



El från nya
anläggningar

2003

El från nya anläggningar - 2003

**Jämförelse mellan olika tekniker för
elgenerering med avseende på kostnader
och utvecklingstendenser**

Mats Barring
Olle Nyström
Per-Axel Nilsson
Fredrik Olsson
Mats Egard
Pär Jonsson

Elforsk rapport nr 03:14
juni 2003

Förord

Föreliggande rapport utgör en uppdatering av El från nya anläggningar (Elforsk rapport 00:01) från vintern/våren 1999/2000.

Det övergripande syftet är baserat på att det för planering och bedömning av FoU-insatser avseende nya anläggningar för elproduktion, finns behov att kostnadsmässigt kunna jämföra olika alternativ och att få en uppfattning om de olika teknikernas utvecklingstendenser

Många faktorer påverkar kostnaderna för att producera el med olika alternativ. Vissa faktorer förändras ofta eller är föremål för olika värdering av skilda aktörer. För att göra jämförelserna mer överskådliga och för att lätt kunna variera styrande kostnadsparametrar har en användarvänlig datorbaserad modell för beräkning och redovisning av elproduktionskostnader tagits fram och som kan hämtas från Internet på adress <http://www.elforsk.se/varme/varm-nyanl.html>.

Arbetet har utförts av Mats Barring, Per-Axel Nilsson, Mats Egard, Fredrik Olsson, Per Jonsson samt Olle Nyström, samtliga Carl Bro Energikonsult, på uppdrag av Elforsk. Projektet har finansierats av följande företag och organisationer: Energimyndigheten, Fortum, Graninge, Göteborg Energi, Jämtkraft, Mälarenergi, Skellefteå Kraft, Svensk Vindkraftsförening, Sydkraft, Tekniska Verken i Linköping, Vattenfall, Vindkraftens investerare och projektörer (VIP), Vindkraftsleverantörerna och Öresundskraft.

Projektet har följts av en referensgrupp med följande deltagare: Ulf Arvidsson, Elforsk, Göran Lagerstedt, Svensk Energi, Karin Oskarsson, Fortum Värme, Susann Persson, Energimyndigheten, Matthias Rapp, VIP, Lars Sjunnesson, Sydkraft, Stefan Skarp, Skellefteå Kraft, Johan Tollin, Vattenfall och Sten Åfeldt, Energimyndigheten.

Stockholm Juni 2003

Ulf Arvidsson

Elforsk AB

Programområde Värmekraft och ny elproduktionsteknik

Sammanfattning

Dagens teknikalternativ

Denna rapport beskriver dagens kommersiella tekniker utifrån principiell uppbyggnad, prestanda och ekonomi. I gruppen kommersiella teknikalternativ har följande tekniker behandlats:

- Biobränslebaserad kraftvärme
- Avfallsbaserad kraftvärme
- Kolbaserad kondenskraft
- Naturgasbaserad kraftvärme (gasturbinprocesser, motorer)
- Naturgasbaserad kondenskraft
- Vindkraft
- Vattenkraft

Förutsättningar för teknikutveckling

Utvecklingen av såväl den teknik som används idag som nya tekniker för elproduktion styrs av ekonomiska faktorer. Detta innebär att det måste finnas en marknadspotential och att tekniken måste kunna bli konkurrenskraftig på den aktuella marknaden. Konkurrenskraften påverkas även av flera andra faktorer, såsom utveckling av elpriser, bränslepriser, skatter, bidrag samt möjlighet att erhålla erforderliga tillstånd. Faktorer av stor betydelse är:

- Harmonisering med EU:s energipolitik och regelsystem.
- Kärnkraftens utnyttjning under perioden.
- Tillgång på elkraft
- Åtaganden avseende CO₂-tak och CO₂-reduktion
- Elmarknadens fortsatta utveckling

Vidareutveckling av dagens teknikalternativ

Sannolik utveckling av dagens kommersiella tekniker redovisas utifrån tillgänglig information. Utvecklingen kännetecknas av följande:

Biobränslebaserad kraftvärme

Material- och systemutveckling behövs för att i första hand undvika korrosion i överhettare och i andra hand åstadkomma högre ångdata och elverkningsgrader. Tidigare utvecklade CFB-koncept med ”skyddade” överhettare ser ut att ha etablerats på marknaden. Totalverkningsgrad förefaller bli viktigare än elverkningsgrad under perioden. Fortsatt fokus förväntas på miljöprestanda och restprodukter.

Avfallsbaserad kraftvärme

Ökade krav förväntas för emissioner och restprodukter. Deponeringsskatt och planerat förbud att deponera brännbart avfall, kommer att öka intresset för sortering, återanvändning och destruktion, vilket också kan påverka avfallets förbränningsegenskaper. Fortsatt forskning jämte system- process- och materialutveckling under senare år har förbättrat möjligheten att möta höga krav vad gäller miljö, teknik och drift. En fortsatt

utvecklig av material och system för att bemästra korrosion i eldstad och på överhettare förväntas.

Kolbaserad kraftproduktion

Kravet på CO₂-reduktion samt konkurrens från naturgasbaserade anläggningar fortsätter sannolikt att pressa upp ångdata för stora kolbaserade kondensanläggningar. Ytterligare höjning av ångdata förväntas för pulvereldade pannor till 330 bar och 630°C, vilket innebär att verkningsgrader över 50% med nya material kan uppnås. Nästa utvecklingssteg för att nå verkningsgrader upp mot 55% med nickelbaserade superlegeringar har inletts. Fokus förväntas på vidareutveckling av material (utan krav på värmebehandling efter svetsning), systemutveckling och tubutformning.

Naturgasbaserad kraftproduktion

Nya stora och medelstora anläggningar baseras sannolikt till stor del av processer med gasturbiner. Under den senaste 10-årsperioden har verkningsgraden pressats uppåt och investeringskostnaden nedåt. För stora kombianläggningar och kondensdrift är redan verkningsgrader på runt 60% inom räckhåll. Denna tekniknivå kommer att verifieras under perioden. För mindre gasturbiner kan rekuperatorer höja verkningsgraden, speciellt i kombination med mellankylning i kompressorn. Viktiga utvecklingsområden är material, kyldesign, skyddsbeläggningar (coatings) och underhåll för heta delar.

Vindkraft

Utvecklingen går fortfarande mot allt större verk. Anledningarna till detta är flera, bland annat bättre utnyttjande av goda vindlägen, mindre visuell störning av färre stora verk än flera små samt lägre elproduktionskostnad. Tillgången till nya lägen är en begränsning för etableringen av ny vindkraft, vilket medfört ett ökande intresse för vindkraft till havs.

Vattenkraft

I dag och i ett längre perspektiv beror möjligheterna att utnyttja vattenkraft i allt större utsträckning på vilken miljöpåverkan en utbyggnad leder till och hur den bedöms. I dagsläget är den övervägande delen av utbyggnadsbara lägen skyddade enligt miljöbalken med geografiska särbestämmelser.

Ny teknik

Det finns en lång rad ”nya” omvandlingstekniker, där det sker eller har skett aktiviteter i form av studier, forskning, utveckling, demonstration. Utgångspunkten för denna rapport har varit att i samråd med referensgruppen välja ut de tekniker som ligger närmast till hands för att kunna kommersialiseras under perioden fram till 2015:

Avgörande faktorer som är av intresse för bedömningen av teknikens möjlighet att nå en kommersiell status är:

- Status idag
- Möjlighet att vara kommersiellt tillgänglig 2015
- Konkurrentkraft i jämförelse med andra tekniker
- Marknad i Sverige 2015

Med begreppet ”kommersiellt tillgänglig” avses teknik där leverantören kan lämna kommersiella garantier för prestanda och funktion (inklusive tillgänglighet). För att en teknik ska vara kommersiellt tillgänglig år 2015 bör den vara demonstrerad i full skala innan. Detta kan inte förväntas ske utan goda möjligheter att kunna konkurrera med andra tekniker med samma bränsle och för samma applikationer. De utvecklande företagen måste också under överskådlig tid kunna se en tydlig marknad, i regel en internationell marknad.

Nedan redovisas de tekniker som förväntas få en stark utveckling under perioden med potential för kommersiella genombrott.

Grupp 1 – Teknik för större anläggningar

- Våta gasturbincykler
- Termisk förgasning (IGCC)

Grupp 2 – Teknik för småskaliga anläggningar

- Stirlingmotor
- Bränsleceller
- Solceller
- Småskalig förbränning

I ett längre perspektiv kan andra processer bli aktuella, till exempel processer för CO₂-fri elproduktion (t ex genom CO₂-avskiljning), vätgasbaserade system, ny förgasningsteknik samt nya gasturbinprocesser som t.ex. kemiskt rekuperativa gasturbincykler.

Det är viktigt att framhålla att de tekniker som sorterats bort mycket väl kan vara intressanta för vissa nischer och processer.

Utvecklingsbehov för ny teknik

Teknikutveckling styrs normalt av ekonomiska faktorer. Effektivitet, miljöfördelar, god ekonomi är avgörande för konkurrenskraft.

För utveckling av nya tekniker är det naturligtvis avgörande att det finns aktörer med tillräcklig uthållighet vad gäller tid och ekonomi. Dessa aktörer är i synnerhet:

- Teknikutvecklande företag / tillverkare
- Energiföretag, kunder
- Myndigheter, EU
- Högskolor

På en avreglerad elmarknad, då osäkerheterna ökar och marginalerna minskar, finns en tydlig tendens mot minskad riskbenägenhet och minskad långsiktighet. Detta innebär att stöd från myndigheter/EU kan få större vikt för att driva på utvecklingen av ny teknik.

Även med tillräckliga drivande krafter under den kommande 10-årsperioden återstår en hel del utveckling, tester och demonstration för flertalet av de nya teknikerna. En stor del av denna utveckling sker internationellt, medan en del bör göras i Sverige.

Våta gasturbincykler

Olika typer av våta gasturbiner har kommit olika långt. Ånginsprutade gasturbiner (STIG) erbjuds idag på marknaden. Evaporativa gasturbiner är inte lika långt framme. Tekniken är en stark konkurrent till naturgasbaserad kombianläggning, andra gasturbinprocesser samt motorer.

IGCC för kol

Internationellt drivs stora utvecklingsprogram för kolförgasning. Raffinaderier är en viktig nisch idag och möjligheter till CO₂-avskiljning kan gynna tekniken på sikt. Dock sannolikt inte aktuellt för den svenska marknaden inom aktuell period.

Polymer bränslecell, PEFC

Huvudsaklig utveckling sker i Kanada, USA och Japan. Traktionära tillämpningar (hybridfordon) har varit en starkt drivande faktor för utvecklingen. Intresset i Sverige kan vara anpassning av tekniken för småskalig kraftvärme.

Fastoxid bränslecell, SOFC

Utmanare till naturgasdrivna gasturbinprocesser och gasmotorer. Utvecklingsinsatser kan gälla SOFC integrering med gasturbinprocesser samt kraftvärmeanpassningar.

Stirlingmotor

Utveckling av olika koncept sker på flera håll i världen. Det svenska intresset knyts till koncept för biobränslebaserad småskalig kraftvärmeproduktion.

Solceller

Solceller har idag en etablerad nisch inom elproduktionen på platser där det är för dyrt att ansluta sig till elnätet. I dagsläget är dock solcellstekniken för dyr för konventionell kraftproduktion till elnätet. Kostnadsreduktion är därför ett prioriterat område.

Småskalig förbränning

Under senare år har småskalig kraftvärmeteknik utvecklats för att utnyttja mindre värmeunderlag i företrädesvis befintliga system baserade på hetvattenproduktion. Två tekniker eller koncept för ångproduktion, via en direkt metod genom flashning respektive en indirekt metod via ett mellanliggande hetoljesystem, har utvecklats med målsättning- en att utnyttja en befintlig anläggning så långt som möjligt.

Elproduktionskostnad

Förutsättningar

Beräkning av elproduktionskostnad har gjorts med hjälp av en utvecklad beräkningsmodell för ett antal anläggningar som representerar dagens kommersiella teknik enligt tabell 0.1 och 0.2.

Utöver för ovan definierade representativa tekniker har beräkningar också utförts för kolkraftvärme 100 MW (betecknad KKV100), bl.a. mot bakgrund av intresset för det förslag till ny kraftvärmebeskattning som lagts.

ANLÄGGNING	ELEFFEKT [MW]	BRÄNSLE	BETECKNING
Kolkondens	400	Stenkol	KK400
Gaskombikondens	400	Naturgas	GKK400
Gaskombikraftvärme	150	Naturgas	GKKVV150
Gaskombikraftvärme	40	Naturgas	GKKVV40
Biobränslekraftvärme	80	Biobränsle	BKVV80
Biobränslekraftvärme	30	Biobränsle	BKVV30
Biobränslekraftvärme	10	Biobränsle	BKVV10
Avfallskraftvärme	30	Avfall	AKVV30
Avfallskraftvärme	3	Avfall	AKVV3
Vindkraft 5x1 MW landbaserad	5	---	VI5L
Vindkraft 10x2 MW landbaserad	20	---	VI20L
Vindkraft 30x3 MW havsbaserad	90	---	VI90H
Vattenkraft-låg*		---	VA-låg
Vattenkraft-hög*		---	VA-hög

Tabell 0.1 Anläggningar som representerar dagens kommersiella teknik

ANLÄGGNING	ELEFFEKT [MW]	BRÄNSLE	BETECKNING
Gasmotor, kraftvärme	1	Naturgas	GM1
Gasturbin, kraftvärme	1	Naturgas	GT1
Gasmotor, kraftvärme	0,1	Naturgas	GM01
Gasturbin, kraftvärme	0,1	Naturgas	GT01

Tabell 0.2 Anläggningar som representerar dagens småskaliga kommersiella teknik

Kostnadsberäkningarna är gjorda med specifika indata för respektive anläggning samt med generella förutsättningar enligt nedan.

Utöver ovan nämnda tekniker har beräkningar utförts även för intressant ny teknik som förväntas få en stark utveckling under perioden, liksom för vidareutvecklade versioner av några av dagens teknikalternativ. Indata till dessa beräkningar baseras på uppskattningar av förbättringspotentialen för såväl prestanda som kostnader utgående från dagens läge.

* Kostnaden för vattenkraft är i mycket hög grad beroende av de lokala förutsättningarna varför det är svårt att beskriva kostnaderna i generella termer. Av detta skäl har beräkningar gjorts för två anläggningskostnadsnivåer, vatten-låg och vatten-hög till 3 respektive 5 kr/årskWh.

De studerade teknikerna är:

- Biobränsleeldad ångcykel 30 MW_{el}
- Gaskombikraftvärme 150 MW_{el}
- Vindkraft 500 MW_{el}
- Naturgaseldad våt gasturbincykel, 80 MW_{el} i kraftvärme
- Biobränsleeldad stirlingmotor, 0,1 MW_{el} i kraftvärme
- Solceller
- Naturgasdriven polymerelektrolytbränslecell, PEFC, 0,25 MW_{el} i kraftvärme

Bränslepriser

För beräkningarna har följande bränslepriser använts. Priserna är angivna exklusive skatter:

- Biobränsle: 130 kr/MWh (skogsrester)
- Biobränsle: 230 kr/MWh (pellets)
- Torv: 120 kr/MWh
- Avfall: -200 kr/MWh (motsvarar 600 kr/ton för mottaget avfall)
- Stenkol: 60 kr/MWh
- Naturgas > 50MW_{br}: 110 kr/MWh (kondens)
- Naturgas > 50MW_{br}: 130 kr/MWh (KVV)
- Naturgas < 50 MW_{br}: 140 kr/MWh

Ränta och avskrivningstid

Beräkning av produktionskostnaden för el (och i förekommande fall även värme) har gjorts enligt annuitetsmetoden med 6 % real kalkylränta och 20 års avskrivningstid. För de mindre anläggningarna, ≤1 MW_{el} har dock en avskrivningstid på 15 år och för vattenkraft en avskrivningstid på 40 år använts. Beräkningar för alternativet utan skatter, avgifter och bidrag har också gjorts med 4 respektive 12 % ränta.

Utnyttjningstid

Följande utnyttjningstider har använts i beräkningarna:

- Kondensanläggningar 6 000 tim/år
- Kraftvärmeanläggningar 4 500 tim/år
- Avfallsförbränning 7 000 tim/år
- Vindkraftanläggning, hav 3 200 tim/år
- Vindkraftanläggning, land, större 2 500 tim/år
- Vindkraftanläggning, land, mindre 2 100 tim/år

Skatter, avgifter och bidrag

Beräkningar har gjorts för tre fall;

- Utan skatter, avgifter och bidrag.
- Med skatter, avgifter och bidrag enligt dagens situation (våren 2003)
- Med skatter, avgifter och bidrag enligt förslag till ny kraftvärmebeskattning (för närvarande under behandling i EU).

Vid beräkning med skatter, avgifter och bidrag ingår:

- Energiskatt
- Koldioxidskatt
- Svavelskatt
- NO_x-avgift (nettoeffekt)
- Elcertifikat
- Miljöbonus för vindkraft år 2003 – 2009, nuvärdesberäknad

En beräkning utan skatter, avgifter och bidrag är rensad från ovanstående parametrar.

Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där både el och värme produceras, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde. För samtliga anläggningar, utom kraftvärmeanläggningarna på 100 kW, är värmekrediteringen 15 öre/kWh_{värme}, vilket motsvarar den rörliga kostnaden för värmeproduktion i en biobränsleeldad hetvattencentral utrustad med rök-gaskondensering.

Beroende på det aktuella verkliga systemet som en beräkning görs för, kan värmekrediteringen även bestå av en fast del (effektkreditering). Detta betyder att det krävs kompletterande kapacitet för värmeproduktion i det aktuella systemet om inte kraftvärmeverket byggs. Då ska investeringen för kraftvärmeverket reduceras (fast kreditering) med investeringen samt med den fasta drift- och underhållskostnaden för en hetvattencentral med samma värmeeffekt.

Följande förslag till fast kreditering enligt ovan är angivet i beräkningsmodellen:

Värmeeffekt [MW]	Fast kreditering [kr/kW,år]
100	320
50	370
10	430

Tabell 0.3 Fast värmekreditering

För 100 kW-anläggningarna antas alternativet istället vara en egen naturgaseldad panna. Den rörliga krediteringen kan därför uppgå till ca 30 öre/kWh_{värme} exklusive skatt (alternativt ca 48 öre/kWh_{värme} inklusive hänsyn till skatt). På motsvarande sätt uppgår den fasta krediteringen till ca 135 kr/kW,år.

Beräkningsmodellen

Följande kostnader beaktas i beräkningarna:

- Annuitetsberäknad kapitalkostnad med hänsyn till eventuellt investeringsbidrag
- Fast drift- och underhållskostnad
- Rörlig drift- och underhållskostnad inkl netto NO_x-avgift
- Skatter (energiskatt, koldioxidskatt och svavelskatt)
- Bränsle
- Lokaliseringsspecifika kostnader

Följande kostnader beaktas inte i beräkningarna:

- Elanslutningskostnader (utom för havsbaserad vindkraft där sjökabel och transformator kostnad ingår)
- Markarrendeskostnader

Följande intäkter beaktas i beräkningarna:

- Fast värmekreditering
- Rörlig värmekreditering
- Elcertifikat
- Miljöbonus

För att modellen ska vara hanterbar har vissa förenklingar av beräkningarna gjorts. Dessa har sammanställts i rapporten.

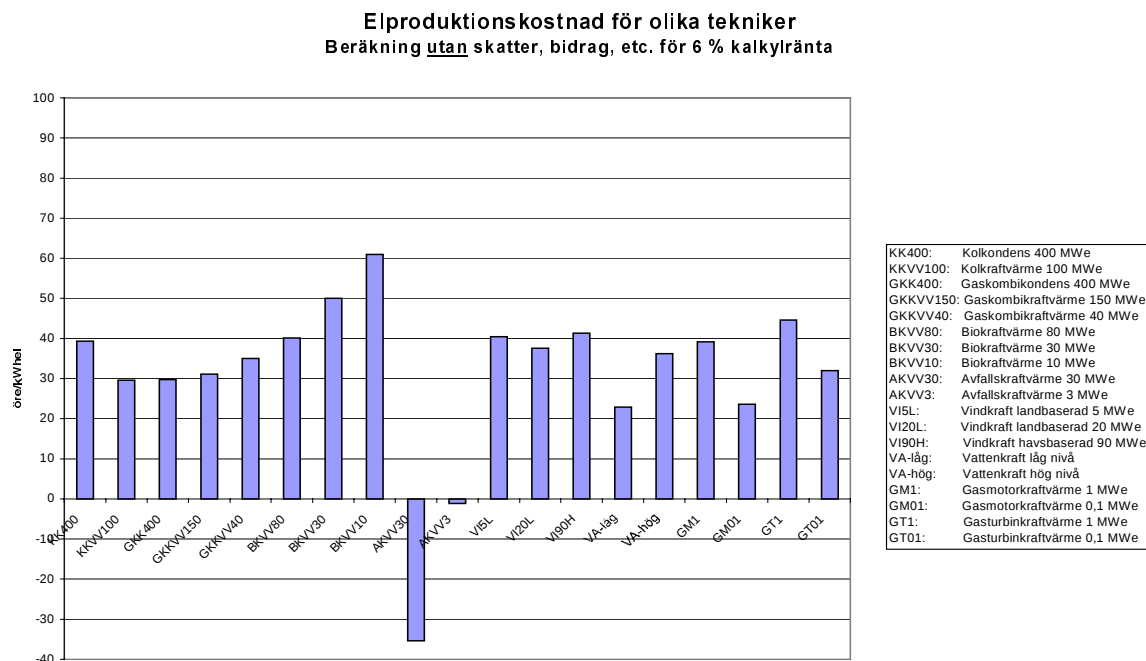
Kostnadsberäkningar – teknik som används idag

Beräkningar har gjorts av elproduktionskostnaden för samtliga anläggningsalternativ med och utan skatter etc. samt enligt de förutsättningar som angivits ovan. Därutöver har beräkningar gjorts för fallet utan skatter etc. vid 4 respektive 12 % ränta.

Kommentarer till beräkningsresultaten

Beräkning utan skatter, avgifter och bidrag

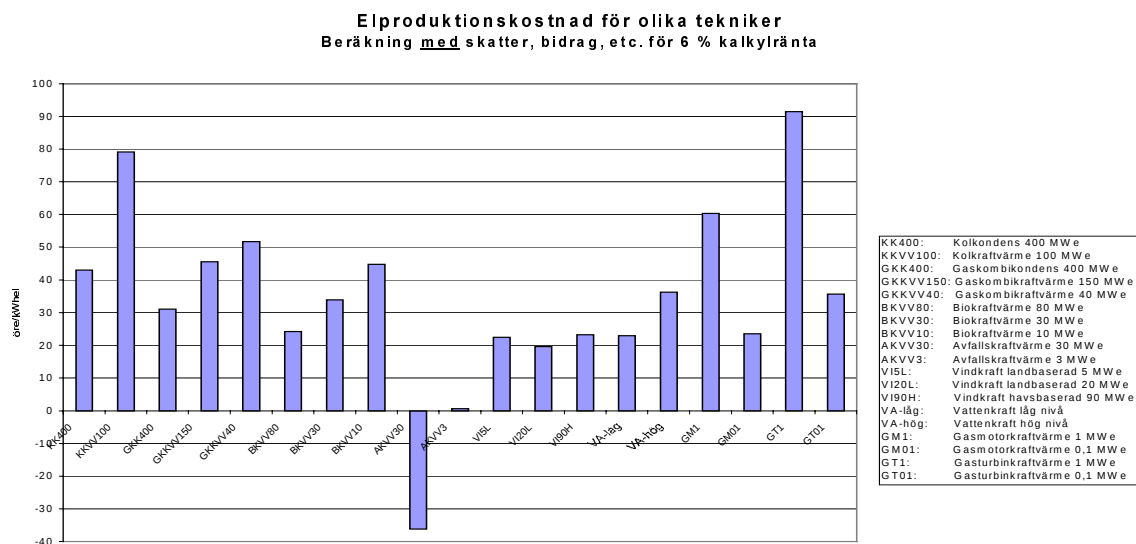
Lägsta produktionskostnaden ger den stora avfallsanläggningen (figur 0.1), vilken ger negativ elproduktionskostnad, beroende på den höga mottagningsavgiften på avfall, d.v.s. en intäkt för bränslet. Högst kostnad uppvisar de biobränsleeldade kraftvärmeanläggningarna.



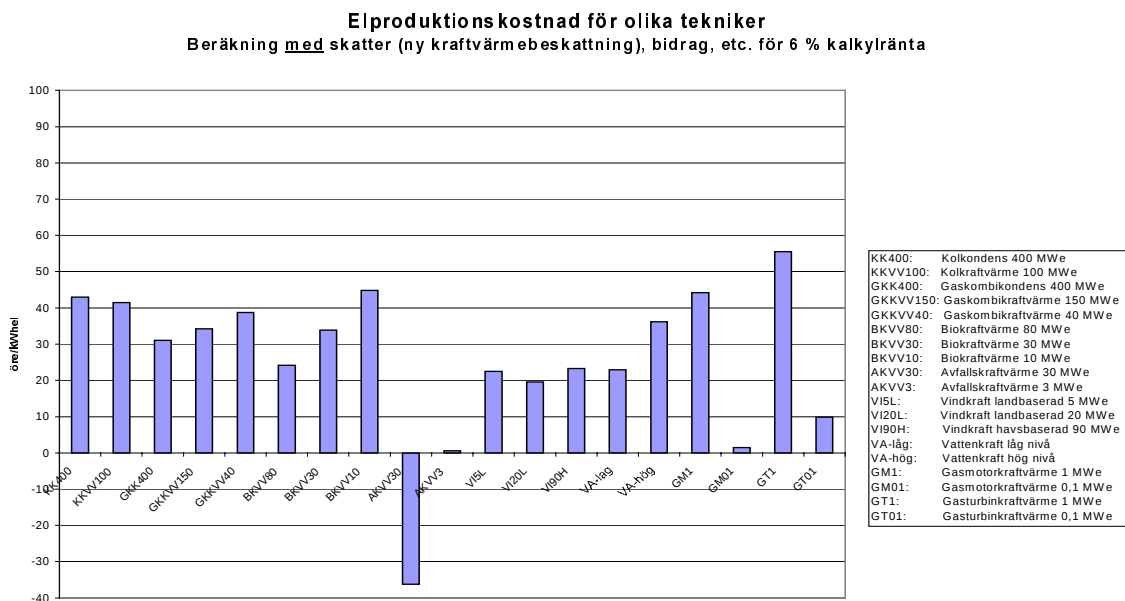
Figur 0.1 Elproduktionskostnad för teknik som används idag, utan skatter etc.

Beräkning med skatter, avgifter och bidrag

Lägst produktionskostnad ger den stora avfallsanläggningen (figur 0.2), vilken ger negativ elproduktionskostnad beroende på den höga mottagningsavgiften på avfall, d.v.s. en intäkt för bränslet. Högst produktionskostnad uppvisar nu kolbaserad kraftvärme och de naturgaseldade 1 MW-anläggningarna eftersom den del av bränslet som går till värmeproduktionen beskattas.



Figur 0.2 Elproduktionskostnad för teknik som används idag, med skatter etc.



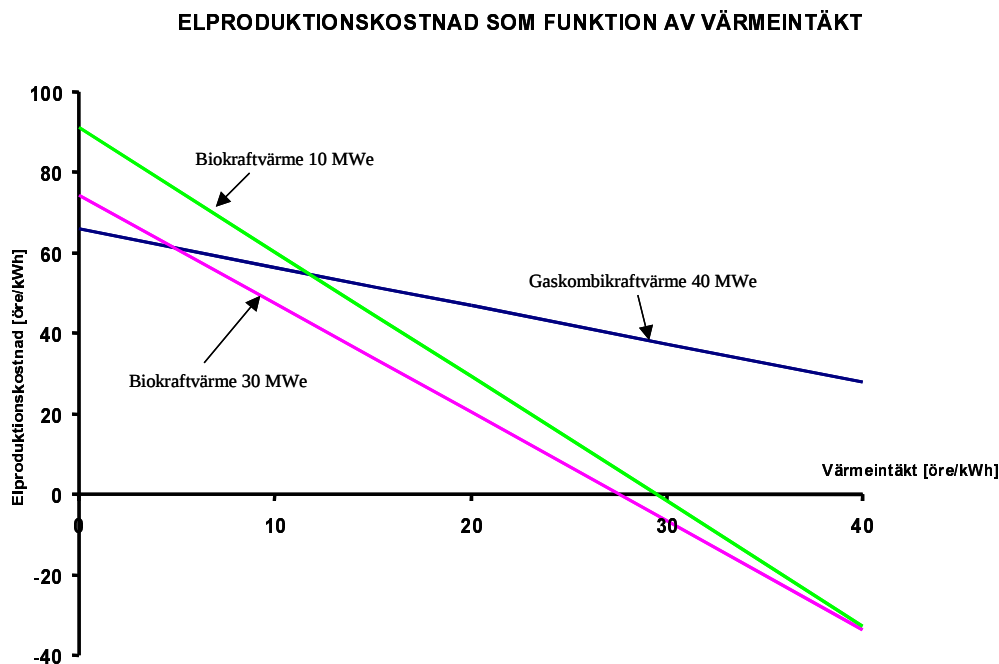
Figur 0.3 Elproduktionskostnad för teknik som används idag, med skatter etc., enligt föreslagen ny kraftvärmebeskattning.

Beräkning med skatter, avgifter och bidrag vid föreslagen kraftvärmebeskattning

En förändring av kraftvärmebeskattningen gynnar de naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna så att elproduktionskostnaden för kombi-cyklerna blir i samma storleksordning som för de biobränsleeldade anläggningarna (figur 0.3). Även kolkraftvärme och de småskaliga anläggningarna (naturgaseldade) gynnas kraftigt. Övriga anläggningstyper påverkas ej.

Kraftvärmeanläggningar

Produktionskostnaden för en kraftvärmeanläggning presenteras också som elproduktionskostnad som funktion av värmeintäkten i diagramform. I samma diagram kan även värmeproduktionskostnaden för ett givet elpris avläsas. I nedanstående diagram, figur 0.4, visas som exempel resultatet av en beräkning med skatter etc. (6% ränta) för tre kraftvärmeanläggningar: gaskombi 40 MW_e samt biokraftvärme 30 MW_e respektive 10 MW_e. Ur diagrammet (figur 0.4) kan utläsas vilken teknik som ger lägst elproduktionskostnad vid olika värden på producerad värme.



Figur 0.4 Elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar som funktion av värmeintäkten med skatter etc. (6% real kalkylränta)

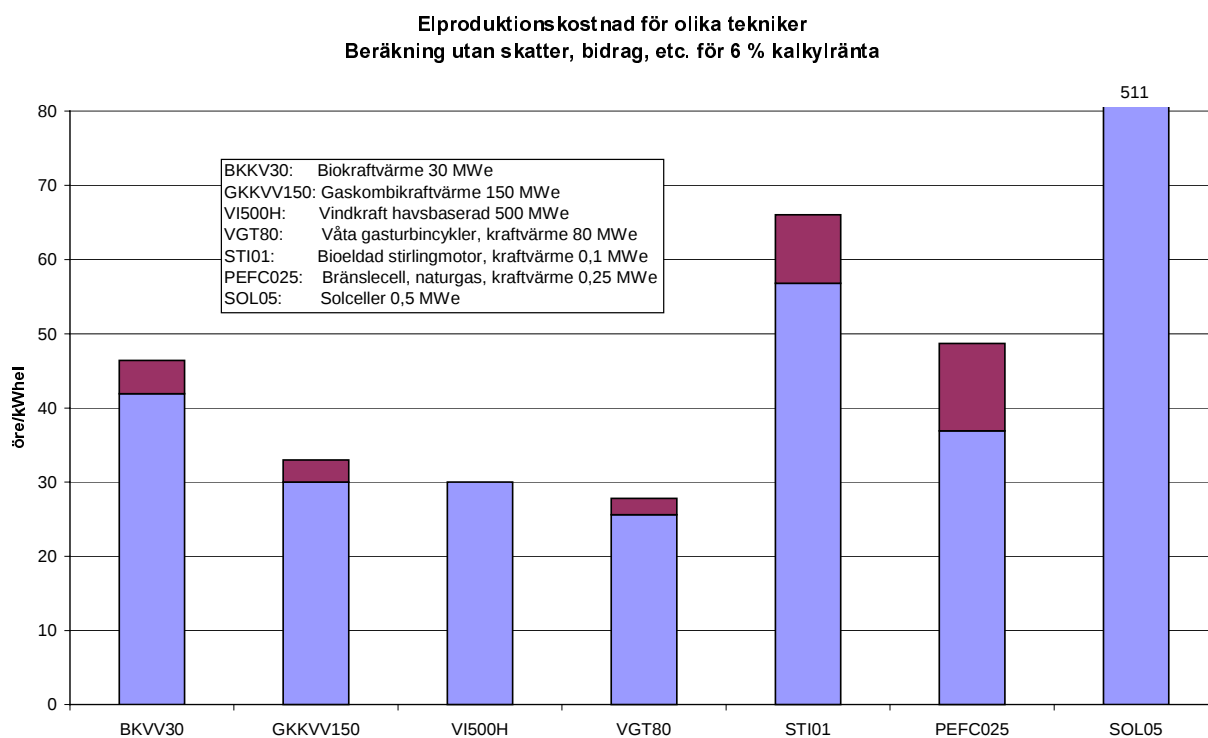
Beräkningar för utvecklad och ny teknik

Beräkningar har utförts även för intressant ny teknik som förväntas få en stark utveckling under perioden, liksom för vidareutvecklade versioner av några av dagens teknikalternativ, med hänsyn tagen till förbättrade prestanda, reducerad specifik investeringskostnad, etc. Följande tekniker har betraktats:

- Biokraftvärme 30 MWe
- Gaskombikraftvärme 150 MWe
- Vindkraft havsbaserad 500 MWe
- Våta gasturbincykler, kraftvärme 80 MWe
- Bioeldad stirlingmotor kraftvärme 0,1 MWe
- Bränslecell naturgas kraftvärme 0,25 MWe
- Solceller 0,5 MWe

Beräkningen är gjord utan hänsyn till skatter, bidrag etc.

Utöver de anläggningsspecifika förutsättningarna är beräkningarna baserade på samma förutsättningar vad avser bränslepriser, ränta etc. som för dagens teknik enligt tidigare beskrivning.



Figur 0.5 Elproduktionskostnader för utvecklad och intressant ny teknik – utan skatter etc. (6% real kalkylränta). Presenterade intervall speglar osäkerheten i investeringsnivån.

Kommentarer till beräkningsresultaten

Lägst produktionskostnad (figur 0.5) ger våta gasturbiner, i nivå med dagens större anläggningar. I samma storleksordning hamnar den havsbaserade vindkraften som år 2015 bedöms få en väsentligt lägre produktionskostnad än dagens anläggningar. Detta beror till stor del på en lägre investering, men även på lägre DoU-kostnader.

Solceller ger klart högst produktionskostnad.

Vid en beräkning med skatter och bidrag etc. förändras det inbördes förhållandet mellan teknikerna kraftigt. T.ex. halveras produktionskostnaden för vindkraft (till följd av elcertifikat 15 öre/kWh) samtidigt som de våta gasturbinerna får en högre kostnad. Även resultatet för stirlingmotorn påverkas kraftigt vid beräkning med skatt till följd av hög värmekreditering.

Slutsatser

- Avregleringen har inneburit en hårdnande konkurrens inom energibranschen. Detta kan minska möjligheterna att satsa på ny intressant teknik, speciellt om det är förenat med större investeringar och risktagande.
- Naturgasbaserade gaskombianläggningar ger en låg elproduktionskostnad (utan skatter, bidrag, etc.) jämfört med övriga alternativ. För att de ska kunna vara konkurrenskraftiga förutsätts att naturgas finns tillgängligt till ett konkurrenskraftigt pris.
- Deponiskatter och andra miljöavgifter, samt kommande förbud mot att deponera brännbart avfall, gör att avfallsförbränning sannolikt ökar, även i liten skala. Avfallsbaserad el kan därmed bli ett viktigare utvecklingsområde. En införd förbränningsskatt kan komma att höja den indikerat låga elproduktionskostnaden.
- Ny vattenkraft kan med de mest gynnsamma förutsättningarna ge relativt låga elproduktionskostnader. Utbyggnadspotentialen vid idag gällande politiska beslut är dock mycket begränsad.
- Förnybara energislag som vindkraft och storskalig biokraftvärme är konkurrenskraftiga alternativ jämfört med fossilbaserad produktion med nuvarande och föreslagna skatte- och certifikatsystem.
- Små naturgaseldade anläggningar blir konkurrenskraftiga om de, som antagits här, ersätter naturgasbaserad värmeproduktion (hög värmekreditering). De skulle även gynnas av den föreslagna förändringen av kraftvärmebeskattningen.

Innehållsförteckning

DAGENS TEKNIKALTERNATIV	III
FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR TEKNIKUTVECKLING.....	III
VIDAREUTVECKLING AV DAGENS TEKNIKALTERNATIV	III
NY TEKNIK.....	IV
UTVECKLINGSBEHOV FÖR NY TEKNIK.....	V
ELPRODUKTIONSKOSTNAD.....	VI
BERÄKNINGSMODELLEN	IX
KOSTNADSBERÄKNINGAR – TEKNIK SOM ANVÄNDS IDAG.....	X
KOMMENTARER TILL BERÄKNINGSRESULTATEN.....	X
BERÄKNINGAR FÖR UTVECKLAD OCH NY TEKNIK	XIII
KOMMENTARER TILL BERÄKNINGSRESULTATEN.....	XIV
SLUTSATSER.....	XIV
1 INLEDNING.....	1
2 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR TEKNIKUTVECKLING	3
2.1 DRIVKRAFTER INTERNATIONELLT – EU	3
2.2 EL- OCH BRÄNSLEPRISPROGNOSER	5
2.3 MILJÖMÅL.....	9
2.4 POLITISKA STYRMEDEL	10
2.5 FYSISKA OCH POLITISKA BEGRÄNSNINGAR	11
2.6 STYRANDE FAKTORER - SAMMANFATTNING.....	13
3 TEKNIKER FÖR ELPRODUKTION	15
3.1 INLEDNING	15
3.2 BIOBRÄNSLE, ÅNGCYKEL, KRAFTVÄRME.....	18
3.3 AVFALL, ÅNGCYKEL, KRAFTVÄRME	19
3.4 STENKOL, ÅNGCYKEL, KONDENS	21
3.5 NATURGAS - KOMBICYKLER.....	22
3.6 NATURGAS, SMÅSKALIG TEKNIK, KRAFTVÄRME.....	24
3.7 VINDKRAFT	25
3.8 VATTENKRAFT.....	32
3.9 VÅTA GASTURBINCYKLER FÖR NATURGAS	34
3.10 IGCC FÖR KOL	35
3.11 STIRLINGMOTOR FÖR BIOBRÄNSLE	36
3.12 BRÄNSLECELLER FÖR NATURGAS	37
3.13 SOLCELLER	39
3.14 SMÅSKALIG FÖRBRÄNNING	40
3.15 UTVECKLINGSBEHOV	41
4 KOSTNADER FÖR OLIKA ALTERNATIV	44
4.1 FÖRUTSÄTTNINGAR.....	44
4.2 BERÄKNINGSMODELLEN	60
4.3 BERÄKNINGAR FÖR TEKNIK SOM ANVÄNDS IDAG.....	62
4.4 BERÄKNINGAR FÖR VIDAREUTVECKLAD OCH INTRESSANT NY TEKNIK.....	68
5 SLUTSATSER.....	70
6 REFERENSER.....	71

Bilagor

Bilaga A	TEKNIK FÖR ELPRODUKTION - BESKRIVNING
Bilaga B	EKONOMISKA INDATA
Bilaga C	ENERGISKATTER

1 Inledning

Föreliggande rapport utgör en uppdatering av El från nya anläggningar (Elforsk rapport 00:01) från vintern 1999/2000. Det övergripande syftet är baserat på att det för planering och bedömning av FoU-insatser avseende nya anläggningar för elproduktion, finns behov att kostnadsmässigt kunna jämföra olika alternativ och att få en uppfattning om de olika teknikernas utvecklingstendenser. Mot denna bakgrund har denna studie utförts med följande mål:

- Beskriva dagsläget för kommersiella teknikalternativ med avseende på prestanda och kostnader. Kostnaderna ska redovisas på sådant sätt att konsistenta jämförelser är möjliga att göra.
- Inventera pågående forskning och utvecklingstendenser med syfte att kunna bedöma hur konkurrenskraftig teknik kan se ut om cirka 10 år. Med detta avses hur nu tillgänglig teknik kan vidareutvecklas såväl som möjligheterna för ny teknik. Med denna utgångspunkt har en bedömning gjorts av hur kostnaderna kan komma att förändras jämfört med dagens situation.
- Ta fram en datorbaserad modell för hantering och presentation av energiproduktionskostnader samt för känslighetsanalys med avseende på viktigare faktorer och förutsättningar.

För dagens kommersiella teknikalternativ har de bästa möjliga tekniska, ekonomiska och miljömässiga data som kan anses gälla på dagens nationella och internationella marknad antagits. Jämfört med den tidigare upplagan har några förändringar vad avser teknikvalet gjorts. Följande tekniker och anläggningsstorlekar har behandlats:

Bränsle	Teknikalternativ	Storlek [MW _{el}]
Biobränsle	Ångcykel, kraftvärme	10
Biobränsle	Ångcykel, kraftvärme	30
Biobränsle	Ångcykel, kraftvärme	80
Avfall	Ångcykel, kraftvärme	3
Avfall	Ångcykel, kraftvärme	30
Stenkol	Ångcykel, kondens	400
Naturgas	Kombicykel, kraftvärme	40
Naturgas	Kombicykel, kraftvärme	150
Naturgas	Kombicykel, kondens	400
Naturgas	Gasmotor/gasturbin, kraftvärme	0,1
Naturgas	Gasmotor/gasturbin, kraftvärme	1
- -	Vindkraft 30x3 MW havsbaserad	90
- -	Vindkraft 10x2 MW landbaserad	20
- -	Vindkraft 5x1 MW landbaserad	5
- -	Vattenkraft	

Tabell 1.1. Studerade kommersiella teknikalternativ.

För dessa alternativ har beräkningar av elproduktionskostnad utförts och jämförelser gjorts med och utan skatter och subventioner. Egna jämförelser med andra data kan göras genom att hämta beräkningsmodellen från Internet på adress <http://www.elforsk.se/varme/varmnyanl.html>.

Utöver för ovan definierade tekniker har beräkningar också utförts för kolkraftvärme 100 MW (betecknad KKV100), bl.a. mot bakgrund av ökat intresse till följd av det förslag till ny kraftvärmebeskattning som lagts.

För perspektivet 2015 har studien delats upp i två delar. Den ena delen behandlar utvecklingen av de tekniker som presenterats i Tabell 1.1 ovan. Den andra delen behandlar utveckling av intressant ny teknik som förväntas få en stark utveckling under perioden enligt Tabell 1.2.

Bränsle	Teknikalternativ
Biobränslen	Småskalig teknik
Stenkol	Förgasning och kombicykel (IGCC)
Naturgas	Bränsleceller
Naturgas	Våta gasturbincykler
Naturgas	Mikroturbiner
- -	Solceller

Tabell 1.2. Ny teknik.

Referensmaterial har i huvudsak utgjorts av officiella rapporter etc. Anläggningskostnader baseras även på uppgifter från anläggningsägare och leverantörer.

2 Förutsättningar för teknikutveckling

Teknisk utveckling av utrustning för elproduktion styrs av ekonomiska faktorer. Möjligheten för konkurrenskraft styrs förutom av kostnader och prestanda av flera andra faktorer, såsom utveckling av elpriser, bränslepriser, skatter och möjlighet att erhålla erforderliga tillstånd. Dessa faktorer är givetvis mycket svåra att bedöma över en 10-årsperiod.

2.1 Drivkrafter internationellt – EU

2.1.1 "Green paper"

Enligt EU:s "Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply" (EC 2001) redovisas tre huvudpunkter att beakta vid utformningen av EU:s energipolitik:

- EU kommer att bli alltmer beroende av extern tillförsel av energi; utvidgningen kommer inte att förbättra situationen; baserat på nuvarande prognoser kommer det externa beroendet att uppgå till ca 70% år 2030.
- EU har mycket begränsade möjligheter att påverka tillförselsituationen; av detta skäl är det viktigt att EU kan påverka behovet, i huvudsak genom energibesparing i byggnader och inom transportsektorn
- För närvarande kan inte EU leva upp till de målsättningar avseende CO₂-emissioner som definierats i Kyotoavtalet.

I EU:s "Green Paper" fokuseras på såväl beroendet av omvärlden som miljömålen enligt Kyoto-avtalet. Man konstaterar att även om man lyckas få in mer förnybar energi i systemen kommer beroendet av konventionella energislag att bestå. Energibehovet har sedan mitten av 80-talet ökat med 1-2% per år. Med ett utvidgat EU förväntas en större årlig ökning. Ansträngningarna framöver föreslås härmed fokusera på att minska beroendet av extern tillförsel och samtidigt uppfylla Kyoto-avtalet.

Baserat på de internationella överenskommelserna i Rio -92 och Kyoto -97 har flertalet länder åtagit sig att nå uppsatta mål för utsläpp av växthusgaser till år 2010. EU som helhet har åtagit sig att minska CO₂-emissioner och andra växthusgaser med totalt 8%, räknat från 1990 till perioden 2008-2012. Mot bakgrund av CO₂-målen finns inom EU ett ambitiöst program för införande av förnybara energikällor, "Renewable Energy Sources - RES", med målsättningen att 12 % av energiförsörjningen år 2010 ska vara baserad på RES. RES andel av elproduktionen skall öka från 14% till 22% år 2010. Dessa omfattar mål för utbyggnad av:

- Vindkraft
- Vattenkraft
- Solceller
- Biomassa
- Termisk solenergi
- Återvinning av avfall

Energi från biomassa antas öka med 90 Mtoe (1044 TWh) fram till år 2015 inom EU. Det fördelas på:

- Biogas (jäsning, deponigas, etc.) 15 Mtoe
- Jordbruks- och skogsavfall 30 Mtoe
- Energigrödor 45 Mtoe

2.1.2 EUs direktiv om förnybar el

EU-direktivet 2001/77/EG av den 27 september 2001 om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el, innebär att andelen förnybar el inom unionen skall öka till 12 % år 2010. För Sveriges del innebär detta en ökning med ca 25 TWh från 1997 års nivå 72 TWh. Med hänsyn till skydd av älvar, bristande underlag för kraftvärmeverk och svårigheter att få tillstånd vindkraftverk framhålls av Sverige i en fotnot svårigheterna med att uppnå angivet mål och anger att omkring halva den uppgivna ökningen är mer realistiskt. Kommissionen kommer att följa upp de åtgärder som medlemsstaterna vidtar. I Sverige gör PBL-kommittén för närvarande en översyn av hur den svenska lagstiftningen överensstämmer med direktivet.

2.1.3 Gynnad kraftvärme

EU stödjer vidare effektiv energiproduktion och energianvändning. Till exempel har ett speciellt program formulerats för att uppmuntra och gynna ökad användning av kraftvärme inom EU.

EU presenterade i juli 2001 ett förslag till kraftvärmedirektiv "European Directive on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market" (2002/0185). Förslaget uppmärksammar vikten av kraftvärme i det Europeiska systemet. Syftet med direktivet är:

1. I kort perspektiv befästa befintlig kraftvärme och stödja utbyggnad av nya effektiva ("high-efficiency") kraftvärmeanläggningar.
2. På sikt skapa ett regelverk som säkerställer utnyttjning av effektiv kraftvärme

"High-efficient" kraftvärme skall användas för att spara energi och för att reducera CO₂ – emissioner vilket därmed bidrar till en hållbar utveckling. I direktivet definieras "*High-efficiency cogeneration*" härmed genom att mängden bränsle som åtgår för att producera mängden el och värme i kraftvärmeanläggningen skall vara mindre än alternativ produktion i separata el-och värmeproduktionsanläggningar. Indirekt tydliggörs kravet på att totalverkningsgraden skall vara hög.

Inom EU har intresset ökat för distribuerad elproduktion. Generellt kännetecknas dock marknaden av en viss osäkerhet på grund av pågående och kommande avregleringar av elmarknaderna och pressade gaspriser.

Varje land ska utforma politiska styrmedel för att uppnå uppsatta mål. Viktiga styrmedel är skatter, restriktioner och stöd till FoU, men då det gäller biobränslen kommer även jordbrukspolitiken in. Att nå en överenskommelse kring CO₂-skatter på el till en nivå som kan anses styrande kommer sannolikt att ta tid.

2.1.4 "Gröna" elmarknader

Ett annat sätt att driva fram förnybar teknik är att skapa "gröna" marknader. Ett exempel på detta är det certifikatsystem för el från förnybara energikällor som trädde i kraft i Sverige i maj 2003 och som då ersätter tidigare stödformer för förnybar elproduktion. Systemet innebär att förutsättningarna för producenter av förnybar el i Sverige förändras. Jämfört med dagens stödssystem blir situationen mer svårbedömd då nivån på stödet blir beroende av tillgång och efterfrågan på certifikat. Föreslagna garantinivåer och takpris ger dock ramarna för prisbildningen under de första åren och på lite längre sikt kan ett certifikatpris i intervallet 150 – 250 kr/MWh förväntas. Den långsiktiga utvecklingen beror emellertid av ett antal faktorer såsom beslutade kvotnivåer, utvecklingen av elpriset samt överföringskapacitet till andra länder m.m.

Program för certifikathandel har etablerats i länder som Holland, Storbritannien (Renewable Obligation Certificate) och Italien. Ett program i Danmark baserat på produktion av *inhemsk* förnybar elenergi och ett stegvis införande med full drift 2003 har tills vidare stoppats.

EU presenterade i oktober 2001 ett förslag till "Directive on greenhouse gas emission trading - COM(2001)581". Handel med utsläppsrätter kommer sannolikt att kunna bli en av de viktigare styrande faktorerna under den närmaste 10-årsperioden.

2.2 El- och bränsleprisprognoser

Som underlag för diskussionen om det totala energisystemets utveckling och för utveckling av marknaden bör både ett kortsiktigt och ett långsiktigt perspektiv beaktas.

För det kortsiktiga perspektivet förutsätts Klimatrapport 1997, basprognos, gälla. [3] En kärnkraftsreaktor (Barsebäck block 1) avvecklades 2000. Barsebäck block 2 är föremål för diskussioner avseende tidpunkt för avveckling vilket antas inträffa i ett kortsiktigt perspektiv. Resterande anläggningar drivs vidare till 2015. Ett gaskombikraftverk byggs under perioden. Dagens skatte- och avgiftssystem gäller under prognosperioden.

Det långsiktiga perspektivet, till mitten av nästa århundrade, redovisas i rapport från SAME-projektet "Hållbar energiframtid" [4] och Nordledenutredningen. [40] I detta perspektiv är dagens kärnkraft helt avvecklad. En förutsättning är vidare att styrmedel i energisektorn ska vara i harmoni med omvärldens. Detta perspektiv har dock ej beaktats i dessa studier, även om de första stegen mot detta mål kan förväntas tas under perioden.

Utveckling av elpriser, bränslepriser och skatter är naturligtvis kopplade till varandra. Trots detta kan diskussionen delas upp efter dessa.

2.2.1 Elpris

Utvecklingen av elpriset är svårbedömd, speciellt med hänsyn till de stora pågående förändringarna av elmarknaden i Sverige, men även internationellt. Faktorer som påverkar elpriset är bland annat:

- Stabilisering efter avreglering

-
- Avreglering inom EU
 - Internationell handel / Kablar
 - Kärnkraftens utnyttjande i Sverige och andra länder
 - Internationella regelsystem handel/ miljö
 - Elcertifikat
 - Handel med utsläppsrätter

Till stor del styrs elpriset av rörliga produktionskostnader (korta marginalpriser) för termiska kraftverk (gas, kol, kärnkraft) vilka i genomsnitt inte är speciellt höga. Även om priserna varit relativt höga på kontinenten förväntas dessa sjunka om planerade avregleringar fullföljs.

Med de antaganden som gjordes för energisystemet i Klimatrapport 97 [3], redovisas en ökning av elpriset (exklusive nättjänst) med ca 5 öre/kWh mellan åren 2000 och 2010. Den fortsatta prisutvecklingen är osäker, men i t.ex. Energimyndighetens "Elmarknaden 2002" [41] prognostiseras ett pris för de närmaste 2-3 åren som ansluter till den nivå som anges i Klimatrapport 97.

2.2.2 Bränslepris

Utvecklingen för bränslepriser (med undantag av naturgas) bedöms med utgångspunkt från referenserna [3], [5] och [6]. För naturgas har flera olika källor använts; [7], [8] och [9].

Trädbränslen. För närvarande är alla biobränslen skattebefriade. Pris fritt förbrukare har varit konstant (löpande priser) i mer än 10 år. Ökad konkurrens om råvaran har de senaste åren ändrat denna bild, liksom ökad import, bland annat från Baltikum. Några genomgripande förändringar i prisbilden utöver de som setts de senaste åren är dock ej att vänta inom aktuell period. Då lönsamheten i produktionsledet redan idag är ansträngd är emellertid en fortsatt ökning i löpande priser motsvarande inflationen (konstant fast pris) en rimlig utveckling [5], [10].

Torv. Prisutvecklingen liknar situationen för trädbränsle. Torv är belagd med svavelskatt och priset kan därmed påverkas av eventuella ändringar i beskattningen. Framtida användning kan påverkas av debatten om miljöpåverkan av torvbrytning. [10]

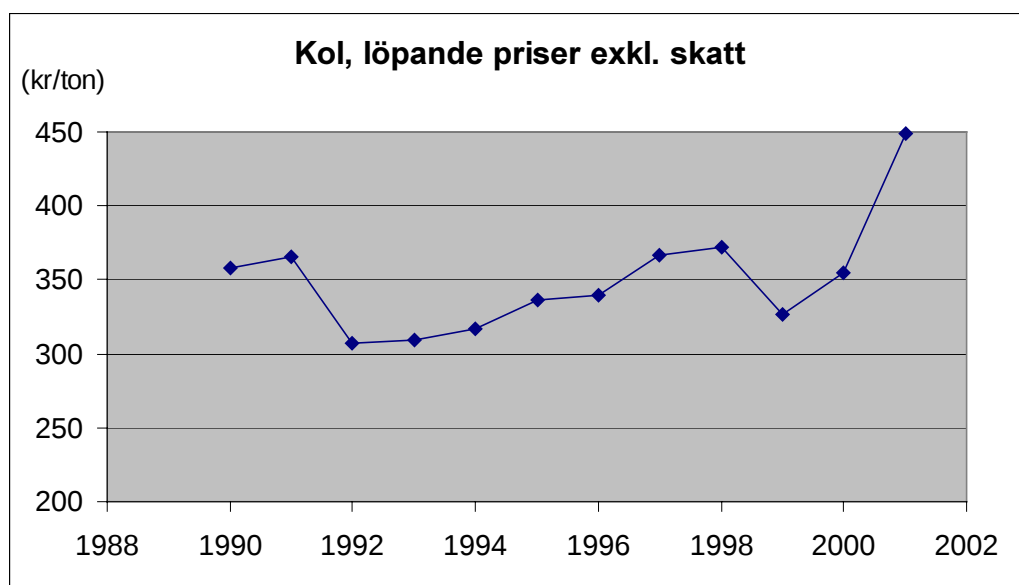
Kol. De största tillgångarna av fossila bränslen utgöres av kol. I Europa är trenden att kols andel av den totala tillförseln av primärenergi minskar. Kolgruvor stängs på grund av dålig lönsamhet och global överkapacitet. Flera bedömare tror på ett reellt konstant eller sjunkande kolpris under perioden.

Olja. Råoljepriserna har legat relativt stabilt under 90-talet. Tillfälliga prishöjningar har förekommit till följd av politiska och militära spänningar i Persiska viken. Generellt har ett prisfall motverkats av Sovjetunionens sönderfall (halverad produktion från dessa områden) och Irakkrisen. Med inträdet av den ryska oljeindustrin och en stabilisering efter konflikten i Irak kan utbudet komma att öka, med sjunkande priser som följd. Samtidigt görs överenskommelser inom OPEC om att begränsa produktionen just för att motverka ytterligare prisfall. [5]

En generell bedömning är dock att oljepriset på längre sikt stiger i takt med att de lättast tillgängliga tillgångarna tömts [6], [11]. Dessutom kan kvarvarande tillgångar koncentreras ännu mer till ett fåtal regioner varigenom konkurrensen begränsas. Det kan nämnas att WEC i ett "current policies" scenario har ansatt ett oljepris på 20 – 25 USD/fat för år 2000 och 30 – 35 USD/fat år 2020. [12]

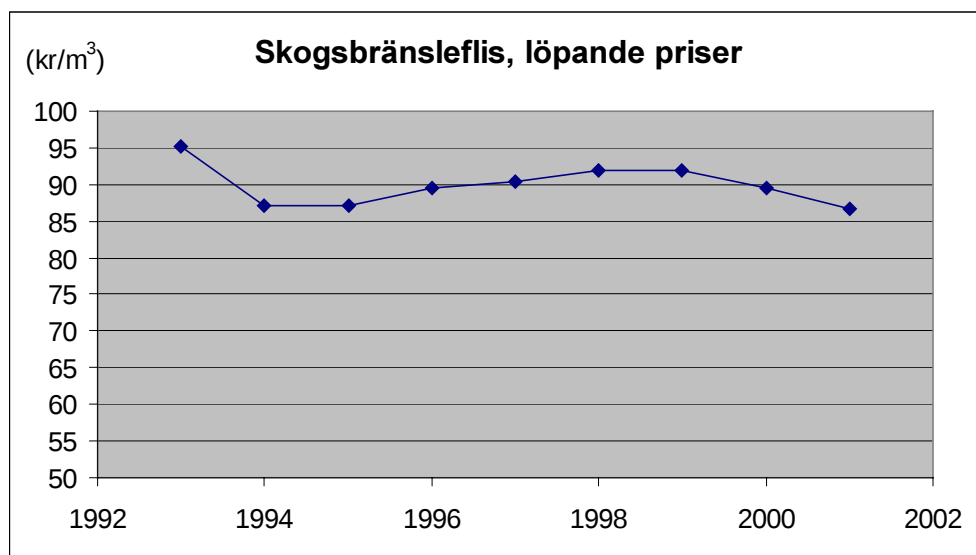
I denna studie behandlas ingen process med olja som bränsle. Skälet är att det bedömts som mindre sannolikt att detta skulle bli aktuellt eftersom styrmedel förmodligen anpassas så att olja förbehålls det traktionära området. Oljepriset har ändå stor betydelse, eftersom ändringar även inverkar på prissättningen av andra bränslen.

Naturgas. Priset följer traditionellt oljepriset, även om långa kontrakt kan tecknas för att motverka kraftiga fluktuationer. Gaspriset på kontinenten och i Finland är lägre än i Sverige. En eventuell gasledning genom Sverige för att sammanbinda det ryska och det västeuropeiska gasnätet kan påverka priset i Sverige. Vidare planeras en ny anslutning mellan Tyskland och Sverige. Den planerade avregleringen av gasmarknaden förväntas påverka priset. Enligt OECD:s senaste sammanställda prognoser visar det sig att olika länder har mycket olika uppfattningar vad avser gaspriset. Marknadspriset på naturgas kan komma att påverkas av den framtida bränslebeskattningen och konsumtionsutvecklingen.

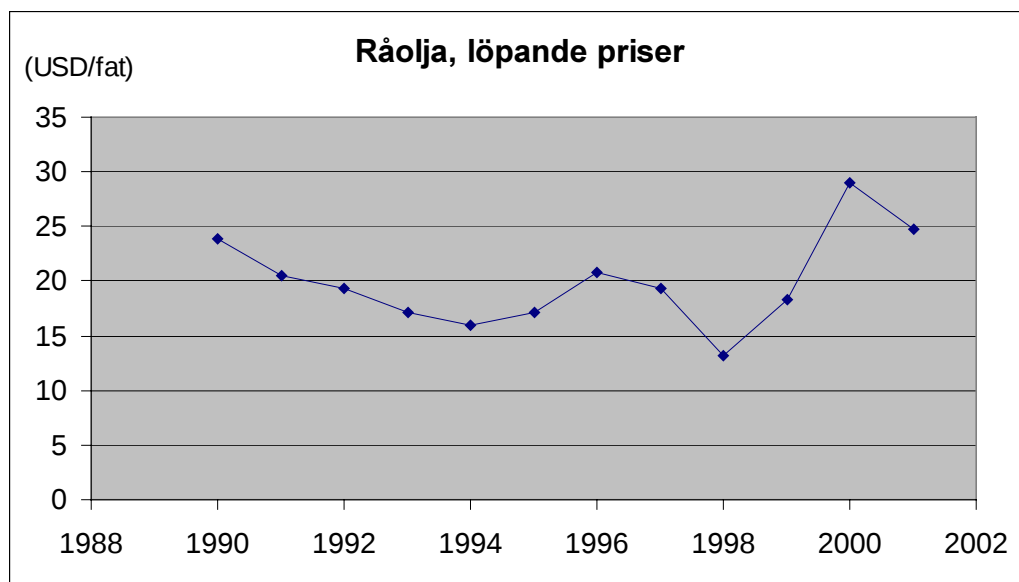


Figur 2.1. Kolpriser. Källa: Energimyndigheten

Prisutvecklingen de senare åren för kol, flis och olja (som i viss mån är kopplad till naturgas – därav ingen explicit redovisning i diagramform) har sammanställts i Figur 2.1 - Figur 2.3. Data har hämtats från Energimyndigheten. [25] Där inget annat anges gäller priserna vid anläggning.



Figur 2.2. Skogsbränsleflis. Källa: Energimyndigheten.



Figur 2.3. Oljepris (import). Källa: Energimyndigheten.

Uppfattningen om bränsleprisutvecklingen varierar mellan olika studier. I den tidigare upplagan av rapporten hänvisades till [3], från vilken har hämtats nedanstående tabell gällande för en anläggning med en bränsleeffekt över 50 MW (exklusive skatt), mellan åren 1995 och 2010:

	1995 (kr/MWh)	2010 (kr/MWh)	Ökning (%)
Olja (Eo1):	99	132	33
Olja (Eo5)	76	94	24
Kol	54	61	13
Träbränslen (skogsavfall)	100	100	0

I Nordledenutredningen [40] intas en något försiktigare hållning, speciellt avseende Eo5 och kol. Först någon gång mellan 2010 och 2020 uppnås de priser som redovisas i tabellen för 2010. För Träbränslen (skogsavfall) antas i Nordleden 90 kr/MWh gälla för hela perioden 2010-2020.

Bränsleprisutvecklingen för naturgas enligt [7] :

	1996 (kr/MWh)*	2005 (kr/MWh)*	2015 (kr/MWh)*	Ökning (2010) (%)
Danmark	88	150	150	70
Finland	85	85	85	0
Holland	108	122	138	ca 11
Belgien	92	92	92	0
Frankrike	145	145	145	0
Italien	117	154	161	35
Ryssland	57	77	100	ca 55

* 8 SEK/USD

Utvecklingen av gaspriset är i likhet med det långsiktiga marginalpriset på el en viktig faktor för vidare utbyggnad av gasnätet i Sverige. Gaspriset hos en svensk kund, som styrs av alternativkostnaden med hänsyn till rådande bränsleskatter, förväntas ligga kvar på 150-200 kr/MWh beroende på storlek under överskådlig tid.

2.3 Miljömål

Riksdagen antog 1999 femton nationella miljö kvalitetsmål (proposition 1997/98:145). Arbetet med en konkretisering av dessa miljö kvalitetsmål blev klart och rapporterades i maj 2000. Miljömål inom energiområdet behandlades av en särskild arbetsgrupp under Miljömålskommittén. Miljömålet avseende begränsad klimatpåverkan behandlades av Klimatkommittén som utmynnade i ett förslag om att för perioden 2008-2012 skulle utsläppsmålet för sex växthusgaser (enligt Kyotoprotokollet och IPCC:s definitioner) räknade som koldioxidekvivalenter vara 2 % lägre än utsläppen 1990. Konkretiseringen för energisektorn följde i stora drag Sameprojektets [4] målformuleringar. Både Sameprojektet och Miljömålskommittén pekar på att hänsyn också måste tas till den ökade internationaliserade el-

marknaden och harmoniseringen med regelsystem inom EU. Riksdagen skärpte sedan miljömålet genom att under 2002 fatta beslut om att utsläppen ska minska med 4 % år 2012 jämfört med 1990.

Miljömålsarbetet ovan är inriktat på att målen skall nås inom en generation, dvs till år 2020. Stor enighet har rått kring målens formulering. Därför kan man utgå från att de ligger fast åtminstone under de närmaste tio åren.

2.4 Politiska styrmedel

Skatter och avgifter på energi kan användas som styrintstrument för utformning av energisystemet och för att uppfylla miljömålen. Dessutom finns skatter och avgifter som skall förse staten med inkomster, så kallade fiskala skatter.

Regler och nivåer för skatter och avgifter på energi har förändrats ett flertal gånger under senare år. För närvarande föreligger två förslag till revisioner av skattelagstiftningen som kommer att få stor betydelse; förslag till ny kraftvärmebeskattning (jämlikt Regeringens proposition 2002/03:1) och Skattenedsättningskommitténs översyn av näringslivets energibeskattning (jämlikt den s.k. SNED-utredningen, SOU 2003:38). Den förra är för närvarande under behandling i EU. SNED-utredningen överlämnades till Finansdepartementet 7 april 2003 och föreslås träda i kraft 2004.

Återkommande förändringar leder naturligtvis till en betydande osäkerhet i planeringen av långsiktigt inriktade investeringar i energisystemet. Problemet är att hitta en kompromiss som samtidigt tillgodoser miljömål, olika intressegrupper och ger ett förväntat skatteunderlag. Ett uttalat mål i SNED-utredningen har varit; ”att sträva efter att ge det nya energibeskattningsystemet en långsiktigt hållbar utformning, som genom sin generella karaktär inte klassificeras som statsstöd enligt EG-rätten, men som samtidigt genom sin funktion bevarar näringslivets konkurrenskraft och ger en god balans mellan målsättningarna i miljöpolitiken och regionalpolitiska målsättningar.”

I sammanfattning har föreslagits:

- Näringslivet ska endast belastas med miljöstyrande skatter (CO₂ och svavel), ej fiskala skatter (energiskatt) med undantag för EU´s minimiskatt på el
- Hela näringslivet, inklusive energiomvandlingssektorn, ska omfattas av samma modell för energibeskattning, d.v.s. energiskatt på bränslen som tas ut i energiomvandlingssektorn tas bort.
- Näringslivets koldioxidskattenivå sätts i utgångsläget till 19 öre/kg koldioxid
- Koldioxidskatteuttaget på bränslen respektive energiskatteuttaget på el begränsas för energiintensiva företag till 0,7 % av företagets försäljningsvärde (under förutsättning att EG´s minimiskattenivåer, gällande för olja, kol, naturgas och el, iakttas)

Den förslagna förändringen av skattesystemet kommer att innebära att konkurrenskraften för fossila bränslen ökar jämfört med tidigare. Detta kommer dock i praktiken att begränsas till naturgas, då det sannolikt ej blir möjligt att få tillstånd till nya kolanläggningar

I förlängningen förväntas handel med elcertifikat och utsläppsrätter ersätta differentierade skatter och avgifter som styrmedel mot en hållbar utveckling.

Styrmedel som kan betyda mycket för utvecklingen av effektiv produktion och teknik för en ökad grad av miljöanpassning är:

- CO₂-skatt på bränsle som åtgår för elproduktion innebär att konkurrenskraften för förnybar el stärks.
- Vid en CO₂-skatt på fossilt bränsle som åtgår för elproduktion blir elverkningsgraden för fossilbränslebaserade kondensanläggningar en viktigare parameter.
- Elcertifikat
- Handel med utsläppsrätter

2.5 Fysiska och politiska begränsningar

Vid utveckling av såväl den teknik som används idag som intressant ny teknik måste hänsyn tas till marknadens fysiska begränsningar, vilka delvis styrs av politiska beslut.

Biobränslen

Biobränslen är en av de energiformer som prioriteras i syfte att begränsa CO₂-utsläppen. Tillgången på biobränslen i Sverige är god och mycket biobränsle tillförs energisystemet. 1997 användes ca 43 TWh trädbränslen från skogen, skogsbruket och skogsindustrin (exklusive ca 33 TWh lutar som används internt inom massaindustrin) [4]. En fjärdedel av trädbränslena (ca 11 TWh 1997) utgörs av hyggesrester från gallring och slutavverkning.

Ovanstående avser användning av trädbränslen uttagna från svensk skog. Till detta ska läggas den import som för närvarande uppskattas till 5-9 TWh. Främst kommer denna från Baltikum, Finland och Ryssland och avser bränslen av bra kvalitet, inklusive förädlade former som pellets.

Den framtida teoretiska potentialen för biobränslen från skogen och skogsbruket i Sverige har bedömts till ca 84 TWh. Den praktiska potentialen i ett längre perspektiv har dock reducerats till 46-74 TWh [4]. Den väsentliga begränsningen som diskuteras är möjligt uttag av hyggesrester (och därmed näringsämnen) från skogsbruket med hänsyn till biologisk mångfald och att också andra samhällssektorer kan behöva bioenergi för att uppfylla sina miljömål. För att långsiktigt kunna fortsätta med uttag av hyggesrester krävs en storskalig näringskompensation i form av askåterföring och om uttaget skall ökas väsentligt också en balanserad tillförsel av näring och vatten.

Det finns dock olika uppfattningar om den framtida potentialen för skogsbränslen. Ett antal utredningar har genomförts (Skogsindustrierna, IVA, LRF, SNV, SIMS) som visar olika siffror.

Det finns även en väsentlig långsiktig fysisk potential för att producera biobränslen, i form av energiskog eller energigräs, på jordbruksmark (50-60 TWh/år). Till detta kommer möjligt utnyttjande av restprodukter från jordbruket i form av halm med mera. Den praktiska potentialen på 10-15 års sikt har bedömts uppgå till 15-20 TWh/år [38].

Utnyttjande av biobränslen för el- och värmeproduktion i stor skala motsvarande redovisade tillgångar kan komma att begränsas av fysiska hinder kring hantering vad avser transport, mottagning, lagring av biobränslen, som i oförädlad form oftast är mycket skrymmande.

I fjärrvärmeverken har det på grund av skatteskal varit svårt att klargöra hur stor andel av elproduktionen som varit biobränslebaserad. Den redovisade elproduktionen var 0,7 TWh år 2000, vilket motsvarade 18 % biobränslebaserad elproduktion. Utgående från hela bränsleförbrukningen i kraftvärmeverken indikeras att upp mot 62 % skulle kunna vara baserad på trädbränsle, torv och andra biobränslen [42].

Avfallsbränslen

Till avfallsbränslena hör bland annat industriavfall, hushållsavfall, deponigas och slam från reningsverk och industri. Förbränning av hushållsavfall och industriellt avfall bidrog med ca 5 TWh värme 2001 [37]. Dessa bränslen har fått ökad betydelse efter introduktionen av avfallsskatt och EU's direktiv om deponeringsförbud av brännbart avfall som träder i kraft 2005. Det är dock oklart hur framtida källsortering och återvinning samt en eventuell förbränningsskatt kommer att inverka. Den långsiktiga potentialen för avfallsbränslen har bedömts till 7-13 TWh, varav 5-9 TWh är industri- och hushållsavfall.

Naturgas

Dagens användning av naturgas uppgår till ca 9 TWh, varav ca 40% går till el- och värmeverk. Med befintligt nät kan uttaget öka till ca 30 TWh/år [4]. Rent fysiskt har med nuvarande ledningssträckning bara delar i sydvästra Sverige tillgång till naturgasen. Utbyggnaden av gasnätet är osäker och beror i första hand på framtida politiska beslut, men även på prisutvecklingen efter en eventuell avreglering av gasmarknaden.

Kraftvärmeunderlag

Kraftvärme förutsätter att det finns en avsättning för värme. I huvudsak utnyttjas värmen för hetvatten i fjärrvärmesystem och ånga i industriella processer (industriellt mottryck). 2001 genererades ca 3,8 TWh el i industrin och ca 5,2 TWh i fjärrvärmesystemen [36].

Den fysiska begränsningen beror på värmeunderlagens utveckling. Som fysisk begränsning skulle även kunna räknas befintliga hetvattencentraler i fjärrvärmesystemen. Fjärrvärmesystemen förväntas byggas ut från ca 51 till 55 TWh mellan åren 2000 och 2010. Med befintligt fjärrvärmenät kan el från befintliga kraftvärmeverk ökas från dagens 5,2 TWh till drygt 8 TWh. Med förväntad utbyggnad av fjärrvärmenäten antas mängden kunna ökas till drygt 9 TWh år 2010 [3].

I Elcertifikatsutredningen [42] har den långsiktiga utbyggnaden av elproduktionskapaciteten i fjärrvärmenäten bedömts till närmare 5 TWh, varav ca 2 TWh är baserade på biobränslen.

Vindkraft

Begränsningarna för vindkraft gäller lokaliseringsmöjligheter, vindtillgång, omgivningspåverkan och andra intressen. Tekniskt/ekonomiskt lämpliga platser för lokalisering av vindkraftverk är kustområdena. Dessa anses ofta mindre lämpliga för nybyggnationer, vilket innebär starkt begränsade möjligheter att erhålla tillstånd. Ett alternativ som kan möj-

liggöra en mer storskalig introduktion av vindkraftverk är att lokalisera anläggningarna till havs.

Den tekniska bruttopotentialen för landbaserade anläggningar har bedömts till ca 70 TWh/år (från Gävle och söderut). Med hänsyn till antaganden om möjlig lokalisering reducerades denna potential i utredningen "Läge för vindkraft" [39] till 3-7 TWh. Motsvarande siffra för havsbaserad vindkraft har i samma rapport bedömts till 22 TWh. Resultaten skall ses i relation till att utredningsuppdraget var att lokalisera 10 TWh på land och 20 TWh till havs.

Vattenkraft

Dagens vattenkraftproduktion uppgår till i genomsnitt ca 65 TWh (51-74 TWh). Regeringen har uttalat att vattenkraften bör byggas ut till max 66 TWh, vilket utgör ca 70% av den ekonomiskt utbyggbara potentialen. Om detta tak antas gälla 2015 blir utbyggnadspotentialen mycket blygsam. Enligt Kraftverksföreningen kan vattenkraften på ett miljömässigt försvarbart sätt ökas med ytterligare ca 7-8 TWh [4]. Införande av certifikat kan komma att stimulera nytillskott genom effekthöjningar i befintliga verk. I vilken omfattning detta kommer att ske är beroende av vilka värden som certifikaten åsätts i framtiden, vilket i sin tur måste vägas mot vattenkraftens långa avskrivningstider.

Ny kondenskraft

I det fall ny baslastproduktion kommer in i systemet under den närmaste 10-årsperioden måste man finna lämplig lokalisering för denna. Fysisk begränsning för naturgaseldade kombikraftverk (gaskombianläggningar) är i första hand närhet till naturgasnätet. Hänsyn kommer även att tas till lämplig inmatningspunkt i kraftnätet. Om en kraftvärmeanläggning (delvis nyttiggörande av värme) kommer i fråga kommer denna sannolikt att lokaliseras till någon av de större städerna.

Ny kolkondenskraft förefaller mycket osannolik, åtminstone inom den studerade perioden. Kol kommer dock att spela en viktig roll globalt sett under överskådlig framtid. Med nu ekonomiskt lönsamma koltillgångar skulle nuvarande användning kunna upprätthållas i drygt 200 år. Hittar man ekonomiska lösningar för att avskilja och deponera CO₂, blir tekniken mer intressant.

2.6 Styrande faktorer - Sammanfattning

Sveriges energipolitik harmoniseras successivt med EU:s. Förhållandena i Sverige skiljer sig dock en del från det övriga Europa och sannolikt även de drivande krafterna. Sverige har redan en stor andel förnybar elenergi i form av vattenkraft och även en relativt stor potential för biobränslebaserad kraftproduktion. En minskad utnyttjning av kärnkraften samt en fortsatt ökning av elbehovet innebär å andra sidan att ny effekt och energi behövs. Detta innebär att CO₂-utsläppen kan komma att öka.

Vårt naturgasnät som tidigare har kontrollerats av en huvudleverantör täcker än så länge en mindre del av landet. Den pågående avreglering av naturgasmarknaden med upplösning av avtalet mellan DUC och Dong på den danska sidan och anpassning till naturgaslagen från augusti 2000 (svensk implementeringen av EU-direktiv från 1998), som leder till att det svenska nätet gradvis öppnas för leverantörer/kunder, kommer också att stimuleras av yt-

terligare tillförselvägar. Byggandet av den svenska delen av en ny sådan direkt från Tyskland har tillstyrkts av Energimyndigheten. Naturgas från Ryssland via Finland har också undersökts.

Med utgångspunkt från ovan redovisade prognoser och gjorda bedömningar, skulle de styrande faktorerna under den närmaste 10-årsperioden kunna sammanfattas enligt följande:

- Harmonisering med EU:s energipolitik och regelsystem förväntas.
- Kärnkraftens utnyttjning under perioden påverkar behovet av ny produktionskapacitet.
- Åtaganden vad avser CO₂-tak och CO₂-reduktion leder till:
 - Biobränsle, vindkraft, vattenkraft har ett fortsatt intresse.
 - Potentialen för bio, vind, vatten samt gas bestäms av fysiska och miljömässiga begränsningar.
 - Teknik för CO₂-reduktion får ett ökat intresse.
- Måttlig men tydlig ökning av elpriset under perioden förväntas.
- Efterfrågan på kraftvärme kan öka på grund av förväntan om något snabbare elprisutveckling än tidigare.
- Reducerad CO₂- och energibeskattningsgrad på kraftvärme i nytt skatteförslag gynnar användning och utbyggnad av naturgasbaserad kraftvärme
- Handel med utsläppsrätter gynnar effektiviseringar och introduktion av förnybar el
- Elcertifikat gynnar förnybar el och ökar betydelsen av elverkningsgrad i biobränslebaserade kraftvärmeanläggningar
- Naturgasprisets utveckling påverkas av:
 - Avreglering av naturgasmarknaden.
 - Nya tillförselvägar.
- Långsiktig marginalkostnad för el påverkas till stor del av naturgaspris (gaskombi).
- Det kortsiktiga marginalpriset för el styrs av marginalpriset för kolbaserad kondenskraft (internationell elhandel).
- Hög verkningsgrad får ökad betydelse för fossil kraftproduktion med hänsyn till CO₂-emissioner.
- Deponiskatt försämrar förutsättningarna för teknik som ger ej användbara restprodukter.
- Eventuell förbränningsskatt på avfall kan beroende på nivå påverka (utbyggnad av) avfallsbaserad elproduktion.
- Avreglering av elmarknaden innebär minskad riskbenägenhet hos elproducenter, vilket i sin tur leder till krav på kortare "pay-off"-tider. Mindre ekonomiska marginaler leder sannolikt till mindre risktagande i samband med teknikutveckling.

3 Tekniker för elproduktion

3.1 Inledning

I tabell 1.1, kapitel 1, listades tekniker som idag används för elproduktion och som studerats inom ramen för detta arbete. En utförlig beskrivning av uppbyggnad och prestanda presenteras i bilaga A och för information om cykelkonfiguration, reningsutrustning med mera hänvisas till denna. I detta kapitel kommer framställningen att begränsas till att beskriva en möjlig vidareutveckling av dagens teknik fram till år 2015.

Det finns även intressant ny teknik som förväntas få en stark utveckling under perioden fram till år 2015. I flera fall är dessa tekniker inte direkt nya men har fått nytt intresse då marknaden förändrats och applikationerna blir nya. Utgångspunkten för denna rapport har varit att inkludera några av de tekniker som ligger närmast till hands för att kunna kommersialiseras fram till 2015.

Avgörande faktorer som är av intresse för bedömningen av teknikers möjlighet att nå en kommersiell status 2015:

- Status idag
- Konkurrenskraft i jämförelse med andra tekniker
- Marknad 2015

Med begreppet ”kommersiellt tillgänglig” avses teknik för vilken leverantören kan lämna kommersiella garantier, vad avser prestanda och funktion (inklusive tillgänglighet). För att en teknik ska vara kommersiellt tillgänglig år 2015 bör den vara demonstrerad i full skala innan dess.

Även om det är möjligt att nå kommersiell tillgänglighet 2015, måste tillräckliga utvecklingsinsatser sättas in. Detta kan inte förväntas ske utan att tekniken har goda möjligheter att kunna konkurrera med motsvarande tekniker med samma bränsle och för samma applikationer, samt utan att de utvecklande företagen under överskådlig tid kan se en tydlig marknad. Även om den svenska energimarknaden är av speciellt intresse, måste det i regel finnas en potentiell internationell marknad, som drivkraft för de teknikutvecklande företagen.

Nedan redovisas de ”nya” tekniker som ansetts mest lovande för ett kommersiellt genombrott, även om den svenska marknaden är osäker för samtliga alternativ. Det är viktigt att framhålla att de tekniker som sorterats bort mycket väl kan vara intressanta för vissa nischer och processer, även om de inte ansetts mogna för elmarknaden.

De tekniker som referensgruppen enats om att belysa är följande:

Grupp 1 – Teknik för större anläggningar

- Våta gasturbincykler
- Termisk förgasning (IGCC)

Grupp 2 – Teknik för småskaliga anläggningar

- Stirlingmotor
- Bränsleceller
- Solceller
- Småskalig förbränning

Teknikerna har delats upp i två grupper, där den senare gruppen utgörs av småskaliga tekniker ca 100 kWe - 3 MWe, för vad som kallas distribuerad elproduktion. Precis som för den teknik som används idag, hänvisas till bilaga A för information om tekniskt utförande och prestanda medan detta kapitel redovisar utvecklingsstatus, kritiska komponenter, och kostnader. Beroende på mängden tillgänglig information är beskrivningarna av de olika teknikerna mer eller mindre utförliga. För utvalda tekniker genomförs också beräkningar av elproduktionskostnaden.

Nedan redovisas även ett antal intressanta tekniker som diskuterats i detta sammanhang, men som av olika anledningar valts att inte beskrivas närmare i denna rapport.

Bränsle	Teknik	Förklaring	Anm.
Biobränsle	Rötning	Rötgasutvinning från avfall och biobränslen i kombination med gasmotorer eller gasturbiner	Nischteknik
	IGCC	Kombicykel med integrerad förgasning.	Ett par demonstrationsanläggningar har byggts. Möjligen intressant i ett längre perspektiv.
	Indirekt eldad gasturbin	Metod att använda fasta bränslen i gasturbincykler utan förgasning.	Materialproblem innebär svårigheter att nå potentiellt höga prestanda.
	Småskalig förgasning.	För drift av förbränningsmotor.	
	Flytande bränslen	Förädling för användning i motorer, gasturbiner etc.	För traktionära applikationer.
Avfall	Förgasningsprocesser för avfall och slam.	Nya processer med förgasning och högttemperatursteg för minimering av emissioner och stabil (sintrad) aska.	Intressanta i ett längre perspektiv.

Tabell 3.1. Tekniker som ej behandlas vidare i rapporten.

Bränsle	Teknik	Förklaring	Anm.
Fossila bränslen	CO ₂ -avskiljning med deponering	Tekniker för att skilja av CO ₂ direkt i processen eller från avgaserna. Deponering av CO ₂ i hav eller djupa akvifärer.	Teknik för avskiljning finns idag. Troligen intressant i ett längre perspektiv
Kol	Stor ACFB	Atmospheric Circulating Fluidised Bed	För sämre kolsorter
	PFBC	Trycksatt cirkulerande fluidbädd	Utvecklingen verkar ha stannat upp. Alstom (köpt över från ABB) ser inte PFBC som kärnverksamhet. Foster Wheeler verkar dra ner. I Japan, där flera anläggningar finns, planeras inga nya. [23]
Fasta bränslen / Naturgas	Hybridteknik Kol/bio/naturgas(typ Avedøre 2) Bio/naturgas Avfall/naturgas	Processer som kombinerar förbränning av fasta bränslen och naturgasdrivna gasturbinprocesser. Hög verkningsgrad. ÖH med naturgas istället för biobränsle och avfall.	Kombination av beprövade tekniker. Förberedelse för framtida elproduktion. Ombyggnad (repowering)
Naturgas	Kalina-processen	Ångprocess med ammoniak och vatten	Eventuellt i kombination med gasturbiner
	Kemisk rekuperad gasturbin	Avgaspanna med kemisk energiåtervinning. Avgasvärme används för att förädla bränslet (höja vätgashalten)	Längre perspektiv
	Avancerade gasturbinprocesser ICR, ISTIG	ICR: Gasturbin med mellan kylning och rekuperator (värmeåtervinning). ISTIG: Gasturbin med mellan kylning och ånginsprutning (ånga från avgaspanna)	Stora utvecklingsprogram i USA (Advanced Turbine Systems) och Tyskland (AG Turbo)
Vätgas	System för vätgasgenerering, transport, energiomvandling.	Vätgas som energibärare av förnybar energi (CO ₂ -fria avgaser vid omvandling). Tänkt i kombination med bränsleceller.	Längre perspektiv
Svartlut	Förgasning	IGCC baserat på pappersindustrin	Industriell process

Tabell 3.1. Tekniker som ej behandlas vidare i rapporten. (forts.)

3.2 Biobränsle, ångcykel, kraftvärme

3.2.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Ångcykelns elverkningsgrad kan höjas genom högre ångdata, det vill säga högre ångtryck och ångtemperatur. Hur mycket ångtrycket kan höjas i biobränsleeldade kraftvärmeanläggningar är inte enbart en hållfasthets- och korrosionsfråga utan även andra tekniska begränsningar som fukthalt i turbinutloppet, dimensioner och varvtal, spelar en roll. Ångtemperaturen begränsas dock endast av materialutvecklingen.

Det finns redan idag stora fossileldade anläggningar med överkritiska ångtryck och ångtemperaturer upp mot 600°C. I [1] har de teknisk-ekonomiska förutsättningarna för att höja ångdata vid biobränsleeldade anläggningar studerats. Genom att höja elverkningsgraden kan mer el produceras från biobränsle utifrån ett givet värmeunderlag medan bränsleutnyttjningen (totalverkningsgraden) förblir oförändrad. En slutsats från studien var dock att avancerade ångdata inte är lönsamma med de förutsättningar som var aktuella. Resultatet för respektive storlek framgår av avsnitt 3.2.2. Ett högre elpris kan förändra situationen eftersom ökningen i elproduktionskostnad med avancerade ångdata inte är så stor. Det är värt att notera att anläggningens storlek har en mycket större inverkan på produktionskostnaden än ångdata.

3.2.2 Teknikutveckling och kostnader

Storlek 10 MW_e

Ett högt ångtryck innebär ett lägre volymflöde. För små ångturbiner finns begränsningar för hur litet volymflöde som kan hanteras med bibehållen god verkningsgrad. Det bedöms som tekniskt möjligt att höja ångdata till 100 bar/600°C fram till år 2015. Elverkningsgraden ökar med cirka 1.5%-enheter medan totalverkningsgraden är oförändrad. Pannan är troligen av typen CFB.

Den specifika investeringskostnaden ökar med cirka 2% vilket beror på att mer avancerade material krävs samt bytet från panntypen BFB till CFB. Elproduktionskostnaden ökar med 3% med de antagna förutsättningarna.

Storlek 30 MW_e

Vid 30 MW_e-storleken begränsas ångtrycket av fukthalten (max ca 12%) i lågtrycksturbinens utlopp. Mellanöverhettning skulle lösa detta problem men bedöms inte tekniskt/ekonomiskt lönsam för denna storlek. Det är tekniskt möjligt att höja ångdata till 170 bar/600°C fram till år 2015. Elverkningsgraden ökar med cirka 1,3%-enheter medan totalverkningsgraden är oförändrad. Pannan är av typen CFB och tvåfasströmningen genom förångartuberna sker via självcirkulation.

Den specifika investeringskostnaden ökar med cirka 6% och elproduktionskostnaden ökar med 6%.

Storlek 80 MW_e

För storleken 80 MW_e finns ingen av de två ovan nämnda begränsningarna på ångtrycket. Det är materialutvecklingen som begränsar både ångtrycket och ångtemperaturen. Det är tekniskt möjligt att höja ångdata till 190 bar/600°C/600°C fram till år 2015. Elverkningsgraden ökar med cirka 1,5%-enheter medan totalverkningsgraden är oförändrad. Pannan är av typen CFB och tvåfasströmningen genom förångartuberna sker via påtvingad cirkulation.

Den specifika investeringskostnaden ökar med 4% och elproduktionskostnaden ökar med 4,5%.

För 80 MW_e-storleken studerades även ett fall med extremt höga ångdata, 250 bar/650°C/650°C. Elverkningsgraden ökade med 3,3%-enheter. Pannan är av typen CFB och med det överkritiska trycket utformas pannan som en genomströmningsspanna. Förstudien kunde inte ta fram kostnadsuppskattningar för en anläggning med så höga ångdata och det är inte realistiskt att höja ångdata så kraftigt fram till 2015.

3.2.3 Kritiska komponenter

En kritisk komponent vid bibränsleeldning är överhettaren. Vid temperaturer över cirka 480°C finns risk att korrosion på överhettarna uppstår. Mekanismerna är inte helt kända men anses bero på samverkan mellan ett flertal parametrar som materialtemperatur, rökgasens kemiska sammansättning, tubernas material, askans sammansättning och pannans utformning. Forskning pågår och det bedöms troligt att problemen kan bemästras. Om problemen med överhettarkorrosion kan lösas för bibränsleeldade anläggningar bör drift- och underhållskostnaderna bli oförändrade.

3.3 Avfall, ångcykel, kraftvärme

En grundläggande beskrivning av tekniken finns i bilaga A. Nedan behandlas en möjlig utveckling för tekniken fram till år 2015.

3.3.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Avfallsförbränningsbranschen genomgår just nu stora förändringar, både vad gäller teknik och systemlösningar. Nya regelverk har trätt i kraft genom att EG-direktivet för förbränning av avfall 2000/76/EG har implementerats i Svensk lagstiftning genom SFS 2002:1060 samt NFS 2002:28.

I Sverige har det funnits stränga miljökrav för avfallsförbränning sedan mitten av 80-talet, som Europa nu kommer i kapp. För vissa utsläppsparametrar innebär direktivets regler en skärpning.

I vissa delar av Sverige, där det är långt till en förbränningsanläggning och avfallsmängden och ledig fjärrvärmekapacitet är begränsad, efterfrågas nu småskalig förbränningsteknik. Utveckling av ny teknik lämpad för småskalig förbränning pågår.

3.3.2 Teknikutveckling och kostnader

Den traditionella rosterkonstruktionen utvecklas och förbättras kontinuerligt, och kommer att stå sig väl. En ny generation fluidiserade bäddar (BFB) har funnits på marknaden några år och CFB ser ut att kunna bli ett alternativ för större anläggningar, men i båda fallen ställs krav på förbehandling av avfallet (sortering, malning).

För att uppfylla utsläppskraven, som kommit i och med att EU:s förbränningsdirektiv för avfall har införlivats i svensk lagstiftning, kan flera olika och kombinationer av olika rökgasreningstekniker användas. Detta beskrivs i bilaga A.

Nya avfallsslag förs till anläggningarna i större utsträckning på grund av ändrad lagstiftning för avfallshantering och vissa av dessa, till exempel slam och riskavfall från sjukhusen, kräver särskild inmatnings- och förbränningsteknik. Vattenkyld roster blir allt vanligare när värmevärdet i avfallet nu tenderar att öka på grund av sortering och ökad andel industriavfall. Kommande deponiskatt och deponiförbud, gör att lagring, oftast balning, av avfallet blir vanligare. Därigenom kan mer av avfallet utnyttjas då värmebehovet är som störst.

Förbränningstekniken blir allt mer avancerad vad gäller styrning och luftinblåsning, så att förbränningen blir bättre, och risken för att skadliga ämnen bildas minskar. Detta svarar också upp till de nya EG-kraven, som anger att halten av oförbränt i slagg får vara max 3%. Kraftvärme är än så länge olönsamt främst på grund av låga elpriser men även på grund av låga elverkningsgrader, och byggs främst av politiska skäl. Den låga elverkningsgraden beror på att ångdata måste vara låga (<400-450°C) för att undvika korrosionsproblem i överhettare. Nya tekniska lösningar med placering av slutöverhettare i sandlåset på CFB-pannor medger högre ångdata. Vidare pågår forskning för att ta fram nya material.

En strävan att ta vara på resurserna i samhället gör att restprodukthanteringen utvecklas. Metoder för avskiljning och återföring av ammoniak tas fram och installeras nu på anläggningarna. Även kloridavskiljning från kondensatvattnet kommer antagligen att bli vanligt. Återanvändning av slagg, till exempel som fyllnadsmaterial vid vägbyggen, är vanligt i Europa och eftersträvas i Sverige. Branschen håller i samarbete med myndigheterna på att ta fram metoder för kvalitetssäkring av slagg från rosterpannor, för bedömning av när och hur det kan återanvändas. Olika former av stabilisering av rökgasreningssprodukterna blir allt vanligare i tätbebyggda områden i Europa där deponiutrymmena är begränsade. I Sverige är drivkrafterna mindre för detta. Högre krav vid deponering av rökgasreningssprodukterna kommer dock att ställas, och enklare former av stabilisering att tillämpas.

Rent generellt kommer kostnaderna vid energiutvinning ur avfall att öka. Ökade miljökrav ställer krav på ny teknik, och kostnader har tillkommit, som till exempel skatt på deponering av restprodukter (2000). Nya skatter som förbränningsskatt är föremål för utredning. Då samtliga anläggningar i Sverige redan är utrustade för höga miljökrav, kommer inte kostnadsökningen förknippade med sådana att bli lika stor som i en del länder i Europa som ligger efter på miljösidan.

3.3.3 Kritiska komponenter

Teknik som krävs för att hantera och förbränna nya avfallsslag, utvecklad rökgasrening och restprodukthantering osv. finns redan. Tillämpningen är en kostnadsfråga, där miljönyttan måste ställas mot kostnaden. För avfallsanläggningar kan problem med korrosion på överhettare och eldstadstuber vara ett svårt problem - mycket värre än för biobränsleeldade anläggningar. För ökad andel kraftvärme krävs introduktion av nya tekniska lösningar och att nya, bättre material tas fram.

3.4 Stenkol, ångcykel, kondens

En grundläggande beskrivning av tekniken finns i bilaga A. Nedan behandlas en möjlig utveckling för tekniken fram till år 2015.

3.4.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Erfarenheterna från kolpulvereldade anläggningar med överkritiska ångdata har visat goda resultat och därför har det skett en fortsatt utveckling mot högre ångdata och bättre prestanda. Redan på 60-talet uppfördes anläggningar med överkritiska ångdata som fick problem, varför man återgick till mer moderata ångdata. Material- och konstruktionsutveckling har därefter gått framåt. För 10 år sedan var normala ångdata cirka 250 bar/560°C/560°C (enkel överhettning) och ytterligare något år tidigare 250 bar/540°C/540°C. Nya anläggningar uppförs med dubbel mellanöverhettning, ångdata på 290 bar/580°C/580°C/580°C och en verkningsgrad på 47%. Hittills finns relativt få anläggningar och drifterfarenheterna är ännu begränsade. Avsvavlingstekniken har utvecklats så att avskiljningsgrader på 95% kan erhållas. Samtidigt har investeringskostnaden minskat med 20-30% och egenförbrukningen från 2-3% ner till under 1% av uteffekten.

CFB-pannor är etablerad teknik för mindre storlekar men det sker en utveckling mot större enheter. T.ex. har Foster Wheeler levererat två CFB-pannor i storleken 300 MW_e till Jacksonville i USA. Ångdata är 172 bar/540°C/540°C och driftsättning skedde 2002. I Turow i Polen uppförs för närvarande tre CFB-pannor om 260 MW_e vardera i ett kompakt utförande, med ångdata 166 bar/565°C/565°C. Baserat på denna teknik utvecklas nu en CFB panna med överkritiska ångdata för storlekar upp till 600 MW_e. [24]

Båda pannteknikerna utvecklas mot ytterligare högre ångdata och högre verkningsgrad. Eftersom strävan att minska CO₂-utsläppen är mycket stark, och dessutom förpliktigande, kan den traditionella drivkraften "sänkt produktionskostnad" få något lägre prioritet, det vill säga anläggningarna skulle kunna realiseras även om de ger samma produktionskostnad som föregående generation.

3.4.2 Teknikutveckling och kostnader

Det bedöms sannolikt att ångdata kan höjas ytterligare inom en tioårsperiod [2]. En höjning av ångdata till 330 bar/610°C/630°C/630°C skulle innebära en ökning av verkningsgraden med 3%-enheter till 50%. Ökat tryck och ökade temperaturer leder till att nya material efterfrågas. Det finns inga uppskattningar av investeringskostnader för dessa anläggningar i litteraturen. För dagens anläggningar förekommer olika uppskattningar av investeringskostnader, men de varierar inom intervallet 9500–12000 kr/kW_e.

Kommande anläggningar utrustas i allt högre grad med låg- NO_x brännare, SCR, FGD (avsvavlingsanläggning) och elektrofilter. Följande emissionsvärden bör kunna nås; $\text{S} < 30 \text{ mg/MJ}$, $\text{NO}_x < 30 \text{ mg/MJ}$, stoft $< 25 \text{ mg/Nm}^3$. Siffrorna utgör inte något absolut gränsvärde utan avgörs av aktuell lagstiftning och av en teknisk-ekonomisk optimering.

Utvecklingsarbete pågår för att nå ytterligare prestandaförbättringar med verkningsgrader upp till 55% [13]. Det kräver ångtemperaturer på 700°C och användning av nya nickel-baserade superlegeringar (gasturbinmaterial). En ökning av verkningsgraden från 47% till 55% skulle minska bränsleförbrukningen, och därmed CO_2 utsläppen, med nästan 15%. I Europa studeras dessa mycket avancerade anläggningar inom THERMIE-programmet. Det är inte troligt att någon anläggning kan realiseras inom en tioårsperiod, däremot kan en demonstrationsanläggning bli aktuell mot slutet av perioden.

3.4.3 Kritiska komponenter

De kritiska komponenterna är panelväggar, överhettare, samlingslådor, ångledningar och högtrycksturbinens första del. Nya material har utvecklats under 90-talet för dessa komponenter.

3.5 Naturgas - Kombicykler

En grundläggande beskrivning av tekniken finns i bilaga A. Nedan behandlas en möjlig utveckling för tekniken fram till år 2015.

3.5.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Verkningsgraden för gaskombianläggningar kan höjas genom olika åtgärder varav den viktigaste är att höja temperaturen i toppcykeln det vill säga att höja temperaturen efter gasturbinens brännkammare. Efterhand som material och kylteknik utvecklas höjs den optimala gastemperaturen och verkningsgraden ökar. Temperaturnivån har i genomsnitt höjts med 13°C per år under de senaste 40 åren [14]. Halva ökningen kan tillskrivas materialutvecklingen och resten genom förbättrad kylning av skovlar och brännkammarväggar.

Förutom höjningen av inloppstemperaturen sker en ständig utveckling av enskilda komponenter. Exempel är kompressor, (gas)turbin och (ång)turbin vars komponentverkningsgrader har ökat genom mer avancerad skoveldesign. Brännkammaren har utvecklats och utförs numera ofta så att bränsle och luft är förblandade före förbränningszonen. Avsikten är att få låga tryckfall, låga emissioner av NO_x och oförbrända kolväten samt en jämn temperaturprofil på arbetsmediet före expansionen i turbinen. För att erhålla ultra-låga emissioner kan brännkammare utformade med katalytisk förbränning bli aktuellt [15]. Även i Sverige har forskning kring katalytisk förbränning bedrivits, inom ramen för Energimyndighetens forskningsprogram.

En annan typ av åtgärder handlar om förbättring av cykelkonfigurationen. Exempel på detta är sekventiell förbränning i gasturbinen eller en mer avancerad ångcykel, vilket kan innebära ett tre-trycks ångsystem och mellanöverhettning av högtrycksångan. Förvärmning av naturgasen med värme som annars skulle förloras mot omgivningen är en annan cykelförbättrande åtgärd.

Gaskombianläggningar når högst elverkningsgrader av alla nu kommersiella anläggningar. Det är nödvändigt eftersom de använder ett högvärdigt och relativt dyrt bränsle. Investeringskostnaden är låg i förhållande till andra kraftverkstyper. Bränslekostnaden är den dominerande posten i den totala produktionskostnaden för dessa anläggningar. Den höga verkningsgraden innebär låga CO₂-emissioner och med senaste brännkammarteknik kan mycket låga emissioner av NO_x och oförbrända kolväten erhållas. Globalt sett kommer gaskombi-anläggningar att utgöra majoriteten av nybyggd produktionskapacitet till 2015 för stora baslastkraftverk.

3.5.2 Teknikutveckling och kostnader

Kondens 400 MW_e

Det pågår ett intensivt utvecklingsarbete för stora gaskombianläggningar, inte minst i USA via projekt som startats inom ATS-programmet (Advanced Turbine System) och dess efterföljare NGTS (Next Generation Turbine Systems). Den uttalade målsättningen för ATS-programmet för stora anläggningar var: > 60% verkningsgrad, < 9 ppm (ca 20mg/MJ) NO_x, < 20 ppm oförbrända kolväten, hög bränsleflexibilitet, reducerad produktionskostnad för el med 10% samt bibehållen eller förbättrad situation vad gäller tillförlitlighet, tillgänglighet och underhåll [17]. Det är inte troligt att verkningsgraden höjs nämnvärt över 60% under kommande 10 årsperiod. Det handlar snarare om att verifiera de stora utvecklingssteg som redan tagits på relativt kort tid.

För dagens anläggningar förekommer olika uppskattningar av investeringskostnader, mycket beroende på lokala förutsättningar. Vanliga värden ligger i intervallet 4500 – 6000 kr/kW_e.

Kraftvärme 150 MW_e, 40 MW_e

Det är troligt att verkningsgraden kan förbättras ytterligare med 2-3%-enheter under en 10 årsperiod. Gasturbiner inom detta storleksområde omfattas av NGTS-programmet och kan förmodligen även dra nytta av utvecklingsinsatser för större gasturbiner och av fortsatt tekniköverföring från flygmotorer. Världsmarknaden för små och medelstora gaskombianläggningar är växande vilket anses bero på avregleringen av flera elmarknader och att nya aktörer träder in (IPP, Independent Power Producers). Investeringskostnader blir troligen oförändrad eller svagt sjunkande till följd av hög konkurrens. Produktionskostnaden bör kunna sänkas något på grund av högre verkningsgrader.

3.5.3 Kritiska komponenter

Den kritiska punkten gäller drift- och underhållskostnader, speciellt för gasturbinens heta delar. Den senaste utvecklingen innebär kraftigt höjda turbin-inlopps-temperaturer vilket ställer mycket höga krav på kyldesignen i kombination med ytbeläggningar (Thermal Barrier Coatings). Gastemperaturen är cirka 400–500°C högre än tillåten materialtemperatur. Den höga temperaturen ställer ökade krav på underhåll och kontroll samt ökade krav på utbyte av högtemperaturdelar och ytbeläggningar.

3.6 Naturgas, småskalig teknik, kraftvärme

3.6.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Den framtida utvecklingen på dieselmotorområdet kommer sannolikt att fokuseras på en reduktion av emissionerna. Dagens teknik med katalysatorer ersätts av förbränningstekniska åtgärder som reducerar emissionerna utan att försämra verkningsgraden. Vidare kommer såväl elverkningsgrad som totalverkningsgrad att förbättras. Utveckling mot andra bränslen som träpulver och kolpulver pågår.

Även ottomotorn utvecklas mot ökad verkningsgrad och minskade emissioner. Dessutom kommer större motorer med hög effekt att tas fram. Den senare utvecklingen finns redan i dag, genom att dieselmotorkonstruktioner modifieras till ottoprocessen för att nå lägre emissionsnivåer.

Forskning på nya motorkoncept, till exempel homogen kompressionsantändning, ATAC, pågår. [16]. Principerna är: Homogen luft-bränsleblandning i inloppet som i en ottomotor, kompressionsantändning som i en dieselmotor och långsamma kemiska reaktioner i förbränningsprocessen genom mager bränsle-luftblandning. Fördelarna kan vara ultra-låga NO_x-emissioner och hög verkningsgrad, jämförbar med dieselmotorns.

Ytterligare ett alternativ är s.k. mikrogasturbiner, i effektklassen 30 – 200 kWe. Goda miljöprestanda, kompakt utförande och litet underhållsbehov är egenskaper som gör mikroturbiner mycket väl lämpade för distribuerad elproduktion och småskalig kraftvärme nära förbrukarna.

3.6.2 Teknikutveckling och kostnader

Storlek 1 MW_e

Dieselmotorns elverkningsgrad och totalverkningsgrad kan sannolikt öka med ett par procentenheter under en tioårsperiod. Emissionerna kan troligen halveras och nya bränslen kan användas. Gasturbinens verkningsgrader kan sannolikt öka någon procentenhet och emissionerna reduceras med torra låg-NO_x brännkammare.

Storlek 100 kW_e

Ottomotorns elverkningsgrad och totalverkningsgrad kan sannolikt öka med ett par procentenheter under en tioårsperiod. Emissionerna kan troligen halveras.

Mikrogasturbiner har hittills inte använts i stor utsträckning för kraftvärmeapplikation. Det finns dock ett relativt stort antal turbiner i drift runt om i världen. Med rekuperator kan gasturbinen uppnå elverkningsgrader kring 25-30% och vid kraftvärmedrift en totalverkningsgrad på 80-85%.

3.6.3 Kritiska komponenter

För konkurrenskraften är det viktigt att reducera investeringskostnaden. För små anläggningar handlar det mycket om att finna koncept som lämpar sig för stora serier.

För mikrogasturbiner pågår arbete med keramiska material för gasturbinens heta delar, till exempel första stegets skovlar och som "liner" i brännkammare. De tekniska problemen är stora men samtidigt är potentialen för ökad verkningsgrad stor.

3.7 Vindkraft

3.7.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

För beskrivning av vindkraftverks principiella uppbyggnad och funktion, se bilaga A.

Större verk

Trenden idag går mot större verk. Idag säljer de flesta tillverkare verk med en diameter på ca 80 meter och en uteffekt > 2 MW. Verk med en diameter på ca 90 meter och uteffekter på ca 3 MW körs i provdrift på ett flertal ställen och det finns byggt prototypanläggningar med effekter upp till 4,5 MW. I Sverige byggs flest verk i storleken 500-1500 kW och trenden går även här mot ökande storlek.

Lägre drift- och underhållskostnader

Vindkraftverk idag är försedda med en stor mängd instrument för övervakning. Ju större vindkraftverken blir, desto mer omfattande övervakning kan motiveras, eftersom kostnaden för övervakningsutrustning är i stort sett densamma oavsett om den monteras i ett stort eller litet verk. Detta gör att de kan stoppas i tid innan haverier och att förebyggande underhåll kan ske på ett optimalt sätt. Allt detta kan sägas bidra till en ökad tillgänglighet och högre energiproduktion.

Variabelt varvtal

Praktiskt taget alla verk över 2 MW utförs idag för bladvinkelreglering i kombination med variabelt varvtal. Ett tvingande skäl för denna övergång är de krav på reglerbarhet som nu införs för större vindkraftinstallationer. Man kräver sålunda att vindkraftverk, i likhet med konventionella kraftverk, skall kunna bidra till exempelvis spänningsstabilitet och frekvenshållning. Ett i viss utsträckning variabelt varvtal är därtill i praktiken en nödvändighet för att man vid bladvinkelreglering skall kunna hålla en stabil effekt. Dessutom ökar energiutbytet något med variabelt varvtal.

En annan trend är att allt fler tillverkare övergår till lågvarviga direktdrivna generatorer, vilka i kombination med kraftelektronik ger rätt nätfrekvens. På detta sätt behövs ingen växellåda.

Blad

Förfining av aerodynamiska egenskaper och vingprofiler kan väntas fortsätta. Fortsatt utveckling kommer att ske mot lättare och starkare konstruktioner, t.ex. genom användande av kolfiber. Förbättrade tillverkningsmetoder för blad kan leda till lägre kostnader.

Lättare konstruktioner

Detta gäller generellt, både för blad och för maskinhus, men framförallt för tornen. Mycket arbete pågår kring optimering av torn och fundament. Målet är att kunna göra klenare och lättare torn/fundament, så kallad "soft design", vilket medför att anläggningens egenfrekvens blir lägre än rotorfrekvensen. Ett annat sätt att få lägre tillverkningskostnader är att bygga tvåbladiga maskiner[44].

Vindkraftparker till havs

Det sker också storskalig satsning på vindkraftparker till havs. I Danmark är en park med 80 vindkraftverk á 2 MW tagen i drift på Horns rev och en med 72 vindkraftverk á 2,3 MW är under uppförande vid Nysted. Det planeras för ett flertal projekt i haven i och kring Europa.

Verk speciellt gjorda för havsplacering

En annan trolig utveckling, som redan inletts, är att stora, renodlade verk för placering till havs tas fram, vilka är optimerade för lägre turbulens och högre vindhastigheter som råder till havs.

Elöverföring vid havsplacering

Detta är en stor kostnad, vilken ökar med ökande effekt och avstånd från kusten. Användande av högspänd likström kan komma i framtiden. Detta möjliggör mycket långa överföringsavstånd, men det kräver stora engångsinvesteringar och sannolikt stora parker. En utveckling av tekniken för högspänd likström pågår, och den kan komma att bli lönsam också för mindre parker [45].

Vidareutveckling av olika lösningar för fundament vid havsplacering

Dimensionerande för fundamentet är rotorns hastighet och maskinhusets vikt (bestämmer egenfrekvenserna), rotordiameter och tornhöjd (ger böjande moment pga. vinden) och tornets diameter (ger böjande moment pga. vågor och is). Krafterna från is kan under vissa förhållanden reduceras med en så kallad iskon, vilken bryter sönder och tvingar isen nedåt/runt tornet.

Det finns idag tre varianter av fundament, monopile, gravitations- och tripodfundament. Investeringskostnaden för dessa varierar inte speciellt mycket så länge vattendjupet underskrider 25 meter [46]. Så länge tillräckligt goda bottenförhållanden råder, dvs. mjuk botten utan förekomst av stora stenar, kan monopile pålas/borras ned och har då lägst investeringskostnad. Monopile kräver dock mycket högre krav på geotekniska undersökningar än de andra typerna. I princip måste provborring göras där varje fundament ska stå. Det pågår även studier av flytande fundament, förankrade i havsbotten med vajrar.

Vid större djup än 25 meter är tripod eller gravitationsfundament fördelaktigare. Detsamma gäller vid andra bottenförhållanden, exempelvis lera eller förekomst av sten. Gravitationsfundament kan användas till åtminstone 30 meter, men vid större djup är tripod att föredra. Tripod är lättare än gravitationsfundament och ställer därför inte lika höga krav på bottenförhållandena. Tripod kan generellt sägas vara mer mångsidigt än gravitationsfundament. I Danmark pågår studier av etablering på platser med djup ned till 60 meter [46].

Nästa generation, 5 MW

Under 2002 har Enercon tagit i drift ett prototypverk med 112 meters rotor och en uteffekt på 4,5 MW. Andra tillverkare, bland annat Nordex, har också offentliggjort planer på verk i denna storleksklass. Dessa verk har enorma dimensioner och blir naturligtvis betydligt dyrare att montera och transportera än mindre verk. Enbart nacellen på Enerconverket, utan

rotorblad, uppges ha en vikt på 440 ton, vilket kan jämföras med exempelvis Vestas 2 MW med 80 meters diameter, som väger 61 ton. Vikten per kW uteffekt för denna prototyp är avsevärt högre än för dagens vindkraftverk, vilket indikerar att det är just en prototyp och att omfattande utveckling krävs innan verket blir kommersiellt. Sannolikt behöver man invänta drifterfarenheterna från de 80 meters-verk på ca 2 MW som nu börjar bli vanliga, och även de 90 meters 3 MW-verk som nyligen tagits i drift [47, 48].

3.7.2 Teknikutveckling och kostnader

På grund av elproduktionskostnadens stora beroende av vindenergitillgången, och för att kunna visa på skillnader mellan olika aggregat- och parkstorlekar har beräkningar gjorts på tre olika vindkraftparker, se tabellen 3.2:

	Havsbaserad	Större landbaserad	Mindre landbaserad
Antal verk	30	10	5
Diameter (m)	90	80	54
Effekt per verk (MW)	3	2	1
Total effekt (MW)	90	20	5
Höjd (m)	80	80	60
Medelvind vid nav-höjd (m/s)	8,5	7,0	6,7
Formfaktor	2	2	2
Råhetsklass	0	1,5	1,5

Tabell 3.2. Studerade vindkraftalternativ.

3.7.2.1 Utplacering

I samtliga fall antas verken placeras på ett optimalt sätt med hänsyn till dominerande vindriktning. Avståndet mellan verken har valts till tio rotordiametrar, för att minimera den ”skuggeffekt” som verken har på varandra. Detta kräver stort utrymme. I realiteten kan marktillgången vara begränsad och det kan då mycket väl vara motiverat att minska avståndet mellan verken för att få plats med fler och på så vis öka mängden producerad elenergi. Detta kan ge en större total avkastning i kronor räknat, trots att elproduktionen per verk blir mindre.

3.7.2.2 Havsbaserad park

Parken består av 2 rader med 15 verk i varje rad. Den ger en maximal uteffekt på 90 MW. Parken antas placerad 8 km från kusten på ett vattendjup av 15 meter.

Fundamentstypen förutsätts vara monopile. Det planeras idag för ett antal parker i ungefär denna storlek, tex. på Lillgrund och vid Klasården, och det är vår bedömning av denna park väl avspeglar vad som kommer att byggas till havs inom de närmaste åren.

Det finns inte speciellt mycket mätningar över vindhastigheter till havs. Generellt kan sägas att Nordsjön är bättre än Östersjön, och att vindarna inom Östersjön är starkast i den sydliga delen varefter de avtar ju längre norrut och österut man rör sig. På Horns rev i

Nordsjön räknar man med en medelvind på ca 9,7 m/s (på 63 meters höjd, vilket ger 9,9 m/s på 80 meters höjd och i Nysted (Rødsand) i Sydvästra östersjön ca 8,9 m/s (på 70 meters höjd), vilket ger 9,0 m/s på 80 meters höjd [49]. Högst medelvindhastigheter i Europa finner man i vattnen utanför Skottland och Irland.

SMHI har ca 60 vindmätstationer i landet vid vilka mätningar görs på 10 meters höjd. Utifrån dessa har SMHI beräknat medelvindhastigheten på 50 meters höjd. På endast två platser, Måseskär vid Västkusten (9,2 m/s) och Ungskär vid Gotland (9,1 m/s) uppges medelvindar över 9,0 m/s. [50]. Värdena blir ca 0,3 m/s högre på 80 meters höjd. Eftersom dessa mätningar görs vid kusten bör medelvindhastigheten en bit ut till havs vara ännu högre.

Preliminära beräkningar med MIUU-modellen vid Uppsala universitet har gett nedanstående medelvindar på 80 meters höjd. Formfaktorn uppges till ca 2,1. För andra lokaliseringar, på vilka det finns master för mätning, har beräkningar med denna modell stämt med en noggrannhet på +/- 2% [51].

Fladen	8.5 +/-0,3 m/s
Lillgrund	8.1 +/-0,3 m/s
Kriegers flak	8.7 +/-0,3 m/s
Utgrunden	8.1 +/-0,3 m/s
Klasården	8.8 +/-0,3 m/s
Finngrund	8.8 +/-0,3 m/s

Enligt ovanstående är en maximal medelvindhastighet på 9,0 – 9,5 m/s ett rimligt antagande vid en havsplacering i svenska vatten.

Med tanke på att läget för den havsbaserade park för vilken elproduktionskostnaden ska beräknas inte är fastlagt väljs här en medelvindhastighet på 8,5 m/s på 80 meters höjd, vilket antas gälla vid en formfaktor på 2 (Rayleighfördelning).

3.7.2.3 Landbaserade parker

Den större landbaserade parken består av två rader med 5 verk i varje, vilka ger en maximal uteffekt på 20 MW. Den mindre landbaserade består av en rad med fem verk och ger en maximal uteffekt på 5 MW.

Medelvinden för de landbaserade parkerna antas till 7,0 m/s på 80 meters höjd, vilket ger ca 6,7 m/s på 60 meters höjd. Detta antas gälla vid en formfaktor på 2. De antas vidare vara placerade i ett flackt, öppet, jordbrukslandskap med mycket gles bebyggelse (råhetsklass 1,5). Detta antagande stämmer mycket väl med verkligheten på Västkusten. Medelvinden på 60 meters höjd utanför Falkenberg ligger på 6,6 – 6,7 m/s baserat på mätningar för de senaste tre åren [52].

3.7.2.4 Parkverkningsgrad

Då vindkraftverk ställs upp i parker kommer de verk som står närmast vinden att försämma vinden som når de verk som står längre bak. Detta benämns läeffekt. Läeffekten avtar med ökande vindhastighet, dvs. då det blåser mycket och effekten är hög är också den mindre.

För alternativen med 10 respektive 30 verk bedöms att verken inte kan stå i en rad eftersom det skulle leda till ett alltför långt område och för stor påverkan på omgivningen. Dock bedöms att två rader skulle vara acceptabelt i bägge fallen.

Beräkningar har gjorts med modellen WasP6, som är framtagen hos Risø. Om dominerande vindriktning är exempelvis sydväst och verken ställs i rader från öst till väst med 10 diametrars avstånd i alla riktningar, erhålls en läeffekt på ca 5%, jämfört med produktion från lika många verk med "oändligt" avstånd. Parkverkningsgraden för dessa bägge parker blir då 95%.

Skulle verken ställas i tre rader kommer produktionen från den bakersta raden endast att bli ca 75% av den för ett fristående verk vid dominerande vindriktning, vilket skulle ge en läeffekt på nästan 10%. För större parker, som tex. Horns Rev och Nysted, med mer kvadratisk uppställning är läeffekten för hela parken ca 10%.

För alternativet med fem verk, vilka ställs upp på en rad, beräknas läeffekten till 2%, vilket ger 98% parkverkningsgrad.

3.7.2.5 Förluster och internt elnät

Förlusterna uppstår i elkablarna mellan verken och i eventuella transformatorer. För den havsbaserade parken har tre olika elnätsalternativ utretts.

1. 30 kV kablar mellan verk. 2 st 30 kV kablar till land. Transformator på land.
2. 30 kV kablar mellan verk. 3 st 30 kV kablar till land. Transformator på land.
3. 30 kV kablar mellan verk. Transformator på plattform. 1 st 130 kV kabel till land.

Alternativ 3 har samma förluster som alternativ 1, men har högre investering. Alternativ 2 har lägst förluster, men får så pass mycket högre investering än alternativ 1 att de lägre förlusterna ej kan kompensera den högre investeringen. Alternativ 1 är fördelaktigast.

Elkablar för 30 kV dras mellan verken in mot parkens mitt, varefter landkablar dras från de två mellersta vindkraftverken till land

Förlusterna vid fullast (90 MW) uppgår till ca 2,0 MW. Förlusterna minskar med kvadraten på strömmen, dvs. vid halverad effekt blir förlusten endast en fjärdedel. Dock produceras en stor del av elenergin då parkens effekt är relativt hög. Detta ger sammantaget att den "genomsnittliga förlusten" är ca 0,8 MW. Detta ska ställas i relation till parkens genomsnittliga effekt som är ca 33 MW [52]. Således uppgår förlusten i genomsnitt till ca 2,4%. Till detta kommer förluster i transformatorn. Därför räknas här med en verkningsgrad i hela elförbindelsen på 97%.

För de landbaserade anläggningarna görs elnätet på liknande sätt. Det förutsätts här att 20 kV-kablar förbinder verken. Anslutning till det lokala 20 kV-nätet sker från antingen ett av verken eller från ett separat skåp. Dock saknar dessa parker den långa kabeln till land. Denna står för cirka 70% av den totala förlusten. Därför sätts förlusterna för de landbaserade anläggningarna till 1,0%.

3.7.2.6 Tillgänglighet

Enligt Elforsks statistik var tillgängligheten för svenska vindkraftverk år 2001 98,2%. Därför används 98% för de landbaserade parkerna.

Det finns väldigt lite statistik kring havsbaserade parker. Man kan dock anta att tillgängligheten för dessa blir lägre då det tar längre tid att ta sig ut till havs och eftersom vädret ibland kan göra det omöjligt att ta sig ut till verken. Å andra sidan är dessa moderna verk konstruerade med alla erfarenheter från tidigare generationer. De är också försedda med en stor mängd instrument för övervakning, vilket ger större möjligheter att på ett planerat sätt, tex. vid svag vind, avhjälpa fel innan de leder till haveri. Därför används här 97% tillgänglighet för den havsbaserade parken.

3.7.2.7 Drift- och underhållskostnader

Tillverkarna lägger stor vikt vid att konstruera för så låg drift- och underhållskostnad (DoU-kostnad) som möjligt eftersom denna slår igenom direkt på elproduktionskostnaden. Dagens stora vindkraftverk är utvecklade med erfarenheter från tidigare generationers mindre verk vilket borgar för låga DoU-kostnader. Utvecklingen mot större och större verk bör också innebära lägre DoU-kostnader, eftersom det sammanlagt blir färre komponenter och färre uttryckningar. Dock innehåller verken många nyutvecklade delar och drifterfarenheten är begränsad för dessa. Om ett haveri eller en annan skada inträffar accelererar DoU-kostnaden. Tillgängligheten och produktionen minskar, samtidigt som en reparationskostnad uppkommer. Skulle större komponenter, såsom växellådor, lager, generatorer, frekvensomformare eller blad behöva bytas ut leder denna hävstångseffekt till ökade DoU-kostnader. Sammanfattningsvis är det idag mycket svårt att säkert förutspå framtida DoU-kostnader. Sannolikt kommer de dock att bli lägre än för tidigare generationer.

Enligt den erfarenhet som finns av dagens landbaserade vindkraftverk ligger DoU-kostnaden inom intervallet 5 – 8 öre/kWh. Här ansätts att kostnaden för de landbaserade parkerna är 7 öre/kWh, vilket motsvaras av 1,8% av investeringen.

För havsbaserade anläggningar finns ännu inte tillräckliga erfarenheter. Säkert är dock att för ett givet verk kommer DoU-kostnaden i kronor/år bli högre för havsplacering eftersom det tar längre tid att ta sig till verket och det befinner sig i en hårdare miljö. Man måste även ha tillgång till båt/helikopter. Men eftersom produktionen blir avsevärt högre till havs kan detta kompensera helt eller till viss del.

För stora parker spelar ägarens organisation stor roll. Kan en intern organisation med personal, båtar och annan utrustning byggas upp minskas kostnaderna samtidigt som man successivt får mer erfarenheter.

En stor osäkerhet är försäkringsmarknaden, vilken idag är väldigt turbulent. Exempel på olyckor som man kan tänka sig att försäkra är isskador, påsegling, stormskador, brand och åska. Detta slår hårdare mot havsbaserade anläggningar.

I [56] räknas med 9-10 öre/kWh. För de stora danska parkerna Nysted och Horns rev uppges officiellt 9-10 respektive 11-12 svenska öre/kWh. Av denna anledning låter det rimligt

att anta en DoU-kostnad på 9 öre/kWh för havsbaserad vindkraft. Men detta leder till att DoU-kostnaden för 3 x 30 MW till havs blir 26 Mkr/år, medan den för samma park placerad på land (7 m/s) skulle bli 15 Mkr/år. Skillnaden på 11 Mkr för samma park på land och till havs förefaller alltför stor. Den skulle kunna förklaras om tillgängligheten till havs vore avsevärt lägre än på land, men inget tyder på att så skulle vara fallet. För att få en rimlig relation mellan DoU-kostnaden för hav och land används här 8 öre/kWh för den havsbaserade anläggningen, vilket motsvarar 2,0% av investeringen.

3.7.2.8 Sammanställning

Nedan presenteras i tabellform de indata som används till beräkningen av elproduktionskostnaden för vindkraftanläggningar.

	Havsbaserad	Större landbaserad	Mindre landbaserad
Antal verk	30	10	5
Diameter (m)	90	80	54
Effekt per verk (MW)	3	2	1
Total effekt (MW)	90	20	5
Höjd (m)	80	80	60
Medelvind vid nav-höjd (m/s)	8,5	7,0	6,7
Formfaktor	2	2	2
Produktion per rotor-yta, brutto (kWh/m ² ,år)	1680	1087	982
Beräknad brutto utnyttjningstid för en vindkraftverk (tim)	3563	2732	2249
Parkverkningsgrad	95%	95%	98%
Tillgänglighet per vindkraftverk	97%	98%	98%
Verkningsgrad i transformator och elförbindelse	97%	99%	99%
Produktion per rotor-yta, netto (kWh/m ² ,år)	1502	1002	934
Beräknad netto utnyttjningstid för hela parken (tim)	3200	2500	2100
Drift och underhåll (öre/kWh)	8 (2,0% av inv.)	7 (1,8% av inv.)	7 (1,8% av inv.)

Tabell 3.3. Indata till beräkning av elproduktionskostnad.

3.7.2.9 Investeringskostnader

Investeringskostnaden för de tre alternativen visas i nedanstående tabell:

	Havsbaserad	Större landbaserad	Mindre landbaserad
Antal verk	30	10	5
Diameter (m)	90	80	54
Effekt per verk (MW)	3	2	1
Total effekt (MW)	90	20	5
Investeringskostnad (Mkr) *	1 030	170	40
Investeringskostnad (kr/m ²) *	5 410	3 430	3 450
Investeringskostnad (kr/kW) *	11 500	8 600	7 900

Tabell 3.4. Investering för studerade vindkraftalternativ. (* exklusive kostnad för anslutning till elnät)

Investeringskostnaden för de bägge landparkerna kan tyckas hög i jämförelse med Energimyndighetens statistik. Majoriteten av de anläggningar som ingår i Energimyndighetens statistik består av ett enda verk. Det finns anledning att anta att de oftast förläggs i närheten av befintliga vägar och med kort avstånd till elnät. Förutsättningarna i form av medelvind mm för de bägge landparkerna är också väldigt goda. Här antas att de måste uppföras på platser med sämre grundförutsättningar, tex. så att nya vägar måste byggas.

Investeringskostnader i framtiden

Det planeras idag för parker med ett stort antal 5 MW-verk på sammanlagt mer än 600 MW uteffekt. Det sker idag omfattande teknikutveckling, vilket bör leda till minskade investeringskostnader och lägre DoU-kostnader. Enligt en studie av EWEA (Wind Force 12) kan man räkna med att investeringskostnaderna kommer att ha minskat med ca 15-25% om tio år. En minskning med 20% skulle ge en investeringskostnad på 4 300 kr/m² (8 900 kr/kW) inklusive kostnaden för anslutning till elnät.

3.8 Vattenkraft

3.8.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

I dag finns ca 1500 mindre (< 1500 kW) och drygt 350 större vattenkraftanläggningar i drift och antalet har varit relativt stabilt under de senaste decennierna. Vattenkraftverken producerar i Sverige ca 64 TWh per år (normalår). [25]

I dag och i ett längre perspektiv kommer möjligheterna att utnyttja vattenkraft i allt större utsträckning att bero på hur man kan lösa den påverkan en utbyggnad har på miljön. Vad en högre grad av miljöanpassning konkret kan innebära avgörs från fall till fall i samband med miljöprövningar. I dagsläget är den övervägande delen av utbyggnadsbara lägen skyddade enligt miljöbalken med geografiska särbestämmelser.

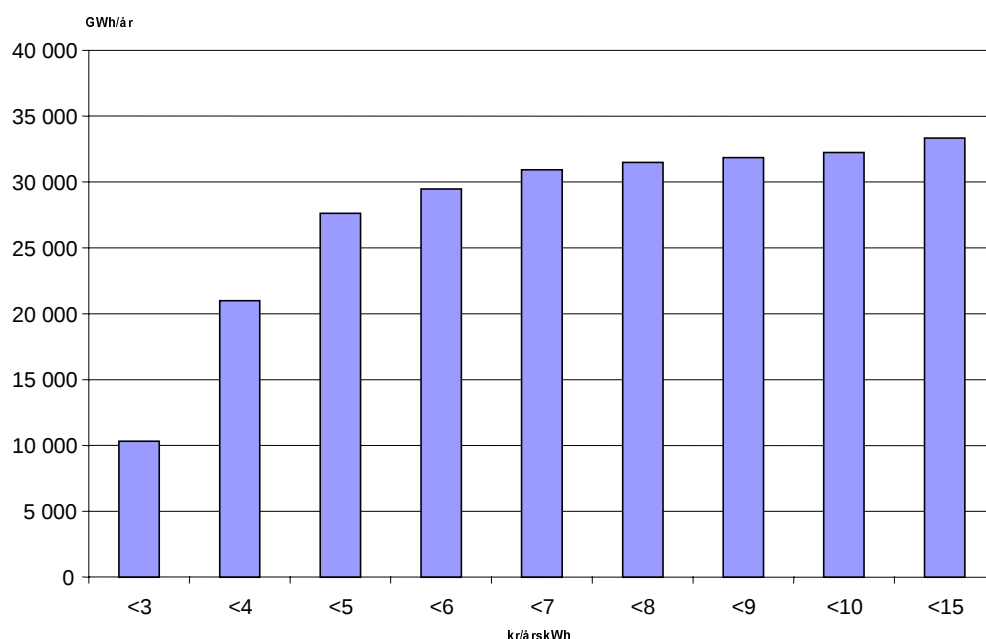
3.8.2 Teknikutveckling och kostnader

Vattenkraftverk har en mycket lång teknisk livslängd, men delar av verken behöver rustas upp löpande med tidsintervall typiskt 10-15 år för kontrollutrustning, 25-35 år för övrig elektrisk utrustning samt 40-60 år för tyngre mekanisk och elektrisk utrustning som turbin och generator.

Sådana förnyelseinsatser kan, beroende på åtgärder, ge en förbättring av verkningsgraden på någon eller några procentenheter. Nya lösningar som introduceras är till exempel transformatorlösa generatorer (Powerformer). Tidiga erfarenheter från driften av dessa nya generatorer är goda och intresset i Sverige kan eventuellt öka som en följd av reglerna för elcertifikat. [33]

Varje vattenkraftverk är i princip unikt. De har anpassats till den teknik som var ledande då vattenkraftstationen uppfördes (från tidigt 1900-tal till idag) och till det aktuella läget som är speciellt för varje anläggning. Tanken har genom decennierna varit att bygga ut ekonomiskt optimalt med hänsyn till geografins särart och teknisk lösning.

Bedömd kostnad och potential för framtida vattenkraftverk med en effekt över 200 kW redovisas i SOU 1996:155, Figur 3.1. Kostnaderna bygger på uppgifter från statliga utredningar år 1979 och 1984. Prisnivån anges till "årets prisnivå" vilket skall tolkas som prisnivån år 1996 när uppgifterna [22] presenterades.



Figur 3.1. Uppskattning av kostnaden för att utnyttja kvarvarande vattenkraftpotential enligt SOU 1996:155.

3.8.3 Kritiska komponenter

På senare år har endast ett fåtal nya vattenkraftverk byggts, varvid stora ansträngningar till miljöanpassning har gjorts. I övrigt har insatserna i stor utsträckning inriktats mot minskade drift- och underhållskostnader, vilket inneburit att system för fjärrdrift och -övervakning installerats. På komponentsidan har den nya generatortypen Powerformer börjat få genomslag. Alstom presenterar en referenslista på totalt sex installationer, varav fem i vattenkraftanläggningar. [34] Den långa livslängden i kombination med höga investeringskostnader innebär att introduktion av ny teknik tar mycket lång tid, 20-50 år. För småskaliga anläggningar finns det av kostnadsskäl behov att utveckla enkla modulariserad koncept baserade på standardkomponenter.

3.9 Våta gasturbincykler för naturgas

3.9.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Verkningsgrader i klass med kombicykler, med lägre investeringskostnad, ger förutsättningar för konkurrenskraftig elproduktion. Tillsammans med potential för mycket låga NO_x-emissioner är detta drivkrafterna för fortsatt utveckling. Forskning och utveckling pågår också på olika håll i världen.

Vid LTH i Lund finns en 600 kW experimentanläggning baserad på en gasturbin från Volvo Aero Turbines. Detta är den första EvGT-cykeln i drift. En annan utvecklingslinje benämns Cascaded Humidified Advanced Turbine (CHAT). Syftet med detta koncept är att så långt som möjligt använda befintliga standardkomponenter för att minska utvecklingskostnader och ledtider för en kommersiell anläggning. CHAT-konceptet innehåller mellan kylning i flera steg, rekuperation, befuktning, sekventiell förbränning och en uppdelning på två axlar. Utvecklingsarbete har hittills utförts för två effektklasser, 10 MW_e respektive 300 MW_e.

För STIG-cykeln har arbetet kommit längre då kommersiella produkter redan finns på marknaden. Vidare utvecklingsarbete inriktas sannolikt på cykeloptimering och möjligheter att sluta vattenkretsen.

3.9.2 Teknikutveckling och kostnader

Inom DOE-programmet "Advanced clean/efficient power systems" utvecklar United Technologies/Pratt & Whitney brännkammare för fuktig luft, med inriktning mot HAT-cykeln. Detta är ett nyckelområde för tekniken och en förutsättning för att de potentiella fördelarna ska kunna realiseras. Det höga vatteninnehållet i luften ger goda förutsättningar till mycket låga NO_x-emissioner då flamtemperaturen sänks. Samtidigt finns en risk att förbränningsverkningsgrad och stabilitet påverkas negativt.

Inom ramen för det s.k. EvGT-projektet i Sverige har elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar baserade på våta gasturbincykler uppskattats och resultatet visar att kostnaden är lägre än för en kombianläggning baserad på samma gasturbin. Det har även framkommit i dessa studier att den specifika investeringen för våta gasturbincykler bör vara

15-30% lägre än för motsvarande kombicykel. Detta är i överensstämmelse med vad tidigare studier [20] visat för CHAT.

3.9.3 Kritiska komponenter

För att nå höga prestanda med våta gaturbincykler krävs en gasturbin som kan hantera skillnaden i flöde mellan kompressor och turbin. Detta involverar dock inte utveckling av någon direkt ny teknik utan det är kostnaden för utvecklingsarbetet som är kritisk. För EvGT-cykeln är rekuperatorn en nyckelkomponent som måste ha låga tryckförluster, hög verkningsgrad och ett rimligt pris.

3.10 IGCC för kol

Genom förgasning kan kol användas som bränsle i en kombicykel (IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle).

3.10.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Drivkraften för utveckling av denna teknik har varit, och är, möjligheterna till högre verkningsgrad (lägre specifika CO₂-utsläpp) och enklare emissionskontroll jämfört med befintlig kolpulverteknik. Dessutom kan ”svårare” bränslen som askrika kol och petroleumkoks användas.

3.10.2 Teknikutveckling och kostnader

Ett antal demonstrationsanläggningar har byggts och data för dessa presenteras i Tabell 3.5.

Anläggning	Förgasningsteknik	Elverkningsgrad (% LHV)	Effekt (MW _e)	Driftsättning på kolgas	Drifttimmar på kolgas
PSI/DESTEC, Wabash River, USA	DESTEC tvåstegs entrained flow. O ₂ -blåst. Kall gasrening.	42	262	1995	15 000 (dec. -99 ¹)
Tampa Electric, Polk County, USA	Texaco entrained flow. O ₂ -blåst. Kall/het gasrening ² .	40 ³	250	1996	28 000 (okt. -01)
Sierra Pacific, Pinon Pine, USA	KRW fluidbädd. Luft-blåst. Hetgasrening.	42 ⁴	95	1998	- (nov. -02 ⁵)
SEP/Demkolec, Buggenum, NL	Shell entrained flow. O ₂ -blåst. Kall gasrening.	43	253	1993	30 000 (dec. -01)
ELCOGAS, Puertollano, E	Prenflo entrained flow. O ₂ -blåst. Kall gasrening.	42 ⁶	320	1998	~ 9 000 (mars -02)

Tabell 3.5. IGCC för kol, några befintliga demonstrationsanläggningar.

¹ Demonstrationsprojektet avslutades december 1999. Anläggningen är nu i kommersiell drift men omfattningen av detta har ej kunnat fastställas.

² Slip stream för test av hetgasrening planeras.

³ Designvärde, ännu ej uppnått.

⁴ Designvärde.

⁵ Lyckades ej nå drift på kolgas under demonstrationsprojektet. Anläggningen är nu till försäljning.

⁶ Designvärde 45 %.

Baserat på dessa projekt och vidare utveckling av tekniken bedöms kostnaden för denna anläggningstyp ligga i intervallet 1300 – 1400 USD/kWe. [26]

Tekniken utvecklas på olika håll i världen, främst i USA, och bedöms vara kommersiellt tillgänglig år 2015. Grunden för denna bedömning är dels den tillväxt av förgasningskapacitet som presenteras i bl.a. [27], dels det arbete som redan idag drivs av företag som Global Energy Inc., Chevron Texaco m.fl. för att sprida tekniken. Den nisch som för närvarande tilldrar sig störst intresse förefaller vara förgasning av restprodukter vid oljeraffinaderier och ett flertal sådana anläggningar är under uppförande eller i uppstartsfasen. [26]

Det kan även nämnas att Department of Energy i USA satsar 330 miljoner dollar på ytterligare demonstrationsprojekt under 2003 och att detta bara är början på ett program som förväntas sträcka sig över en tioårsperiod. [26]

3.10.3 Kritiska komponenter

Kritiska komponenter är framför allt bränsleinmatning, hetgasfilter och svavelreningsutrustning. Dessutom visar erfarenheter att modifiering av befintliga gasturbinbrännkammare till drift med produktgas från förgasning ofta innebär stora utmaningar.

3.11 Stirlingmotor för biobränsle

3.11.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Stirlingmotorn används idag i olika applikationer, till exempel i ubåtar. Andra intressanta applikationer är hybridfordon och elgenerering med koncentrerande solfångare. Då förbränningen sker externt lämpar sig tekniken väl för olika typer av bränslen, t.ex. fasta biobränslen. En generell drivkraft är möjligheten att producera el från biobränsle i verkligt småskaliga kraftvärmeanläggningar.

Mot denna bakgrund bedöms stirlingmotorn vara kommersiellt tillgänglig, om ej klart konkurrenskraftig, för energimarknaden år 2015, för bättre bränslen som naturgas. Om även biobränsleeldade applikationer kommer att finnas under tidsperioden är mer tveksamt.

3.11.2 Teknikutveckling och kostnader

Utveckling av denna teknik pågår i bland annat USA, Danmark och Sverige. I Danmark bedrivs forsknings- och utvecklingsarbete vid DTU med inriktning mot fliseldade stirlingmotorer. Ett antal motorer i storleken 10 – 75 kW har byggts och körts under relativt långa perioder.

I Sverige har forskning bedrivits inom ramen för Energimyndighetens program ”Termiska processer för elproduktion”. Härvid har en pilotanläggning med en pelletseldad motor på 0,8 kW_e, avsedd för installation i enskilda hushåll, byggts upp av Vattenfall utveckling. Några testresultat har emellertid inte erhållits och projektet ligger just nu nere. [35] Vidare driver LTH ett projekt kring en träpulvereldad stirlingmotor på 35 kW_e, i syfte att demonstrera tekniken och bedöma marknadsförutsättningar och ekonomi. En viktig del är utform-

ningen av biopannan för att hålla rätt temperatur och begränsa erosion och påslag på motorns värmeväxlare. Demonstrationsanläggningen är fortfarande i en uppbyggnadsfas. [55]

Även i Tyskland pågår arbete med liknande inriktning. Firman Solo testar där en stirlingmotor i kombination med en förgasare med träpellets som bränsle.

Kostnaden för en biobränsleeldad Stirlingmotor är idag hög ($> 30\,000$ kr/kW_e). En bedömning är dock att investeringen för en komplett anläggning på 35 - 40 kW el och 120 - 130 kW värme kring 2010 skulle kosta motsvarande 14 000 - 18 000 kr/kW_e. [28]

3.11.3 Kritiska komponenter

Generellt är tätningarna i stirlingmotorn, vilka utsätts för höga tryck och temperaturer, en kritisk komponent.

Vid biobränsledrift ställs särskilda krav på värmeväxlaren som överför värmen till motorns arbetsmedium. Den ska inte bara motstå kemiska angrepp från spårämnen i bränslet, utan dessutom vara okänslig för påslag av aska eller konstrueras för att förhindra eller åtgärda detta.

3.12 Bränsleceller för naturgas

3.12.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

I bilaga A presenteras aktuella typer av bränsleceller. Generellt verkar de olika celltyperna utvecklas mot olika applikationer. För PEFC är det bilindustrin som är drivande, ofta med målet att konstruera en hybridbil med bränslecell som kraftkälla. Därmed kan förutsättningar skapas för stora tillverkningsvolymmer, något som i sin tur pressar priset. Sådana enheter kan även komma att användas för småskalig el- eller kraftvärmeproduktion.

PEFC tekniken demonstreras i full skala av olika tillverkare på flera olika platser i världen. Speciellt kan nämnas BEWAG, Berlin, där Ballard installerar en 250 kW_e anläggning för användning i Berlins fjärrvärmesystem. Ett annat exempel finns i USA där Plug Power installerar 80 PEFC anläggningar för användning i småhus. Liknande installationer görs även i Tyskland. PEFC stacken är väl utvecklad men systemkomponenterna är i regel utvecklade i andra typer av industrier och kräver fortfarande en del anpassning till användningen inom energiindustrin, speciellt avseende storlek och kostnad.

Den främsta drivkraften för dagens utveckling av PEFC är att tekniken har potential till låga kostnader. Det förväntas att tekniken, då den är utvecklad och produceras i stora volymer, ska kunna konkurrera med förbränningsmotorn för framdrivning av fordon. Därav följer att marknadspotentialen är mycket stor och detta är i sig en stark drivkraft som lockar många aktörer.

För stationära system, till exempel distribuerad elproduktion och mindre kraftvärmenheter, kan ofta en högre kostnad tillåtas, jämfört med vad som krävs för att konkurrera inom bilindustrin. Hög verkningsgrad och lång livslängd, samt goda miljöprestanda, är viktiga parametrar för dessa system.

Tidiga versioner av så kallade "residential systems" utvecklas och testas idag, främst i USA. Det rör sig då om naturgasdrivna system på upp till ca 10 kW_e, med eller utan möjlighet till värmeåtervinning, anpassade för enfamiljshus. Ett antal projekt drivs även mot en försiktig uppskalning av tekniken, riktad mot flerfamiljshus och mindre blockcentraler [21].

För svenska förhållanden kan noteras att miljövänlig, småskalig elproduktion ligger väl i linje med politiska mål. Erfarenheterna av distribuerad elproduktion och integrationen av denna med det övriga kraftsystemet är dock begränsade.

PAFC kommer troligen att fasas ut. Den relativt låga verkningsgraden, jämfört med högtemperaturcellerna, tillsammans med problem med degradering av stacken gör framtiden för denna celltyp osäker. På kortare sikt verkar den emellertid vara det enda kommersiellt tillgängliga alternativet. Fuji Electric i Japan har visat lovande resultat från demonstrationsanläggningar. Även för denna celltyp är emellertid produktionskapaciteten ännu är starkt begränsad. Till exempel är ONSI's produktionskapacitet begränsad till 200 st 200 kW_e-anläggningar per år.

För MCFC förutspåddes tidigare anläggningsstorlekar upp till stora kraftverk kunna bli kommersiella. Numera har potentialen reviderats till att gälla anläggningar från 200 kW_e upp till några MW_e. För större anläggningar handlar det då om kombicykler där värme från bränslecellen används för att producera ånga till en ångcykel. Elverkningsgraden bör då kunna konkurrera med den konventionella gaskombin. Innan detta kan realiseras återstår en hel del materialutveckling, främst för att klara den starkt korrosiva elektrolyten och den höga temperaturen.

SOFC avses främst användas i kraft- och kraftvärmeverk upp till storleksordningen 10 MW. En trycksatt SOFC i kombination med en gasturbin och/eller en ångturbin bör kunna ge en elverkningsgrad kring 70%. Den höga temperaturen, i kombination med trycksättning, ställer stora krav på materialen. En utveckling mot lägre arbetstemperatur skulle minska dessa problem och forskning med denna inriktning drivs bl.a. vid Risø i Danmark [18].

3.12.2 Teknikutveckling och kostnader

I USA drivs SECA-programmet som syftar till att ta fram en SOFC-modul i mindre storlek, 5-10 kW. Ett av målen är en kostnad på 400 USD/kW_e vid en tillverkningsvolym om 50000 enheter [18].

Gemensamt för samtliga tekniker är att mycket arbete återstår för att sänka kostnaderna till en konkurrenskraftig nivå. För detta krävs produktutveckling och industriell tillverkning i stor skala.

För PEFC har intresset ökat kraftigt på senare år. Det drivs flera utvecklingsprojekt i både Japan och USA med målsättningen att kommersialisera även högtemperaturcellerna (MCFC och SOFC) under den aktuella perioden.

PEFC-tekniken är ny och kostnaderna idag är höga. 77000 USD för ett 3 kW_e villasystem (>200 kSEK/kW_e!) och 37500 USD för en 5 kW_e stack (>60 kSEK/kW_e) ges som exempel [21].

Dessa kostnader kan jämföras med prognoser och mål för utvecklingen. För stationära applikationer anger [18] en systemkostnad på ca 12000 SEK/kW_e som ett mål. Kostnaden för själva stacken bedöms utgöra en tredjedel av detta belopp. För mindre anläggningar som kommer att användas i bostadshus är målet ett väsentligt lägre pris.

Som jämförelse bedöms kostnaden behöva pressas till ca 400 SEK/kW_e för hela bränsle-cellssystemet för att kunna konkurrera på personbilsmarknaden [18].

3.12.3 Kritiska komponenter

Den kritiska komponenten i samtliga celltyper är cellstacken. Detta gäller även PEFC där livslängden för stationära applikationer måste uppgå till minst 40.000 timmar, förmodligen över 100.000 timmar, för att kunna bli ett konkurrenskraftigt alternativ. Cellstacken kommer att bli mindre så att bland annat mängden platina kan minskas och på så sätt sänks kostnaderna. Ett sätt att minska cellernas storlek är att optimera gas- och vätskedistributionen över cellplattornas ytor. Även toleransen för kolmonoxid är av stor betydelse då bränslebearbetningen skulle kunna förenklas om högre halter kunde tillåtas.

En annan viktig komponent är reformern. Utvecklingstrenden för reformers är mindre komponenter som kan klara av olika sorters bränslen.

Det dyra katalysatormaterialet har också ansetts utgöra ett hinder, men genom utveckling, bland annat ytförstoring, har mängderna kunnat minskas betydligt [21]. Stora produktionsvolymerna anges nu som den viktigaste förutsättningen för att pressa kostnaderna.

Utöver detta krävs vidare utveckling av vissa delar av kringutrustningen, till exempel kontrollsystem och värmeåtervinningssystem för kraftvärmeapplikationer samt inverters som idag är alldeles för dyra.

3.13 Solceller

3.13.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

De solcellsmoduler som finns på marknaden används i Sverige idag främst i småskaliga applikationer på platser där anslutning till elnätet ej är möjlig. Exempel på sådana så kallade nisch tillämpningar där solceller utnyttjas är fritidsstugor, styrning och kommunikation för fränskiljare i kraftnät, matning av fyrar samt telekommunikation. Efter hand som tekniken utvecklas kan fler tillämpningar komma att bli aktuella. [29]

Den dominerande celltypen på marknaden är kristallina celler, av de moduler som såldes 2001 var mer än 85% av denna typ.

3.13.2 Teknikutveckling och kostnader

Vid Ångström Solar Center i Uppsala pågår forskning på framför allt tunnfilmsceller av CIGS-typ. Ett projekt pågår under bolagsnamnet Solibro för att testa tekniken industriellt. Målet är att till 2008 ha en pilotfabrik i drift. [32]

Idag är produktionskostnaden för ett system baserat på kristallina celler ca \$6/W. Denna systemkostnad bedöms kunna reduceras till \$3-4/W till 2010. Kostnaden för kiselbaserade solceller styrs av priset på kisel med hög renhet, elektronikkisel. Kostnaden var 2001 \$22/kg och prognosen för 2010 är \$12. [31], [53]

Det som driver kostnadsreduktionen för solceller är en ökad produktion av kisel av hög renhet, högre verkningsgrad på cellerna, bättre tillverkningsprocesser, större tillverkningsvolym och en ökad grad av automatisering. Investeringskostnaden för solcellssystemen kan också sänkas om de integreras i konstruktionsdetaljer, t.ex. taksegment. [31]

De samlade drift- och underhållskostnaderna för solcellssystem är låga huvudsakligen beroende på att systemen har mycket begränsat med rörliga delar. Inbegripit system med tracking kommer DoU-kostnaden att hamna på ca \$0,005/kWh. Huvuddelen av kostnaden är förknippad med styrutrustningen till systemet. [30]

Solceller har idag en etablerad nisch inom elproduktionen på platser där det är för dyrt att ansluta sig till elnätet. I dagsläget är dock solcellstekniken för dyr för konventionell kraftproduktion till elnätet. Kostnadsreduktionen för solcellssystem är ca 4 procent årligen. Med denna reduktionstakt är tidshorisonten fortfarande mer än 30 år innan solcellssystem är konkurrenskraftiga med etablerade kraftslag. [54]

3.14 Småskalig förbränning

Under senare år har utvecklats småskalig kraftvärmeteknik för att utnyttja mindre värmeunderlag i företrädesvis befintliga system baserade på hetvattenproduktion. Två tekniker eller koncept har utvecklats med målsättningen att utnyttja en befintlig anläggning så långt som möjligt med små ingrepp i pannan i det ena konceptet och med en ny panndel i det andra konceptet. De bygger på ångproduktion med en direkt metod genom flashning av vattnet vid ett lägre tryck respektive på produktion av ånga med en indirekt metod via ett mellanliggande hetoljesystem.

3.14.1 Direkt metod –Flashning (Vaporel)

I Flashkonceptet som saluförs under namnet Vaporel trycksänks hetvattnet från ca 14,5 bar (i panna dimensionerad för 16 bar, 204 °C) till 9-10 bar i en flashbox/avspänningskärl varefter den mättade ångan leds genom en droppavskiljare innan den expanderas i en turbin av Curtis-typ. Generatoreffekten är beroende av maxflödet i panndelen, fjärrvärmetemperatur osv. Alfavärdet för processen baserad på mättad ånga (konceptet kan utvecklas genom att förse pannan med en överhettare) ligger på 8-10 %. Investeringskostnaden för pannor med en termisk effekt av 3-10 MW uppges till ca 10 000-20 000 kr/kW_e.

3.14.2 Indirekt metod – hetoljeväxling ("Oilbox")

Detta koncept med arbetsnamnet "Oilbox" är utvecklat av SEP i Göteborg för små anläggningar ($<15 \text{ MW}_{\text{th}}$). Processen är baserad på en konventionell ångcykel men ångproduktionen har flyttats ut från pannan till en extern värmeväxlare med hetolja som värmebärare på primärsidan, dvs i kretsen mellan pannan och värmeväxlaren. Med hetoljedriften följer att mättad eller svagt överhettad ånga med förhållandevis höga data, t.ex. 40 bar, 300°C , kan genereras till gagn för ett högt elutbyte med alfavärden på över 18 % enligt uppgift. Pannan, som till skillnad från Vaporelkonceptet, måste anpassas till hetoljedrift och sannolikt bytas i sin helhet, kan dock byggas i trycklöst utförande. Ingen anläggning är ännu byggd men det uppges att den specifika investeringskostnaden för 5 MW_{th} med en enstegs impuls- eller Curtisturbin bör ligga på ca 11 000 kr/kW_e.

3.15 Utvecklingsbehov

3.15.1 Sammanställning av förutsättningar

Drivande krafter för utveckling av den teknik som används idag och intressant ny teknik diskuteras i kapitel 2. Teknikutveckling styrs normalt av ekonomiska faktorer. Effektivitet, miljöfördelar, god ekonomi medför automatiskt konkurrenskraft.

De drivande krafterna är dock till stor del kopplade till energi- och miljöpolitiska mål, nationellt och internationellt. Den nationella politiken påverkas från EU-nivå. Två av flera (se avsnitt 2) viktigare faktorer som kan ha betydelse i Sverige inom en 10-årsperiod är:

- Begränsning / reduktion av växthusgaser
- Utnyttjning av kärnkraften

För utveckling av nya tekniker är det naturligtvis avgörande att det finns aktörer med tillräcklig uthållighet vad gäller tid och ekonomi. Dessa aktörer är i synnerhet:

- Teknikutvecklande företag / tillverkare
- Energiföretag, kunder
- Myndigheter, EU
- Högskolor
- Fristående entreprenörer

I en avreglerad elmarknad, då osäkerheterna ökar och marginalerna pressas för nämnda aktörer, finns en tydlig tendens mot minskad riskbenägenhet och långsiktighet. Detta understryker ökade krav på stabilitet i den politiska styrningen för att driva på utvecklingen av nya tekniker. Man kan dela upp utvecklingsprocessen i forsknings-, teknikutvecklings-, demonstrations- och kommersialiseringsfaser. Samtliga faser är nödvändiga. Stöd via myndigheter och forskningsinstitut kan komma att få än större vikt. De teknikutvecklande företagen är mer eller mindre beroende av att det finns aktörer som kan ta risker i demonstrations- och provningsfasen. Detta gäller i synnerhet tekniker för större anläggningar.

En stor del av utvecklingen för kommersiell teknik kommer att ske internationellt, medan en del görs i Sverige, beroende av vilken teknik som avses. I Tabell 3.6 redovisas en sammanställning av viktigare FoU-områden för dagens teknikalternativ.

Dagens teknikalternativ	Område	Svenska aktörer	Utländska aktörer	Svenskt intresse
Biobränsle-ångcykel kraftvärme	Överhettar-korrosion Förbrännings-teknik Emissioner	Alstom, Sandvik, Kvaerner, Högskolorna, Kraftbolagen, Värmeforsk, Elforsk, STEM	Foster Wheeler, Kvaerner, Völund	Tillgången på biobränsle är i ett internationellt perspektiv begränsad, vilket innebär att vi i mindre utsträckning kan nyttiggöra utländska utvecklingsinsatser än för fossila bränslen.
Avfall-ångcykel kraftvärme	Korrosion i överhettare och eldstad Förbrännings-teknik Emissioner	Kvaerner, Sandvik, STEM, Högskolorna, Kraftbolagen, Värmeforsk	von Roll, VKW, Foster Wheeler, Völund, Martin, Lurgi, Seghers	Förbättrat elutbyte ger bättre utnyttjning av fjärvärmelasten, eftersom avfallsanläggningarna har lång drifttid och går som grundlast
Stenkol – ångcykel	Material för överhettare	Högskolorna	Babcock, Siemens, General Electric Westinghouse, Foster Wheeler	Koleldade anläggningar är för närvarande ej aktuella för Sverige, varför insatserna närmast utgöres av teknikbevakning
Naturgas – Kombicykler	Material för heta delar	STEM, Volvo Aero, Högskolorna, Kraftbolagen, Elforsk	Alstom, Siemens, General Electric Mitsubishi	Utvecklingen utomlands studeras för att vid behov kunna tillvarata erfarenheter
Naturgas – Småskalig teknik Kraftvärme	Lågkostnads-teknik Automatisering Brännkammар-utveckling	Turbec, ABB, Kraftbolagen, STEM, Elforsk, Högskolorna	Capstone, Allied Signal, Wärtsilä, Jenbacher, Bowman	Intresset styrs av tillgången på bränsle (naturgas) och möjligheten att få en rimlig kostnadsbild.
Vindkraft	Havsförläggning Generatorer Kraftelektronik Tillverknings-Metoder Lättare konstruktioner Fundament Elöverföring Samverkan med elnätet	Kraftbolagen, STEM, NWP, FFA, Högskolorna	Vestas, Bonus, Nordex, NEG/Micon, Enercon, GE	För svenskt vidkommande finns ganska stora ambitioner vad gäller utbyggnad på land och till havs. Men möjligheten att få tillstånd är begränsad på de flesta platser med god vindtillgång. Även svårt med anslutning till elnätet vid havsutbyggnad. Ännu finns ingen tillverkande industri. Viktigaste frågan är möjligheten att få tillstånd.
Vattenkraft	Miljöanpassning Vattenturbiner Reduktion av DoU-kostnader	ABB, Kvaerner, Kraftbolagen, Waplands	Sulzer	Vattenkraften utgör en stor del av den svenska elproduktionen vilket innebär att även små förändringar i varje anläggning kan ge betydelsefullt resultat.

Tabell 3.6. Utvecklingsbehov för teknik som används idag.

3.15.2 Sammanställning tekniker som kan vara kommersiella 2015

Under förutsättning att de rätta drivande krafterna kommer att råda under den kommande 10-årsperioden återstår en hel del utveckling, tester och demonstration för flertalet av de redovisade nya teknikerna. En stor del av denna utveckling kommer att ske internationellt,

medan en del bör göras i Sverige, beroende av vilken teknik som avses. I det följande redovisas en sammanställning av troliga viktigare FoU-områden:

Nya teknik-alternativ	Utvecklings-områden	Svenska aktörer	Utländska aktörer	Svenskt intresse
Våta gas-turbin-cykler	- GT med mellan-kylning och rekupe-rator – ICR - GT – massobalans kompressor/turbin, högtemp. korrosion - Systemutformning, bl.a. befuktare - Brännkammare - Vattenkemi / sluten vattenkrets	LTH KTH Volvo Alstom Vattenfall Sydkraft Elforsk STEM	DoE Flour Daniel EPRI Pratt & Whitney Dresser-Rand Westinghouse	Med demonstrationsanläggningen inom EvGT-projektet i Lund har Sverige kommit längst, även om USA ligger långt framme på området. Tekniken är en stark konkurrent till naturgasbaserade kombi-anläggningar, andra gasturbinprocesser samt motorer. Det svenska intresset kan komma i den senare delen av perioden i form av ny naturgasbaserad kraftvärme.
PEFC-Polymer bränslecell	- Bränsleflexibilitet (naturgas, vätgas, metanol) - Reformer - Cell-stack (livslängd, degradering) - Systemutveckling	ABB Elforsk LTH KTH STEM	Ballard Siemens, HGC, Bewag Plug Power Toshiba, m.fl. DeNora	Huvudsaklig utveckling sker i Kanada, USA, Japan. Starkt drivande är som nämnts intresset för mobila tillämpningar. Intresset i Sverige kan vara anpassning av tekniken för småskalig kraftvärme. Naturgasnätets utbredning kommer att spela en viktig roll. För Sverige kan speciellt anpassning till flytande biobränslen vara av intresse.
SOFC-Fastoxid-bränslecell	- Bränsleflexibilitet - Stackutformning - Gasturbinanpassning - Brännkamarut-veckling - Rekuperator	LTH STEM Elforsk Sydkraft Vattenfall	Siemens-Westinghouse DOE Osaka Gas Mitsubishi NUON	Utmanare till naturgasdrivna gasturbinprocesser och gasmotorer. Utvecklingsinsatser kan gälla SOFC integrering med gasturbinprocesser, bränsleflexibilitet (förnybara bränslen) samt kraftvärmeanpassningar. Intresset kommer till stor del vara beroende av naturgasnätets utbredning och framtida naturgaspriser.
Stirling-motor	- Bränsleflexibilitet ”Värmare” (Hetgas-VVX) - Uppskalning till MW-storlek - Kommersiell ”package”	Kockums SGC Göteborg Energi LTH	Solo Kleinmotoren, Stirling Thermal Motors, Kawasaki, DTH, Babcock Völund, STM Power, Sigma	Konkurrenskraft och marknad för naturgaseldad Stirling är osäker. Småskalig biobränslebaserad kraftvärme kan bli intressant i det längre perspektivet. Utveckling för olika typer av bränslen och anpassning till kraftvärme kan bli ett område för svensk utveckling.

Tabell 3.7. Utvecklingsbehov intressant ny teknik.

4 Kostnader för olika alternativ

4.1 Förutsättningar

4.1.1 Allmänt

Beräkning av elproduktionskostnad för respektive anläggning är gjord med specifika indata per anläggning, samt med generella förutsättningar enligt nedan. Beräkningarna är utförda med hjälp av en för uppdraget framtagen modell som beskrivs längre fram. Egna jämförelser kan göras genom att hämta modellen från Internet på adress <http://www.elforsk.se/varme/varm-nyanl.html>.

4.1.2 Bränslepriser

För beräkningarna har följande bränslepriser, hämtade huvudsakligen från IVA Energi-framsyn och Nordledenstudien, använts. Priserna är angivna exklusive skatter och moms och är angivna fritt anläggning:

- Biobränsle: 130 kr/MWh (skogsrester)
- Biobränsle: 230 kr/MWh (pellets)
- Torv: 120 kr/MWh
- Avfall: -200 kr/MWh (motsvarar 600 kr/ton för mottaget avfall)
- Stenkol: 60 kr/MWh
- Naturgas > 50MW_{br}: 110 kr/MWh (kondens)
- Naturgas > 50MW_{br}: 130 kr/MWh (KVV)
- Naturgas < 50 MW_{br}: 140 kr/MWh

4.1.3 Miljökrav

För beräkningarna har följande emissionskrav för de olika anläggningarna antagits:

BRÄNSLE	ANLÄGGNING [MW _{el}]	BRÄNSLE- EFFEKT [MW]	NO _x [mg/MJ _{br}]	Svavel (S) [mg/MJ _{br}]	Stoft [mg/MJ _{br}]
Biobränsle	10	40	50	--	20
	30	100	50	--	20
	80	230	50	--	15
Avfall	3	20	80	--	5
	30	135	50	15	5
Stenkol	400	850	30	30	5
Naturgas	400	690	30	---	---
	40	94	30	---	---
	150	305	30	---	---
	1	4	80	---	---
	1	3	80	---	---
	0,1	0,5	80	---	---
	0,1	0,3	80	---	---

Tabell 4.1. Förväntade emissionskrav för studerade anläggningar.

4.1.4 Ekonomi

Beräkning av produktionskostnaden för el (och i förekommande fall även värme) har gjorts enligt annuitetsmetoden med följande basförutsättningar, som även i detta fall har hämtats huvudsakligen från IVA Energiframsyn och Nordledenstudien (bilaga B):

- Real kalkylränta 6 %
- Avskrivningstid 20 år

För att spegla kostnaderna vid andra räntenivåer redovisas även resultat från en beräkning utan skatter med 4 % respektive 12 % kalkylränta. Dessa nivåer kan anses spegla olika krav på vinst och riskmarginaler.

Anläggningens ekonomiska livslängd är inte enbart beroende av teknisk kvalitet och skötsel, utan i hög grad även av omvärldsfaktorer såsom teknisk utveckling, bränslepriser, skatteeffekter, miljökostnader etc. Det är därför intressant att kunna studera olika avskrivningstiders inverkan på produktionskostnaden. Vi tycks här i Sverige närma oss den kontinentala (Tyskland) inriktningen att i samhällsekonomiska beräkningar välja avskrivningstider på 10-15 år för att därmed få en mer företagsekonomisk värdering av projekten. Med beräkningsmodellen kan sådana beräkningar enkelt utföras.

För de mindre anläggningarna, $\leq 1 \text{ MW}_{\text{el}}$, kan under alla omständigheter kortare avskrivningstider motiveras, bland annat med hänsyn till anläggningens kortare tekniska livslängd. Beräkningarna för dessa anläggningar har därför baserats på en avskrivningstid på 15 år.

För vattenkraft kan längre avskrivningstider motiveras, främst beroende på huvuddelarnas, som bergrum, tunga betongkonstruktioner, stora maskiner, o.s.v., långa tekniska livslängd. Beräkningarna har därför baserats på en avskrivningstid på 40 år som utgör ett vägt medeltal av dessa delars tekniska livslängd.

4.1.5 Utnyttjningstider

Följande utnyttjningstider har använts i beräkningarna:

- | | |
|-------------------------------------|--------------|
| • Kondensanläggningar | 6 000 tim/år |
| • Kraftvärmeanläggningar | 4 500 tim/år |
| • Avfallsförbränning | 7 000 tim/år |
| • Vindkraftanläggning, hav | 3 200 tim/år |
| • Vindkraftanläggning, land, större | 2 500 tim/år |
| • Vindkraftanläggning, land, mindre | 2 100 tim/år |

I vårt system med basproduktion baserad på vatten- och kärnkraft kommer kondensanläggningar inte att behöva drivas under sommarhalvåret, därav valet av 6000 timmars utnyttjningstid.

Kraftvärmeanläggningar körs huvudsakligen mot behoven i de fjärrvärmesystem de ska försörja med värme under höst, vinter och vår, totalt omkring 4500 timmar.

Avfallsförbränningsanläggningar byggs uteslutande för värme- eller kraftvärmeproduktion, dvs med utnyttjningstider på minst 4500 timmar. Därutöver ska de också kunna ta emot avfall (hushållsavfall) större delen av året för undvikande av lagring så långt det är möjligt. I kombination med de höga anläggningskostnaderna leder detta till krav på lång utnyttjningstid. Vi har i beräkningarna antagit 7 000 timmar.

4.1.6 Effektivvärdering

Olika kraftslag har olika egenskaper som innebär att förmågan att producera el kan variera beroende på faktorer såsom väderlek (vind, solinstrålning, nederbörd), värmeunderlag eller underhållsbehov. Detta brukar uttryckas som att olika kraftslag har olika effektfaktor, d.v.s. olika förmåga att leverera installerad effekt i ett givet ögonblick.

Elsystemet som helhet måste emellertid kunna regleras för att i varje ögonblick möta aktuell elförbrukning. Detta innebär att kraftslag med hög effektfaktor ur denna aspekt är mer ”värda” än kraftslag med låg effektfaktor, de har ett högre ”effektvärde”.

Praktiskt innebär detta att en omfattande användning av kraftslag med låg effektfaktor ställer högre krav på reglerförmåga och reservkapacitet i det övriga elsystemet, något som kan medföra extra kostnader. Detta har inte värderats i beräkningen av elproduktionskostnaden för de olika anläggningstyperna i denna rapport.

4.1.7 Skatter och avgifter

Energi-, koldioxid- och kraftvärmeskatter

Beräkningar har gjorts för ett fall med gällande skatter enligt Tabell 4.2. Energiskatt och koldioxidskatt avser nu (våren 2003) gällande nivåer medan kolumnen koldioxidskatt KV avser förslaget till ny kraftvärmebeskattning. Förslaget innebär att kraftvärmeproduktion inte ska belastas med energiskatt men jämväl en koldioxidskatt som ska utgöra 25 % av nuvarande (våren 2003) koldioxidskatt.⁷

		Energiskatt	Koldioxidskatt	Koldioxid-skatt KV
Kol	kr/ton	307	1892	473
Naturgas	kr/1000 m ³	233	1628	407
Biobränsle		---	---	---
Avfall		---	---	---

Tabell 4.2. Skattenivåer i modellen.

En fullständig sammanställning över gällande energiskatter återfinns i bilaga C.

⁷ Härvid kan noteras att vissa kraftvärmeproducenter, med en stor andel fossila bränslen, sannolikt skulle omfattas av den begränsningsregel som föreslås i SNED-utredningen (se avsnitt 2.4) och därigenom få en ytterligare reducerad koldioxidskatt.

Enligt gällande skatteregler betalas ingen skatt för bränsle som åtgår för elproduktion. För bränsle som åtgår för värmeproduktion i en kraftvärmeanläggning betalas hel koldioxid-skatt och halv energiskatt. För övrig användning betalas full skatt enligt tabell 4.2. Dessa skatter ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

Särskilda regler gäller för tillverkande industrier och växthusnäring. Dessa regler beaktas inte i rapporten. De kan dock hanteras i beräkningsmodellen genom att anpassade indata anges.

Svavelskatt

Svavelskatt betalas för kol, torv samt olja med en svavelhalt överstigande 0,1%. Skatten uppgår till 30 kr/kg svavel (S). Denna skatt ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

Kväveoxidavgift

Kväveoxidavgift betalas för alla anläggningar för energiproduktion med kväveoxidutsläpp som har en årlig nyttiggjord energiproduktion överstigande 25 GWh. Avgiften uppgår till 40 kr/kg NO_x (som NO₂). Återbetalning av avgifterna sker i förhållande till mängden producerad nyttiggjord energi (el och värme). För 2001 blev återbetalningen 9,55 kr/MWh nyttiggjord energi. Med låga NO_x-utsläpp kan återbetalningen överstiga inbetalningen, varvid en nettointäkt uppkommer.

Denna kostnad, alternativt intäkt, ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

Deponiskatt

Från och med 2003 utgår en deponiskatt med 370 kr/ton för restprodukter som deponeras. En avräkning får jämlikt SFS 2001:904 från 1 jan 2002 göras för i restprodukten ingående fukt om den baseras på mätning eller registrering av tillsatt vatten. I beräkningsmodellen har skatt plus en lokalt uttagen avgift på tillsammans 600 kr/ton lagts in i den rörliga D&U kostnaden för filteraskor och eventuella övriga rökgasreningsprodukter från kol-, avfalls- och bioeldade anläggningar, se även kapitel 4.1.10.

Övriga skatter

Fastighetsskatt beaktas inte i beräkningarna. Fastighetsskatten har störst inverkan på vattenkraft.

4.1.8 Bidrag

Investeringsbidrag

Genom beslut i riksdagen har det tidigare stödsystemet för förnybara energislag upphört under 2002. I stället skall elproduktion främjas med ett system för handel med elcertifikat.

Småskaliga vattenkraftverk (100-1500 kW) kan få investeringsstöd motsvarande 15% av investeringskostnaden. Detta har ej beaktats vid beräkningarna, som förutsatts gälla större anläggningar.

Driftbidrag

För el producerad i vindkraftverk erhålls idag ett driftbidrag, så kallad "miljöbonus", vilken hittills har uppgått till samma belopp som energiskatten i södra Sverige. För närvarande är miljöbonusen 18,1 öre/kWh. Regeringen har föreslagit en successiv nedtrappning av detta stöd under 7 år enligt nedanstående tabell:

År	Miljöbonus (öre/kWh)
2003	18
2004	16
2005	14
2006	12
2007	9
2008	7
2009	5

Beräkningarna av elproduktionskostnaden för vindkraft görs med en avskrivningstid på 20 år. För att kunna göra en så korrekt jämförelse som möjligt med de andra energislagen har nuvärdet av miljöbonusen under 7 år beräknats, varefter ett nytt årligt "fiktivt värde" på miljöbonusen beräknats, vilket under 20 år ger samma nuvärde. Detta "fiktiva värde" beror på räntesatsen och visas i tabellen nedan.

Ränta (%)	Värde (öre/kWh)
4	2,78
6	3,16
8	3,55

Observera att detta gäller för vindkraftverk som tas i drift 1/1 år 2003. För verk som tas i drift längre fram försvinner en del av värdet. Vid drifttagning exempelvis den 1/1 år 2005 blir det "fiktiva värdet" 1,7 öre/kWh vid 6% ränta.

Ett driftbidrag på 3 öre/kWh ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

4.1.9 Elcertifikat

Såsom basvärde för elcertifikat har valts 150 kr/MWh. I resultaten redovisas denna nivå och i modellen kan detta värde varieras för att se inverkan på elproduktionskostnaden.

För närvarande diskuteras om avfall skall göras certifikatgrundande och hur stor andel som ska anses förnybart. I modellen är detta förberett genom att en procentsats som representerar den förnybara delen anges i samband med beräkningen.

4.1.10 Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där både el och värme produceras, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde.

För samtliga anläggningar, utom kraftvärmeanläggningarna på 100 kW, har antagits att värdet på producerad värme motsvarar kostnaden för produktion av samma värme i en bi-bränsleeldad hetvattencentral utrustad med rökgaskondensering med uppfuktning. Den rörliga kostnaden (rörlig kreditering) för denna produktion uppgår till ca 15 öre/kWh_{värme}.

Då bibränsle inte beläggs med skatter behövs endast en nivå oavsett om beräkningen sker med skatter etc. eller ej.

Beroende på det aktuella verkliga systemet som en beräkning görs för, kan värmekrediteringen även bestå av en fast del (effektkreditering). Detta betyder att det krävs kompletterande kapacitet för värmeproduktion i det aktuella systemet och att exempelvis en bi-bränsleeldad hetvattencentral måste uppföras om inte kraftvärmeverket byggs. Då ska investeringen för kraftvärmeverket reduceras (fast kreditering) med investeringen samt fast drift- och underhållskostnad för en hetvattencentral med samma värmeeffekt.

I vissa fall kan även en fast kreditering motiveras även då det inte krävs ny kapacitet i systemet. Detta gäller till exempel då en befintlig fungerande (men oekonomisk) anläggning avställs i samband med att kraftvärmeverket tas i drift och de fasta drift- och underhållskostnaderna (till exempel personal) därmed i viss mån kan reduceras (överflyttas).

Följande förslag till fast kreditering enligt ovan är angivet i beräkningsmodellen:

Värmeeffekt [MW]	Fast kreditering [kr/kW,år]
100	320
50	370
10	430

Tabell 4.3. Förslag till fast värmekreditering.

För 100 kW-anläggningarna antas alternativet istället vara en egen gaseldad panna. Den rörliga krediteringen kan därför uppgå till ca 30 öre/kWh_{värme} exklusive skatt, alternativt ca 48 öre/kWh_{värme} inklusive hänsyn till skatt.

Fast kreditering för samma anläggning uppgår till ca 135 kr/kW,år.

4.1.11 Anläggningsdata

Anläggningsdata för samtliga beskrivna tekniker finns presenterade i modellen samt i tabeller nedan. För respektive anläggning anges bland annat investering och drift- och underhållskostnad.

Investering, allmänt

Investeringen består av samtliga delar för en komplett anläggning, och kan delas upp enligt följande för samtliga anläggningstyper förutom vindkraft:

- Processutrustning
- Platsbunden utrustning och servicesystem
- Markarbeten och byggnader

-
- Projektering, administration
 - Drifttagning
 - Ränta under byggtid

Den investering som anges för respektive anläggning avser ett ”standardläge”, det vill säga hänsyn har inte tagits till speciella lokaliseringsanknutna kostnader som till exempel kan vara:

- Anslutning till kraftnätet
- Långa kylvattenkanaler
- Nya anslutningsvägar
- Tomt/markarrende

Avvecklingskostnader ingår ej

Investering, vindkraft

För vindkraft gäller i stället följande omfattning och uppdelning av investeringskostnaden:

- Vindkraftverk inklusive transport och montage av dessa.
- Fundament. För havsfallet förutsätts monopilefundament. För landbaserat förutsätts att ett fundament gjuts.
- För de bägge landbaserade parkerna förutsätts att en befintlig väg finns, men att nya vägar måste dras vinkelrätt mot denna väg ut till verken.
- Internt elnät. Här inkluderas kostnader för kabel, kabeldragning, nedgrävning (nedspolning till havs) och inkoppling i verken.
- Utrustning för styrning och övervakning.
- Administration
- Projektering *
- Tillstånd och myndighetskontakter *
- Anslutning till elnät, vilken ej medtas i denna studie eftersom den varierar mycket från fall till fall.

* Kostnaden för dessa aktiviteter ansätts till 4% av investeringskostnaden.

Idag byggs framför allt verk i storlekar mellan cirka 1 och 2 MW. Den genomsnittliga totala investeringskostnad som uppges i ansökningar till STEM visas för några olika aggregatstorlekar i tabellen nedan. Det är viktigt att betona att den verkliga investeringskostnaden kan vara högre.

<u>Anläggningstyp</u>	<u>kr/m²</u>
52-54 meters rotor, 850-1000 kW	3 300
66 meters rotor, ca 1500 kW	4 600

För ännu större verk är det statistiska underlaget litet, men kostnaden ligger betydligt över 3300 kr/m². Baserat på Energimyndighetens statistik samt anbud till olika projekt kan dock konstateras att kostnaden för själva vindkraftverken inklusive transport och montage ser ut på följande sätt:

Aggregattyp	kr/m ²
52-54 meters rotor, 850-1000 kW	~2 600
80 meters rotor, ca 2000 kW	~3 000

Det förefaller märkligt att större verk skulle kosta mer än små. Tänkbara orsaker kan vara att riktigt stor serieproduktion ännu inte hunnit komma igång för de större verken och därmed är inte heller konkurrensen lika hård som för de mindre. Vidare är transport och montagekostnaderna högre för större verk. Men rimligtvis bör kostnaden per kvadratmeter för 80 meterskverken närma sig kostnaden för 54-metersaggregaten inom några år då större serier produceras och konkurrensen ökar. Därför har det här räknats med att kostnaden för 80 meterskverken är 2600 kr/m².

Investeringskostnaden blir normalt högre då man bygger på platser med bra vindläge, eftersom dessa ofta ligger otillgängligt. Trots detta kan elproduktionskostnaden bli betydligt lägre p.g.a. den högre elproduktionen.

För att möjliggöra en jämförelse med andra kraftslag inkluderas inte kostnaden för elnätanslutning i denna utredning. Denna varierar kraftigt från plats till plats, beroende på avstånd till det lokala nätet och dess möjlighet att ta emot ytterligare produktion. För de bägge landparkerna inkluderas kostnader fram till och med den sista vindkraftverket, i vilken det sitter brytare och reläskyddsutrustning. För havsparken inkluderas kabel till land samt transformatoranläggning för transformering till 130 kV. Denna anläggning producerar 90 MW, vilket inte kan matas ut på ett lokalt 10 eller 20 kV-nät.

Drift och underhåll (D&U)

Drift- och underhållskostnaden presenteras (för de större anläggningarna) som en fast och en rörlig del. Den fasta delen uttrycks som en procentsats på anläggningskostnaden, och består till exempel av:

- Personalkostnader
- Försäkring
- Reparationer och underhållsarbeten

Den rörliga delen uttrycks som en kostnad per MWh_{bränsle}, och består till exempel av:

- Förbrukningsmaterial
- Tillsatsmedel, kemikalier
- Vatten, el
- Kostnad för restprodukthantering inklusive skatt

Drift- och underhållskostnaden baseras på schablonvärden, som stämts av mot verklig tillgänglig statistik.

Kostnaden för restprodukthanteringen är enligt ovan satt till 600 kr/ton. Vi har antagit att all bränsleaska plus sand och övriga rökgasreningsprodukter deponeras för avfalls- och bioanläggningarna, medan för kolanläggningen (pulverförbränning) avskiljt gips från rök-

gasskrubber antas kunna avyttras utan att belasta verksamheten (här kan diskuteras om inte flygaskan ska värderas på samma sätt, men vi antar att någon av dem ska ses som restprodukt och deponeras).

De emissioner som angivits för respektive anläggning är den nivå som anses uppfylla normala myndighetskrav. För samtliga tekniker kan emissionerna reduceras ytterligare (främst genom reningsåtgärder) på bekostnad av högre investering eller ökad drift- och underhållskostnad.

I de småskaliga kraftvärmeanläggningarna antas gasturbinen på 100 kW_e (mikroturbin) vara utrustad med rekuperator, medan den större gasturbinen på 1 MW_e inte har någon sådan.

De små naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna förutsätts installeras i befintlig byggnad kompletterad med ljudisolerande åtgärder.

Kostnaden för vattenkraft är i mycket hög grad beroende av de lokala förutsättningarna i form av dammbyggnader, vattendom etc. varför det är svårt att beskriva kostnaderna i generella termer. Av detta skäl har beräkningar gjorts för två olika anläggningskostnadsnivåer:

- VA-låg: 3 kr/årskWh
- VA-hög: 5 kr/årskWh

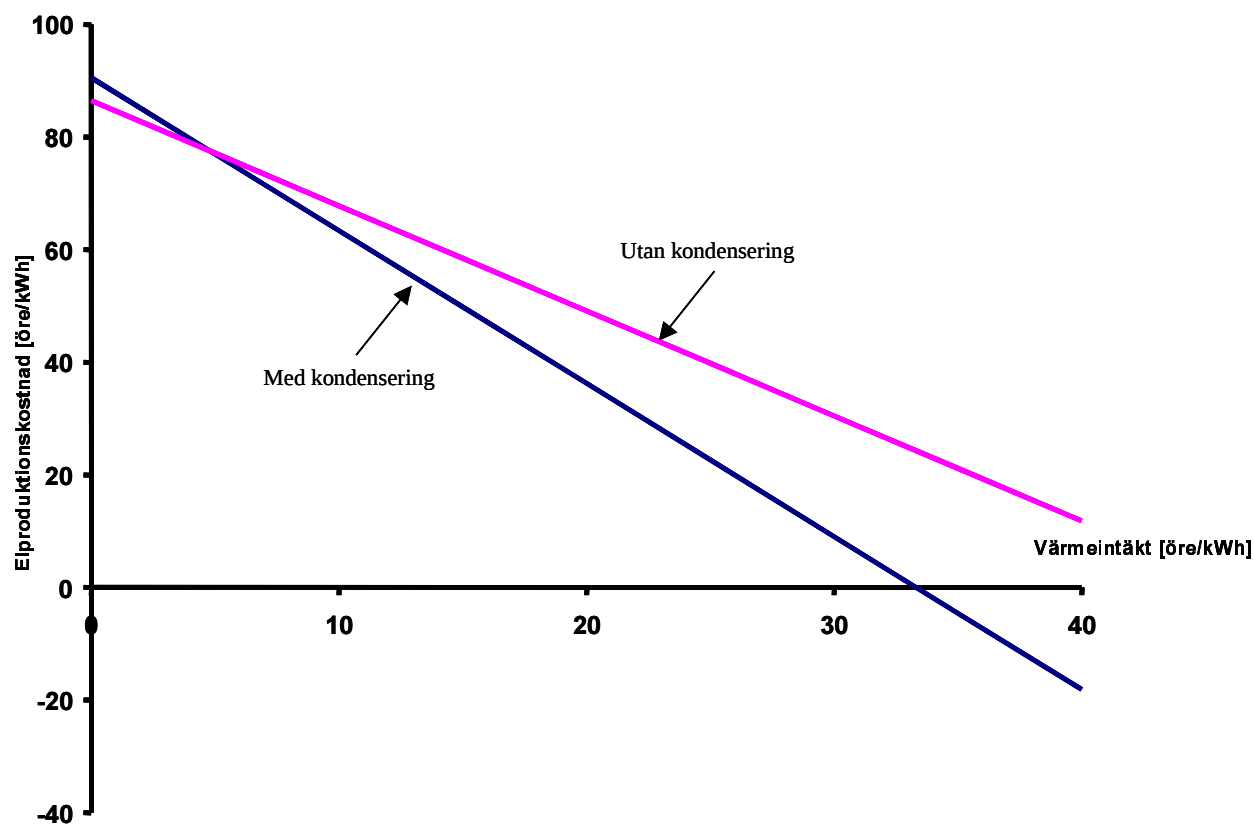
Enligt SOU 1996:115 [22], se Figur 3.1, täcks ca 85% av den av utbyggbara vattenkraftpotentialen i landet inom dessa kostnader.

Rökgaskondensering

De biobränsleeldade kraftvärmeverken är utrustade med rökgaskondensering, då detta är lönsamt med dagens förhållande mellan värdet på producerad el respektive värme. I diagram (Figur 4.1) åskådliggörs elproduktionskostnaden som funktion av intäkten för såld värme för en biobränsleeldad kraftvärmeanläggning med respektive utan rökgaskondensering. Diagrammet baseras på följande förutsättningar:

	<u>Utan kondensering</u>	<u>Med kondensering</u>
Eleffekt	30 MW	28,7 MW
Värmeeffekt	56 MW	78 MW
Elverkningsgrad	31,0 %	29,7 %
Totalverkningsgrad	89 %	110 %
Tillkommande investering	0	25 Mkr

ELPRODUKTIONSKOSTNAD SOM FUNKTION AV VÄRMEINTÄKT
Biobränsleeldat kraftvärmeverk (30 MWe) med respektive utan
rökgaskondensering



Figur 4.1. Elproduktionskostnad med och utan rökgaskondensering (beräkning utan skatter och bidrag etc., 6% ränta).

Ur diagrammet kan utläsas att det krävs ett elpris på 75 – 80 öre/kWh för att det inte ska vara lönsamt med rökgaskondensering.

I de följande tabellerna redovisas anläggningsspecifika data som ligger till grund för beräkningarna. Samtliga uppgifter återfinns även i beräkningsmodellen. I några fall har efter uppgifter från leverantörer tekniska prestanda i Tabell 4.4 ändrats i förhållande till föregående version av rapporten (utgiven våren år 2000). I än högre grad har det funnits anledning att anpassa ekonomiska data i Tabell 4.5 till förändrade förhållanden, vilket främst återspeglas i specifik anläggningskostnad.

Priserna för kol-, biobränsle- och de avfallseldade anläggningarna har baserats på index (vägt), samtal med de större leverantörerna och avstämning mot nyligen byggda anläggningar.

För gaskombianläggningarna har bedömningen baserats på uppgifter om ”turn-key”-kostnader i [43], med tillägg för tillkommande utrustning, för de olika anläggningsstorlekarna.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	El-Verkningsgrad (%)	Total-Verkningsgrad (%)	Alfa-värde
Biobränsle	Ångcykel kraftvärme	10	27	110	0,32
		30	30	110	0,37
		80	34	110	0,46
Avfall	Ångcykel kraftvärme	3	17	89	0,24
		30	23	95	0,32
Stenkol	Ångcykel kondens	400	47	-	-
Naturgas	Kombicykel kondens	400	58	-	-
	Kombicykel kraftvärme	40	46	89	1,0
		150	49	90	1,2
	Gasmotor	0,1	34	90	0,6
		1	40	88	0,85
	Gasturbin	0,1	30	80	0,6
		1	25	86	0,4
Vindkraft	Land, liten	5	-	-	-
	Land, stor	20	-	-	-
	Hav	90	-	-	-

Tabell 4.4. Tekniska prestanda – dagens teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	Specifik anlägg- nings- kostnad (kr/kWe)	Fast D&U (% av in- vest.)	Rörlig D&U (kr/MWh,br)
Biobränsle	Ångcykel kraftvärme	10	21200	2	23
		30	16400	2	23
		80	12000	2	23
Avfall	Ångcykel kraftvärme	3	80000	3	75
		30	40 000	3	75
Stenkol	Ångcykel kondens	400	11 500	1,8	30
Naturgas	Kombicykel kondens	400	5 300	2	8
	Kombicykel kraftvärme	40	8 000	2	8
		150	6 500	2	8
	Gasmotor	0,1	8 800	-	38
		1	6 000	-	38
	Gasturbin	0,1	10 000	-	20
		1	8 300	-	15
Vindkraft	Land, liten	5	7 900	-	70
	Land, stor	20	8 600	-	70
	Hav	90	11 500	-	80

Tabell 4.5. Ekonomiska data – dagens teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	NO _x (mg/MJbr)	S (mg/MJbr)	Stoft (mg/MJbr)	CO ₂	
						g/kWh _{e+v}	g/kWh _e
Biobränsle	Ångcykel kraftvärme	10	50	-	20	0	0
		30	50	-	20	0	0
		80	50	-	15	0	0
Avfall	Ångcykel kraftvärme	3	80	30	5	65 ⁸	220
		30	50	30	5	65 ⁹	220
Stenkol	Ångcykel kondens	400	30	30	5	710	710
Naturgas	Kombicykel kondens	400	30	-	-	350	350
	Kombicykel kraftvärme	40	30	-	-	230	480
		150	30	-	-	230	430
	Gasmotor	0,1	85	-	-	230	610
		1	85	-	-	230	540
	Gasturbin	0,1	80	-	-	260	1280
		1	80	-	-	230	820
Vindkraft	Land, liten	5	-	-	-	0	0
	Land, stor	20	-	-	-	0	0
	Hav	90	-	-	-	0	0

Tabell 4.6. Emissioner – dagens teknik.

⁸ Antaganden: Hushållsavfall med 25 vikt-% C, varav 20% fossilt, undre värmevärde 11 MJ/kg.

⁹ Antaganden: Hushållsavfall med 25 vikt-% C, varav 20% fossilt, undre värmevärde 11 MJ/kg.

I följande tabeller redovisas förväntade prestanda och kostnader för vidareutveckling av dagens teknik till år 2015 samt för intressant ny teknik som förväntas få en stark utveckling under perioden.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	El-Verknings-grad (%)	Total-verknings-grad (%)	Alfa-värde
Biobränsle	Ångcykel Kraftvärme	10	28,5	105-113	0,34-0,37
		30	32,5	105-113	0,40-0,45
		80	35,5	105-113	0,46-0,51
Avfall	Ångcykel Kraftvärme	3	20	91	0,27
		30	25	95	0,35
Stenkol	Ångcykel Kondens	400	50	-	-
Naturgas	Kombicykel Kondens	400	60	-	-
	Kombicykel Kraftvärme	40	46-50	89	1,07-1,28
		150	48-52	89	1,17-1,41
	"Småskalig"	0,1	32	80-90	0,55-0,67
		1	42	80-90	0,88-1,10
Vindkraft	Havsbaserad	500	-	-	-

Tabell 4.7. Tekniska prestanda 2015. Vidareutveckling av dagens teknikalternativ.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	Specifik anläggningskostnad (kr/kWe)	Fast D&U (% av invest.)	Rörlig D&U (kr/MWh,br)
Biobränsle	Ångcykel Kraftvärme	10	18 700 - 19 500	2	18
		30	13 600 - 15 400	2	18
		80	10 300 - 11 300	2	18
Avfall	Ångcykel Kraftvärme	3	75 000 - 80 000	3	40
		30	35 000 - 40 000	3	40
Stenkol	Ångcykel Kondens	400	8 500 - 11 000	1,8	18
Naturgas	Kombicykel Kondens	400	4 700 - 5 800	2	8
	Kombicykel Kraftvärme	40	6 800 - 8 500	2	8
		150	5 900 - 7 200	2	8
	Gasmotor	0,1	5 600 – 7 000		35
		1	4 800 – 6 000		35
	Gasturbin	0,1	7 500 – 8 500		15
		1	6 000 – 7 000		12
Vindkraft	Havsbaserad	500	8 300 – 9 500		5

Tabell 4.8. Ekonomiska data 2015. Vidareutveckling av dagens teknikalternativ.

Det förväntas inte att någon större kostnadsreduktion kommer att ske för de storlekar på vindkraftverk som finns idag. Den stora potentialen för kostnadsreduktioner ligger i större verk med lägre tillverkningskostnader än idag och som placeras i stora grupper till havs. DoU-kostnaderna bedöms kunna bli åtminstone lika låga som för dagens landbaserade verk, vilka i bästa fall ligger kring ca 5 öre/kWh.

Det har varit förenat med en del svårigheter att få fram representativa uppgifter avseende småskalig teknik. Detta beror delvis på att kostnaden i stor omfattning är beroende av kostnader för installation etc. i befintligt system, vilket innebär att en prisförändring på själva aggregatet inte slår så hårt på totalinvesteringen. Vidare är priserna beroende av tillverkningsvolymen. Tillverkare av gasmotorer har här ett försteg framför tillverkare av gasturbiner, ett förhållande som de senare hoppas att råda bot på i framtiden.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	El-verkningsgrad (%)	Total-verkningsgrad (%)
Biobränsle	Stirling	0,05 – 0,1	23-27	80-90
Naturgas	Våta GT kraftvärme	50-100	49-51	85-90
	PEFC kraftvärme	0,005 – 0,5	38-45	70-80
	Solceller	0,005 – 0,5	12	-

Tabell 4.9. Tekniska prestanda 2015 – ny teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	Specifik Anläggningskostnad (kr/kWe)	Fast D&U (% av inv.)	Rörlig D&U (kr/MWh,br)
Biobränsle	Stirling	0,05 – 0,1	14000-18000	-	12
Naturgas	Våta GT kraftvärme	50-100	4500-5500	1,0	8
	PEFC kraftvärme	0,005 – 0,5	6000-10000	3,0	40
	Solceller	0,005 – 0,5	60 000	1,0	40

Tabell 4.10. Ekonomiska data 2015 – ny teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	NO _x (mg/MJbr)	S (mg/MJbr)	Stoft (mg/MJbr)	CO ₂	
						(g/kWh _{e+v})	(g/kWh _e)
Biobränsle	Stirling	0,05-0,1	50 (?)			-	-
Naturgas	Våta GT	50-100	15-25	-	-	230-250	400-410
	PEFC	0,005 – 0,5	0-5	-	-	260-300	450-540
	Solceller	0,005 – 0,5	-	-	-	-	-

Tabell 4.11. Emissioner 2015 – ny teknik.

4.2 Beräkningsmodellen

Modellen beräknar elproduktionskostnaden för specificerade anläggningsalternativ enligt annuitetsmetoden med angivna indata. Beräkningsresultaten presenteras i tabeller och diagram. Användaren anger för varje tillfälle vilka av anläggningarna som ska ingå i beräkningen.

I modellen finns data för samtliga anläggningsalternativ på ett för respektive anläggning inlagt datablad. Samtliga dessa data kan ändras av användaren.

Övriga allmänna indata och förutsättningar kan lätt ändras av användaren. Dessa är till exempel bränslepriser, kalkylränta, utnyttjningstid, skatter, värmekreditering, bidrag etc.

Kreditering av producerad värme i en kraftvärmeanläggning kan göras med en fast och en rörlig del. I modellen finns förslag till kreditering för olika värmeeffekter.

För varje anläggning kan så kallade lokaliseringsspecifika kostnader anges. Dessa kan anges som en engångskostnad, en årlig kostnad samt en rörlig kostnad. Om uppgifterna anges med ett negativt värde hanteras de beräkningsmässigt som ett bidrag.

Följande kostnader beaktas i beräkningarna:

- Annuitetsberäknad kapitalkostnad med hänsyn till eventuellt investeringsbidrag
- Fast drift- och underhållskostnad
- Rörlig drift- och underhållskostnad inklusive deponikostnad och netto NO_x-avgift
- Skatter (energiskatt, koldioxidskatt och svavelskatt)
- Bränsle
- Lokaliseringsspecifika kostnader

Följande kostnader beaktas inte i beräkningarna:

- Elanslutningskostnader (utom för havsbaserad vindkraft där sjökabel och transformator kostnad ingår)
- Markarrendeskostnader

Följande intäkter beaktas i beräkningarna:

- Fast värmekreditering
- Rörlig värmekreditering
- Elcertifikat
- Miljöbonus

4.2.1 Presentation

Följande tabeller kan presenteras:

- Samtliga indata för beräkningen
- Beräkningsresultaten uppdelade i ingående komponenter

Följande diagram kan presenteras:

- Elproduktionskostnad (stapeldiagram) – samtliga anläggningar
- Elproduktionskostnad uppdelad i ingående kostnadskomponenter (stapeldiagram) – samtliga anläggningar
- Elproduktionskostnad som funktion av värmepriset för kraftvärmeanläggningar – samtliga kraftvärmeanläggningar
- Elproduktionskostnad som funktion av kalkylräntan – samtliga anläggningar
- Elproduktionskostnad som funktion av avskrivningstiden – samtliga anläggningar förutom småskalig kraftvärme och vattenkraft
- Elproduktionskostnad som funktion av utnyttjningstiden för kondensanläggningar – samtliga kondensanläggningar
- Elproduktionskostnad som funktion av utnyttjningstiden för kraftvärmeanläggningar – samtliga kraftvärmeanläggningar förutom den avfallseldade

Orsaken till att samtliga anläggningar inte visas i diagrammen är att förutsättningarna, i form av utnyttjningstid och avskrivningstid, är olika för anläggningarna, och dessa ska inte blandas i samma diagram.

4.2.2 Skatter, avgifter och bidrag

Beräkningar kan göras med respektive utan skatter, avgifter och bidrag. En fråga ställs vid varje beräkning hur den ska ske.

I en beräkning med skatter, bidrag etc. ingår:

- Energiskatt
- Koldioxidskatt
- Svavelskatt
- NO_x-avgift (nettoeffekt)
- Elcertifikat
- Miljöbonus för vindkraft år 2003 – 2009, nuvärdesberäknad

4.2.3 Identifikation

För varje beräkning ställs en fråga om identifikation för beräkningen. Denna identifikation i fri text återkommer på samtliga utskrifter (diagram och tabeller) som avser beräkningen kompletterad med datum och tidpunkt för utskriften. Syftet med detta är att säkerställa vilka förutsättningar som gäller för beräkningen.

4.2.4 Förenklingar i beräkningsmodellen

För att modellen ska vara hanterbar har vissa förenklingar av beräkningarna gjorts.

Hjälpkraftförbrukning

Reglerna för beskattning av hjälpkraftförbrukning i elproducerande anläggningar är implementerade i modellen. Det betyder att för en kondensanläggning hänförs 5% av elproduktionen till hjälpkraftförbrukning, medan för en kraftvärmeanläggning motsvarande siffra är 1,5 % av elproduktionen som är skattebefriad.

Ränta under byggtid

Ränta under byggtid ingår i den investering som är angiven för respektive anläggning. Denna påverkas inte av den kalkylränta som används i beräkningsmodellen.

En ränteförändring på 1 % betyder som mest ca 0,5 öre/kWh_{el}, med stor variation för olika anläggningar.

4.3 Beräkningar för teknik som används idag

4.3.1 Förutsättningar

Beräkningar har gjorts av elproduktionskostnaden för samtliga anläggningsalternativ med de förutsättningar som angivits på olika ställen i rapporten, de så kallade basförutsättningarna.

Beräkningarna har gjorts för dels ett fall utan skatter etc., dels två fall med skatter etc. (dagens nivåer samt föreslagen kraftvärmebeskattning).

Hänsyn har tagits till rörlig värmekreditering för kraftvärmealternativen (15 öre/kWh_{värme} resp. 30 och 48 öre/kWh_{värme} för 100-kW anläggningarna).

För avfallsalternativet är bränslepriset –200 kr/MWh, det vill säga en intäkt för mottaget avfall som motsvarar ca 600 kr/ton.

4.3.2 Resultat

ANLÄGG- NING		EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD, öre/kWh vid 6 % ränta		
			Utan skatter, avgifter och bidrag	Med skatter, avgifter och bidrag	Med skatter enligt förslag till ny KV- beskattning
Kolkondens	KK400	400	39,3	43,0	43,0
Kolkraftvärme	KKVV100	100	29,6	79,1	41,5
Gaskombi- kondens	GKK400	400	29,8	31,1	31,1
Gaskombikraft- värme	GKKVV150	150	31,1	45,5	34,2
Gaskombikraft- värme	GKKVV40	40	35,0	51,7	38,7
Biobränsle- kraftvärme	BKVV80	80	40,1	24,2	24,2
Biobränsle- kraftvärme	BKVV30	30	50,0	33,9	33,9
Biobränsle- kraftvärme	BKVV10	10	61,0	44,8	44,8
Avfallskraft- värme ¹⁰	AKVV30	30	-35,4	-36,2	-36,2
Avfallskraft- värme ¹¹	AKVV3	3	-1,1	0,6	0,6
Vindkraft	VI05	5	40,5	22,5	22,5
Vindkraft	VI20	20	37,6	19,6	19,6
Vindkraft	VI90	90	41,3	23,3	23,3
Vattenkraft- låg ¹²	VA-låg		22,9	22,9	22,9
Vattenkraft- hög ¹³	VA-hög		36,2	36,2	36,2

Tabell 4.12. Beräknad elproduktionskostnad.

¹⁰ Utnyttjningstid 7 000 tim/år.

¹¹ Utnyttjningstid 7 000 tim/år.

¹² Avskrivningstid 40 år.

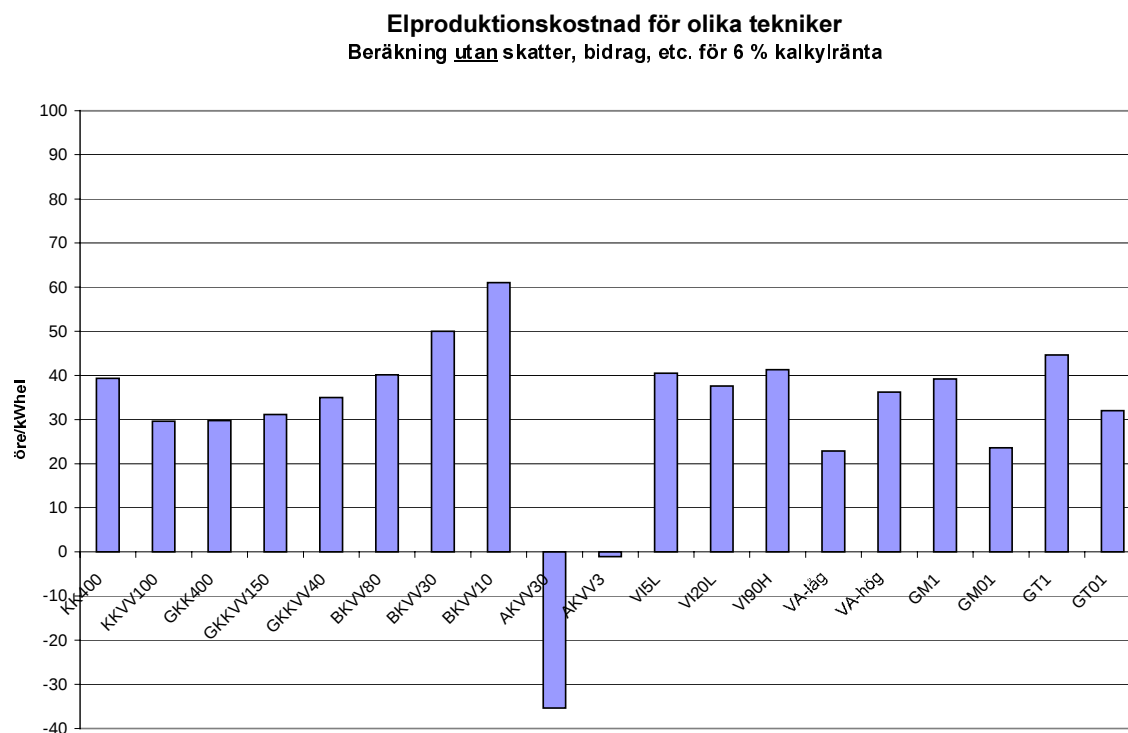
¹³ Avskrivningstid 40 år.

För följande anläggningar (Tabell 4.13) är avskrivningstiden 15 år. Den rörliga värme-krediteringen är 15 öre/kWh_{värme} för de större anläggningarna och 30 respektive 48 öre/kWh_{värme} (utan respektive med skatter etc.) för de mindre.

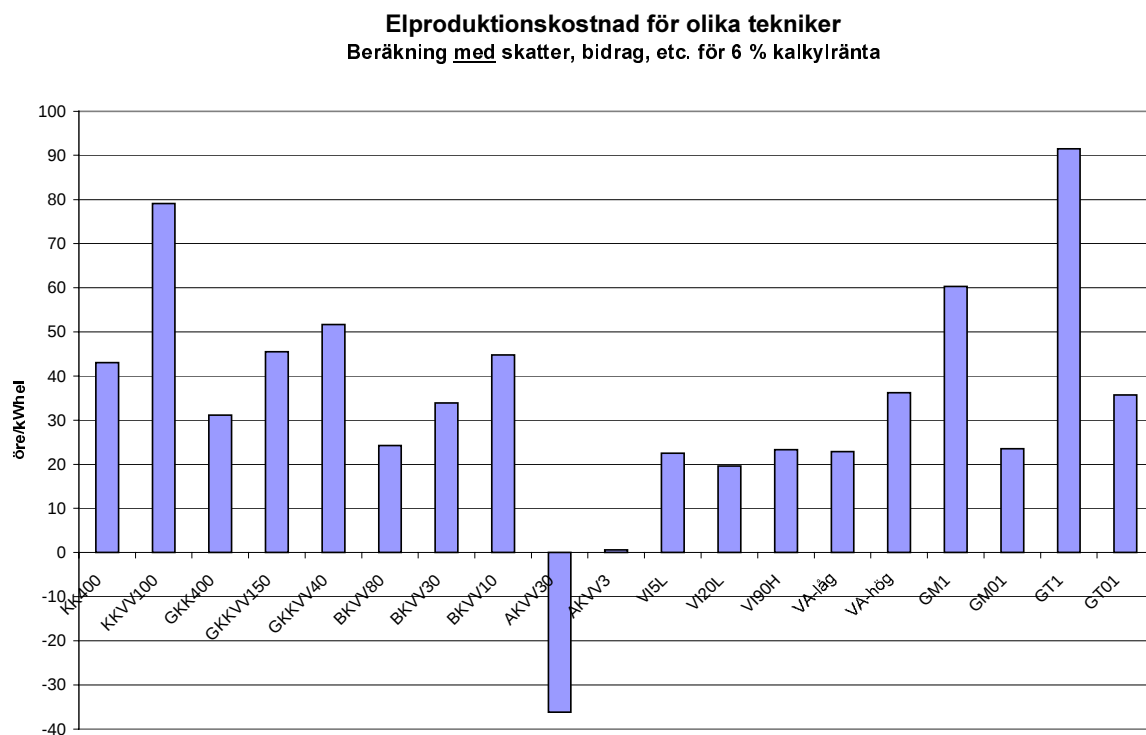
ANLÄGGNING		EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD öre/kWh vid 6 % ränta		
			Utan skatter, avgifter och bidrag	Med skatter, avgifter och bidrag	Med skatter enligt förslag till ny KV- beskattning
Gasmotor	GM1	1	39,2	60,3	44,2
Gasturbin	GT1	1	44,6	91,5	55,5
Gasmotor	GM01	0,1	23,6	23,5	1,5
Gasturbin	GT01	0,1	32,0	35,7	9,9

Tabell 4.13. Beräknad elproduktionskostnad för småskaliga naturgasbaserade anläggningar.

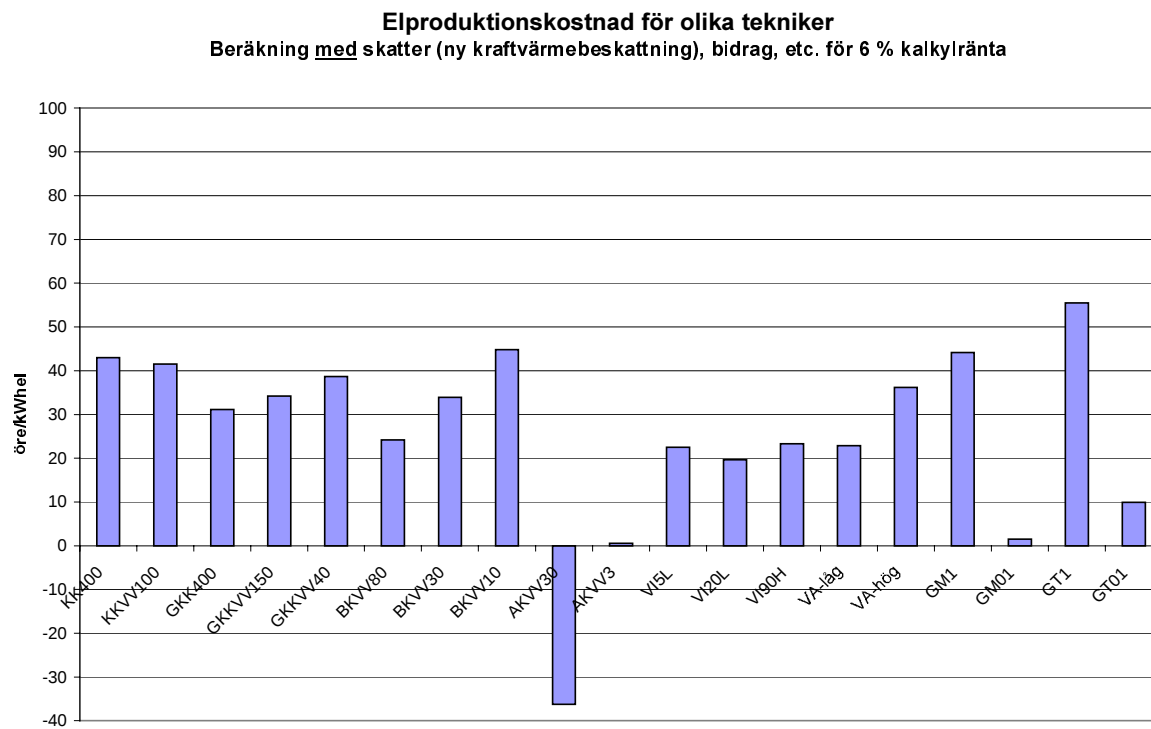
Beräkningsresultaten presenteras även i diagram (figur 4.2–4.5) på de följande sidorna.



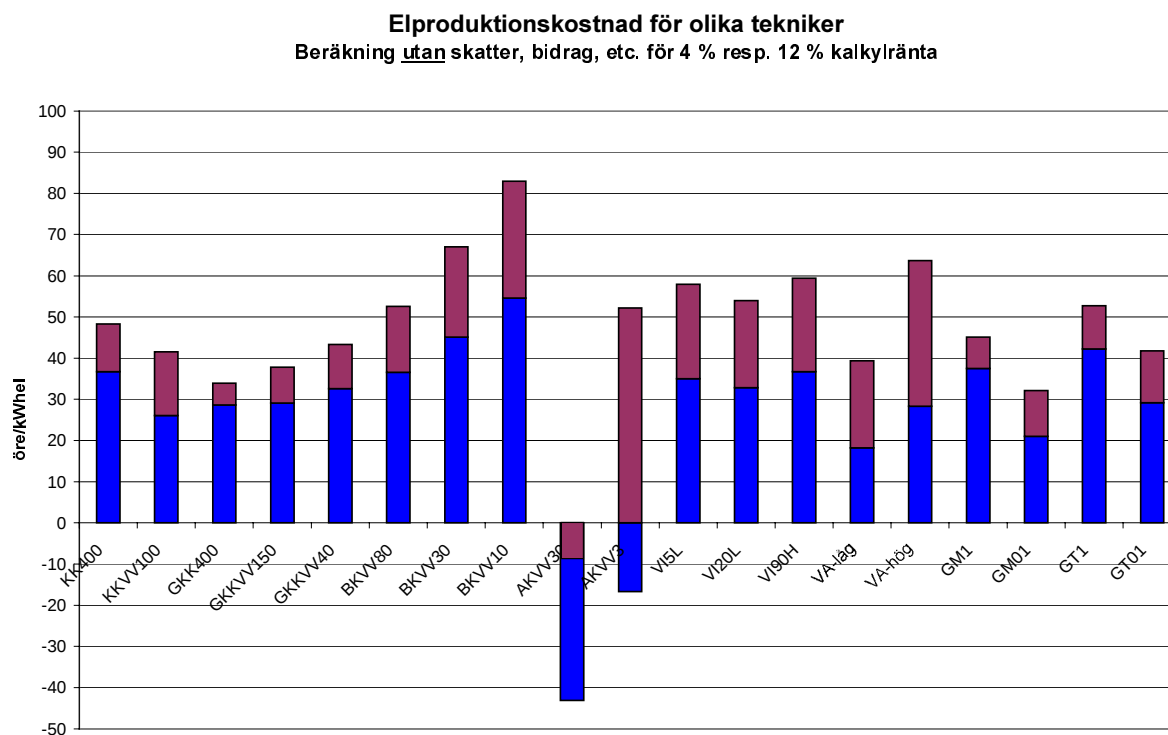
Figur 4.2. Elproduktionskostnad för teknik som används idag, utan skatter etc.



Figur 4.3. Elproduktionskostnad för dagens alternativ med skatter etc.



Figur 4.4. Elproduktionskostnad för dagens alternativ med förslag till ny kraftvärmebeskattning.



Figur 4.5. Elproduktionskostnad för teknik som används dag, vid 4 % respektive 12 % kalkylränta.

4.3.3 Kommentarer till beräkningsresultaten

En generell kommentar är att produktionskostnaden för de biobränsleeldade kraftvärmeanläggningarna är starkt beroende av anläggningsstorleken.

Beräkning utan skatter, avgifter och bidrag (Figur 4.2)

Lägsta produktionskostnaden ger den stora avfallsanläggningen, vilken ger negativ elproduktionskostnad, beroende på den höga mottagningsavgiften på avfall, d.v.s. en intäkt för bränslet. Högst kostnad uppvisar de biobränsleeldade kraftvärmeanläggningarna.

De småskaliga kraftvärmeteknikerna (gasmotor och mikroturbin) ger relativt låg elproduktionskostnad, främst till följd av hög värmekreditering och stor värmeproduktion (lågt alfa-värde).

Noterbart är även att skillnaden mellan de olika vindalternativen är förhållandevis liten, med en fördel för den större landbaserade parken. Skillnaden jämfört med den mindre landbaserade parken kommer bli större om kostnaden för anslutning till elnät medtas.

Beräkning med skatter, avgifter och bidrag (Figur 4.3)

Lägst produktionskostnad ger den stora avfallsanläggningen, vilken ger negativ elproduktionskostnad beroende på den höga mottagningsavgiften på avfall, d.v.s. en intäkt för bränslet. Högst produktionskostnad uppvisar nu kolbaserad kraftvärme och de naturgaseldade 1 MW-anläggningarna eftersom den del av bränslet som går till värmeproduktionen beskattas.

Beräkning med skatter, avgifter och bidrag vid föreslagen kraftvärmebeskattning (Fig. 4.4)

En förändring av kraftvärmebeskattningen gynnar de naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna så att elproduktionskostnaden för kombi-cyklerna blir i samma storleksordning som för de biobränsleeldade anläggningarna. Även kolkraftvärme och de småskaliga anläggningarna (naturgaseldade) gynnas kraftigt. Övriga anläggningstyper påverkas ej.

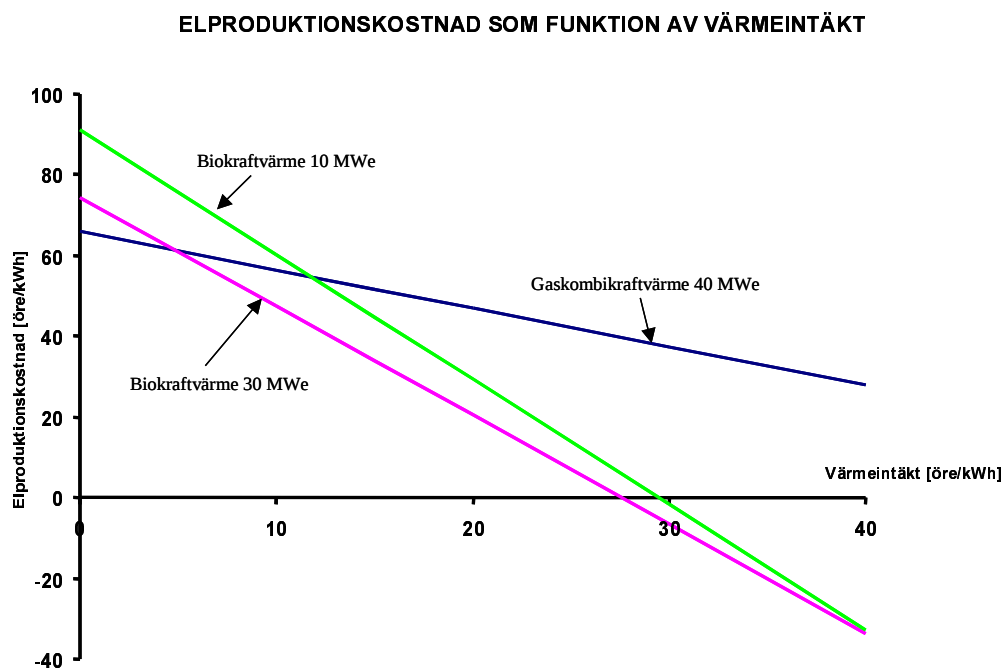
Beräkning med olika värden på kalkylräntan (Figur 4.5)

Generellt kommer anläggningar med höga specifika investeringskostnader, t.ex. de mindre kraftvärmeanläggningarna för biobränsle och avfall, att ge höga elproduktionskostnader vid höga räntenivåer.

4.3.4 Kraftvärmeanläggningar

Produktionskostnaden för en kraftvärmeanläggning presenteras också som elproduktionskostnad som funktion av värmeintäkten i diagramform. I samma diagram kan även värmeproduktionskostnaden för ett givet elpris avläsas. I diagram,

Figur 4.6, visas som exempel resultatet av en beräkning med skatter etc. (6% ränta) för tre kraftvärmeanläggningar: gaskombi 40 MW_e samt biokraftvärme 30 MW_e respektive 10 MW_e. Ur diagrammet kan utläsas vilken teknik som ger lägst elproduktionskostnad vid olika värden på producerad värme.



Figur 4.6. Elproduktionskostnad som funktion av värmeintäkten.

4.4 Beräkningar för vidareutvecklad och intressant ny teknik

4.4.1 Förutsättningar

Beräkningarna har gjorts för ett fall utan skatter, bidrag etc med 6% real ränta. Hänsyn har tagits till rörlig värmekreditering (15 öre/kWh_{värme} resp. 30 öre/kWh_{värme}) för kraftvärmealternativen. Utöver de anläggningsspecifika förutsättningarna är beräkningarna baserade på samma uppgifter (bränslepriser, ränta etc.) som för dagens teknik. De anläggningar som beräknats är:

- Biobränsleeldad ångcykel 30 MW_{el}
- Gaskombikraftvärme 150 MW_{el}
- Vindkraft 500 MW_{el}
- Naturgaseldad våt gasturbincykel, 80 MW_{el} i kraftvärme
- Biobränsleeldad stirlingmotor, 0,1 MW_{el} i kraftvärme
- Solceller
- Naturgasdriven polymerelektrolytbränslecell, PEFC, 0,25 MW_{el} i kraftvärme

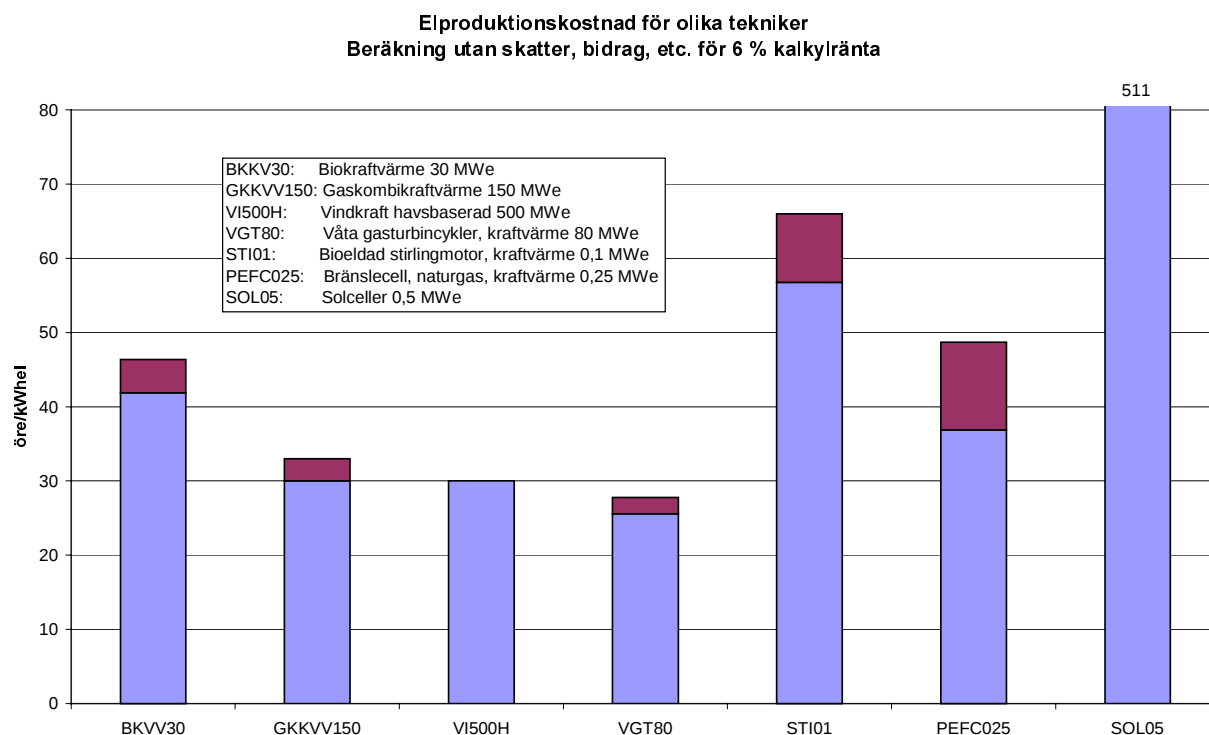
De nya anläggningstyperna finns inte fördefinierade i modellen men kan beräknas genom att applicera indata från Tabell 4.9 - Tabell 4.11 och detta har gjorts för våta gasturbiner samt för solceller, PEFC och stirlingmotorn. För vindkraft har en separat beräkning gjorts för en havsbaserad park med 100 st 5 MW-vindkraftverk. Följande indata används.

- | | |
|---------------------------------|------------------------|
| • Diameter | 115 meter |
| • Avskrivningstid | 20 år |
| • Ränta | 6% |
| • Medelvind | 9,0 m/s. |
| • Formfaktor | 2,0. |
| • Investeringskostnad | 4300 kr/m ² |
| • Parkverkningsgrad | 0,9 |
| • Tillgänglighet | 0,97 |
| • Verkningsgrad i elförbindelse | 0,97 |
| • Netto utnyttjningstid | 3 100 timmar |
| • DoU | 5 öre/kWh |

Baserat på dessa data erhålls en elproduktionskostnad på 30 öre/kWh, vilket redovisas i Figur 4.7.

4.4.2 Resultat

Ur Figur 4.7 framgår den förväntade högsta respektive lägsta elproduktionskostnaden för utvecklade och nya tekniker. Det ska påpekas att endast förändringar i anläggningsprestanda/kostnader ingår i beräkningarna, och således inte ändrade bränslepriser etc.



Figur 4.7. Elproduktionskostnad för vidareutvecklade tekniker och intressant ny teknik, utan skatter etc. (6% real kalkylränta). Presenterade intervall speglar osäkerheter i investeringsnivån.

4.4.3 Kommentarer till beräkningsresultaten

Lägst produktionskostnad ger våta gasturbiner, i nivå med dagens större anläggningar. I samma storleksordning hamnar den havsbaserade vindkraften som år 2015 bedöms få en väsentligt lägre produktionskostnad än dagens anläggningar. Detta beror till stor del på en lägre investering, men även på lägre DoU-kostnader.

Solceller ger klart högst produktionskostnad.

Vid en beräkning med skatter och bidrag etc. förändras det inbördes förhållandet mellan teknikerna kraftigt. T.ex. halveras produktionskostnaden för vindkraft (t.f.a. elcertifikat 15 öre/kWh) samtidigt som de våta gasturbinerna får en högre kostnad. Även resultatet för stirlingmotorn påverkas kraftigt vid beräkning med skatt till följd av hög värmekreditering.

För en kraftvärmeanläggning är elproduktionen beroende av värmeunderlagets storlek, d.v.s. värmebehovet är styrande för anläggningens dimensionering, vilket innebär att en anläggning med hög elverkningsgrad producerar mer el på det givna värmeunderlaget än en anläggning med sämre elverkningsgrad. Detta leder till att en teknik med högre elproduktionskostnad uttryckt i öre/kWh kan vara mer lönsam än en anläggning som uppvisar en lägre kostnad beroende på att mer el produceras, d.v.s. volymen är en parameter som också måste beaktas.

5 Slutsatser

Följande slutsatser kan dras från den genomförda utredningen:

- Avregleringen har inneburit en hårdnande konkurrens inom energibranschen. Detta kan minska möjligheterna att satsa på ny teknik, speciellt om det är förenat med större investeringar och risktagande.
- Naturgasbaserade gaskombianläggningar ger en låg elproduktionskostnad (utan skatter, bidrag, etc.) jämfört med övriga alternativ. För att de ska kunna vara konkurrenskraftiga förutsätts att naturgas finns tillgängligt till ett konkurrenskraftigt pris.
- Deponiskatter och andra miljöavgifter, samt kommande förbud mot att deponera brännbart avfall, gör att avfallsförbränning sannolikt ökar, även i liten skala. Avfallsbaserad el kan därmed bli ett viktigare utvecklingsområde. En införd förbränningsskatt kan komma att höja den indikerat låga elproduktionskostnaden.
- Ny vattenkraft kan med de mest gynnsamma förutsättningarna ge relativt låga elproduktionskostnader. Utbyggnadspotentialen vid idag gällande politiska beslut är dock mycket begränsad.
- Förnybara energislag som vindkraft och storskalig biokraftvärme är konkurrenskraftiga alternativ jämfört med fossilbaserad produktion med nuvarande och föreslagna skatte- och certifikatsystem.
- Små naturgaseldade anläggningar blir konkurrenskraftiga om de, som antagits här, ersätter naturgasbaserad värmeproduktion (hög värmekreditering). De skulle även gynnas av den föreslagna förändringen av kraftvärmebeskattningen.

6 Referenser

1. Brink K-E. m.fl., 1999. *Avancerade ångdata för bibränsleeldade ångprocesser*. Rapport KME-01, Konsortiet för Materialteknik för termiska Energiprocesser, ett samarbetsprojekt mellan Sycon Energikonsult, Stockholm Energi, Kvaerner Pulpning, ABB STAL och Chalmers Tekniska Högskola.
2. Kjaer S., 1996. *Status and future of advanced PF power plants*, Energy Conversion and Management Vol. 37, Nos 6-8, s. 897-902. Elsevier Science Ltd.
3. NUTEK, 1997. *Klimatrapport 1997*. Rapport 1997:29, NUTEK, Stockholm, ISRN NUTEK-R—97/29—SE.
4. Naturvårdsverket, 1999. *Hållbar energiframtid?: långsiktiga miljömål med systemlösningar för el och värme: slutrapport från SAME-projektet*. Rapport 4965, Naturvårdsverket, Stockholm, ISBN 91-620-4965-8.
5. Energimyndigheten, 1998. *Energiläget 1998*. Stockholm.
6. Nakicenovic N., Grübler A. och McDonald A., 1998. *Global energy perspectives*. Cambridge University Press, ISBN 0-521-64569-7.
7. OECD, 1998. *Projected costs of generating electricity*. OECD, Paris, ISBN 92-64-16162-7.
8. Unipede, 1997. *Electricity generating costs for thermal and nuclear plants to be commissioned in 2005*. Ref.: 06011Ren9743, Unipede, Paris.
9. Energistyrelsen, 1995. *Danmarks Energifremtider*. Miljø & Energiministeriet, Energistyrelsen, Köpenhamn, ISBN 87-7844-027-0.
10. Energimyndigheten, 1999. *Prisblad för bibränslen, torv m.m.* Nr 1/2003.
11. World Energy Council, 1993. *Energy for tomorrow's world*. St. Martin's Press Inc., New York, ISBN 0-312-10659-9.
12. World Energy Council, 1994. *New renewable energy resources*. Kogan Page Limited, London, ISBN 0 7494 1263 1.
13. ELSAM, 1999. *Advanced ("700°C") PF Power Plant*.
<http://www.elsamprojektet.dk/700>
14. Chiesa P. m.fl., 1993. *Predicting the ultimate performance of advanced power cycles based on high temperature gas turbine engines*. ASME paper 93-GT-223.
15. Dalla Betta R.A. m.fl., 1997. *Development of a catalytic combustor for heavy-duty utility gas turbine*. Transactions of the ASME, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, October 1997, Vol. 119, s. 844-851.
16. Energimyndigheten, 1999. *Termiska processer för elproduktion*. Programbeskrivning, ER 2:1999, ISSN 1403-1892.
17. *Advanced Turbine Systems – The Next Generation of Gas Turbines*,
<http://www.fe.doe.gov>
18. Ridell B., 1999. Personlig kommunikation. Sycon Energikonsult AB, Malmö.
19. Gröndalen O., 1998. Personlig kommunikation. Sycon Energikonsult AB, Malmö.
20. Stambler I., 1996. *CHAT technology at 54,7% efficiency, \$350/kW ready for commercial demo*. Gas Turbine World, May-June 1996, s. 36-43.
21. Holmberg P. 1999. *Polymerelektrolytbränsleceller (PEFC) – En översikt av aktörer och utvecklingsläge*. Bränsleceller – 2/99, Elforsk projekt 2058, Elforsk AB, Stockholm.

-
22. Vattendragsutredningen, 1996. *Omtankar om vattendrag*. SOU 1996:155, Fritze, Stockholm, ISBN 91-38-20401-0.
 23. Scott D., 2001. *Improving the competitiveness of next generation coal-fired plants*. IEA Coal research. ISBN 92-9029-365-9.
 24. Goidich S. & Lundqvist R., 2002. *The utility CFB boiler*. Foster Wheeler. Presenterad vid PowerGen Europe 2002.
 25. Energimyndigheten, 2002. *Energiläget 2002*. Stockholm.
 26. O'Keefer L. & Sturm K., 2002. *Clean coal technology options – a comparison of IGCC vs. pulverized coal boilers*. ChevronTexaco. Presenterad vid Gasification Technologies 2002 Conference, San Fransisco.
 27. Department of Energy, 2002. *Wabash River coal gasification repowering project: A DOEassessment*. DOE/NETL-2002/1164.
 28. Carlsen H., 2003. DTU. Personlig kommunikation
 29. Kron P., 2003. Vattenfall Utveckling. Personlig kommunikation.
 30. Department of Energy, 2003. <http://www.eia.doe.gov>. Energy Information Administration, U.S. DoE.
 31. Brogren M., 2002. SolEl 00-02 Konferensbevakning. Elforsk rapport 02:35.
 32. Eriksson L., 2002. *Svenska solceller ska bli ny industri*. Ny teknik, 021030
 33. Karlsson T., 2003. Vattenfall Utveckling. Personlig kommunikation.
 34. ALSTOM, 2003. www.power.alstom.com.
 35. Amnell G., 2003. Vattenfall Utveckling. Personlig kommunikation.
 36. SCB, 2003. *Tillförsel och användning av el åren 1994-2001 (GWh)*. Tabell på www.scb.se/statistik
 37. Energimyndigheten, 2002. *Energiläget 2002*. ET 18:2002.
 38. Biobränslekommissionen, 1992. *Biobränsle för framtiden*. SOU 1992:90.
 39. Vindkraftsutredningen, 1988. *Läge för vindkraft*. SOU 1988:32.
 40. Nordleden rapport 2001:3. *Gemensamma beräkningsförutsättningar – första utgåvan*, juni 2001
 41. Energimyndigheten, 2002. *Elmarknaden 2002*. ET 9:2002.
 42. Elcertifikatsutredningen, SOU 2001:77.
 43. *Gas Turbine World 2001-2002 Handbook*. ISSN 0747-7988.
 44. DoE (Department of Energy) hemsida
 45. ABB Power Systems Ludvika, hemsida för "HVDC light"
 46. Carl Bro Danmark, Fundamentsexpert Helge Gravesen
 47. Enercon
 48. Nordex
 49. www.windpower.org, "Regneark til energiberegning"
 50. Mätresultat från SMHI, referens Roland Krieg.
 51. Hans Bergström, Institutionen för geovetenskaper, meteorologi, Uppsala universitet
 52. Falkenberg Energi, Birgitta Gustavsson
 53. Barnett A. et al, 2003. *Solar electric power - U.S. photovoltaic industry roadmap*.
 54. Elforsk, 2003. *Programbeskrivning för SolEl 03-07*.
 55. Pålsson M., 2003. Institutionen för Värme- och kraftteknik, LTH. Personlig kommunikation.
 56. Hardell R., 2000. *El från havsförlagda vindkraftverk*. Elforsk Rapport 00:22.

Bilaga A: Teknik för elproduktion – beskrivning

I denna bilaga redovisas tekniska beskrivningar och generella prestanda för de studerade teknikalternativen.

A.1 Biobränsle, ångcykel, kraftvärme

Principiell uppbyggnad

En Rankine cykel, eller ångcykel, är en termodynamisk energiomvandlingsprocess som i sin enklaste form består av endast fyra principiella komponenter, ångpanna, turbin, kondensor och vattenpump.

Det är temperaturnivån i kondensorn som bestämmer sluttrycket för ångans expansion och den är därför en viktig parameter för hur mycket mekaniskt arbete som kan tas ut per kilo ånga. Vid en kraftvärmeapplikation nyttiggörs värmets i kondensorn för fjärrvärmeproduktion. Temperaturen på det utgående kylvattnet, framledningstemperaturen, behöver då vara cirka 70-90°C beroende på årstid och fjärrvärmesystem. Det ger ett mättnadstryck i intervallet 0,37-0,82 bar i kondensorn. Vid en applikation för enbart elproduktion, (kondenskraftverk) erhålls betydligt lägre mättnadstryck i kondensorn, ett typiskt värde är 0,04 bar, och det bestäms i princip av kylvattnets (i Sverige havsvattnets) temperatur, vilket kan variera något med årstiderna.

För att öka den termiska verkningsgraden införs ytterligare komponenter. Ett antal värmeväxlare i form av förvärmare införs där kondensatet, eller matarvattnet, värms till lämplig temperatur före pannan. På varma sidan i förvärmarna används avtappningsånga från turbinen. Mellanöverhettning är också termodynamiskt gynnsam och innebär att ångan först expanderar till ett visst tryck, cirka 1/4 - 1/5 av begynnelsestrycket, därefter överhettas den åter i pannan före expansionen till sluttrycket. Mellanöverhettningen höjer medeltemperaturen för det värme som tillförs ångcykeln och innebär även att ångtrycket kan höjas kraftigt utan att problem med höga fukthalter erhålles i turbinens sista steg. Den verkliga cykelkonfigurationen i ett enskilt fall bestäms av en teknisk/ekonomisk optimering. Generellt gäller att större anläggningar får en mer avancerad ångcykel och därmed högre termisk verkningsgrad.

Pannorna för biobränsle är idag ofta av typen BFB (Bubblande Fluid Bädd) eller CFB (Cirkulerande Fluid Bädd). Bäddmaterialet består huvudsakligen av sand som hålls fluidiserande med hjälp av inblåst förbränningsluft. I fallet CFB är lufthastigheten så stor att bädden kommer i cirkulation. Bäddmaterialet och eventuellt oförbrända partiklar avskiljs från rökgasen i cyklonen och återförs till eldstadens nedre del. Pannan innehåller interna värmeväxlare som luftförvärmare, ekonomiser, förångare och överhettare. Utläggningen av dessa värmeväxlare utmed pannans stråk kan variera i det enskilda fallet.

Tvåfasströmningen, det vill säga vatten och ånga, genom förångartuberna utförs ofta med själv-cirkulation. De två faserna, vatten och ånga, separeras i ångdomen. För de högre ångtrycken tillämpas tvångscirkulation och för överkritiska tryck används genomströmningspannor.

Systemen för bränslehanteringen är generellt omfattande för en biobränsleeldad anläggning. Det kan innehålla en lagerbyggnad, ett flertal silos och olika typer av transportörer. Investeringskostnaden för systemen kan utgöra cirka 10% av hela anläggningskostnaden. I följande avsnitt presenteras typiska exempel på cykelkonfiguration, panntyp och ångdata för de tre storlekar som behandlats i föreliggande rapport.

Anläggningens rökgasrening är viktig och den måste anpassas till de villkor för kväveoxid- och stoftutsläpp som gäller i det enskilda fallet. Utrustningen för rökgasreningen består vanligtvis av ett elektrofilter för avskiljning av stoft. Beroende på hur hårda kväveoxidvillkor som ställs för en anläggning krävs antingen ett SNCR-system (selective non-catalytic reduction) eller en SCR.

Generella prestanda

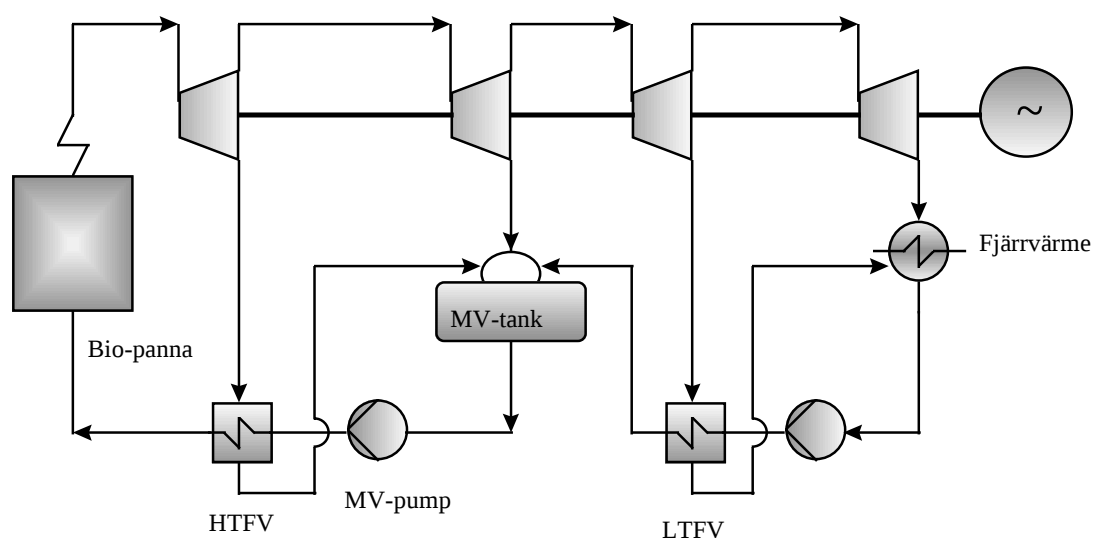
I en tidigare svensk förstudie [1] har de teknisk/ekonomiska förutsättningarna för att höja ångdata vid biobränsleeldade anläggningar studerats. I samma studie presenteras även typiska prestanda för dagens anläggningar. De storlekar som studerats är 10 MW_e, 30 MW_e och 80 MW_e. Kravet på NO_x emission antogs vara 50 mg/MJ och att det kan uppfyllas med ett SNCR system. Bränsleutnyttningen, som ibland kallas för totalverkningsgraden, är ganska oberoende av storlek och ångdata. För de studerade anläggningarna förutsattes inte rökgaskondensering vilket innebär att totalverkningsgraden blir 88-89%.

Rökgaskondensering är idag lönsamt för våta biobränslen och med kondenseringen kan totalverkningsgraden ökas väsentligt. Totalverkningsgraden beror på fukthalten på biobränslet (då bränslets lägre värmevärde används) och på fjärrvärmevattnets returtemperatur. Vid 45% fukthalt på biobränslet och en antagen returtemperatur på 50°C kan totalverkningsgraden bli cirka 105%. Används dessutom uppfuktning och förvärmning av förbränningsluften kan totalverkningsgraden ökas till cirka 113 %. Den extra energin tas från rökgasen i form av sensibelt och latent värme vilket innebär att rökgasens tillstånd före skorsten är cirka 35°C med fukthalten 5%.

I föreliggande utredning förutsätts rökgaskondensering. För en ny kraftvärmeanläggning är värmebehovet den styrande parametern för anläggningens storlek. Rökgaskondensering innebär att alfa-värdet (förhållandet mellan eleffekten och fjärrvärmeeffekten) minskar och därmed minskar elproduktionen ett för givet värmebehov.

Storlek 10 MW_e

Denna storlek är uppbyggd av en biobränsleeldad panna och en ångturbin med tre avtappningar, en till matarvattentanken (MV-tanken), en till lågtrycksförvärmaren (LTFV) och en till högtrycksförvärmaren (HTFV), se figur 1. Fler förvärmare skulle vara termodynamiskt gynnsamt men är inte tekniskt/ekonomiskt lönsamt. En mellanöverhettning i den här storleken anses inte ekonomiskt lönsam då kostnaderna för turbinen och pannan ökar. Pannan kan vara av typen BFB eller CFB och strömningen genom förångartuberna sker genom självirkulation.

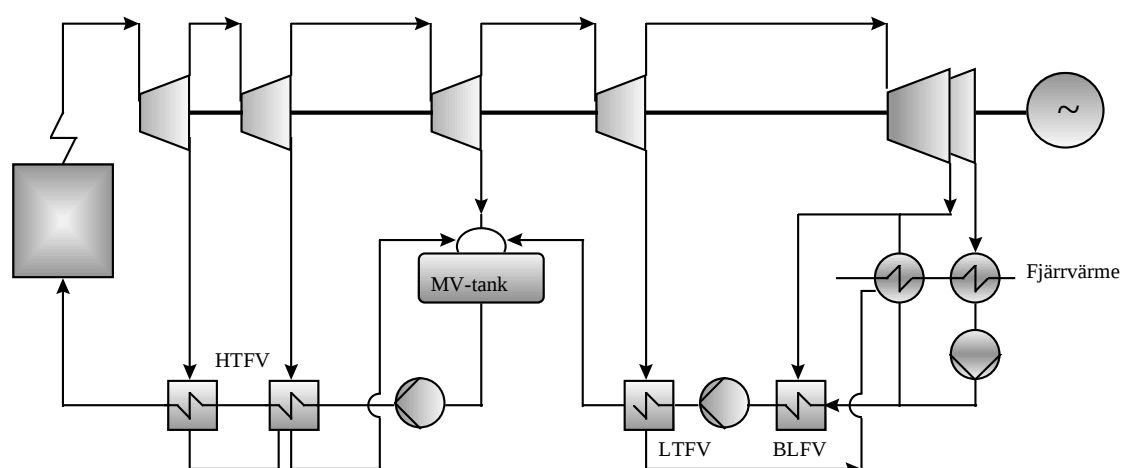


Figur 1. 10 MW_e-processen.

Typiska ångdata (vid turbininloppet) med dagens teknik är 90 bar och 520°C. Netto el-verkningsgrad är 27% och alfa-värdet med rökaskkondensering är cirka 0,31-0,35.

Storlek 30 MW_e

Vid denna storlek har ångcykeln ofta två HTFV, en MV-tank, en LTFV samt en blandnings-förvärmare (BLFV), se figur 2. Den sistnämnda blandar kondensatet från de två kondensor-delarna vilka arbetar med olika tryck och värmelast. En uppdelning av kondensorn i två steg är gynnsam eftersom en del av ångan kan expandera till ett lägre sluttryck. Ej heller för denna storlek anses mellanöverhettning tekniskt/ekonomiskt lönsamt. Pannan kan vara av typen BFB eller CFB och strömningen genom förångartuberna sker genom själv-cirkulation.

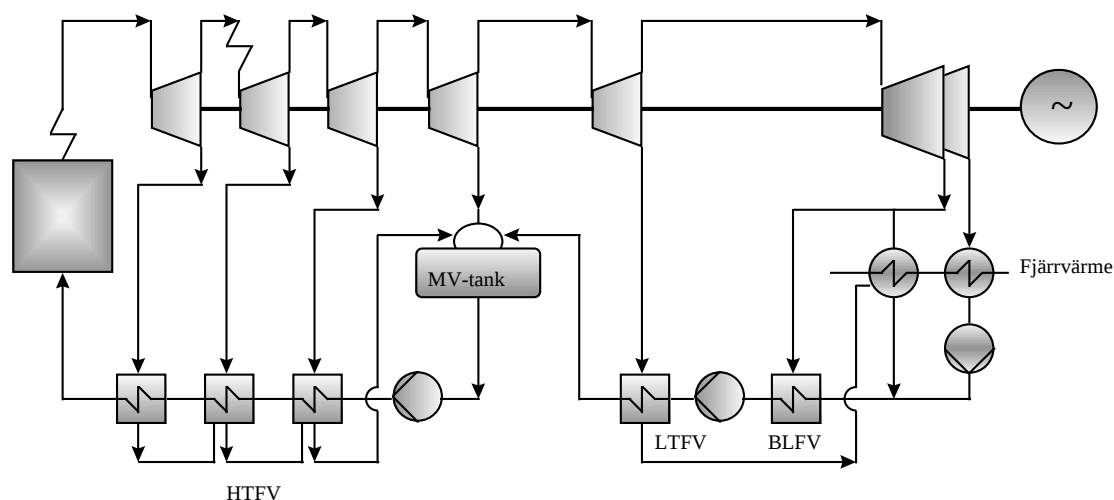


Figur 2. 30 MW_e-processen

Typiska ångdata med dagens teknik är 120 bar och 540°C. Netto elverkningsgrad är 30% och alfa-värdet med rökgaskondensering är 0,36-0,40.

Storlek 80 MWe

Storleken 80 MWe får anses tillhöra den övre storleksklassen vid bibränsleeldning. Ångcykeln kan ha tre HTFV, en LTFV, en BLFV och två kondensordelar, se figur 3. För den här storleken är mellanöverhettning tekniskt/ekonomiskt lönsamt. Pannan kan vara av typen CFB och strömningen genom förångartuberna sker genom självckirkulation eller tvångckirkulation.



Figur 3. 80 MWe-processen

Ångdata med dagens teknik kan vara 160 bar och 540°C. Ångtemperaturen efter mellanöverhettningen är också 540°C. Netto elverkningsgrad är 34% och alfa-värdet med rökgaskondensering är 0,43-0,48.

A.2 Avfall, ångcykel, kraftvärme

Principiell uppbyggnad – panna – rökgasrening

Avfall från hushållen har ett energiinnehåll på ca 11 MJ/kg, alltså något högre än vanligt bibränsle. Hushållsavfallet består till ca 85% av organiskt förnyelsebart material, som kan klassas som bibränsle. Övrigt material är fossilt, till exempel plaster. Sortering av avfallet kan ske i olika omfattning, till exempel utsortering av brännbart material. Även om avfallet är källsorterat kan krävas en ytterligare sortering för att säkerställa fraktionen.

Genom sortering erhålls en mer homogen bränslefraktion, vilket förbättrar driftförutsättningarna med avseende på till exempel tillgänglighet, reglerbarhet med mera. Sortering innebär vidare en något enklare anläggning avseende såväl bränslehantering som förbränning. Även rökgasreningen kan påverkas beroende på i vilken omfattning sortering sker.

I gengäld är det rimligt att anta att ju bättre sorterat avfallet är, desto mindre intäkt får anläggningsägaren för mottaget avfall. I föreliggande rapport förutsätts i huvudsak massförbränning av avfall, det vill säga anläggningen är konstruerad för blandat (osorterat) hushållsavfall.

Den vanligaste tekniken för avfallsförbränning är rosterteknik. Även fluidiserade bäddar förekommer, men i mindre utsträckning. Roterande ugnar används oftast till förbränning av farligt avfall.

Det finns olika utformningar av rostern, till exempel framåtskjutande rost, bakåtskjutande rost, vipprost, med flera. Gemensamt för alla är att avfallet matas framåt på ett antal parallella rosterstavar, under tiden som det fördelas och omblandas för en gynnsam förbränning.

Förbränningsluften tillförs i olika zoner. Primärluft tillförs under rostern och högre upp i ugnen sekundärluft och ibland tertiärluft. Placeringen av dysorna som blåser in luften, storleken på dem, och inblåsningsriktningen är viktiga faktorer för omblandning och slutförbränning av förbränningsgasen. Förbränningen sker vid ca 850°C. Hög temperatur, samt tillräcklig uppehållstid och turbulens krävs för fullständig utbränning. Då avfall är ett inhomogent bränsle ställs därför mycket höga krav på processtyrningen. Gaserna kyls ned till omkring 150-200°C innan rökgasreningen, i en panna som består av ett eller flera stråk.

Rökgasreningen kan delas in efter hur de olika ämnena i rökgasen reduceras. Rening eller reduktion av kolmonoxid och TOC sker i pannan genom styrd förbränning. NO_x reduceras alternativt i pannan med hjälp av SNCR (selektiv icke katalytisk reduktion) genom insprutning av ammoniak eller SCR (selektiv katalytisk reduktion) där ammoniak sprutas in före en katalysator som är placerad efter rökgasreningen. SNCR är betydligt billigare att installera än SCR men är inte lika effektiv vilket innebär att SNCR är bästa valet om kvävehalten i bränslet är under ca 1 % av TS, medan SCR måste väljas om kvävehalten i bränslet är högre än 1 %. SCR ger även en reduktion av dioxiner i rökgasen.

Övriga ämnen reduceras i rökgasreningen efter pannan. Nedan visas ett antal reningstekniker och kombinationer av dessa som klarar kraven.

1. Torr teknik, injektion av bikarbonat och aktivt kol före slangfilter.
2. Torr teknik, injektion av kalk och aktivt kol före slangfilter med konditionering av rökgasen med vatten.
3. Torr teknik, injektion av kalk och aktivt kol före slangfilter. Våt teknik, rökgaskondensor.
4. Torr teknik, injektion av kalk och aktivt kol före slangfilter. Våt teknik, polerskrubber.
5. Torr teknik, slangfilter eller elektrofilter. Våt teknik, sur och basisk skrubber. Torr teknik, slangfilter med injektion av aktivt kol.

Vilken reningsteknik eller kombination av reningstekniker som väljs beror på lokala förhållanden. Torr teknik med injektion av bikarbonat är den investeringsmässigt klart billi-

gaste tekniken, men eftersom kostnaden för bikarbonat är hög är den bara intressant för bränslen med låga halter av klor och svavel. Den senaste generationen av torr teknik med kalkinjektion före slangfilter samt konditionering av rökgasen ger en rökgas som inte måste återvärmas och är det investeringsmässigt näst billigaste och det fördelaktigaste alternativet om det inte är möjligt att installera en rökgaskondensor. För att det skall vara motiverat att välja den kombination av reningsteknik som vanligen kallas våt rening (5 ovan) måste det vara möjligt att släppa ut det klor som har avskiljts med avloppsvattnet, varvid deponikostnaden för rökgasreningsprodukten blir klart lägre.

Det ställs mycket höga miljökrav vid avfallsförbränning, vilket innebär att avancerad rökgasreningsutrustning erfordras. Rökgasreningen kan vara antingen torr eller våt, eller bestå av en kombination av båda teknikerna.

Torr rening består av ett textilt spärrfilter i kombination med injicering av en absorbent, oftast kalkbaserad. Absorbenten injiceras i en reaktor, och reagerar med de olika föroreningarna i rökgasen. Produkten avskiljs därefter effektivt i slangfiltret. Sura komponenter i rökgasen reagerar med absorbenten och bildar kalciumsalter samt vattenånga. Metallerna, som förångas vid förbränningen, kondenseras vid nedkylningen i pannan på stoftpartiklarna i rökgasen, och avskiljs i spärrfiltret. Bland annat kvicksilver utgör ett undantag då den befinner sig i gasform även efter pannan. Tillsats av natriumsulfid gör att kvicksilvret omvandlas till fast form. Dioxiner har visat sig bindas till stoftet som finns i gasen genom absorption, och torr rökgasrening är därför effektiv även för dioxinavskiljning. Denna effekt kan förstärkas genom tillsats av aktivt kol. Torr rening fungerar bäst för avskiljning av stoft, dioxiner och tungmetaller. Man kan även nå höga avskiljningsgrader för sura komponenter, men då krävs tillsats av stora mängder absorbent, vilket är dyrbart, och ofördelaktigt ur restproduktsynvinkel.

Våt rening innebär att rökgasen tvättas i en kolonn eller en skrubber. En del våta system kylvärmer rökgaserna till kondensering. På så sätt erhålls bättre reningsgrad, samtidigt som energin som finns lagrad i rökgasen i form av förångat vatten kan tas tillvara. För optimal prestanda, finns ibland två tvättsteg med olika pH-värden, då pH beroendet är stort för lösligheten för till exempel svaveldioxid. Nedkylningen av rökgaserna för kondensering sker indirekt, via någon form av värmväxlare, eller i direkt kontakt med vatten. För att alla komponenter ska kondensera ut, måste rökgasen kylas ned till runt 40°C. Innan rökgasen släpps ut igen måste den då återvärmas. Kondenseringssteget är ofta kopplat till fjärrvärmenätet med en värmepump. Sura komponenter, framför allt väteklorid avskiljs mycket effektivt med våt rening. Avskiljningsgraden för dioxiner är lägre.

De olika reningsstegen, våt och torr som beskrivits ovan, kan kombineras på många olika sätt. Även andra steg förekommer, till exempel elektrofilter, som ibland placeras före både våt och torr rening som ett första grovt stoftavskiljningssteg.

Det oförbrända slagget faller ned från rostern och samlas upp. Efter nedkylning sker sedan ibland en sortering på metaller med hjälp av en magnet. I dag deponeras oftast slagget.

Rökgasreningsprodukterna klassas som farligt avfall, och deponeras under säkra former. Ibland stabiliseras askan på något sätt innan deponering. Kondensatet från våt rökgasrening renas, och slammet behandlas på samma sätt som de torra rökgasreningsprodukterna.

Prestanda

Avfallsförbränningsanläggningar har vanligen låga ångdata, då det finns risk att överhettarna annars utsätts för högttemperaturkorrosion. En orsak till detta fenomen är det höga kloridinnehållet. En annan orsak är att det är svårt att undvika områden där rökgaserna inte bränns ut fullständigt. Den reducerande miljö som då uppstår påskyndar korrosionen genom att skyddande oxidskikt bryts ned. Som en följd av begränsade ångdata är det svårt att uppnå högre alfa-värden än 0,3. Vanliga ångdata är 40 bar / 400°C.

Tabell 1 nedan visar vilken avskiljningsgrad som generellt kan uppnås med våt, torr, respektive kombinerad våt och torr rökgasrening för några komponenter.

Reningsprincip	Våt	Torr	Våt + Torr
Stoft	40-87%	98%	99,8%
Väteklorid	97%	98%	99,8%
Svaveldioxid	10% (*)	88%	97%
Kvicksilver	80-94%	95%	96%
Dioxiner	30-60%	99,5%	99,8%

(*) Om pH-justering tillämpas i en del av det våta steget är avskiljningsgraden för svaveldioxid nära 100 %.

Tabell 1. Prestanda för olika typer av rökgasrening. (Källa: Uppsala Energi)

A.3 Stenkol, ångcykel

Kondens 400 MW_e

Kolpulvereldade kondenskraftverk är kommersiell teknik för den här storleksklassen. Principen för ångcykeln är i grunden samma som beskrivits ovan. Vid så stora anläggningar får ångcykeln en avancerad konfiguration. Cykeln innehåller upp till tio förvärmare och dubbel mellanöverhettning. Kolpulvereldade anläggningar med ångtryck över 250 bar och med ångtemperatur på 560°C eller högre benämns PF-USC (Pulverized Coal Fired - Ultra Super Critical water/steam cycle). För att innehålla emissionsvillkoren som kan förväntas för en sådan anläggning krävs låg-NO_x-brännare, elektrofilter, avsvavling (FGD, Flue Gas Desulphurisation) och SCR. En restprodukt från FGD-processen är gips som det kan finnas en kommersiell avsättning för.

Anläggningar som driftsätts i slutet av 90-talet har följande ungefärliga ångdata; 290 bar/580°C/580°C/580°C [2]. Elverkningsgraden är cirka 47%. Med nuvarande utformning på rökgasreningen erhålls följande emissionsvärden; SO₂ < 70 mg/MJ, NO_x < 70 mg/MJ, stoft < 25 mg/Nm³.

Avsvavling med våt skrubber kan med senaste tekniken nå avskiljningsgrader på 95% eller högre och med SCR kan NO_x emissionerna reduceras med 95% [3].

Kraftvärme 100 MW_e

För den här storleken är atmosfärisk CFB etablerad teknik. Principen för ångcykeln och panna är samma som beskrivits i avsnittet om biobränslen ovan. CFB-tekniken har fördelar mot mindre kolpulvereldade anläggningar om dessa måste utrustas med FGD och SCR. Vid CFB förbränningen sker avsvavlingen i bädden genom tillsats av kalk eller dolomit. Nackdelen är att tekniken ger restprodukter som innehåller en blandning av aska, bäddmaterial och bundet svavel. För denna restprodukt finns inte någon etablerad avsättning och den måste därför deponeras. Den låga förbränningstemperaturen på cirka 850°C innebär att NO_x-bildningen kan vara låg. SNCR kan ofta vara tillräckligt för NO_x reduktionen efter förbränningsförloppet. För stoftavskiljning används spärfilter.

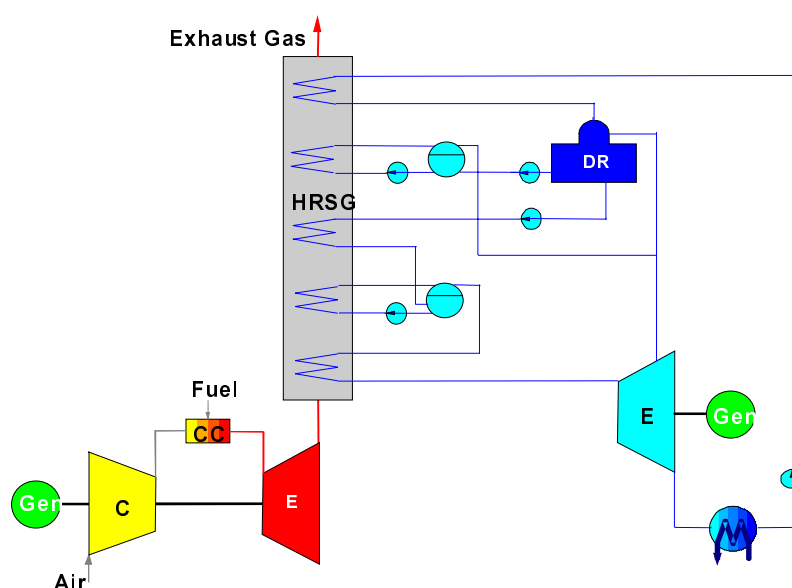
CFB-tekniken har hög bränsleflexibilitet vilket innebär att lågvärdiga kol med höga askhalter kan användas.

Dagens anläggningar har underkritiska ångtryck, till exempel 125 bar, och typisk ångtemperatur är 540°C [3]. Ångcykeln har enkel mellanöverhettning. Elverkningsgraden är 33-34% och bränsleutnyttningen 88-89%. Effektiviteten vid avsvavlingen beror på ett antal olika faktorer som bäddtemperatur och absorbentens egenskaper. Strävan är att minska Ca/S molförhållandet så att mängden restprodukter minskar. För en modern anläggning kan förhållandet vara så lågt som 2,0 vid 90% SO₂ reduktion. NO_x nivåerna från CFB-anläggningar varierar inom intervallet 50–200 ppmv.

A.4 Naturgas - kombicykler

Principiell uppbyggnad - kombicykler

En kombinerad Brayton och Rankine cykel, eller kombinerad gasturbin och ångcykel, som drivs med naturgas kallas helt kort för gaskombi. Gasturbincykeln kallas ibland för toppcykeln eftersom värmets (bränslets) sätts in på en högre temperaturnivå. På motsvarande sätt kallas ångcykeln för bottencykeln eftersom värme avges mot omgivningen vid en låg temperatur. Kombicykeln får generellt höga elverkningsgrader eftersom värmets i gasturbinens avgaser inte kyls bort mot omgivningen, istället används det som värmekälla för ångcykeln. Ett exempel på en cykelkonfiguration visas i figur 4. I bottencykeln ersätter avgaspannan, (HRSG, Heat Recovery Steam Generator) den traditionella ångpannan. Av termodynamiska skäl får matarvattensidan inga förvärmare som drivs med avtappningsånga från turbinen.



Figur 4. Kombicykel med två ångtryck utan mellanöverhettning

Kondens 400 MW_e

En något mer avancerad cykel för 400 MW_e har i dagsläget mellanöverhettning. De anläggningar som har en verkningsgrad över 55% har oftast tre-trycks ångsystem.

Elverkningsgraden varierar inom intervallet 55-60% beroende på gasturbin och ångsystem.

Gasturbinerna använder torra låg-NO_x brännkammare och med den senaste tekniken erhålls NO_x-värden på cirka 20-30 ppmv med naturgas.

Kraftvärme 150 MW_e

En 150 MW_e gaskombi kraftvärmeanläggning kan konstrueras utifrån flera olika gasturbiner och olika konfigurationer. En vanlig konfiguration är att avgaserna från två gasturbiner leds till två avgaspannor som producerar ånga till en turbin. För denna storlek har ångcykeln oftast två ångtryck och mellanöverhettning saknas.

Elverkningsgraden varierar beroende på aktuell anläggning men ligger inom intervallet 46–49,5% [4]. Anläggningarnas alfa-värde, det vill säga förhållandet mellan eleffekten och fjärrvärmeeffekten ligger inom intervallet 0,95–1,10. Bränsleutnyttningen är cirka 89% för samtliga konfigurationer. Med den senaste tekniken för torra låg-NO_x brännkammare erhålls NO_x-värden på cirka 20-30 ppmv.

Kraftvärme 40 MW_e

Dessa anläggningar är ofta uppbyggda på samma sätt som 150 MW_e-anläggningarna vilka beskrivits ovan. Elverkningsgraden ligger vanligen cirka 2%-enheter under 150 MW_e-anläggningarna [4].

A.5 Naturgas, småskalig teknik, kraftvärme

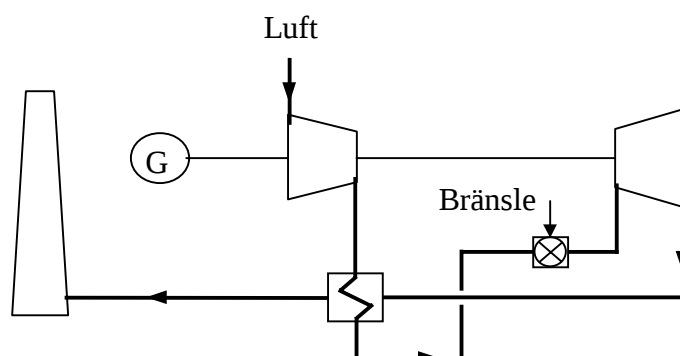
Principiell uppbyggnad

För småskalig produktion finns tre tekniska alternativ, ottomotor, dieselmotor och gasturbin. Större ottomotorer för gasdrift är oftast en dieselmotor som konverterats för gasdrift och motorn arbetar helt enligt ottoprocessen, med relativt låga kompressions- och förbränningstryck. Ottomotorer kan arbeta med ett flertal olika gastyper som naturgas, gengas eller rötgas och gasen tillförs motorn vid eller strax över atmosfärstryck och blandas med förbränningsluften och sugas in i motorn via en "konventionell förgasare". Blandningen antänds av en gnista från tändstiftet. Den enda begränsningen är att motorns kompressionstryck måste vara så lågt att gasen inte självantänder under kompressionen i cylindern. Med förbränningstekniska åtgärder, till exempel lean-burn teknik, kan man nå en avsevärd reduktion av emissionsnivåerna från denna motortyp. Samma typ av trevägskatalysator som används i bilmotorer kan också användas för att ytterligare minska emissionsnivåerna. Värmeproduktion sker liksom för dieselmotorn genom värmeåtervinning i avgaspanna och från motorns kylvatten.

Dieselmotorer har tidigare huvudsakligen använts för fartygsdrift. Under senare år har dieselmotorer mer och mer börjat användas i kraftverk. Anledningen till detta är att dieselmotorn ger en relativt hög elverkningsgrad även i små enheter. Karakteristiskt för motorn är också att verkningsgraderna är relativt höga även vid dellast. Moderna dieselmotorer kan utan problem anpassas till gasdrift, oftast naturgas, men även rötgas etc. Värmeproduktion sker i avgaspanna och med värmeåtervinning från motorns kylvatten. Dieselmotorn har relativt höga NO_x utsläpp, men idag är rening med SCR teknik etablerad och ger en sänkning av NO_x nivån med 80-90%, vilket gör att acceptabla NO_x nivåer kan nås.

En gasturbin består av tre delar: En kompressor i vilken luft komprimeras, en brännkammare i vilken värme tillföres genom att bränsle, till exempel naturgas, förbränns tillsammans med luften, en turbin i vilken förbränningsgaserna expanderar. De flesta småskaliga gasturbiner har en enstegs radialkompressor. Turbinen kan vara en enstegs radialturbin eller en axialturbin. Brännkammaren är av silotyp och kan vara anpassad för naturgas och/eller flytande bränsle. Konfigurationen är enaxlig vilket innebär att turbinen driver kompressorn och generatoren. Mindre gasturbiner arbetar med höga varvtal varför generatoren måste anslutas via en växel. För att höja elverkningsgraden kan gasturbincykeln göras regenerativ, vilket innebär att den förses med en värmeväxlare (rekuperator) med vilken värme tas från rökgaserna och tillförs förbränningsluften. Värmeproduktionen minskar med motsvarande mängd. Bränsleutnyttningen minskar något.

Principen visas i figuren nedan:



Storlek 1 MWe

För denna storlek är dieselmotorn en typisk lösning. Det är även tekniskt möjligt att använda ottomotorer och gasturbiner.

Elverkningsgraden för dieselmotorn vid aktuell storlek är cirka 40% och bränsleutnyttjningen är 80-90%. NO_x -emissioner med SCR är cirka 40 ppmv och CO-emissioner är cirka 90 ppmv. Oförbrända kolväten är cirka 50 ppmv.

Det finns några gasturbiner för storleksklassen. Elverkningsgraden är cirka 24-26% och totalverkningsgraden 80-90%.

Storlek 100 kW_e

För denna storlek är ottomotorn en typisk lösning. Det är även tekniskt möjligt att använda mikro gasturbiner och dieselmotorer.

Elverkningsgraden för ottomotorn vid aktuell storlek är cirka 32-34% och bränsleutnyttjningen är 80-90%. Motortypen ger lägre emissionsnivåer än dieselmotorn och med SCR kan nivåerna sänkas ytterligare.

A.6 Vindkraft

Principiell uppbyggnad och funktion

I ett vindkraftverk omvandlas vindens rörelseenergi till elektricitet i en generator. Den idag absolut vanligaste typen av vindkraftverk har en rotor bestående av en horisontell axel med tre blad. Bladen är fastsatta i ett nav som i sin tur via en axel och en växellåda för över kraften till en generator. Växellådan har till uppgift att åstadkomma ett varvtal som passar generatorn, runt 1500 varv i minuten. En del tillverkare använder sig av generatorer och elektronik som gör att växellådan inte behövs. Detta ger möjligheten till drift med variabelt varvtal, vilket bland annat kan betyda minskade ljudnivåer och något större elproduktion.

Av säkerhetsskäl måste alla vindkraftverk ha två oberoende bromssystem, till exempel en aerodynamisk broms (en konstruktion som vrider bladet eller bladspetsen) och en mekanisk skivbroms. På toppen av tornet sitter också motorer för att vrida maskinhuset så att det alltid pekar mot vinden. Allt vanligare blir att bladen, med hjälp av en annan motor, kan vridas runt sin egen axel för att begränsa effekten vid höga vindstyrkor, så kallad "pitch-reglering". En äldre konstruktion är "stallreglering", överstegringsreglering, vilket innebär att bladen fästs stumt i navet. Den inställda vinkeln på bladen medför att de successivt tappar sin lyftkraft vid högre vindhastigheter. På så sätt begränsas effektuttaget så att inte maxeffekten överskrids. Normalt börjar verket producera el vid en vindhastighet kring 3-4 m/s och stoppas om det blåser över 25 m/s. Märkeffekten nås vanligtvis vid vindstyrkor kring 14-15 m/s.

Längst upp på maskinhuset sitter vindhastighetsmätare och vindriktningsgivare. De förser en reglerdator med information, så att datorn kan reglera bladvinklar, riktning på verket och bromssystem. Det går också vanligtvis att övervaka och kontrollera verket från en annan plats med hjälp av till exempel ett telefonmodem eller optokabel.

När det gäller miljöprestanda har vindkraftverk uppenbara fördelar. Vid normal drift förekommer inga utsläpp av miljöstörande ämnen till omgivningen. Närmiljön påverkas emellertid av ljud och landskapsbilden förändras.

Genom isolering av maskinhus och bättre utformning av bladen har såväl mekaniskt som aerodynamiskt ljud kunnat minskas. Därmed uppfyller dagens vindkraftverk de krav som lagstiftningen ställer på ljudnivån vid ett avstånd på ca 250 – 400 m. Med pitch-regleringen kan man dessutom minska det aerodynamiska bullret från bladen, dock till priset av en något lägre energiproduktion.

Prestanda

Produktionen av el från ett vindkraftverk beror främst av vindenergitillgången. Därför blir skillnaden i produktion mellan bra och dåliga vindlägen mycket stor. En förändring av vindhastigheten med en faktor 2 ökar vindens energiinnehåll 8 gånger. För att kunna bestämma möjlig elproduktion måste dels medelvinden och dels vindhastigheternas fördelning över året, den så kallade formfaktorn, vara kända. För placeringar i och kring Sverige kan en formfaktor på 2,0 användas (Rayleighfördelning). Att hitta platser med höga vindhastigheter är av stor betydelse. En ökning av medelvinden från 7 till 8 m/s ökar den årliga elproduktionen med drygt 25%. Ett sätt att på en given plats höja produktionen är att öka höjden på vindkraftverket.

Prestanda för vindkraftverk uppges ofta i form av verkets effekt och dess utnyttjningstid, dvs. den årliga energiproduktionen dividerad med märkeffekten, vilken motsvarar antalet fullasttimmar. Det är dock mycket svårt att jämföra dessa data för olika verk. I tabell 2 visas data för tre olika verk vilka är placerade på samma plats, med en medelvind på 7 m/s på 80 meters höjd, formfaktor 2,0 och råhetsklass 1,5.

Diameter (m)	90	80	54
Höjd (m)	80	80	60
Effekt per verk (MW)	3	2	1
Medelvind vid nav-höjd (m/s)	7,0	7,0	6,7
Produktion per rotoryta, brutto (kWh/m ² ,år)	1130	1087	982
Utnyttjningstid (tim)	2400	2730	2250

Tabell 2. Prestanda för tre olika vindkraftverk placerade på samma plats

Som synes varierar utnyttjningstiden kraftigt trots att vindkraftverken är placerade på exakt samma plats. Detta beror på att den energi som ett vindkraftverk kan producera vid given medelvind och formfaktor bestäms av två huvudfaktorer:

- Den svepta rotorytan
- Generatorns effekt

I tabell 2 får verket med 80 meters diameter längst utnyttjningstid, eftersom det har störst rotorarea i förhållande till generatorns effekt.

Samma generator kan förses med olika rotordiameter beroende på vindförhållandena. På marknaden kan exempelvis ett verk med 66 m diameter fås med 1.65, 1.75 eller 2.0 MW generator.

I Tyskland råder väldigt goda marknadsförutsättningar för el från vindkraft. Man bygger därför vindkraftverk i områden med förhållandevis låg medelvind. Detta leder till att man där, för en given generatorstorlek, väljer vindkraftverk med större rotordiameter och högre torn än i Sverige.

Detta kan leda till mycket felaktigheter då olika verk jämförs. Ofta jämförs just priset i kr/kW. Men som framgår ovan är priset i kr/kW inte relevant vid en jämförelse eftersom det inte har någon koppling till elproduktionskostnaden. I stället ska man jämföra elproduktionskostnaden, men denna kan vara svår att beräkna. Därför är det bättre att jämföra investeringskostnaden i kr/m² svept rotorarea, eftersom denna knyter an mer till elproduktionskostnaden än investeringskostnaden i kr/kW.

A.7 Vattenkraft

Principiell uppbyggnad

Ett vattenkraftverk omvandlar energin i ett vattendrag till elektrisk kraft via en turbin och en generator. De ingående komponenterna i ett vattenkraftverk är likartade men skiljer sig från de förhållanden som gäller för ett vindkraftverk som är en standardiserad produkt på ett helt annat sätt. Ett vattenkraftverk anpassas till varje plats genom val av komponenter

och teknik. Utöver detta har existerande kraftverk tagits i drift under en lång tidsperiod, upp till 100 år, varför många teknikgenerationer förekommer sida vid sida.

Anläggningarna kan därför variera väldigt mycket beroende på dess ingående delar och de lokala förutsättningarna, om de exempelvis är strömkraftverk utan långa kanaler eller tuber, eller om de är kraftverk med hög fallhöjd med långa vattenvägar.

Ofta finns någon form av magasin där tillrinnande vatten samlas. Genom att bygga en damm kan stora mängder vatten lagras. Samtidigt kan fallhöjd från en längre del av vattendraget samlas och utnyttjas i vattenkraftverket. Från magasinet leds vattnet via en tilloppsledning till turbinen. Härvid omvandlas vattnets lägesenergi till tryck- och rörelseenergi. Vid inloppet till tilloppsledningen finns rensgaller som hindrar att främmande föremål når turbinen, samt luckor för att stänga tilloppet.

Vilken turbintyp som används beror på platsspecifika förutsättningar, främst fallhöjd och flöde. Exempel är Kaplan- och propellerturbiner, Francisturbiner, Peltonturbiner, cross-flow-turbiner och/eller andra impulsturbiner. Turbinen driver, eventuellt via en växel, en generator av synkron- eller asynkrontyp. Efter turbinen leds vattnet genom en avloppsledning tillbaka till vattendraget.

Ovanstående kompletteras med ställverk och transformatorer för anslutning till elnätet. Dessutom finns kontrollutrustning som kan vara kopplad till ett datoriserat drift- och övervakningssystem.

Prestanda

Den mängd energi som kan omvandlas i ett vattenkraftverk bestäms framförallt av vattnets fallhöjd och av vattenflödet genom turbinen, samt förluster i anläggningen. Förlusterna kan delas upp i förluster i vattenvägar, turbiner, generatorer och transformatorer.

I Sverige använder man främst två olika turbintyper: Francis och Kaplan. Francisturbinen har ställbara ledskenor och fasta löphjulsskovlar och används främst vid hög fallhöjd eller jämn vattenföring. Vid lägre fallhöjder och ojämn vattenföring används Kaplanturbiner som utöver ställbara ledskenor har vridbara löphjulsskovlar. Därigenom uppnås hög verkningsgrad inom ett större lastområde.

Moderna vattenturbiner uppvisar verkningsgrader i intervallet 92 – 96%, beroende på storlek och typ.

A.8 Stirlingmotorer

Principiell uppbyggnad

Stirlingmotorn är en kolvmotor med ett arbetsmedium, till exempel helium eller väte, som omväxlande värms och kyls. Genom att tillföra respektive bortföra värme vid konstanta temperaturer åstadkommer man en arbetsprocess som delvis efterliknar Carnotcykeln. Därmed finns också (teoretiska) förutsättningar för hög verkningsgrad. Därför har Stir-

lingmotorn studerats, utvecklats och testats för ett antal olika applikationer, från personbilar och u-båtar till små kraftvärmeanläggningar.

Eftersom värmetillförseln sker från en extern källa kan, förutom högvärdiga flytande och gasformiga bränslen, även fasta bränslen och till och med koncentrerat solljus utnyttjas. Två utvecklingslinjer är små gaseldade kraftvärmeenheter samt småskalig elproduktion med hjälp av soldrivna stirlingmotorer.

Prestanda

Dagens motorer arbetar typiskt vid 150 bar och med arbetstemperaturen 650 – 700°C. För motorer i storleken 10 – 30 kW_e blir då den maximala verkningsgraden 32 – 40% [5], [6]. Ytterligare ökning av arbetsmediets högsta temperatur skulle kunna höja verkningsgraden men i nuläget verkar temperaturen begränsas av tillgängliga konstruktionsmaterial.

För biobränsleeldade system är verkningsgraden lägre, främst till följd av ökat hjälpkraftbehov. Siffror som nämns är 20 – 30 % elverkningsgrad och ca 80 % totalverkningsgrad vid kraftvärmedrift.

A.9 IGCC för kol

Principiell uppbyggnad

För kol används nästan uteslutande trycksatt förgasning, ofta med ren syrgas som oxidationsmedel. Det finns olika varianter på utformningen av förgasaren med fluidiserande bädd och "entrained bed"¹⁴ som de vanligaste. Bland tillverkarna återfinns bland andra Texaco, Shell och KRW. Syrgas till förgasningen framställs genom separering av luftens syre och kväve. Processen sker vid låg temperatur och högt tryck och luften kan komma antingen från en separat kompressor eller från en avtappning från gasturbinens kompressor. Den senare varianten ger en mer integrerad anläggning med potential för något högre verkningsgrad. Figur 5 visar principiell uppbyggnad av en storskalig IGCC med entrained bed förgasare, integrerad luftseparering och kall gasrening.

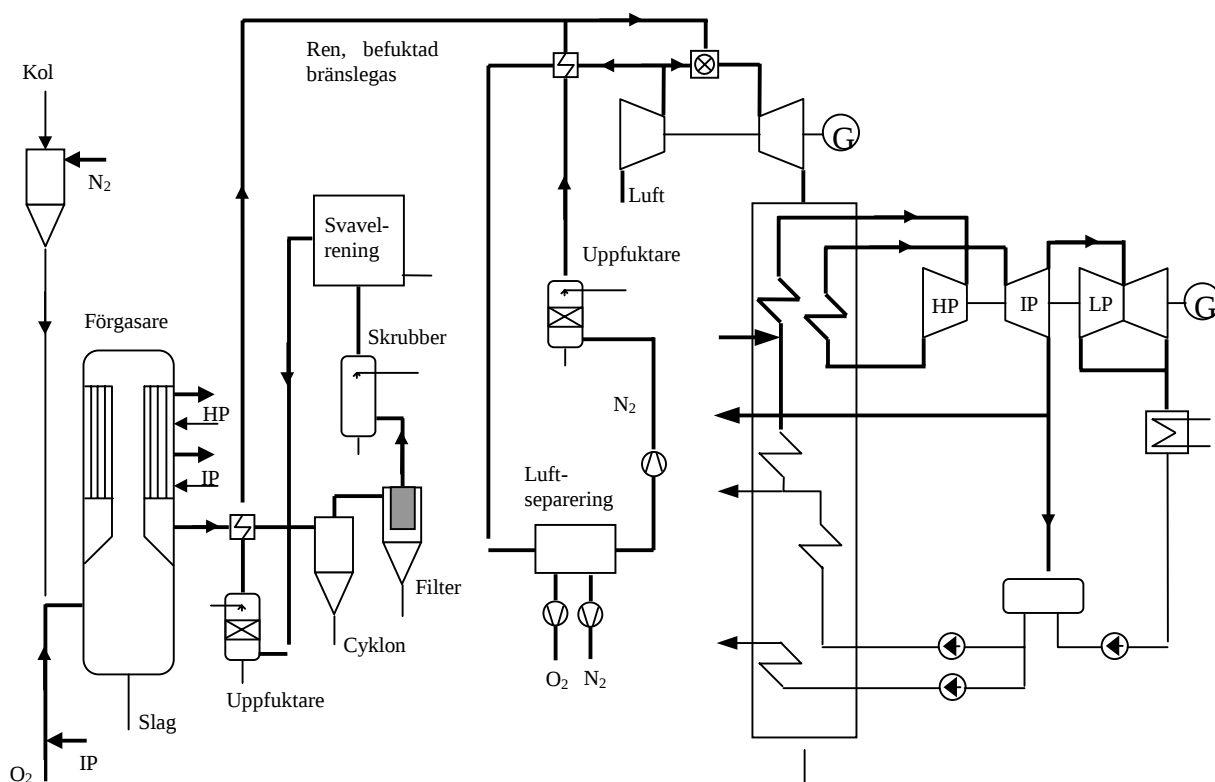
Vanligen finns ingen tork då stenkol används. För brunkol med högre fukthalt kan det dock vara lämpligt att integrera även en tork.

Prestanda

För befintliga demonstrationsanläggningar ligger elverkningsgraden i intervallet 40 – 45 % (LHV). Vidare utveckling av komponenter och förbättrad integrering bör kunna höja verkningsgraden till intervallet 45 – 50 %. [12]

Genom omfattande rening av produktgasen och utspädning med kvävgas och vattenånga före brännkammaren kan mycket låga emissionsnivåer nås, t.ex. 15 ppm NO_x och 98 – 99 % avskiljning av svavel. [26]

¹⁴ Förgasartyp där fint kolpulver blåses in och reagerar med syrgas. Förgasningsförloppet är snabbt och sker vid hög temperatur.



Figur 5. IGCC med entrained bed förgasare, integrerad luftseparering och kall gasrening.

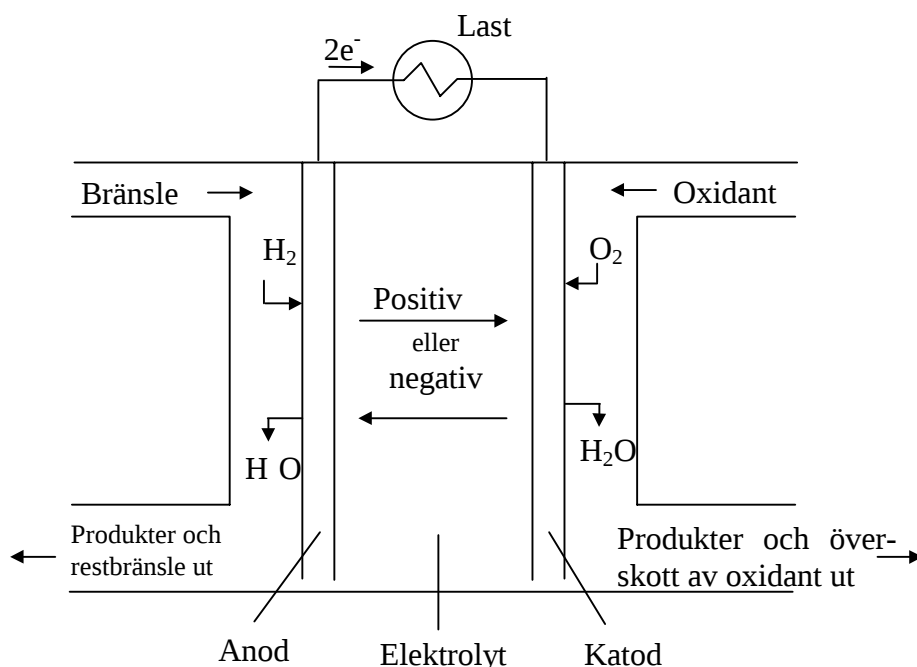
A.10 Bränsleceller - PEFC

Principiell uppbyggnad

Bränsleceller producerar el (och värme) med låga emissioner genom en elektrokemisk process där väte och syre reagerar utan förbränning.

I en bränslecell tillförs gasformigt bränsle till anoden och en oxidant, till exempel syre från luften, till katoden. De elektrokemiska reaktionerna äger sedan rum vid dessa elektroder. I figur 6 visas att jontransporten i elektrolyten kan gå i båda riktningarna, beroende på celltyp. I praktiken består varje cell av fyra plattor, två elektrodplattor med en elektrolyt platta emellan och en separatorplatta mot nästa cell. Ett antal sådana celler kopplas samman till en stack. Det finns både låg- (<200°C) och högttemperaturbränsleceller. Högttemperaturbränslecellerna har högre verkningsgrad och de har i vissa fall möjlighet att kopplas samman med turbiner i kraftprocesser.

Bränsleceller använder vätgas och syre som bränsle. Syret tas i regel ur luften och vätgasen från naturgas via en reformer, alternativt genom direkt reformering av naturgas i högttemperaturbränsleceller. Vätgas kan även framställas ur metanol och etanol, eller genom elektrolys av vatten.



Figur 6. Principiell uppbyggnad av bränslecell

Specifikt för PEFC-tekniken är att cellen består av ett polymermembran som omsluts av elektroder och separatorplattor. Flera celler kan sedan seriekopplas till en stack med önskad effekt. Den låga arbetstemperaturen gör att en katalysator, vanligen platina, krävs för att hålla igång reaktionen.

PEFC använder vätgas som bränsle. Om detta ej finns i ren form krävs utrustning för att producera vätgas ur till exempel naturgas eller metanol. Utrustningen för att omvandla bränslet består vanligen av en extern reformer där kolväte/alkoholen med hjälp vattenånga omvandlas till vätgas och koldioxid. Samtidigt bildas små mängder kolmonoxid som, om den kommer in i bränslecellen, blockerar den aktiva ytan på katalysatorn. Därför kompletteras reformeringen med en shift-reaktor i ett eller flera steg samt en selektiv katalytisk oxidation där kolmonoxidhalten sänks till ca 10 - 50 ppm [8].

Utöver bränslebearbetningen krävs ytterligare kringutrustning för vattenbalans, lufttillförsel, reglering, inverter med mera.

Prestanda

De bränsleceller som bedöms kunna komma i fråga för stationär elproduktion i större eller mindre skala är polymer bränslecell (PEFC), fosforsyra bränslecell (PAFC), smältkarbonat bränslecell (MCFC) och fastoxid bränslecell (SOFC). [18], [8]

Celltyp	PEFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elektrolyt	Polymer	Fosforsyra	Karbonatsmälta i matris av LiAlO ₂	Fastoxid, ZrO ₂
Arbetstemperatur (°C)	70-90	150-220	600-700	800-1000
Laddningsbärare	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Reformering av CH ₄	Extern	Extern	Extern eller Intern	Intern
Elverkningsgrad ¹⁵ (%)	35-40	37-42	45-65*	50-70*
Tillverkare	Ballard, Plug Power, m.fl.	ONSI, Fuji	IHI, Fuel Cell Energy	Siemens/Westinghouse, Sulzer, Rolls Royce, m fl

* System med gasturbin

Tabell 3. Olika typer av bränsleceller

A.11 Våta gasturbincykler

Principiell uppbyggnad

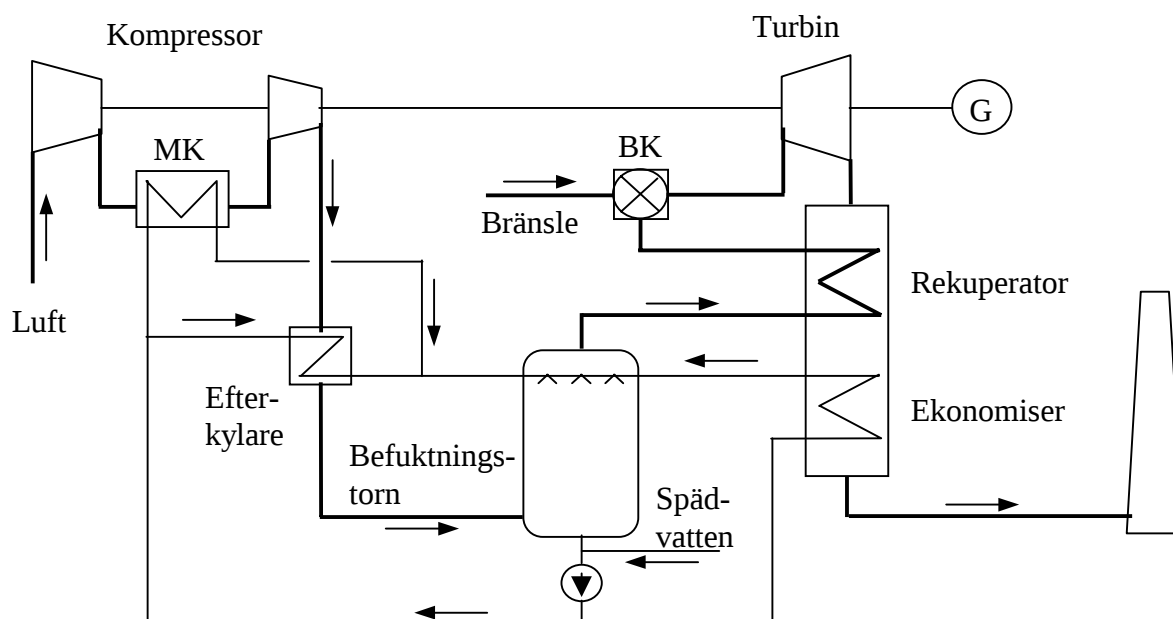
Våta gasturbincykler är en beteckning för gasturbincykler där betydande mängder vatten tillförs processen för att höja prestanda (till skillnad från ång- eller vatteninsprutning som primärt syftar till att begränsa kväveoxidemissioner). Exempel på våta gasturbincykler är STIG (Steam-Injected Gas Turbine) och EvGT (Evaporativ gasturbin). Tekniken bedöms ha potential för verkningsgrad i klass med kombicykeln men med lägre investeringskostnad.

Den grundläggande tanken är att höja gasturbinens verkningsgrad genom att återvinna energi ur de varma rökgaserna. Det finns ett antal processkopplingar som bygger på detta och som idag betraktas som kommersiella, t.ex. kombicykler. I STIG och EvGT återvinns värme från rökgasen direkt till gasturbinen, istället för i en ångcykel som i kombicykeln.

STIG-cykeln utnyttjar en avgaspanna liknande den som finns i en kombicykel för att producera ånga. Ångan tillförs sedan gasturbinens brännkammare och expanderar tillsammans med rökgaserna genom turbinen. Därigenom ökar effekten från turbinen utan att kompresoreffekten ökar motsvarande och resultatet blir högre uteffekt och verkningsgrad, jämfört med den enkla gasturbinen.

I EvGT-cykeln utnyttjas ett antal värmeväxlare och ett befuktningstorn för att återvinna värme till processen.

¹⁵ LHV, naturgas.



Figur 7 EvGT-cykeln

I ekonomiser, mellankylare (MK) och efterkylare återvinns värme vid låg temperatur med hjälp av vatten. Det varma vattnet leds sedan till ett befuktningstorn där det möter den komprimerade luften i motström. I befuktningstornet skapas en stor kontaktyta mellan luft och vatten med hjälp av fyllkroppar och en del av vattenflödet förångas varigenom luftens fukthalt ökar.

Efter efterkylare och befuktningstorn är luftens temperatur låg och det är därmed möjligt att värma den fuktiga luften i en rekuperator, också vid tryckförhållanden betydligt högre än vad som är möjligt i en vanlig rekuperativ gasturbincykkel. Vidare har massflödet till brännkammare och turbin ökat betydligt (upp till 25%) utan att kompressorarbetet ökat i motsvarande grad. Resultatet blir att uteffekten ökar. Samtidigt stiger även verkningsgraden eftersom rökgasen kyls till låg temperatur i ekonomisern.

För att återvinna vatten ur rökgasen i våta gasturbincykler, i avsikt att minska behovet av färskt spädvatten, krävs ytterligare kylning, till exempel med fjärrvärmevatten.

Prestanda

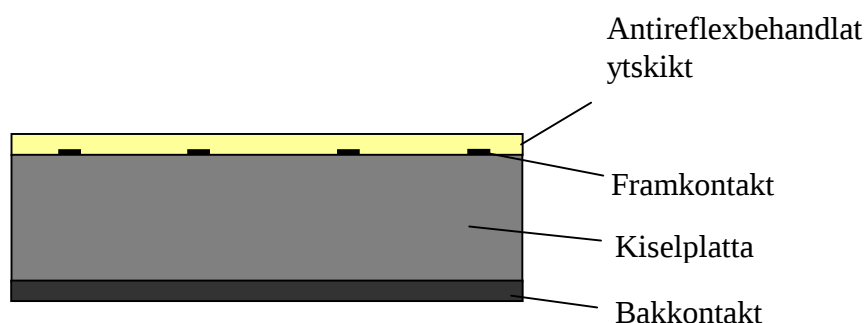
De våta gasturbincyklerna har potential att nå i stort sett samma elverkningsgrad som en kombi-cykel baserad på motsvarande gasturbinteknologi. Till exempel visar beräkningar baserade på dagens gasturbiner att elverkningsgraden kan överskrida 55% (LHV). I kraftvärmeapplikationer (fjärrvärme) sjunker elverkningsgraden några procentenheter medan det totala bränsleutnyttjandet kan vara 90% eller högre. Det bör noteras att bränsleutnyttjandet beror starkt av temperaturnivåerna i fjärrvärmenätet.

Hög verkningsgrad medför även att de specifika CO₂-utsläppen blir låga. Beträffande övriga emissioner förväntas mycket låga NO_x-utsläpp. Värden lägre än 9 ppm (motsvarande ca 15 mg/MJ bränsle) rapporteras [9]. Övriga utsläpp, till exempel CO och oförbrända kolväten, förväntas ligga på samma nivå som för motsvarande kombicycle. En viss osäkerhet finns dock beträffande dessa, då höga fukthalter kan påverka förbränningsverkningsgrad och -stabilitet.

A.12 Solceller

Principiell uppbyggnad

En solcell omvandlar ljus till elektrisk energi i utan några rörliga delar. Absolut vanligast är kiselbaserade celler men även andra material som kadmiumtellurid och koppar-indiumdiselenid (CIS) kan användas. I dessa halvledare kan en ström flyta då elektroner exciteras över materialets bandgap. En infallande foton med en energi som motsvarar minst bandgapets tröskelenergi kan åstadkomma detta. Då cellen genom dopning eller till följd av uppbyggnad i flera lager har en inbyggd potentialbarriär, kan de exciterade elektronerna fås att passera genom en yttre krets och man får en likström som kan utnyttjas.



Figur 8. Uppbyggnaden av en kristallin kiselcell.

Solceller baserade på kristallint kisel består av tunna kiselskivor (0,2-0,3 mm) som sågas ur dragna (Czochralskis metod) eller gjutna kiselblock som dopats med bor. Sågningsprocessen ger ett relativt stort spill och andra metoder undersöks. Efter sågningen dopas den ena sidan av solcellen med fosfor och metallkontakter fästs på cellens båda sidor. En bild av uppbyggnaden av en kristallin kiselcell visas i figur 8. Ett antal av dessa celler kopplas sedan samman och kapslas in i moduler, ofta med en toppeffekt av storleksordningen 30-100 W_p. Den dominerande celltypen på marknaden är kristallina celler, av de moduler som såldes 2001 var mer än 85% av denna typ. [30]

Ett alternativ är att använda amorft kisel och så kallad tunnfilmsteknik. Detta innebär att ett substrat, till exempel glas eller en plastfilm, beläggs med kontaktmaterial och kisel i olika lager. Olika metoder används för att applicera de olika materialen, till exempel "vapour deposition", sputtering och plasma spray, och resulterar i materialskikt med ca 1 µm

tjocklek. Tekniken innebär alltså att materialåtgången reduceras kraftigt samtidigt som tillverkningen med fördel kan automatiseras. Båda dessa faktorer inverkar positivt på tillverkningskostnaderna vid större volymer. Tyvärr har tunnfilmcellerna inte samma verkningsgrad, se tabell 4, som de kristallina cellerna. Dessutom genomgår denna celltyp en degradering under det första årets drift som gör att prestanda försämras med 10-40 procent.

Andra tunnfilmceller baseras på kadmiumtellurid respektive koppar-indium-galliumdiselenid (CIGS). De förra är ifrågasatta på grund av kadmiuminnehållet och storskalig tillverkning av de senare kan eventuellt komma att begränsas av tillgången på indium och selen.

Prestanda

Det finns ett antal typer av solceller på marknaden och under utveckling. I tabell 4 listas de vanligaste typerna och deras prestanda i form av den högsta rapporterade verkningsgraden för moduler. [13], [14], [15]

Tillverkare	Teknik	Toppeffekt	Verkningsgrad
BP Solar	Multikristallint kisel	160 W	12,5%
Kyocera	Multikristallint kisel	120 W	13,0%
BP Solar	Monokristallint kisel	85 W	13,5%
Sanyo	Monokristallint kisel (HIT)	180 W	15,0%
Sanyo	Amorft kisel	18 W	4,0%
Kaneka	Amorft/mikrokristallint kisel	39 W	9,0%
Antec Solar	Kadmiumtellurid	36 W	5,0%
Shell Solar	CIS	40 W	10,5%
Würth Solar	CIGS	57 W	8,0%

Tabell 4. De vanligaste solcellerna

A.13 Referenser till bilaga A

1. Brink K-E. m.fl., 1999. *Avancerade ångdata för biobränsleeldade ångprocesser*. Rapport KME-01, Konsortiet för Materialteknik för termiska Energiprocesser, ett samarbetsprojekt mellan Sycon Energikonsult, Stockholm Energi, Kvaerner Pulpning, ABB STAL och Chalmers Tekniska Högskola.
2. Kjaer S., 1996. *Status and future of advanced PF power plants*, Energy Conversion and Management Vol. 37, Nos 6-8, s. 897-902. Elsevier Science Ltd.
3. Scott D. och Nilsson P-A., 1999. *Competitiveness of future coal-fired units in different countries*. CCC/14, IEA Coal Research, London, ISBN 92-9029-320-9.
4. De Biasi V., 1997. *Gas Turbine World 1997 Handbook*. Pequot Publishing, Fairfield, ISSN 0747-7988.
5. Slaich Bergermann und Partner, 1998. *Dish-Stirling systems*. Produktinformation.
6. STM, 1999. Produktinformation.
<http://www.stmcorporation.com/products/multiheat.htm>
7. Ridell B., 1999. Personlig kommunikation. Sycon Energikonsult AB, Malmö.
8. FETC, 1998. *Fuel Cell Handbook*. Fourth edition, (CD-ROM), tillgänglig på <http://www.ferc.doe.gov/publications>, US Department of Energy.
9. Nakhamkin M. m.fl., 1995. *Cascaded humidified advanced turbine*. Power Engineering, May 1995, s. 35-38.
10. O'Keefer L. & Sturm K., 2002. *Clean coal technology options – a comparison of IGCC vs. pulverized coal boilers*. ChevronTexaco. Presenterad vid Gasification Technologies 2002 Conference, San Francisco.
11. Department of Energy, 2003. Energy information administration.
12. Smith I., 2001. *Potential for economic greenhouse gas reduction in coal-fired power generation*. IEA Coal Research. ISBN 92-9029-362-4.
13. Stolt L. *Solceller och solcellsmoduler status oktober 2001*. Ångström Solar Center, 2001.
14. <http://www.shell.com/home/Framework?siteId=shellsolar>. Hemsida Shell Solar.
15. <http://www.bpsolar.com>. Hemsida BP Solar.

Bilaga B - Ekonomiska indata

	Elforsk rapport 00:01	Nordleden	IVA Energiframsyn	Elforsk rapport 03:14 (denna rapport)
Kalkylräntor				
	4 % (känslighet) 6 % (bas) 8 % (känslighet)	5 %	5 %	4 % (känslighet) 6 % (bas) 8 % (känslighet) 12 % (känslighet)
Avskrivningstid				
Vind	20 år	20 år	15 år	20 år
Vatten	40 år	50 år	40 år	40 år
Kraftvärme	20 år	25 år	20 år	20 år
Kondens	20 år	25 år	30 år	20 år
Mindre anläggningar ≤ 1 MW _{el}	15 år	-	-	15 år
Bränslepriser				
Biobränsle	110 kr/MWh	130-137 kr/MWh	130 kr/MWh	130 kr/MWh
Avfall	-50 kr/MWh	-400 kr/ton	-	-600 kr/ton
Stenkol	50 kr/MWh	50-60 kr/MWh	60 kr/MWh	60 kr/MWh
Naturgas	100 kr/MWh	90-100 kr/MWh (*)	110 kr/MWh (kondens) 130 kr/MWh (KVV)	110 kr/MWh (kondens) 130 kr/MWh (KVV)
Handel med gröna certifikat				
		0 kr – sanktions- taket		0, 150, 300 kr/MWh

* Avser troligtvis priset vid den svenska gränsen

BILAGA C - ENERGISKATTER

JANUARI 2003 Ej fordonsdrift

ÖVRIGA FÖRBRUKARE
(EJ TILLVERKNINGSINDUSTRI OCH VÄXTHUSNÄRING)

BRÄNSLE	VÄRME- VÄRDE	ENERGI- SKATT	CO ₂ -SKATT	SVAVEL- SKATT	SUMMA SKATTER	SUMMA öre/kWh
EO1 (<0,05 % S)	9,9 MWh/m ³	720 kr/m ³	2174 kr/m ³	0	2894 kr/m ³	29,2 öre/kWh
EO5 (0,8 % S)	10,8 MWh/m ³	720 kr/m ³	2174 kr/m ³	216 kr/m ³	3110 kr/m ³	28,8 öre/kWh
KOL (0,5 % S)	7,6 MWh/ton	307 kr/ton	1892 kr/ton	150 kr/ton	2349 kr/ton	30,9 öre/kWh
NATUR- GAS	10,8 MWh/1000 m ³	233 kr/1000 m ³	1628 kr/1000 m ³	-----	1861 kr/1000 m ³	17,2 öre/kWh
GASOL	12,8 MWh/ton	141 kr/ton	2286 kr/ton	-----	2427 kr/ton	19,0 öre/kWh
BIO- BRÄNSLE	Varierar med fukthalten	-----	-----	-----	-----	0

TILLVERKNINGSINDUSTRI OCH VÄXTHUSNÄRING

BRÄNSLE	VÄRME- VÄRDE	ENERGI- SKATT	CO ₂ -SKATT	SVAVEL- SKATT	SUMMA SKATTER	SUMMA öre/kWh
EO1 (<0,05 % S)	9,9 MWh/m ³	0	543 kr/m ³	0	543 kr/m ³	5,5 öre/kWh
EO5 (0,8 % S)	10,8 MWh/m ³	0	543 kr/m ³	216 kr/m ³	759 kr/m ³	7,0 öre/kWh
KOL (0,5 % S)	7,6 MWh/ton	0	473 kr/ton	150 kr/ton	623 kr/ton	8,2 öre/kWh
NATUR- GAS	10,8 MWh/1000 m ³	0	407 kr/1000 m ³	-----	407 kr/1000 m ³	3,8 öre/kWh
GASOL	12,8 MWh/ton	0	571 kr/ton	-----	571 kr/ton	4,5 öre/kWh
BIO- BRÄNSLE	Varierar med fukthalten	-----	-----	-----	-----	0

ELSKATT: Industri, växthus: 0 öre/kWh
 Värmeverk: 20,2 öre/kWh (Särskilda regler avseende elpannor >2 MW)
 Övriga förbrukare: 22,7 öre/kWh
 Vissa norrlandskommuner: 16,8 öre/kWh

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se