad gäller biobränsleteknik kan Sverige tillsammans med Finland betraktas som världsledande.

Det som driver denna utveckling är dock möjligheterna att skapa system och produkter som kan säljas på världsmarknaden. När det gäller teknik för kol och naturgas innebär detta inga större problem men för biobränsletekniken är situationen en annan eftersom bränslet inte är lika väl etablerat i elproduktionssammanhang.

Den mest näraliggande slutsatsen kring samtliga bränslens miljöeffekter är att utsläppen av alla ämnen utom koldioxid successivt minskas. Teknik som kan sänka utsläppen ytterligare håller på att utvecklas väl integrerat med den övriga tekniska utvecklingen. Det sker genom att olika kunskapsområden samverkar på ett sätt som sällan förekom för några decennier sedan. Den fråga som framför allt skiljer bränsleslagen från varandra i miljöhänsende är därför koldioxidutsläppen.

I ett långt perspektiv kan möjligheterna att avskilja och förvara koldioxid få stor betydelse (se bilagan på sid 25). Om sådana möjligheter realiseras kan förutsättningarna för att använda kol och naturgas förändras dramatiskt. Utvecklingslinjer kring t ex vätgasbaserade system, ny förgasningsteknik och helt nya gasturbinprocesser betyder sannolikt väsentligt mindre.

Det är värt att notera att förbättringarna av kraftverkens prestanda i hög grad kan hänföras till utvecklingen inom en rad basteknologier. Ett kraftverk är i sig ett avancerat system som är inbäddat i det ännu större system som elförsörjningen representerar. Förmågan att hantera dessa system

har under senare decennier förbättrats dramatiskt genom de möjligheter till komplicerade analyser och beräkningar som informationsteknologin erbjuder. Men för att kunna dra nytta av dessa fördelar måste också egenskaper hos konstruktionsmaterialen, i förbränningsprocessen, i snabba strömningsförlopp och liknande inte bara vara kända utan också kunna mätas och styras.

Frågor som de följande kan illustrera en del av de problem som behöver lösas för att ytterligare förbättringar i kraftverkens prestanda ska bli möjliga:

- Materialens tålighet mot höga temperaturer, höga tryck och korrosion har ökat men hur långt kan detta vidareutvecklas?
- Vad händer i förbränningsprocessen och hur påverkar det värmeutveckling, reaktioner mellan bränsle och luft och vad betyder det för tillblivelsen av föroreningar?
- Vad händer med energioverföringen i de snabba strömningsförlopp som äger rum i en turbin och hur kan energin tillvaratas på bästa sätt?

SLUTORD

Det finns många analyser av den framtida elproduktionens förutsättningar. De flesta har haft ett bredare perspektiv än denna studie och också innefattat vattenkraft och kärnkraft samt inte minst diskuterat efterfrågeutvecklingen.

De tekniska lösningar som varit i fokus för denna rapport har bedömts av företrädare för elbranschen i en studie från Elforsk. Studiens bedömningar av utvecklingen på något decenniums sikt har godtagits av Energimyndigheten och är i kortlet följande:

- Biobränslebaserad kraftvärme kräver utveckling av material och system för att åstadkomma

högre ångdata och nå bättre elverkningsgrader. Det gäller inte minst korrosionsproblemen vid höga temperaturer. Vidare krävs fortsatt uppmärksamhet på miljöprestanda och restprodukter. När det gäller avfallsbaserade bränslen kommer hanteringskraven att påverka bränslets förbränningsegenskaper.

- Biobränsle kommer att användas för förgasning för att driva gaskombianläggningar också i olika kombinationer, som IGCC, evaporativ gasturbin (EvGT)-teknik eller indirekt eldad gasturbin.
- Kolbaserad kraftproduktion behöver förbättra ångdata ytterligare för att klara konkurrens med naturgasbaserade kraftverk. Pulvereldade pannor kan nå verkningsgrader på 50 procent och ytterligare materialförbättringar kan på sikt ge 55 procent. Det gäller att få fram material som tål högre tryck och temperaturer. Men det gäller också systemutformning och konstruktioner i anläggningarna som exempelvis ger låga förluster i strömningsbilden genom turbinerna.
- Naturgasbaserad kraftproduktion förväntas baseras på gasturbiner i kombination med ångturbiner där verkningsgrader kring 60 procent redan uppnåtts. Denna utveckling kommer att fortsätta kring material, kyldesign och skyddsbeläggningar för heta delar.

När det gäller redan i dag etablerad teknik pågår naturligtvis också ett kontinuerligt utvecklingsarbete. För kraftverksanläggningar som kan bli aktuella att bygga inom de närmaste åren anförs följande:

- Kolpulvereldning både för kondensdrift och kraftvärme är väl etablerad. Det sker successiva prestandahöjningar inom många delområden.

Kolteknik fortsätter att representera ett basalternativ åtminstone för stora (flera hundra MW) kraftverk.

- Biobränsle, till vilket också avfall kan räknas och ångcykel är huvudalternativ för medelstora anläggningar (från något 10-tal MW till omkring 100 MW).
- Naturgas kommer att användas i gaskombianläggningar av flera olika konstruktioner från mycket små anläggningar (under 1 MW) till flera hundra MW

Tabellen visar en sammanställning av bedömda investeringskostnader för de nämnda anläggningarna omkring år 2010. Prisutvecklingen på bränslen, drifttiden för anläggningarna och skatter/avgifter eller bidrag är faktorer som inverkar på den slutliga kostnaden. Sammantaget finns så stora osäkerheter kring den framtida bilden att vi här avstår från att redovisa någon beräkning av den slutliga produktionskostnaden.

Bedömda investeringskostnader för kraftverk år 2010 enligt Energimyndigheten.

Bränsle	Typ	Effekt MWe	Investering Tusen kr/kWe	kommentar
Kol	Kraftvärme, ångturb	100	10,0–10,9	
	Kondens, ångturb	400	8,5–11,0	
Naturgas	Gaskombi kraftvärme	40	6,0–7,4	
	- " -	150	5,1–6,3	
	Gaskombi Kondens	400	4,3–5,3	
	Evaporativ gasturbin	50–100	4,0–5,0	Ny teknik
Biobränsle	Kraftvärme, ångturb	10	18,7–19,5	
	- " -	30	13,6–15,4	
	- " -	80	10,3–11,3	
	IGCC kraftvärme	40–60	11,0–15,0	Ny teknik

Källa: Stem: Energi och klimat i Sverige, Scenarier 2010, EB 4:2000

Referenser

- Bärring, Mats, Jan-Olof Gustafsson, Per-Erik Nilsson, Hans Ohlsson, Fredrik Olsson (2000) El från nya anläggningar. Jämförelse mellan olika tekniker för elgenerering med avseende på kostnader och utvecklingstendenser, Elforsk rapport 00:01, Stockholm
- Energimyndigheten (2001) Bio-, retur- och avfallsbränslen, Eskilstuna
- Energimyndigheten (2001) Elmarknaden 2001. Rapport ET 28:2001, Eskilstuna
- Energimyndigheten (2001) Energiläget 2001. Rapport ET 35:2001, Eskilstuna
- Energimyndigheten (2000) Energi och klimat i Sverige, Scenarier 2010, rapport EB 4:2000, Eskilstuna
- Energimyndigheten (2001) Förnybar energi i dag och om tio år – forskning för ett framtida energisystem, Eskilstuna
- Silveira, Semida, redaktör (2001) Building Sustainable Energy Systems, Swedish Experiences, Svensk Byggtjänst och Energimyndigheten, Stockholm
- Thorén, Kjell (1999) Gasturbiner efter 1980 – en dramatisk utveckling i Mötesplats Tekniska museet, Daedalus 2000, sid 108 – 129, Stockholm

Fossil energi utan koldioxid

Utopi eller hållbar utveckling?

För fem år sedan ansågs det fortfarande som helt orealistiskt att vid förbränning avskilja koldioxid och föra den till en säker förvaring. I dag har de tekniska lösningarna visat sig vara fullt möjliga och detta till en kostnad på 10-20 öre/kWh elektricitet.

Energiinnehållet i bränslen utvinns genom att substansernas innehåll av grundämnen kol och väte oxideras till koldioxid respektive vatten. Bildningen av koldioxid är därför inte en trivial eller önskad sidoeffekt vid energiutvinning utan i stället just den kemiska reaktion som frigör bränslets energiinnehåll.

Så snart det handlar om fossila bränslen leder utsläppen till höjda halter av koldioxid i atmosfären. För biobränslen blir nettoeffekten noll – när ved lämnas att förmultna frigörs samma mängd koldioxid som om den hade förbränts. Att processen tar något tiotal år är en ur växthussynpunkt oväsentlig skillnad.

Den mängd koldioxid som bildas är mycket stor; ca 2,5 kg per kg stenkol och 3,3 kg per kg olja. Därför sågs det fram till för fem till tio år sedan som oundvikligt att hela kolinnehållet emitteras till atmosfären vid förbränning. Minskade utsläpp kunde nås antingen genom minskad användning av energi eller övergång till andra energikällor.

Några avgränsningar

Presentationen koncentreras till anläggningar för produktion av baskraft. Tekniken för koldioxidseparation är kapitalintensiv och tillämpning i anläggningar med kortare utnyttningstid skulle snabbt leda till betydligt högre specifika kostnader.

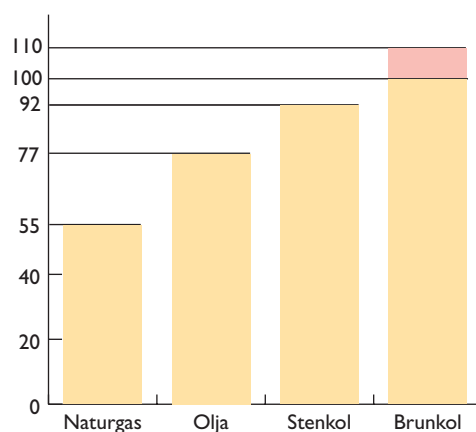
Därtill utgör kraftverk stora punktkällor varför system för transport och hantering får rimliga specifika kostnader.

Tekniska studier har dock visat att funnes väl en infrastruktur av ledningar och en marknad för koldioxidhantering så skulle även mindre anläggningar som oljeraffinaderier och massaindustrier kunna ansluta sig till ungefär samma specifika kostnad.

Deponering sågs med hänsyn till volymerna som helt orealistisk och de processer som separerar och kondenserar koldioxid ansågs uppenbarligen prohibitivt kostsamma. De bedömdes därtill vara så energikrävande att verksamheten skulle eliminera nettoutbytet av energi.

I dag vet vi att det är tekniskt möjligt att, trots separation, utvinna nettoenergi ur kraftverken. Förlusten i elverkningsgrad blir cirka 10 procent – vilket motsvarar cirka 20 procent större bränsleförbrukning – och kostnaden 10-20 öre per kWh elektricitet (kWh). Vi vet även att transport av koldioxid kan ske med etablerad teknik och vi vet att deponering kan ske i olika geologiska formationer såsom uttömda oljekällor eller akviferer.

Den totala kostnaden kan uppskattas ganska väl. Den är inte högre än nivån på den svenska koldioxidskatten och den är betydligt lägre än den specifika kostnaden för introduktion av t ex biodrivmedel samt väsentligt lägre än för soleteknik.



Den mängd koldioxid som bildas vid förbränning bestäms av bränslets innehåll av grundämnet kol räknat per enhet bränslevärde. Diagrammet visar närmevärden på denna relation.

Förluster i verkningsgrad

Separering och komprimering av koldioxid kräver energi liksom transport till deponeringsstället. Kraftverken förlorar 10-20 procent i verkningsgrad beroende på bränsle och kraftverkstyp.

De utsläpp ett kraftverk ger upphov till bestäms även av dess verkningsgrad. För naturgas har kombicykeln medverkat till att det snart går att bygga kraftverk med 60 procents verkningsgrad att jämföra med 40 procent för 25 år sedan. Därmed har de specifika utsläppen av koldioxid minskat från cirka 500 gram till knappt 350 gram per kWh.

För stenkolseldade kraftverk har den högsta demonstrerade verkningsgraden ökat från 40 till 47 procent. Temperaturlämpligare material bedöms kunna medge ångtemperaturer uppåt 700°C och 55 procents verkningsgrad. Detta motsvarar specifika utsläpp på 850, 700 respektive 600 gram per kWh.

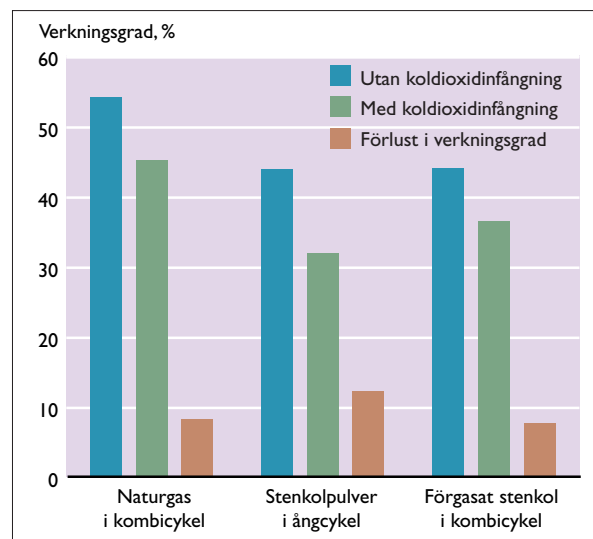
För brunkol är den högsta demonstrerade verkningsgraden 43 procent (inom något år 44 procent) vilket motsvarar specifika utsläpp på cirka 850 gram koldioxid per kWh. Ett mer representativt brunkolseldat kraftverk har 33 procents verkningsgrad och ett specifikt utsläpp på närmare 1100 gram per kWh.

Till dessa direkta utsläpp ska läggas den koldioxid, som släpps ut i samband med utvinning och transport av bränslena. För naturgas kan detta variera från någon enstaka procent till 15–20 procent av energiinnehållet vid långa ledningstransporter och utsläpp i samband med gasrening. Transport i flytande form, LNG, drar i modern form 15 procent av energiinnehållet. Totalt innebär detta att ett naturgaskraftverk har möjlighet att nå 350–400 gram koldioxid per kWh.

Drift av kolgruvor samt fartygstransport kan vardera dra ett par procent av kolets energiinne-

håll motsvarande tillsammans kanske 50 gram koldioxid per kWh. För stenkol tillkommer metanutsläpp från gruvor m m vilka uppskattas till 7 kg per ton kol som ett globalt medelvärde. Inom EG är dock utsläppen betydligt större, cirka 25 kg per ton, eftersom man bryter i djupt liggande metanrika förekomster där teknik för begränsning av metanläckage inte fungerar effektivt. Detta innebär för tyska kraftverk ett tillskott på cirka 130 gram koldioxidekvivalenter per kWh vid framtida avancerad kraftverksteknik.

Totalt blir utsläppen av växthusgaser från kol-kraftverk cirka 800 gram per kWh vid dagens bästa teknik, varav 700 gram i själva kraftverket. Ett äldre kraftverk som utnyttjar lokalt stenkol kan ha ett utsläpp på cirka 1100 gram per kWh.



Diagrammet visar dagens bästa uppskattningar av hur olika kraftverks verkningsgrad påverkas vid separation och kondensering av koldioxid. För ett gaseldat kombikraftverk blir förlusten knappt 10 procent. För koleldade kraftverk beräknas förlusten till drygt 10 procent om separationen tillämpas på kolpulvereldad ångturbin men betydligt mindre om kraftverket baseras på framtida teknik med förgasning i integration med kombicykel (se sid 15). Källa: IEA Greenhouse Gas R&D Programme

Uppskattade kostnader

Merkostnaden för koldioxidseparation består främst av kapitalkostnader samt till en mindre del av kostnader för den ökade bränsleförbrukningen.

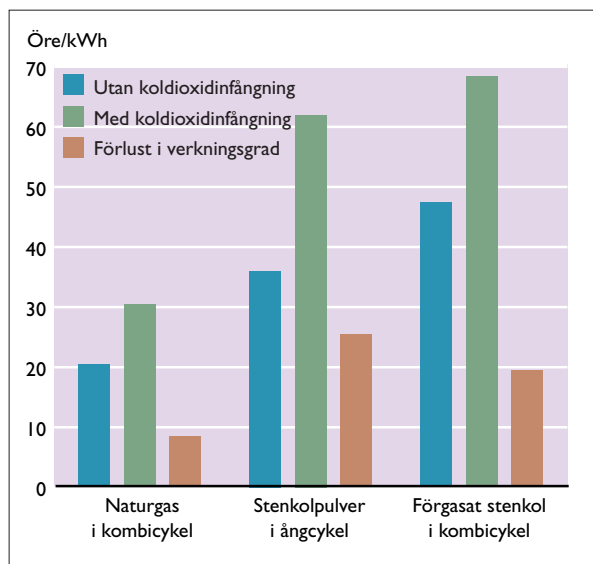
För naturgasbaserad kraft är merkostnaden cirka 10 öre/kWhe.

För ett normalt hushålls elanvändning begränsas extrakostnaden till högst 500 kronor per år men en merkostnad för baskraft med som lägst 10 öre per kWh är på kort sikt helt orimlig för konkurrensutsatt industri. För aluminiumtillverkning skulle merkostnaden motsvara cirka tio procent av produktens saluvärde och för mekanisk massa fem procent.

Å andra sidan är 10 öre/kWhe i reala termer inte större än den sammanlagda merkostnaden vid introduktionen av de tekniker som gav effektiv stoftavskiljning, svavelrening och kväverening.

Vid koldioxidseparation uppnås, som en bieffekt, nollutsläpp av såväl metaller och stoft som svavel och kväve. Med de emissionsnivåer som tillåts enligt EU:s direktiv om stora förbränningsanläggningar är detta, särskilt i de centrala och tätbefolkade delarna av Europa, inte alls utan ekonomisk betydelse. Med monetarisering av luftföroreningarnas hälsoeffekter enligt ExternE-projektets resultat kan dessa uppgå till åtminstone 50 kronor/MWhe vid koleldning.

Merkostnaden är till stor del beroende av den mängd koldioxid som skall hanteras och ökar därför vid kolbaserad kraft. Med det senaste årets världsmarknadspris på kol, upp emot 70 kronor/MWh, blir gaskraft med koldioxidseparation konkurrenskraftig mot traditionell kolkraft upp till ett gaspris av cirka 110 kronor per MWh.



Kostnadsuppskattning för elproduktion i nya gas- och kolkraftverk med respektive utan koldioxidseparation. Figuren illustrerar kostnaderna med amerikanska bränslepriser dvs 72 kronor per MWh för gas och 55 kronor per MWh för kol. Källa: IEA Greenhouse Gas R&D Programme

Miljövänlig husvärme

För småskalig uppvärmning öppnar tekniken möjligheter till emissionsfri användning av ett bränsle med en systemverkningsgrad som är högre än vid dagens bästa möjliga småskaliga förbränningsteknik:

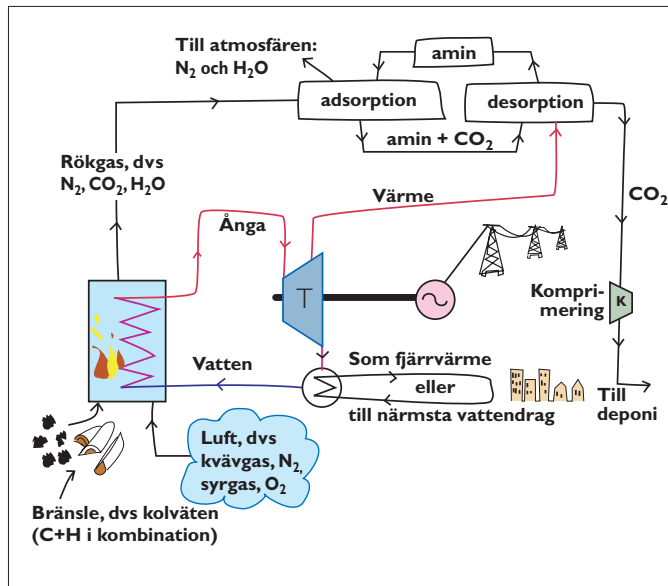
I kedjan el från naturgaskombi med koldioxidseparation som driver en värmepump blir verkningsgraden uppåt 150 procent och detta till en merkostnad för koldioxidseparationen av max 500 kronor per villa (nybyggd) och år.

Teknik för separation av koldioxid

Det finns en rad olika metoder för avskiljning av koldioxid. Vid separation före själva förbränningen minskar volymen som ska hanteras avsevärt vilket i sin tur minskar energigtången i systemet.

Luft består till övervägande del av kvävgas, närmare 80 procent. Resterande 20 procent utgörs huvudsakligen av syrgas och det är syrgasen som möjliggör förbränning (= bildar koldioxid och vatten med bränslets innehåll av kol och väte).

Vid traditionell förbränning blir den koldioxid som bildas utblandad med luftens kväve och vid gasturbiner även med ett betydande luftöverskott. Separering av koldioxid från dessa gaser och kompression av den separerade koldioxiden är de två steg som svarar för den helt övervägande delen av de totala kostnaderna och den ökade energigtången för ett system med omhändertagande av koldioxiden.

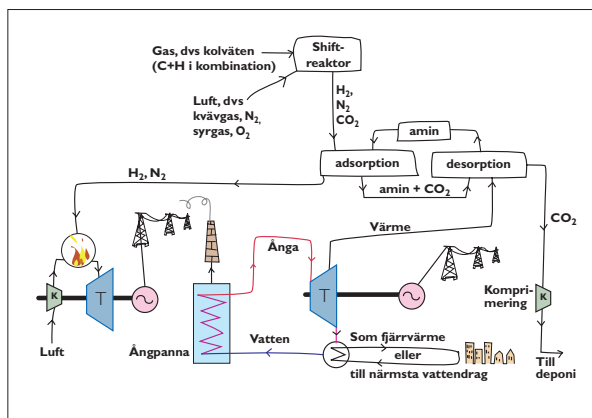


Ett flertal tekniker har utvärderats för själva separationen av koldioxid ur rökgaser:

- adsorption i lösningsmedel som duschas över rökgasen. Därefter släpps kvävgas och vattenånga till atmosfären medan adsorptionsmedlet och den däri lösta koldioxiden förs vidare till desorption dvs avdrivning av koldioxid, vilket sker med hjälp av värme. Adsorptionsmedlet återanvänds medan den separerade koldioxiden komprimeras och transporteras till deponi. De mest energikrävande delarna av processen är desorptionen, som sker vid hög temperatur, samt kompression av den separerade koldioxiden. Därtill kommer den energi som behövs för att driva de fläktar, pumpar m m som behövs för transport av olika vätskor och gaser;
- membraner genom vilka rökgaserna pressas. Kvävgas och vattenånga passerar medan koldioxiden blir kvar. Metoden är elkrävande;
- frysseparation som utnyttjar att koldioxid fryser vid en betydligt högre temperatur (-78°C) än kvävgas (-196°C). Metoden är elkrävande;
- adsorption till fast material, t ex aktivt kol, där desorptionen kan ske antingen med hjälp av värme eller med hjälp av tryck. Båda metoderna är mycket energikrävande.

Den teknik som är mest utvecklad och minst kostnadskrävande baseras på adsorption genom tvätt av rökgasen med amin. Sådan teknik tillämpas t ex av livsmedelsindustrin för att utvinna koldioxid till kolsyrate drycker m m. I dag sker stora utvecklingsinsatser för att finna bättre aminlösningar som är kemiskt stabila och kräver mindre energi vid desorption av koldioxid.

Ett alternativ till separation av koldioxid ur förbränningsgas är att avskilja koldioxid före själva förbränningen. Fördelen med detta är att koldioxiden separeras innan den blandats ut med luftens kvävgas varvid volymerna i hanteringen minskar och därmed energigtången.



Processen kräver kemisk omvandling av gasen, vilket sker i shiftreaktor. Energin koncentreras till gasens innehåll av väte genom bildande av vätgas medan kolföreningarna (metan, kolmonoxid m m) omvandlas till energifattig koldioxid. Därefter separeras koldioxiden och förs till deponi medan vätgasen leds till turbinen. Processen förutsätter teknisk modifiering av dagens gasturbiner så att de klarar en högre andel vätgas i bränslet.

För fasta bränslen förutsätter metoden med avskilj-

ning före förbränning att bränslena förgasas. Därefter omvandlas gasen kemiskt i shiftreaktor så att energin koncentreras till vätgas, varefter koldioxiden skiljs av.

Om IGCC-teknik (Integrated Gasification Combined Cycle, se bild sid 15) skulle utvecklas och bli konkurrenskraftig för produktion av baskraft ur kol, skulle merkostnaden för koldioxidseparation kunna bli lägre. Det gäller särskilt om tekniken baseras på syrgasblåst förgasning.

Ett alternativ för att komma runt olägenheterna med att rökgaserna späds ut med kvävgas är att elda med syrgas i stället för med luft. Att förbränna med ren syrgas ger dock alltför höga temperaturer. Detta problem kan bemästras genom att en del av rökgasen återleds till förbränningskammaren och ersätter den luftvolym som annars skulle ha innehållit kvävgas.

Tekniken ger koldioxid i koncentrerad form direkt ur förbränningsprocessen men det uppnås till priset av att syret måste renframställas före förbränningen. I de fall gasturbiner används förutsätts en anpassning av turbinerna till gasens höga halt av koldioxid.

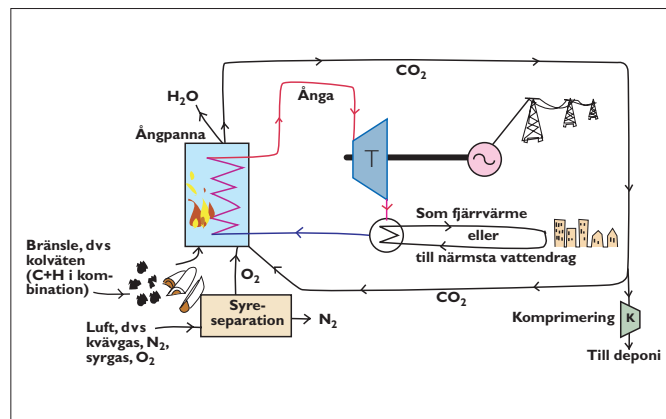
Transport av koldioxid

Det naturliga är att separerad koldioxid transporteras i rörledning från källan till platsen för deponering eller användning. Denna teknik är helt konventionell och innebär inga osäkerheter beträffande kostnader, tekniskt utförande eller säkerhet. Det finns lång erfarenhet av transport av koldioxid från platser där gasen utvinns ur geologiska formationer till oljefält där gasen används för att öka oljeutvinningen.

Ett annat exempel på ett kommersiellt projekt är en ca 300 km lång ledning för 1,5 Mton koldioxid per år från en anläggning som förgasar brunkol i North Dakota, USA, till oljefältet Weyburn i södra delen av Saskatchewan, Canada. I detta fall betalar värdet av koldioxiden för injektering i oljefältet kostnaderna för komprimering av gasen samt byggande och drift av ledningen.

I ett initialskede med demonstration av deponering kan man inte heller utesluta fartygstransporter, rimligen från processindustrier som erhåller koldioxid i mycket högre koncentration än vad som är fallet vid förbränning.

Transport av koldioxid svarar för en mindre del av de totala kostnaderna för separation, transport och deponering.



Ännu en metod är att helt ersätta luft vid förbränning. Det kan ske med hjälp av metalloxyder som lätt lämnar från sig sitt syre till bränslet. Metallen laddas därefter med nytt syre som används i nästa förbränningsomgång.

Deponering i havet

Djuphavet sågs initialt som den naturliga platsen för deponering och slutförvaring av koldioxid. Detta eftersom djuphavet rymmer mycket koldioxid, drygt 50 gånger mer än atmosfären.

Såväl kostnader som havsjuridiska och miljömässiga effekter talar dock emot sådana försök.

Det finns naturliga processer som med kort ledtid fördelar frigjord koldioxid mellan atmosfären och havens ytskikt och med en längre ledtid på kanske 1000 år även till djuphavet. Vid jämvikt kommer i detta långa tidsperspektiv nästan all koldioxid som emitteras till atmosfären att transporteras ner i djuphavet med följd att endast en liten del förblir i atmosfären.

Två olika mekanismer för ner koldioxiden i djuphavet:

- Kallt ytvatten sjunker ner i djuphavet, bl a i Nordatlanten, och för med sig löst koldioxid. Detta flöde leder till utbyte mellan ytvatten och djuphav med en tidskonstant på cirka 1000 år.
- En mindre del av den biomassa som bildas i havets ytskikt sedimenterar till djuphavet och för då med sig kol som vid biomassans mineralisering ger koldioxid. Nettoeffekten av detta är ett undandragande av koldioxid från atmosfären med en varaktighet av 1000 år.

Att utsläpp av koldioxid leder till förhöjd halt i atmosfären är alltså en följd av att dessa processer tar så lång tid. Härav drogs initialt slutsatsen att det skulle vara rimligt och acceptabelt att kortsluta flödet av koldioxid direkt från t ex kraftverk till djuphavet med t ex ledningssystem och på så sätt undvika effekterna på atmosfären.

I dag bör emellertid detta ses som en i princip oframkomlig väg. Anledningen finns i en kombination av kostnader/skalekonomi, havsjuridiska

restriktioner, miljöeffekter samt bristande acceptans.

De tekniska system som skisserades innefattade ofta storskaliga ledningssystem ut till stort djup i havet – så stort att koldioxiden skulle förbli en vätska och lägga sig som en koldioxidsjö på havsbotten. Alternativt skulle koldioxiden injekteras på ett mindre djup där den fortfarande löses i havsvattnet men som dock är djupt nog för att omblandningen med havets ytskikt sker tillräckligt långsam. En sådan injektering skulle rimligen ske från fartyg som ankrats eller rör sig sakta och är försedda med minst ca 1500 djupa injekteringssystem.

Skalekonomin i detta illustrerades ofta med enheter om 6 GWe kolbaserad baskraft motsvarande ca 40 TWh och uppåt 50 Mton koldioxid per enhet och år. Förutom att så stora projekt knappast är rimliga på dagens elmarknader skulle kostnaderna bli stora – även om själva transporten och injekteringen i havsvattnet skulle hålla sig kring cirka 100 – 150 per ton koldioxid motsvarande omkring en fjärdedel av de totala kostnaderna.

De internationella konventionerna mot dumpning av avfall i havet innebär en avgörande restriktion för system av denna typ. Acceptansen är generellt närmast obefintlig och systemet är inte utan miljöeffekter. Det finns liv och i stort okända ekosystem i havsdjupen. Ingen kan därför göra en miljökonsekvensbeskrivning av betydelsen av att förändra miljön genom upplösning av koldioxid i havsdjupet eller etablering av en koldioxidsjö på havsbotten.

Olika system har föreslagits för att begränsa dessa restriktioner. Ett förslag har varit att sänka koldioxiden i form av stora klumpar av fast frusen koldioxid som skulle få sjunka till havsbotten och ges sådan geometri m m så att de pene-

trerade havsbotten till kanske 50 meters djup. Ett annat förslag har varit att injektera koldioxiden tillsammans med kalkstensslurry för att neutralisera koldioxidens effekt på jonbalans och pH i havsvattnet. Detta faller ekonomiskt på att det rent stökiometriskt innebär cirka 5 ton kalksten per ton stenkolk som koldioxid skall deponeras.

Den biologiska transporten av organisk substans till havsdjupen är generellt begränsad av tillgången på näringsämnen. Att gödsla haven med kväve är inte en framkomlig väg; energiåtgång och koldioxidgenerering vid fixeringen av kvävet medför att det inte blir någon nettonyttan beträffande koldioxid i atmosfären. Att gödsla med fosfor är inte en hållbar strategi på grund av att fosfor är en nödvändig och begränsad råvara. Inom stora områden av främst södra Stilla havet är begränsningen tillgången till järn. I dessa områden medför därför spridning av järn att algbloomning kan initieras.

Detta faller dock som framkomlig väg på grund av miljöeffekterna; den ökade biologiska produktionen och sedimentationen av biologiskt material innebär förbrukning av syre på större djup. Syre i

djuphavet finns endast i begränsad mängd och tillförs långsamt genom utbyte mellan djuphav och ytskikt. En gödning med järn skulle därför förbruka syre och snabbt leda till att de områden med syrebrist, som förekommer naturligt, skulle öka. Detta är inte en miljömässigt acceptabel strategi för hantering av koldioxid.

Deponering i havet är i dag inte ett realistiskt alternativ vare sig för initial demonstration av tekniken med koldioxiddeponering eller som en trolig komponent i en storskalig och rutinmässig tillämpning av tekniken i Europa.

Förespråkarna för deponering direkt i världshaven delar inte denna författares pessimistiska syn på havsdeponering som ett konkurrenskraftigt system. Man pekar på att havet innehåller enorma mängder koldioxid så att den dumpade mängden är relativt sett helt obetydlig och att havet är frigjord koldioxids slutliga plats när jämvikt inställer sig; deponering innebär enbart en kortslutning av flödet så att man undviker ett mellanskede med skadligt höga halter i atmosfären. De områden i havet som påverkas beträffande ekologi och livsförutsättningar kommer att vara små.

Deponering i geologiska formationer

I stora delar av världen finns det möjlighet att deponera koldioxid i geologiska formationer. Oljekällor, gasfält, obrytbara stenkolsförekomster och saltvattenakvifärer erbjuder alla en varaktig och säker förvaring.

Under senare år har det samlats kunskap om dessa formationers förekomst och kapacitet. De har, var och en för sig, möjlighet att rymma så stora mängder koldioxid att de kan bli av betydelse för de totala kolflödena. De senaste uppskattningarna som gjorts inom IEA Greenhouse Gas R&D Programme är:

olje- och gasfält	900 miljarder ton
stenkol	mer än 15 miljarder ton
saltvattenakvifärer	400–10 000 miljarder ton

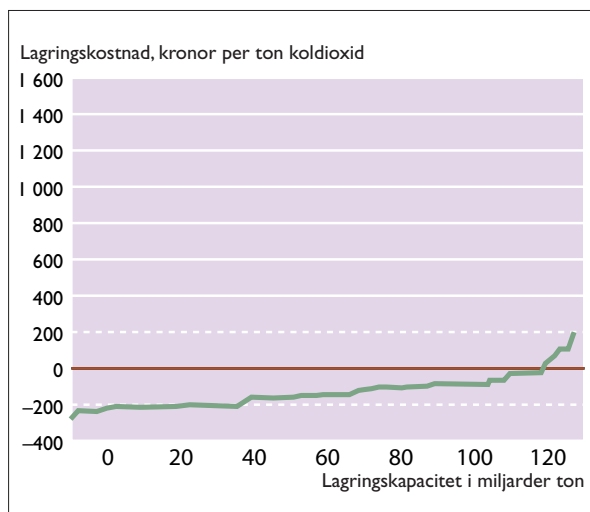
DEPONERING I OLJEKÄLLOR

Oljekällor har liksom gasfält den fördelen att formationens långsiktiga täthet är verifierad just genom förekomsten av olja och gas. Det är inte heller problematiskt att vinna acceptans för deponering i dessa formationer.

Injektering av koldioxid i oljekällor sker i närmare 100 anläggningar i flera länder; enbart i USA injekteras årligen 33 Mton koldioxid i 74 oljefält. Tekniken kallas Enhanced Oil Recovery och innebär att man trycker på så att ytterligare 10–15 procent av den ursprungliga oljemängden kan utvinnas. Projekten drivs kommersiellt, vinsten ligger i den ökade oljeutvinningen. Koldioxiden hämtas ofta från koldioxidförande geologiska formationer och förs med ledningar med upp till 650 km längd.

Det finns alltså möjligheter att deponera koldioxid i oljefält till negativ kostnad. Potentialen för detta har uppskattats till 120 miljarder ton koldioxid. Betalningsförmågan är en funktion av olje-

pris samt den specifika ökade oljeutvinningen per enhet injekterad koldioxid. Med »normala« oljepriser är det troligen möjligt att deponera upp till cirka 50 miljarder ton koldioxid till en negativ kostnad av 200 kronor per ton.



Beräknad potential för deponering av koldioxid i oljefält.
Källa: IEA Greenhouse Gas R & D Programme.

DEPONERING I GASFÄLT

Deponering i gasfält innebär däremot inte möjligheter till några synergier med själva utvinningen. Tvärtom kan deponering av koldioxid försvåra utvinning av kvarvarande gas och även försvåra användningen av formationen för framtida gaslagring.

DEPONERING I STENKOL

Koldioxid kan effektivt adsorberas till stenkol. Vid adsorptionen frigörs metan, en molekyl per två molekyler koldioxid. Effekten av detta är att deponering av koldioxid kan förenas men utvinning av metan som eljest vore oåtkomlig. Tekniken benämns Enhanced Coal Bed Methane. Injek-

tering av koldioxid i stenkolsformationer är inte aktuell för stenkol som bedöms kunna bli föremål för utvinning utan är tillämpligt på djupa icke brytbara kolförekomster.

DEPONERING I SALTVATTENAKVIFÄRER

Saltvattenakvifärer på minst ca 1 000 meters djup är lämpliga för deponering av koldioxid. Sedan

några år har sammanlagt ca 5 Mton koldioxid injekterats i sandstensformationen Utsira vid oljefältet Sleipner i Nordsjön. Omfattande forskning med geofysiska mätningar har möjliggjort att den injekterade koldioxidens utbredning kunnat följas och teknikens funktion verifieras. Motsvarande teknik planeras att användas vid fältet Snövit i Nordnorge.

Implikationer för framtida hållbar utveckling av energisystemet

Tekniken med separation och deponering av koldioxid från fossila bränslen fungerar vid större anläggningar för omvandling eller energiutvinning, kraftverk, större kraftvärmeverk och processindustrier. Detta öppnar möjligheterna för att tillhandahålla energitjänster och ledningsbundna energibärare (fjärrvärme, fjärrkyla, el och i framtiden kanske även vätgas) från fossila bränslen praktiskt taget utan emissioner av något slag.

Däremot är tekniken inte tillämpbar vid småskalig användning av bränslen. Den infrastruktur som förutsatts för allmän användning av dessa ledningsbundna energibärare är precis den infrastruktur som behövs för att kunna använda förnybar energi på ett bekvämt och rationellt sätt. Denna infrastruktur med ledningsbunden distribution är också ett verksamt redskap i arbetet för miljömålet Frisk Luft. Därför bidrar en tillämpning av koldioxidfri energiutvinning ur fossila bränslen även till möjligheterna att introducera förnybar energi.

Kostnaderna för koldioxidseparationen uppskattas i dag till 5 öre/kWh naturgas (10 öre/kWh el från gaskraftverk) samt 10 öre per kWh sten/brunkol (20 öre per kWh el från kolkraftverk).

Dessa nivåer på merkostnad ökar kostnaderna för energitjänst från fossila bränslen till en nivå där de blir kostnadsmässigt mer jämspelta med motsvarande tjänster från utvecklade förnybara energiteknologier. Detta i sig öppnar för möjligheten att ställa miljökrav beträffande utsläpp och under dessa låta alla energislag konkurrera på fri marknad.

Samtliga komponenter och processer som ingår i ett system med separation, transport och deponering

av koldioxid finns kommersiellt tillgängliga och har demonstrerats i industriella applikationer. Däremot har dessa processer och komponenter aldrig kombinerats i ett kraftverk.

Den allmänna bedömningen är dessutom att teknikutveckling kan leda till väsentliga förbättringar i form av lägre energiåtgång och lägre kostnader. Sedan ett par år satsas från industrin mycket stora resurser på att förbättra och verifiera väsentliga nyckelkomponenter och processer. Inom EG finns tekniken med som en central del i kommande forskning och som en komponent i strategierna för att trygga den långsiktiga energiförsörjningen under uppfyllande av olika miljöåtaganden. Fullskalig demonstration i kraftverksskala skulle kunna ske redan omkring år 2010.

Jämfört med teknologier som tidigare introducerats för att minska emissionerna från t ex kraftverk skiljer sig koldioxidseparationen i och med att inget företag i princip kan genomföra ens en demonstration utan stöd av andra aktörer. Det handlar om att anpassa lagstiftningen och att er hålla allmän acceptans eller att samverka med t ex en oljekälla som köper den avskiljda koldioxiden.

Anledningen till detta är att redan deponering på egen kraftverkstomt förutsätter anpassad lagstiftning. Detta eftersom deponerad koldioxid sprider sig i djupet under angränsande fastigheter. Rationella system som når kostnadseffektiv skala förutsätter vidare rent generellt en internationellt anpassad lagstiftning och en infrastruktur (system av rörledningar för koldioxid) och i slutändan en fri marknad för koldioxid och allmänt tillträde till infrastrukturen.

Slutord

Med hänsyn till de mycket stora kostnader som en fullskalig demonstration innebär är det rimligt att denna sker under gynnsamma omständigheter, som t ex att:

- demonstrationen görs med naturgas. Gas ger hälften så stor merkostnad som kol för separationen och hälften så mycket koldioxid per kWh att deponera. Först när gaspriset är högre än 200 kronor/MWh kan t ex brunkolsbaserade system konkurrera vid bränslekostnaden 50 kronor/MWh (Beräkningar inom IEA Greenhouse Gas R&D Programme);
- demonstration bör ske där koldioxid har ett marknadsvärde;
- demonstration bör ske där den marginella kostnaden för uppfyllande av klimatåtaganden är stor.

Min bedömning är att inget område i världen uppfyller dessa kriterier bättre än gaskraftverk runt Nordsjön. Detta är grunden till att man i Norge, t ex Hydro, relativt allvarligt övervägt ett gaskraft-

verk med koldioxidinjektering i oljefält.

För att en demonstrationsanläggning skall kunna förverkligas är följande utveckling nödvändig i regionen:

- allmän acceptans bland allmänhet, NGO's och myndigheter. Detta är en förutsättning för att företag skall satsa,
- internationella avtal och regelverk beträffande havet, kontinentalsockeln och geologiska formationer därunder måste anpassas och klarställa att tekniken accepteras;
- ägar- och ansvarsfrågor måste klarställas
- standardisering av infrastruktur beträffande renhetskrav på hanterad koldioxid, regler för tillträde m m;
- etablerande av en koldioxidmarknad. Ett kraftverk måste kunna ansluta till en infrastruktur av ledningar och träffa avtal med olika injektionsplatser och en oljekälla måste kunna köpa koldioxid via infrastrukturen från den som erbjuder bäst villkor.

El och kraftvärme från kol, naturgas och biobränsle

Denna faktaöversikt behandlar de närmaste decenniernas utveckling av bränslebaserad elproduktion i Sverige, dvs. kondenskraft, kraftvärme och industriellt mottryck.

Tekniken för att utnyttja kol, naturgas och biobränsle för elproduktion inriktas allt mer på s.k. gaskombidrift. Vid sidan av naturgas är förgasat kol eller förgasat biobränsle intressanta bränslealternativ. För biobränsle framstår förgasning som ett huvudspår för att höja verkningsgraden och öka flexibiliteten när det gäller kraftproduktion.

De framtida kostnaderna för tekniken har bedömts inom relativt snäva gränser. Tillgången på kol och biobränsle väntas vara god, medan naturgasens roll för svensk kraftproduktion är beroende av en utbyggnad av gasnätet.

I en bilaga till rapporten lämnas en redogörelse för möjligheterna att avskilja koldioxid vid användandet av fossila bränslen. Växthusgasen transporteras därefter till en säker och varaktig deponi, t ex uttömda gas- och oljekällor eller andra geologiska formationer.

Under de allra senaste åren har en kraftig omvärdering gjorts av dessa möjligheter. Såväl separation som komprimering och transport av koldioxid kan utföras med hjälp av befintlig och väl beprövad teknik, och vid lagring i exempelvis uttömda gas- och oljefält borgar den tidigare gas- respektive oljeförekomsten för att lagren sluter tätt.

Energiframsyn Sverige i Europa

Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien, IVA, är en oberoende arena för kunskapsutbyte. Genom att initiera och stimulera kontakter mellan olika kompetensområden och över nationsgränser fungerar akademien som gränsöverskridande brobyggare mellan näringsliv, forskning, förvaltning och olika intressegrupper.

IVA-projektet »Energiframsyn Sverige i Europa« belyser det svenska energisystemet ur framför allt ett europeiskt men även ett globalt perspektiv. Det europeiska är viktigt mot bakgrund av pågående avregleringar och genom att el- och gasnät knyts samman i allt större regioner. Klimatfrågan motiverar ett globalt perspektiv.

Genom att blicka framåt i tiden vill IVA stimulera till intressanta och balanserade diskussioner genom att ge nya insikter och tankeväckande men trovärdiga och realistiska framtidsbilder av det svenska energisystemet som en del av Europas.

Energiframsyn vänder sig till beslutsfattare inom förvaltning, näringsliv och forskning men också till en vidare krets av personer, som arbetar med eller intresserar sig för energifrågor.

I detta arbete har en skriftserie om ett antal populärt hållna rapporter med dagens fakta och med en bedömning av utvecklingen i ett 20-årsperspektiv tagits fram för att ge underlag till Energiframsyns framtidsbilder. Denna skrift ingår i serien Energiframsyns Faktarapporter.

