



El från nya och framtida anläggningar 2011

Sammanfattande rapport

Elforsk rapport 11:26



Olle Nyström, Per-Axel Nilsson, Clas Ekström, Anna-Maria Wiberg,
Bengt Ridell, David Vinberg

Maj 2011

ELFORSK

El från nya och framtida anläggningar

Sammanfattande rapport

Elforsk rapport 11:26

Förord

Föreliggande rapport utgör en uppdatering av El från nya anläggningar 2007 (Elforsk rapport 07:50). Utöver att uppdatera kostnader och förutsättningar för dagens elproduktionstekniker, som kan köpas med kommersiella garantier, ingår även framtida tekniker baserat på underlag från Elforsk-rapporten "Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion" (nr 08:74) i denna nya version.¹

Det övergripande syftet med projektet är att ge läsaren ett underlag för att kostnadsmässigt kunna jämföra olika elproduktionsalternativ och att få en uppfattning om de olika teknikernas utvecklingstendenser och mognadsgrad. För att göra jämförelserna mer överskådliga och för att lätt kunna variera styrande kostnadsparametrar och förutsättningar ingår i projektet också en användarvänlig datorbaserad Excel- modell för beräkning och redovisning av elproduktionskostnader. Modellen har byggts ut och kompletterats med nya tekniker inom ramen för projektet. Modellen samt alla utkomna rapporter inom projektet finns tillgängliga på webbplatsen www.elforsk.se.

Arbetet har på uppdrag av Elforsk AB utförts av Olle Nyström, Bengt Ridell och David Vinberg på Grontmij AB, Clas Ekström och Anna-Maria Wiberg på Vattenfall Research and Development AB samt Per-Axel Nilsson på Vattenfall Power Consultant AB.

Projektet har finansierats av följande företag:

Fortum Värme samägt med Stockholms stad AB, E.ON Sverige AB, E.ON Värmekraft Sverige AB, Gävle Energi AB, Göteborg Energi AB, Karlstads Energi AB, Mälarenergi AB, Skellefteå Kraft AB, Svensk Vindenergi, Tekniska Verken i Linköping AB, Umeå Elnät AB, Vattenfall AB och Växjö Energi AB.

Projektet har också följts av en referensgrupp med följande deltagare:

Ove Åsman Fortum Värme, Matilda Lindroth och Fredrik Olsson E.ON Värmekraft, Gunnar Fredriksson, Svensk Vindenergi, Maria Jonsson Vattenfall Research and Development, Mile Elez och Marcus Bennstam Tekniska Verken i Linköping, Niklas Sandh Växjö Energi samt Lars Wrangensten och Anders Björck Elforsk.

Elforsk tackar styrgruppen för många värdefulla synpunkter.

Stockholm i maj 2011

Lars Wrangensten

Elforsk AB

Programområdena El- och Värmeproduktion samt Kärnkraft

¹ Fotnot: Tabell 5-2 (kolumn 2) sid. 46 korrigerad feb 2013

Sammanfattning

Mål

Föreliggande rapport utgör uppdatering och sammanfattning av rapporterna ***El från nya anläggningar 2007 (Elforsk 07:50)*** som redovisar beskrivningar av tekniker och kostnadsnivåer för dagens produktionstekniker samt rapporten ***Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion (Elforsk rapport 08:74)*** som behandlar vidareutveckling av dagens kommersiella tekniker och framtida tekniker som bedöms vara av störst intresse.

Målet för den nya rapportserien ***"El från nya och framtida anläggningar"*** är att få en samlad aktuell och jämförbar bild av nuläget när det gäller elproduktionskostnader för såväl kommersiellt tillgängliga beprövade som nya mindre beprövade tekniker men även att redovisa bedömningar av kostnader för de befintliga och nya tekniker som kan vara intressanta i ett perspektiv 2020-2025.

För tekniska beskrivningar av tidigare behandlade elproducerande anläggningar hänvisas till de två ovan nämnda rapporterna. Tillkommande tekniker som inte behandlats tidigare samt nödvändiga kompletteringar redovisas i rapporten.

I uppdateringen ingår även en vidareutvecklad och utvidgad datorbaserad modell (i Excel) för hantering och presentation av energiproduktionskostnader samt för känslighetsanalys med avseende på väsentliga faktorer och förutsättningar.

Tekniker

I denna första version av ***"El från nya och framtida anläggningar"*** har 14 anläggningstyper eller varianter tillkommit i förhållande till senaste versionen av ***"El från nya anläggningar"*** från 2007. Bland nyheterna kan nämnas:

- Litet bibränsleeldat kraftvärmeverk 5 MWe
- Kraftvärmeverk 20 MWe eldat med sorterad avfallsfraktion "RDF"
- Baskondens utrustad med CCS (för både kol och gas)
- Biobränslepanna kopplad till ORC- process 2 MWe
- Spillvärmedriven ORC-process 0,5 MWe
- Litet vattenkraftverk 5 MWe
- Solceller 50 kWe
- Förgasning av RDF - gaspanna med kraftvärme 20 MWe
- Termisk bibränsleförgasning kopplad till gasmotor 1 & 5 MWe
- Bränslecell MCFC (naturgas) 500 kWe
- Bränslecell PEFC (naturgas) 50 kWe
- Termisk förgasning av biobränslen med gasmotor – kraftvärme 10 MWe
- Termisk förgasning av biobränslen med gaskombicycle (kombinerad gasturbin- och ångturbinprocess) – kraftvärme 20 & 60 MWe

Utöver detta finns ett antal nya versioner av tidigare redovisade tekniker. För vindkraft, ett teknikområde som utvecklas starkt, redovisas nya aggregatstorlekar och parkstorlekar.

En ny anläggningstyp som tillkommit är energikombinat baserat på biobränsle eller "biokombinat". Energikombinat står för att framställning av flera olika produkter kombineras i en integrerad process för att på så sätt få synergier och maximera den totala energinyttan. Denna version av "El från Nya Anläggningar" redovisar två biokombinat: ett för produktion av drivmedel (biometan/CH₄) och ett annat för pellets.

Arbetet har i denna utgåva fokuserats på att redovisa uppdaterade och nya data för tekniker som bedöms vara kommersiella eller "semikommersiella" idag (perspektiv 2010). När det gäller perspektivet 2020-25 redovisas utvecklingspotential samt bedömningar av data och kostnadsnivåer i de fall relevant underlag föreligger.

Beräkningsförutsättningar

Beräkningsförutsättningar har uppdaterats i förhållande till tidigare version av El från nya anläggningar. Detta gäller såväl tekniska som ekonomiska förutsättningar.

Bränslepriser och skatter

I föreliggande upplaga ingår inte att värdera styrande faktorer såsom trender för politiska styrmedel eller utveckling av bränslepriser. Vid beräkning av produktionskostnader används dagens aktuella bränslepriser, skatter och stöd, även för vidareutveckling och framtida anläggningar som handlas upp om 10-15 år.

Beräkningarna har genomförts baserade på den skattenivå som gäller enligt budgetpropositionen 2009/10:41 med ytterligare föreslagen lättnad för kraftvärmeproduktion från 1 januari 2011 enligt budgetproposition 2010/11:1.

Elcertifikat

Utvecklingen av priset på elcertifikat har en väsentlig betydelse för ny förnybar elproduktion. För något år sedan var värdet högt men på senare tid har värdet sjunkit. Hur värdet utvecklas i nästa fas då ett flertal anläggningar lämnat systemet och en eventuell integrering med den norska marknaden är osäkert. Ansatt basnivå för beräkningarna på 280 SEK/MWh baseras på ett medelvärde under det senaste året.

Driftförutsättningar

Driftförutsättningar och beräkning av utnyttjningstider har reviderats i årets upplaga. Planerad utnyttjningstid definieras här som planerad årsproduktion utgående från 100 % tillgänglighet utan hänsyn till/avdrag för oplanerade stopp dividerad med markeffekten. Netto produktion erhålls genom att i beräkningen inkludera aktuell tillgänglighet som återges i modellens indatablad. För vindkraftanläggningarna ska dessutom den s.k. parkeffekten,

dvs det faktum att de enskilda aggregaten skuggar varandra läggs till. Nya utgångs- (default-) värden för beräkningar redovisas i Kapitel 4.4.

Värmekreditering

”Värmekreditering” som är en värdering av den värme som produceras i ett kraftvärmeverk har mycket stor betydelse för beräknad elproduktionskostnad. Ju lägre elverkningsgraden är desto större andel värme produceras och därmed desto större betydelse har värmekrediteringen.

Det finns ingen generell modell som är rätt för alla fall. Värmekrediteringen bör bestämmas för respektive fjärrvärmesystem. Basen är vanligen att värmekrediteringen bestäms utifrån bästa alternativ för att producera aktuell värmemängd. För att få en översiktlig jämförelse används här som tidigare en generell modell med default-värden som är möjliga att revidera i beräkningsmodellen.

En delvis ny modell för värmekrediteringen har införts. För samtliga kraftvärmeanläggningar beräknas detta värde baserat på användning och pris på biobränsle samt kostnader för rörligt drift och underhåll (DoU) proportionerade mot värmeproduktionen. Vad gäller stora anläggningar utgår från motsvarande bioeldade hetvattencentraler med rökgaskondensor, medan krediteringen i små anläggningar baseras på pelletseldade hetvattencentraler (HVC). Om så önskas kan en fast kreditering väljas, som t.ex. kan motiveras av att ny kapacitet behövs i systemet.

Produktkreditering

För biokombinat måste även övriga huvudprodukter och eventuella biprodukter värderas. Den från det integrerade KVV-blocket producerade fjärrvärmens krediteras enligt ovan på vanligt sätt. För de aktuella kombinat som ingår i årets upplaga ska även den från kombinatdelen tillkommande produkten, biometan/CH₄ respektive pellets, också krediteras.

Utgångspunkten för vilket värde som ska sättas på dessa produkter baseras på samma princip som gäller för den producerade värmen, dvs. en produktionskostnad som representerar värdet/priset i den punkt där produkten lämnas för distribution.

Tekniska och ekonomiska data

Såväl tekniska som ekonomiska indata har uppdaterats för samtliga tekniker. Tekniska data och prestanda anges i tabellform i Kapitel 5. För respektive anläggning anges bland annat specifik investering inklusive ränta under byggtid (separat i modellen), drift- och underhållskostnad samt viktiga tekniska parametrar som elverkningsgrad och alfa-värde.

Beräkningsmodellen

Modellen, som finns tillgänglig på Elforsks hemsida <http://www.elforsk.se>, beräknar elproduktionskostnaden för specificerade anläggningsalternativ enligt annuitetsmetoden med angivna (default), men ändringsbara, indata.

Beräkningsresultaten presenteras i tabeller och diagram. Användaren anger för varje tillfälle vilka av anläggningarna som ska ingå i beräkningen.

En uppdelning har gjorts i kommersiella tekniker (med garantier) och nya "semikommersiella" tekniker (begränsande garantier), båda grupperna tillgängliga 2010 å ena sidan, och framtida tekniker som bedöms kommersiella först 2020-2025 å den andra sidan. Tekniker tillhöriga respektive period väljs aktivt av användaren på separata "valblad" efter adressering av period.

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

Övriga allmänna indata och förutsättningar kan också lätt ändras av användaren. Dessa är till exempel bränslepriser, kalkylränta, utnyttjningstid, skatter, värmekreditering, produktkreditering (kombinat), bidrag etc. Se vidare Kapitel 6.

Resultat

Redovisningen har delats upp i följande undergrupper.

- Baskondens, kärnkraft, vind och vatten
- Kraftvärme storskalig
- Småskalig teknik

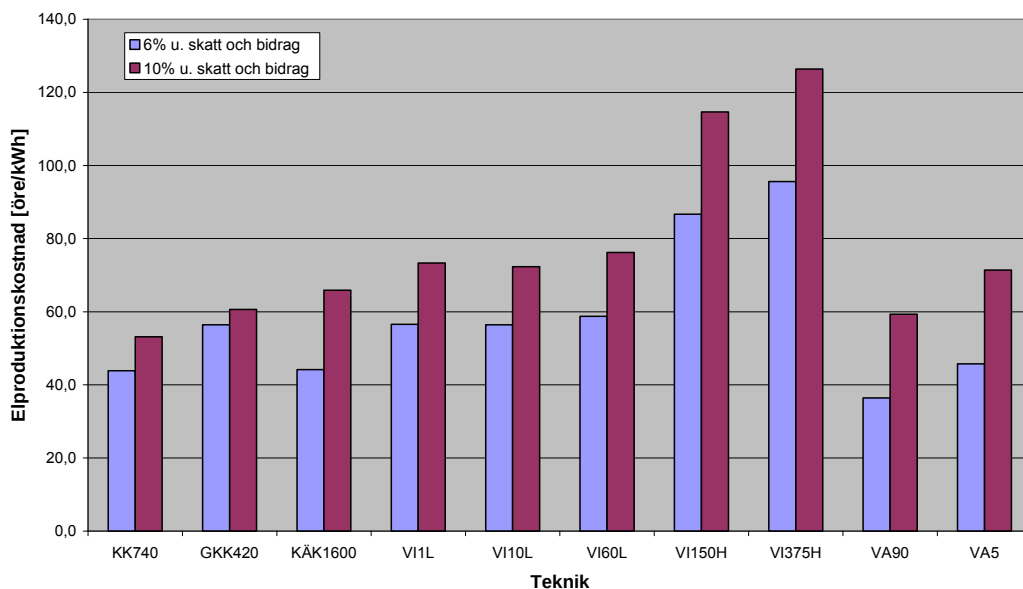
För presentationen och för rationell hantering av olika tekniker i beräkningsmodellen används förkortningar. Klartext för respektive förkortning framgår av tabeller i Kapitel 2.

I sammanfattningen redovisas resultat för kommersiella och nya semikommersiella tekniker 2010. Motsvarande resultat för vidareutvecklade och framtida tekniker redovisas i Kapitel 7.

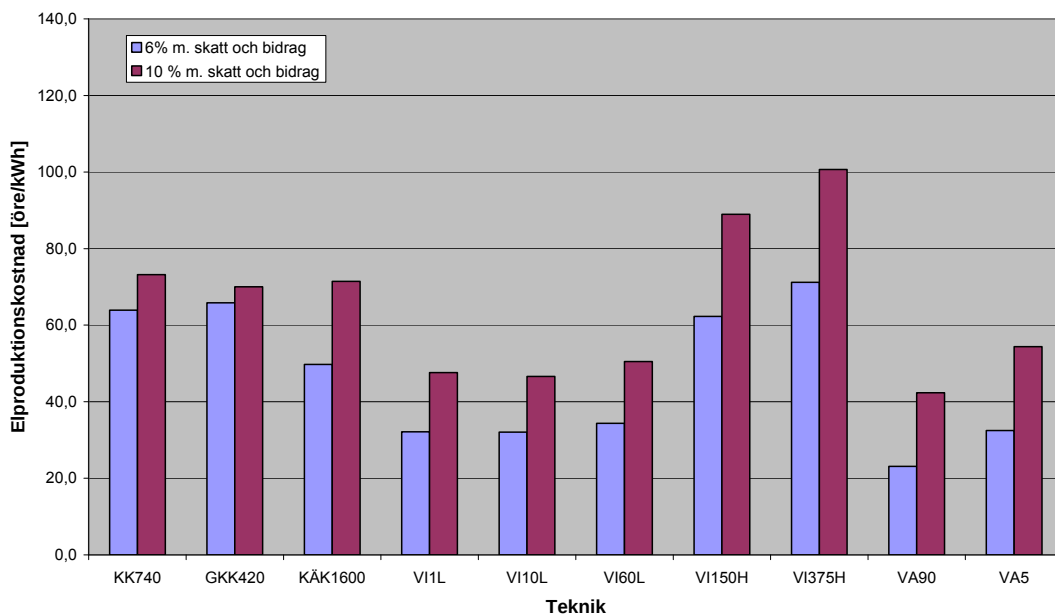
Baskondens, kärnkraft, vind, vatten

Den första undergruppen betraktas med variation av ränta – två nivåer har valts, 6 (default) och 10 % - samt med respektive utan skatter och bidrag. Varken värme- eller produktkreditering är aktuell för dessa tekniker.

Nedan redovisas elproduktionskostnad för baskondens, kärnkraft, vind och vatten utan skatt och bidrag vid 6 och 10 % ränta:

Baskondens, kärnkraft, vind och vatten 2010 utan skatt och bidrag vid 6 och 10 % rta

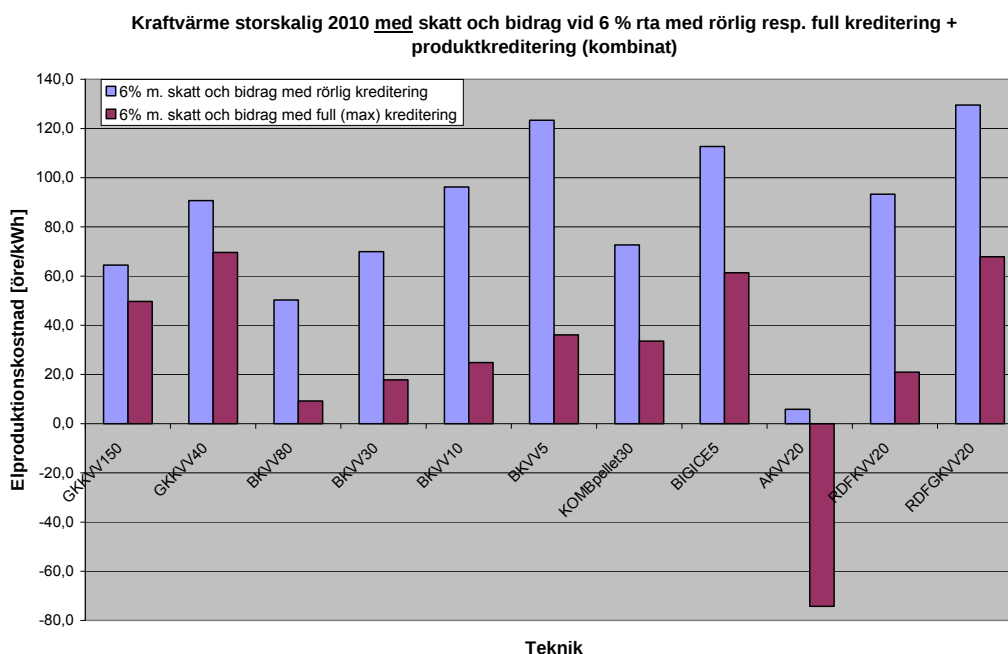
Nedan redovisas elproduktionskostnad för baskondens, kärnkraft, vind och vatten med skatt och bidrag vid 6 och 10 % ränta:

Baskondens, kärnkraft, vind och vatten 2010 med skatt och bidrag vid 6 och 10 % rta

Kraftvärme och kombinat

Den andra undergruppen presenteras vid 6 % ränta med skatt och bidrag med rörlig kreditering (vanligtvis betraktad som min kreditering) respektive med kreditering för såväl rörliga som fasta kostnader (full kreditering), den senare inklusive kapital motsvarande en hetvattencentral (HVC) inklusive rökgaskondensor för fuktiga bränslen med samma totala värmeproduktionskapacitet som aktuellt KVV.

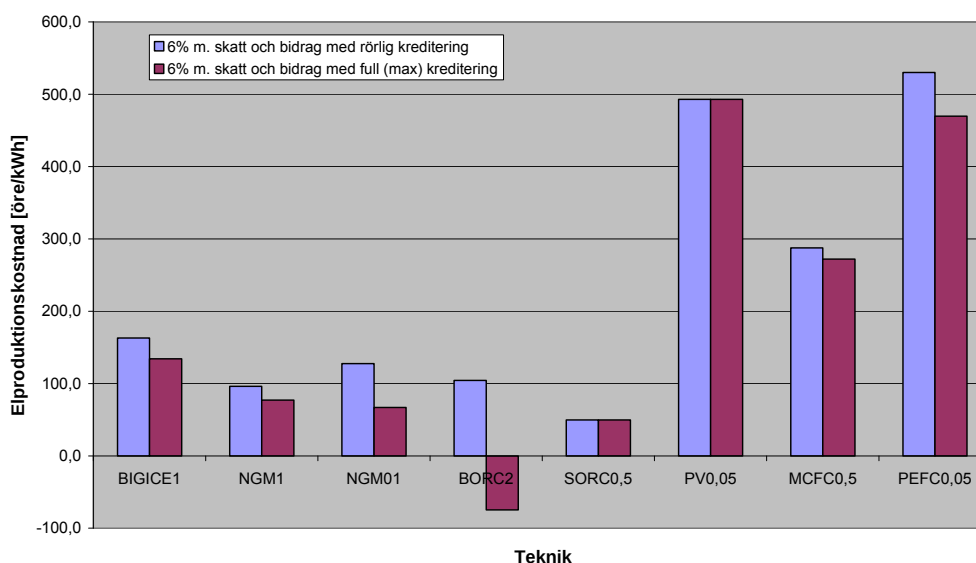
Nedan redovisas elproduktionskostnad för storskaliga kraftvärmeanläggningar med skatt och bidrag vid 6 % ränta med kreditering för rörliga kostnader respektive fasta kostnader inklusive kapital (motsvarande HVC):



Småskalig teknik

Den tredje och sista undergruppen; småskaliga tekniker för både kraft- och kraftvärmeproduktion, presenteras utgående från samma förutsättningar som den andra gruppen med skillnaden att den fulla krediteringens kapitalandel är baserad på en pelletseldad hetvattencentral eller brännare/panna. Även här finns både kommersiell och semikommersiell teknik som representerar 2010 samt framtida tekniker och vidareutveckling som skall representera 2020-25 betecknade med en alfanumerisk kombination följt av _2.

Nedan redovisas elproduktionskostnad för småskaliga tekniker med skatt och bidrag vid 6 % ränta med kreditering för rörliga kostnader respektive fasta kostnader inklusive kapital (motsvarande en pelletseldad HVC eller brännare/panna).

Småskalig teknik 2010 med skatt och bidrag vid 6 % rta med rörl resp. full kreditering

Kommentarer

När det gäller såväl prestanda som kostnadsbedömningar har fokus varit på att få fram ett bra underlag för de anläggningstyper som är kommersiella idag. Som en konsekvens av detta och att det naturligt är svårare att få fram underlag som gäller perspektivet 2020-25 är redovisade siffror för såväl vidareutveckling av dagens tekniker som nya tekniker betydligt mer osäkra. Det är dessutom så att för de tekniker där underlag om teknikutveckling saknas används samma siffror som för dagens teknik. Förhoppningen är att dessa luckor successivt skall fyllas i kommande planerade uppdateringar (vartannat år).

Några iakttagelser som gjorts utgående från beräkningsresultaten är:

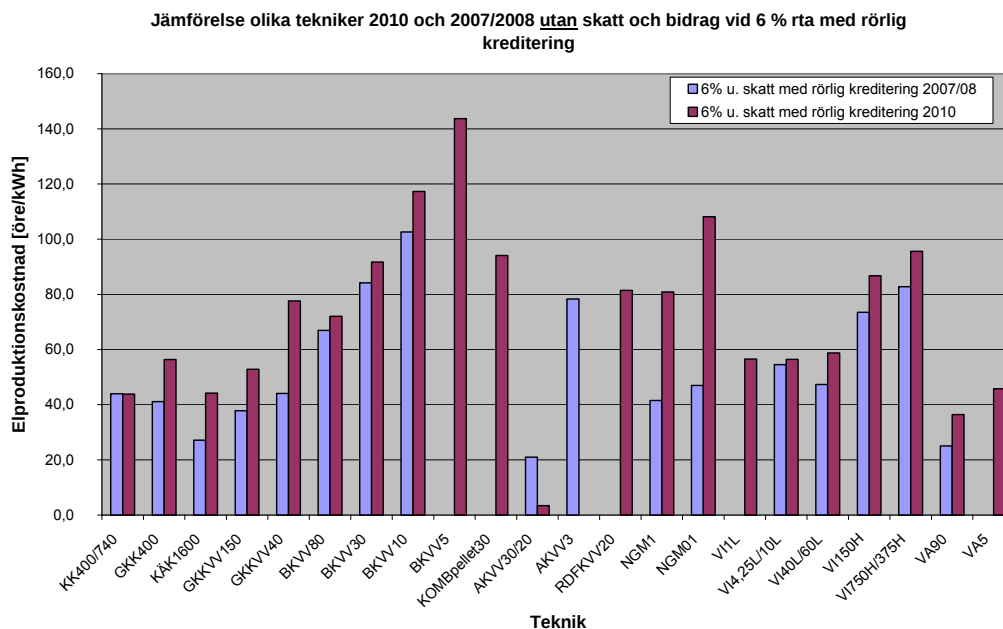
- Valda beräkningsförutsättningar och indata styr beräkningsresultaten
- För kraftvärme har valet av kreditering mycket stor inverkan; Speciellt gäller detta för tekniker med låga α - värden, dvs.;
 - Kraftvärme baserat på avfall och RDF
 - Biobränslekraftvärme med ORC
 - Dessa tekniker får mycket låg elproduktionskostnad relativt andra tekniker om hög (full) kreditering används
 - Då fjärrvärmekrediteringen baseras på en kapitalintensiv produktion av fjärrvärme – biobränsleeldad hetvattenpanna – ökar den med högre kalkylränta.
 - Elproduktionskostnaderna för tekniker med låga α - värden och hög (full) kreditering får därför lägre

elproduktionskostnad vid hög (10%) kalkylränta än vid låg (6%) kalkylränta

- För avfall har dessutom mottagningsavgifterna mycket stor inverkan
- Speciellt för teknikerna med låga α - värden rekommenderas läsaren att göra beräkningar i modellen baserat på egna valda fjärrvärmekrediteringar samt att för avfall välja egna mottagningsavgifter
- I övrigt bedöms beräkningsresultaten vara robusta m.a.p. rangordning mellan teknikerna

Samtliga vindkraftsalternativ bedöms få lägre elproduktionskostnader i tidsperspektivet 2020-2025 jämfört med 2010 beroende på en utveckling mot mer kostnadseffektiva vindkraftsturbiner. Troligen kan denna teknikutveckling komma att introduceras på marknaden något tidigare än 2020.

En jämförelse med resultatet från senaste version av El från nya anläggningar 2007 kan bara göras fullt ut för de tekniker som fanns med då. Förändringen mellan jämförbara tekniker och ytterligare några redovisas i följande diagram, utan skatter och bidrag vid 6 % ränta med (låg) rörlig värmekreditering, vilken 2007/08 var 180 och 300 kr/MWh (fasta) för stora och små anläggningar medan de i föreliggande rapport är 2010 232 respektive 386 kr/MWh (variabla).



Kostnadsunderlag som har varit tillgängligt inför denna uppdatering pekar på att investeringskostnaden för kärnkraften underskattades i den förra versionen av rapporten. Detta är en huvudsaklig anledning till att

produktionskostnaden för kärnkraften har ökat markant jämfört med rapporten från 2007 och nu är i nivå med andra storskaliga kondensanläggningar.

Avfallsanläggningen för osorterat hushålls- och industriavfall får en lägre elproduktionskostnad, vilket sammanhänger med en högre kreditering, vilket får ett desto större genomslag då elverkningsgraden för den aktuella 20 MWe anläggningen är något lägre än den föregående på 30 MW, dvs alfa-värdet är något lägre. Vidare har DoU sänkts då hjälpkraften för närvarande inte måste beskattas. Indirekt sammanfaller detta med att avfall generellt inte belastas med energi- och koldioxidskatter. Med "full" kreditering erhålls beräkningsmässigt till och med negativ elproduktionskostnad. Eftersom värmekrediteringen som baseras på biobränslen i modellen och har så stor betydelse är det extra viktigt att användaren själv väljer rätt värmekreditering efter det verkliga system som anläggningen skall denna arbeta i. En viktig faktor för avfallsbränslen är också "mottagningsavgiften" som medför ett negativt bränslepris. Mottagningsavgiften varierar idag regionalt och hur denna utvecklas är osäkert. Dessa faktorer i kombination med att utnyttjningstiden (default) för avfallsbaserad KVV är lång (7000h), vilket gynnar denna teknik, medför att det absoluta presenterade resultatet skall betraktas med försiktighet och att en direkt jämförelse med andra kraftvärmeslag (utnyttjningstid 5000h) bör undvikas. Istället rekommenderas läsaren göra en egen analys med modellen.

Gasmotorer har fått en betydligt högre elproduktionskostnad jämfört med tidigare utgåva kopplat till ett betydligt högre gaspris för småskaliga applikationer (utöver den som kan kopplas till generellt högre gaspris). Det beror i sin tur på att gaspriset har getts en finare indelning visavi behov (effekt) och konsumtion jämfört med tidigare. Detta berör även den mindre gaseldade kraftvärmeverket (gaskombi).

Produktionskostnaden för kolkraft har inte stigit. Det beror bl.a. på att prisökningen för kolkraftverk jämte annan internationellt upphandlad kraftverksteknik har varit låg om den stigit över huvud taget, jämfört med t.ex. biobränsle- och avfallseldade anläggningar. Det kan bl.a. avläsas ur olika internationella index. Vidare var total DoU-kostnad (summa fast och rörlig) högre i den föregående versionen. Ett kostnadsunderlag som är gemensamt och konsistent med övrig fossil baskondens samt CCS-alternativen har använts i föreliggande uppdatering.

Summary

Objective

This report constitutes an updating and summary of the reports *El från nya anläggningar 2007 (Elforsk 07:50)*, which elaborates on today's electricity generation techniques being implemented in new plants and the associated electricity productions costs, and *Inventering av framtidens produktions-tekniker för el- och värmeproduktion (Elforsk rapport 08:74)*, which reports about continued development of today's commercial techniques and techniques estimated to be of interest in the future.

The objective of the new report series *"El från nya och framtida anläggningar"* is to get an integrated and up to date as well as a comparable picture of the situation 2010 concerning electricity production costs based on commercially available and reliable techniques. Some techniques characterized as new but still in a development phase and therefore less tested with regard to reliability have been included. The scope also involves a forward-looking approach trying to estimate the costs of today's as well as developing techniques in the perspective 2020-2025.

For technical descriptions of electricity generating plants earlier dealt with, reference is made to the above mentioned reports. New techniques that has not been discussed earlier plus necessary complementary additions are included in the present report.

The updating includes and involves also an expanded computer based model (in Excel) for calculation and presentation of the electricity production costs as well as for sensitivity analysis related to essential input factors/quantities and conditions (representing Swedish circumstances).

Techniques

In this first version of *"El från nya och framtida anläggningar"* 14 new plant types or variants have been added in relation to the previous version of *"El från nya anläggningar 2007"*. Worthwhile mentioning is:

- A small biomass fuel fired CHP rated at 5 MWe
- A CHP 20 MWe burning sorted waste fuels "RDF"
- A CHP 20 MWe for thermal gasification of sorted waste fuels "RDF"
- Condensing plants with CCS (for both coal and natural gas)
- A biomass fired plant with an ORC-process rated at 2 MWe
- A waste heat driven ORC-process rated at 0,5 MWe
- A small hydro power station at 5 MWe
- Solar cells (PV) at 50 kWe
- Thermal gasification of biomass with internal combustion engine rated at 1, 5 and 10 MWe respectively
- A fuel cell (MCFC) for biogas rated at 500 kWe
- A fuel cell (PEFC) for natural gas rated at 50 kWe
- Thermal gasification of biomass with combined cycle – CHP rated at 20 and 60 MWe respectively

In addition to the above a number of new versions of formerly described techniques have been included. For the fast developing wind power technology new wind turbines based on increased tower heights, increased wing/rotor diameters and electric power capacities have been introduced along with increased wind park sizes.

A new type of plant that has been added is the "polygeneration" plants based on biomass fuels – "biomass polygeneration". The denomination is used to characterize that production of several different products are integrated in a common process in order to achieve synergies and maximize the total energy usage. In this first version of "El från nya och framtida anläggningar" two biomass poly generation plants have been introduced and elaborated upon, one for production of vehicle fuel (biomethane/CH₄) and another for pellets.

The focus of attention in this version of the report relates to presentation of updated and new data for plants that are assumed be commercial or "semi-commercial" today (perspective 2010). When it comes to the perspective 2020-25 the presentation is reflecting rather the development potential and preliminary assessment of data and costs provided that relevant basic data exists.

Basis for calculations

All relevant conditions for calculation have been updated in relation to the former version of "El från nya och framtida anläggningar". This concerns technical as well as economic conditions.

Fuel prices and taxes

In this report it's not within the scope to evaluate various determining factors such as trends concerning political means of control or development of fuel prices. Calculation of production costs are based on the present fuel prices, taxes and support (systems). This also applies to further developed techniques and plants as well as to plants being ordered and purchased in 10-15 years time.

The calculations have been carried out based on the tax levels specified in the budget proposal 2009/10:41 with additionally proposed reduction for CHP production from January 1, 2011 according to the budget proposal 2010/11:1.

Electricity certificates

The development of the price of electricity certificates has had and has a substantial effect concerning decisions about investments in renewable electricity production. About a year ago the value of the certificates was high, but in recent months the value has dropped. How the value will develop in the next certificate period taking into consideration that several plants will be leaving the system (having reached there maximum affiliation time) plus a possible integration of the Norwegian market is surrounded of uncertainty. The price level used in the present calculations is 280 SEK/MWh, which is based on the average value during the past year.

Operation prerequisites

Prerequisites for operation related to utilization or yearly operation time have been revised in the present edition. Planned utilization time is defined as planned yearly production assuming 100% reliability disregarding deduction for unplanned stops divided with rated output. Net production is achieved by including the set reliability found in the input data sheets of the computational model. For the wind power plants the so called park efficiency, i.e. the fact that single wind turbines are shadowing each other, shall also be specified. New default input data are specified in Chapter 4.4.

Heat credit entry

Heat being produced in CHP's has to be given a value which is deducted from the other cost entries. It has a significant impact on the finally calculated net electricity production cost. The lower the electric efficiency is the higher is the share of produced heat and as a consequence the importance of the heat credit entry.

There is no general model which can be claimed be correct in every situation and application. The heat credit entry has to be decided upon for each specific district heating system. The starting point for the valuation and the calculation usually is that the heat credit is set based on the best alternative available to produce the heat required. In order to get a clear comparison, similar to earlier versions of the report, a general model based on default input data, which can be altered in the attached calculation model, is used.

However, a partly new model for the specific credit calculations has been introduced. For all CHP's the value is calculated based on the use and the price of biomass fuel as well as associated costs for fixed and variable operation and maintenance (O&M) costs proportioned to the heat production. For large plants the basis for the calculation is a biomass fired heat only plant equipped with a flue gas condenser with similar total heat production. When it comes to the small scale plants included in the study the credit entry is based on biomass pellet fired heat only plants. For both large and small scale plants a fixed credit entry corresponding to the investment of a heat only plant can be made if required, which can be motivated should new capacity be needed in the system.

Product credit entry

For the biomass polygeneration plants other main products as well as possible by-products need to be assigned a value. The produced heat (for district heating) from the integrated CHP unit is credited according to the above. For the polygeneration plants being introduced in this study, the additionally generated products, biomethan/CH₄ and pellets respectively, shall also be credited.

The valuation of the products is based on the same principle being applied when crediting generated heat, i.e. the value shall reflect a production cost representing the value/price in a point where it is left for distribution.

Technical and economic data.

Technical as well as economic input data have been updated concerning all techniques. Technical data and performance characteristics are given in Table 5. For each and every plant specific data, such as specific investment (overnight cost), interest payments during construction, operation and maintenance (O&M) costs plus important technical parameters such as electricity efficiency (net) and the alfa-value (electricity to heat ratio), are given in the input data sheets.

Calculation model

The computer based calculation model, which is available on the website Elforsk <http://www.elforsk.se>, calculates the electricity cost for specified plant options based on the annuity method with the specified (default), but changeable, the input data. Calculation results are presented in tables and graphs. The user specifies for each case the plant options to be included in the calculation.

A distinction has been made in commercial technologies (with guarantees) and in new "semi-commercial" techniques (limiting guarantees), both groups available in 2010 on the one hand, and future technologies that are considered commercial, first from 2020 to 2025, on the other hand. Techniques belonging to each period are selected actively by the user in the model input sheet after specified time period.

The model data comprises input data for all plant options in a for each plant-specific input data sheet. All these data can be changed by the user.

Other public input and conditions can also be easily changed by the user. These are, for example, fuel prices, rate of interest, equivalent full load operation time (duration time), taxes, heat credit entry, product credit entry (polygeneration), subsidies, etc., see Chapter 6.

Results

The presentation has been divided into the following subgroups.

- Fossil condensing plants, nuclear, wind and hydro
- Large-scale CHP
- Small-scale technology (Distributed Generation)

For the presentation and a rational management of different techniques, abbreviations are used in the calculation model. Describing text for each abbreviation is presented in the tables in Chapter 2.

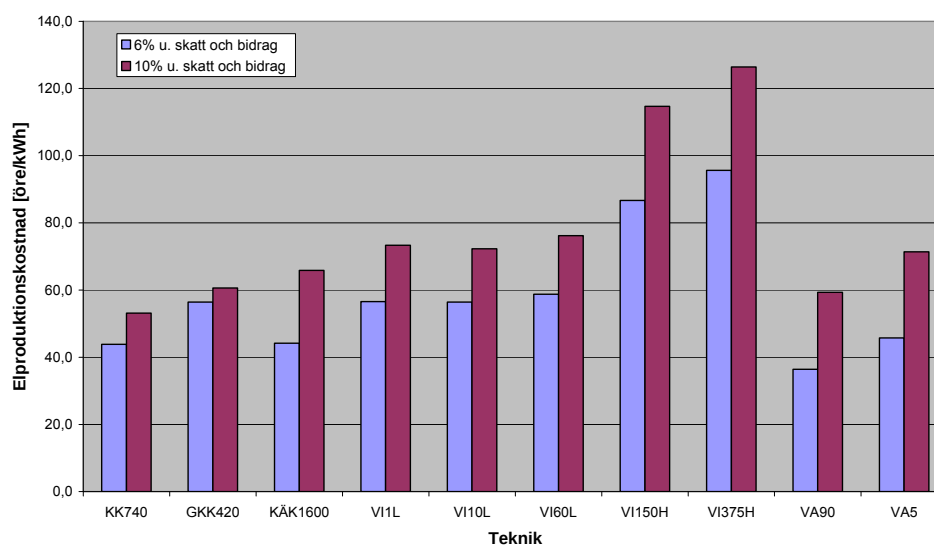
The summary results are presented for commercial and new semi-commercial technologies 2010. Corresponding results for the further developed and emerging techniques are presented in Chapter 7.

Fossil condensing plants, nuclear, wind and hydro

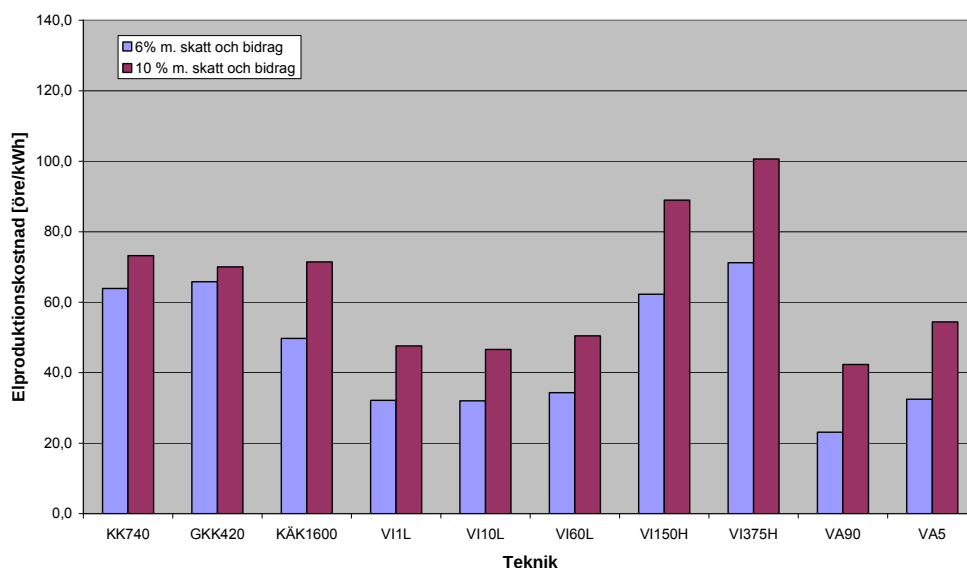
For the first subgroup results are presented with the variation of interest rate, 6% (default) and 10%, and with and without taxes and subsidies (green certificates, grants). Neither heating nor product credit entries are to be considered for these techniques.

Below electricity generation cost are presented for fossil condensing plants, nuclear, wind and water, without taxes and subsidies, at 6 and 10% interest rate:

Baskondens, kärnkraft, vind och vatten 2010 utan skatt och bidrag vid 6 och 10 % rta



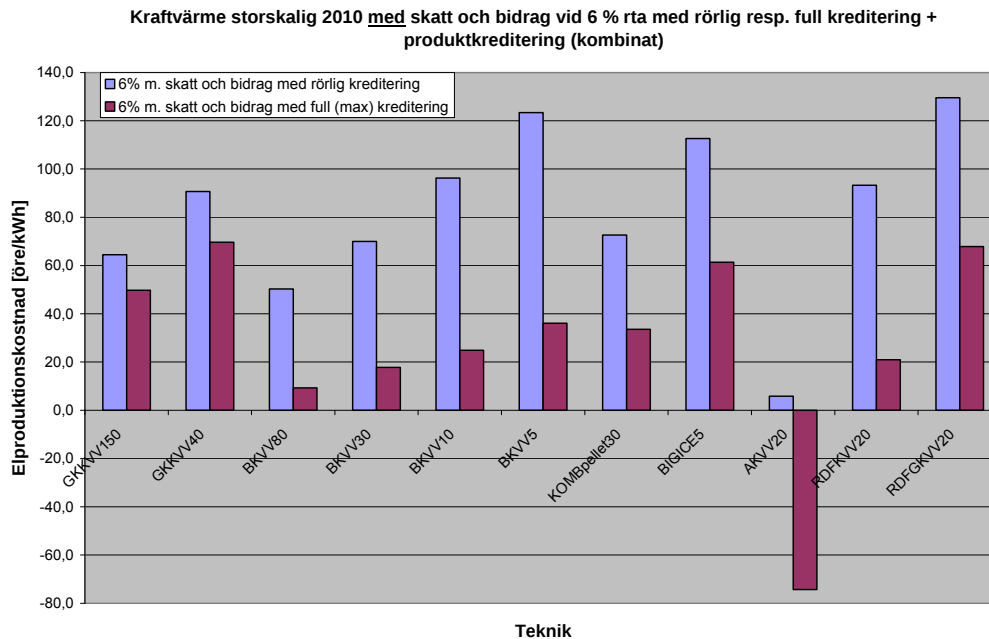
Below electricity generation costs are presented for fossil condensing plants, nuclear, wind and hydro with taxes and subsidies, at 6 and 10% interest rate:

Baskondens, kärnkraft, vind och vatten 2010 med skatt och bidrag vid 6 och 10 % rta

CHP and Polygeneration

The second subgroup is presented at 6% real interest rate with taxes and grants with "variable" credit entry (generally regarded as minimum credit) and with heat credit entry for both variable and fixed costs (full credit), the latter including capital corresponding to a heat only plant including flue gas condenser for wet fuels with the same total heat production capacity as the current CHP.

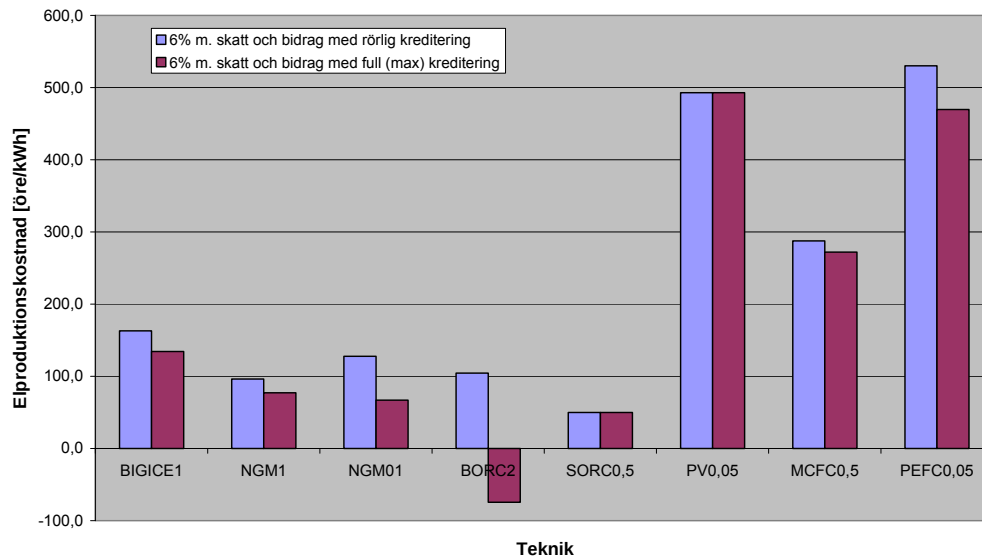
Below are electricity generation costs for large-scale cogeneration plants with tax and subsidies at 6% real interest rate, with both variable credit entry and full credit entry respectively:



Small-scale techniques

The third and last sub-group, small-scale techniques including “distributed generation” for both power and cogeneration, are presented based on conditions similar to the second subgroup with the difference that the full credit entry is based on a heat only plant or burner for wood pellet fuels. Also in this group there are both commercial and semi-commercial technologies representing 2010 and future technologies and further development of commercial techniques that represent the perspective 2020-25, designated by an alphanumeric combination result of _2.

Below are electricity costs for small-scale technologies with taxes and subsidies at 6% real interest rate, both for variable credit entry and for full credit entry.

Småskalig teknik 2010 med skatt och bidrag vid 6 % rta med rörl resp. full kreditering

Comments

With regard to both performance and cost assessments focus has been on presenting good figures for the plant types that are commercial today. It is of course more difficult to obtain information relating for the perspective 2020-25 and as consequence of this the presented figures for both further development of current technologies and new technologies are much more uncertain. For technologies for which this information is lacking, the same figures as for today's technologies are presented. Hopefully these gaps gradually will be filled in the future planned updates (biannual).

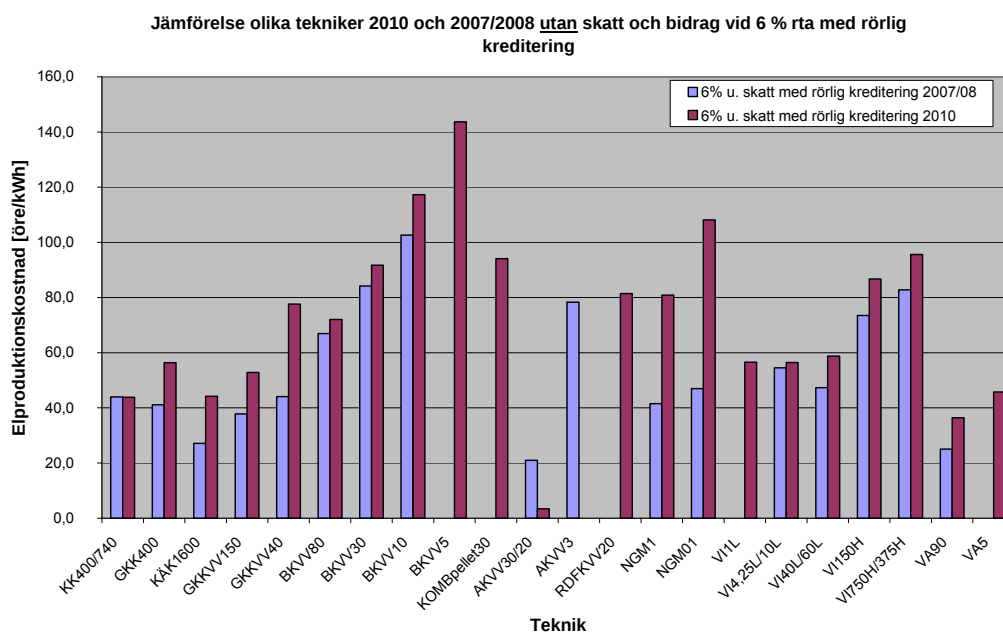
Some observations made on the basis of the calculation results are:

- o Selected input conditions and assumptions controls the calculation results
- o For CHP the choice of crediting entry will have a huge impact, particularly true for techniques with a low α - value (electricity to heat ratio), ie.;
 - o CHP based on waste and RDF
 - o Biomass CHP with ORC
 - o The electricity production cost for these techniques will be very low relative to other techniques, when high (full) credit entry is used
 - When heating entry is based on a capital-intensive production of district heating – biomass based heat only boiler – the electricity production cost will increase at higher interest rates
 - Electricity production costs for technologies with a low α - values and high (full) credit entry will due to this fact result in lower electricity production costs at high (10%) interest rate than at low (6%) interest rate

- o For waste fuel CHP plants the gate fees will also have a very large impact
- o Especially for techniques with a low α - values the reader is recommended to make calculations based on own selected credit entry figures and to choose their own waste gate fees
- o Otherwise, the calculation results is considered to be robust considering ranking the techniques

All wind energy options are expected to have lower electricity costs in the 2020-2025 time frame compared to 2010 due to a shift toward more cost-effective wind turbines. Probably, these technologies can be introduced in the market slightly earlier than 2020.

A comparison with the results from the latest version of "El från nya anläggningar 2007" can only be made for the technologies that were presented in that report. A comparison has been made of these techniques and results for a few selected new techniques. This is presented in the following diagram, without taxes and subsidies at 6% real interest rate with the lower variable heating credit entry, which 2007/08 was 180 and 300 SEK/MWh (fixed) for large and small plants respectively and in 2010 232 and 386 SEK/MWh (variable) for the same plants.



Cost information and references which has been available for this update indicate that the investment cost of nuclear power was underestimated in the previous version of the report. This is the main reason why the production cost of nuclear power has increased substantially compared with the 2007 report and now is in the same level as fossil large-scale condensing plants.

The results show a very low electricity production cost for CHP plants for unsorted household and industrial waste, which is associated with a higher heat credit entry, which has a greater impact due to that the electrical

efficiency of the current 20 MWe plant is slightly lower than the previous one of 30 MW, ie the alpha-value is slightly lower. Furthermore, operation and maintenance (O&M) costs have been reduced due to the fact that auxiliary power currently is not taxed. Indirectly, this is based on that waste is generally not subject to energy and carbon taxes. When "full" credit is used in the calculations it results in a negative electricity production cost. Since the heat credit entry in the model is based on bio-fuels and is of such importance, it is particularly important that the user of the model selects the right heating credit entry for the actual system. Yet another important factor is the "gate fee", often bringing about a negative fuel price. The gate fees vary regionally today and their development is uncertain. These factors, combined with the fact that the load factor or duration time (default) for waste-based CHP is long (7000h), constitute an advantage for this technology. However, the presented absolute figures should be considered cautiously when compared with other CHP types (duration time 5000h). Direct comparison should rather be avoided. In this case it is recommended that the readers make their own analysis using the model available.

Gas engines have got much higher electricity costs compared to the previous release. This is associated with a significantly higher gas price for small-scale applications. In turn it depends on that the gas price, which is generally higher, also has been given a finer division versus needs (power) and consumption compared with the past. This also affects the smaller gas-fired CHP plant (Combined Cycle).

The production cost of coal based condensing plants has not risen compared to the previous report. This can partly be explained by the fact that price escalation of coal power plants and other internationally purchased fossil fired plant technology have been low compared to continued price escalation of biomass- and waste fired plants. This conclusion can be drawn based on various international indices. Furthermore, the total O&M cost (fixed plus variable cost) was higher in the previous version. A cost base, common and consistent with other fossil fired condensing plants and CCS options, have been used in this update.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Mål.....	2
1.3	Metodik.....	2
1.4	Förkortningar.....	3
2	Nya och framtida tekniker – definitioner, sortering	4
2.1	Kommersiella tekniker 2010 (med garantier).....	4
2.2	Nya tekniker – ”semikommersiella” 2010 (begränsade garantier)	5
2.3	Framtida tekniker – kommersiella 2020 - 2025	7
3	Tekniska beskrivningar	8
3.1	Kommersiell teknik inkl vidareutveckling.....	8
3.1.1	Storskalig teknik för elproduktion - Baskondens.....	8
3.1.2	Kärnkraft – Baskondens	10
3.1.3	Storskalig kraftvärme	11
3.1.4	Vindkraft.....	12
3.1.5	Vattenkraft.....	14
3.2	Ny ”Semikommersiell” och Framtida storskalig teknik	14
3.2.1	Ny ”semikommersiell” storskalig teknik för kraftvärme 2010.....	14
3.2.2	Framtida teknik för storskalig kraftvärme 2020-25	17
3.3	Småskalig teknik för kraft & kraftvärme.....	19
3.3.1	Allmänt.....	19
3.3.2	Småskalig kommersiell teknik inkl vidareutveckling	20
3.3.3	Småskalig semikommersiell teknik.....	21
3.4	Kombinat	24
4	Beräkningsförutsättningar	29
4.1	Allmänt.....	29
4.2	Bränsle- och produktpriser.....	29
4.3	Ekonomi	31
4.4	Driftförutsättningar.....	32
4.5	Effektvärdering	35
4.6	Skatter och avgifter	35
4.6.1	Energi- koldioxid- och kraftvärmeskatter	35
4.6.2	Svavelskatt	36
4.6.3	Kväveoxidavgift	36
4.6.4	Skatt på hjälpkraft	36
4.6.5	Deponiskatt.....	37
4.6.6	Skatt på termisk effekt i kärnkraftverk	37
4.6.7	Utsläppsrätter.....	38
4.6.8	Övriga skatter.....	38
4.7	Bidrag	39
4.7.1	Investeringsbidrag	39
4.7.2	Miljöbonus	39
4.8	Elcertifikat.....	39
4.9	Värmekreditering	40
4.10	Produktkreditering.....	41
5	Tekniska och ekonomiska indata	43
5.1	Anläggningsdata.....	43
5.1.1	Investering allmänt	43
5.1.2	Investeringar - kostnadsutveckling	44

5.1.3	Drift och underhåll (DoU)	46
5.2	Kommersiell teknik inkl vidareutveckling.....	47
5.2.1	Baskondens - Kraftverk med CCS (vidareutveckling 2020 - 2025)	47
5.2.2	Kärnkraft	48
5.2.3	Storskalig kraftvärme	50
5.2.4	Småskalig kraftvärme	52
5.2.5	Vindkraft.....	52
5.2.6	Vattenkraft.....	56
5.2.7	Tabeller med tekniska och ekonomiska indata – kommersiell teknik med vidareutveckling	56
5.3	Ny "Semikommersiell" och Framtida teknik	61
5.3.1	Ny "Semikommersiell" storskalig teknik för kraftvärme 2010	61
5.3.2	Framtida teknik för storskalig kraftvärme 2020-25	61
5.3.3	Småskalig teknik för kraft & kraftvärme.....	61
5.3.4	Tabeller med tekniska och ekonomiska indata – "semikommersiell" och ny teknik	62
5.4	Kombinat	63
6	Beräkningsmodellen	66
6.1	Allmänt.....	66
6.2	Skatter, avgifter och bidrag	67
6.2.1	Identifikation	67
6.3	Förenklingar i beräkningsmodellen	68
6.3.1	Hjälpkraftförbrukning	68
6.3.2	Ränta under byggtid	68
6.4	Presentation	68
7	Resultat	70
7.1	Kommersiella och semikommersiella tekniker 2010	75
7.2	Vidareutveckling av kommersiella tekniker samt framtida tekniker – 2020 - 2025	78
8	Kommentarer	82
9	Referenser	85

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Föreliggande rapport utgör uppdatering och sammanfattning av två tidigare utgivna rapporter som redovisar beskrivningar av tekniker och kostnadsnivåer för dagens produktionstekniker och vidareutveckling av dessa samt framtida tekniker som bedöms vara av störst intresse.

El från nya anläggningar 2007 (Elforsk rapport 07:50)

Den första versionen av "El från nya anläggningar" utkom 2000. Sedan dess har rapporten uppdaterats 2003 och senast 2007. Målsättningen med denna rapport har varit att beskriva dagsläget för kommersiella teknikalternativ med avseende på prestanda och kostnader. Vidare att inventera pågående forskning och utvecklingstendenser med syfte att kunna bedöma hur konkurrenskraftig teknik kan se ut om 10-15 år. Med detta avses hur nu tillgänglig teknik kan vidareutvecklas och hur möjligheterna ter sig för etablering av ny teknik.

Till "El från nya anläggningar" hör också en datormodell som tagits fram och utvecklats för att användaren själv skall kunna göra ekonomiska beräkningar för de teknikalternativ och de förutsättningar som är aktuella i respektive fall.



Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion (Elforsk rapport 08:74)

Rapporten som är daterad Juni 2009 fokuserar på vidareutveckling dagens tekniker samt nya tekniker. Syftet har varit att ta fram troliga utvecklingsscenarier för el- och värmeproducerande tekniker samt identifiera möjliga teknikkliv i tidsperspektivet 2020 och 2030. Även i denna rapport redovisas bedömningar av kostnader och konkurrenskraft.

1.2 Mål

Det övergripande målet är att få en aktuell och jämförbar bild av nuläget när det gäller elproduktionskostnader såväl kommersiellt tillgängliga beprövade som nya mindre beprövade tekniker. Vidare är målet att redovisa bedömningar av kostnader för de befintliga och nya tekniker som kan vara intressanta i ett perspektiv 2020-2025, i den mån relevant underlag föreligger.

Resultaten skall kunna användas för planering och inledande förstudier.

1.3 Metodik

Mot bakgrund av att det finns ett flertal kopplingar mellan de två ovan nämnda rapporterna, tog Elforsk 2010 ett beslut om att integrera framtida uppdateringar av de två rapporterna till en samlad rapport.

I denna första utgåva av "El från nya och framtida anläggningar 2011" har inte en fullständig sammansmältning av de tidigare rapporterna gjorts, vilket blir målet för nästa uppdatering. Föreliggande rapport utgörs av en sammanställning av uppdaterade förutsättningar och kostnadsnivåer, för dagens produktionstekniker, vidareutveckling av dagens teknik samt framtida och nya tekniker.

Vid beräkning av produktionskostnader används dagens aktuella bränslepriser, skatter och stöd. Detta gäller även för framtida anläggningar som handlas upp om 10-15 år. Bedömningar för dessa anläggningar avser investeringar och teknikutveckling.

För tekniska beskrivningar av tidigare behandlade elproducerande anläggningar hänvisas till två ovan nämnda rapporterna. Tillkommande tekniker som inte behandlats tidigare samt kompletteringar redovisas i rapporten.

Till kategorin nya anläggningar hör olika typer av "kombinat", där ett antal behandlas i teknikinventeringen (rapport 08:74). Kombinat står för att framställning av flera olika produkter kombineras i en integrerad process för att på så sätt få synergier och maximera den totala energinyttan. Målet har varit att även presentera några intressanta kombinat som producerar en signifikant andel el i kombination med andra produkter.

I uppdateringen ingår även en vidareutvecklad datorbaserad modell för hantering och presentation av energiproduktionskostnader samt för känslighetsanalys med avseende på väsentliga faktorer och förutsättningar. Modellen har byggts ut för att klara fler framtida alternativ samt kombinat.

Arbetet har i denna utgåva fokuserats på att redovisa uppdaterade och ny data för produktionsalternativ som bedöms vara kommersiella eller "semikommersiella" idag (perspektiv 2010). När det gäller perspektivet 2020-25 redovisas utvecklingspotential samt bedömningar av data och kostnadsnivåer i de fall relevant underlag föreligger, i tidigare rapporter

(Elforsk 07:50 & 08:74) eller i nytt underlag. Den nya beräkningsmodellen utvidgas så att det går att göra beräkningar för perspektiv 2010 och för perspektiv 2020-25 (investeringar och teknikutveckling). För det framtida perspektivet 2020-25 gäller att redovisade siffror naturligtvis är mer osäkra och att relevant underlag för bedömningar inte är tillgängliga för alla tekniker. I den mån underlag inte är tillgängligt i denna version, redovisas samma siffror i perspektivet 2020-25 som för perspektivet 2010.

1.4 Förkortningar

Följande förkortningar har används i rapporten:

α -värde = förhållandet mellan el och värmeproduktion

BFB = Bubbling Fluidized Bed (Bubblande fluidiserad bäddpanna)

BIG-CC = Biomass Integrated Gasification Combined Cycle (förgasning av biomassa, gas används för kombikraftverk med gasturbin och ångturbin)

BIG-ICE = Biomass Internal Combustion Engine (förgasning av biomassa, gas används för gasmotor)

CCS = Carbon Capture and Storage (koldioxidavskiljning med transport och lagring)

CFB = Circulating Fluidized Bed (cirkulerande fluidiserad bäddpanna)

DoU = Drifts- och underhållskostnad

HVC = Hetvattencentral

ICE = Internal Combustion Engine (förbränningsmotor)

KVV = Kraftvärmeverk

MCFC = Molten Carbonate Fuel Cell (bränslecell "smältkarbonat-teknik")

ORC = Organic Rankine Cycle (kraftprocess med organiskt arbetsmedium)

PEFC = Polymer Electrolyte Fuel Cell (bränslecell "polymer-teknik")

PV = Photovoltaics (solcell)

RDF = Refuse derived fuel (bränsle baserat på sorterade avfallsfraktioner)

RT = Returträ (sorterat träavfall)

2 Nya och framtida tekniker – definitioner, sortering

Förutsättningar, prestanda och kostnadsnivåer har uppdaterats och sammanställts för:

- Dagens kommersiella produktionstekniker, baserat på studien "El från nya anläggningar" (Elforsk 07:50).
- Nya och framtida produktionstekniker samt kombinat, baserat på studien "Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion" (Elforsk 08:74).

För nya och framtida tekniker förutses i flertalet fall pågående utveckling och demonstrationer möjliggöra bättre prestanda och lägre kostnader än vad som bedöms möjligt för anläggningar som skulle byggas idag – vilket för framtida tekniker inte heller är möjligt. Även för dagens kommersiella tekniker sker viss vidareutveckling. Bedömningar av prestanda och kostnader för fortsatt utveckling av nya tekniker samt för framtida tekniker bör därför i första hand jämföras med bedömning för vidareutveckling av dagens kommersiella tekniker. Av denna anledning har bedömningar av prestanda och kostnader som resultat av vidareutveckling gjorts för såväl dagens som för nya och framtida tekniker, i de fall relevant underlag föreligger.

Vi har valt att klassificera teknikerna på följande sätt m.a.p. deras nuvarande utvecklingsstatus:

- 1) Kommersiella tekniker 2010 (kan köpas med sedvanliga garantier)
- 2) Nya tekniker – "semikommersiella" 2010 (kan troligen köpas med begränsade garantier)
- 3) Framtida tekniker – förväntas bli kommersiella så att de kan beställas år 2020 – 2025

Liksom i tidigare utgåvor av "El från nya anläggningar" (Elforsk 07:50, Kapitel 3, 6) behandlas såväl större anläggningar – "storskalig teknik" som mindre anläggningar – "småskalig teknik".

Utöver dessa tillkommer som nämnts kombinat.

Behandlade tekniker och anläggningsstorlekar framgår av tabellerna i avsnitt 2.1 – 2.3. De tekniker och/eller anläggningsstorlekar som tillkommit sedan "El från nya anläggningar" (Elforsk 07:50) har markerats med grått i tabellerna.

2.1 Kommersiella tekniker 2010 (med garantier)

Dessa anläggningar representerar tekniker vilka klassificerats som kommersiella 2010. Detta innebär att de i nuläget är väl beprövade och därför bedöms kunna beställas med sedvanliga garantier.

Tabell 2-1. Anläggningar som representerar storskalig kommersiell teknik (nya tekniker och storlekar markeras med grå bakgrund)

ANLÄGGNING	BRÄNSLE	KOMMERIELLT IDAG BESTÄLLNING 2010		VIDAREUTVECKLING: BEDÖMNING FÖR 2020-2025	
		EFFEKT [MWel]	BETECKNING	EFFEKT [MWel]	BETECKNING
Baskondens					
Kolkondens	Kol	740	KK740	740	KK740
Kolkondens m. CCS	Kol	<i>CCS ej kommersiell idag</i>		600	KK600CCS
Gaskombikondens	Naturgas	420	GKK420	420	GKK420
Gaskombikond. m CCS	Naturgas	<i>CCS ej kommersiell idag</i>		360	GKK360CCS
Kärnkraft	Kärnbränsle	1600	KÅK1600	1600	KÅK1600
Kraftvärme					
Gaskombikraftvärme	Naturgas	150	GKKVV150	150	GKKVV150
Gaskombikraftvärme	Naturgas	40	GKKVV40	40	GKKVV40
Biobränslekraftvärme	Biobränsle	80	BKVV80	80	BKVV80
Biobränslekraftvärme	Biobränsle	30	BKVV30	30	BKVV30
Biobränslekraftvärme	Biobränsle	10	BKVV10	10	BKVV10
Biobränslekraftvärme	Biobränsle	5	BKVV 5	5	BKVV 5
Avfallskraftvärme	Avfall	20	AKVV20	20	AKVV20
RDF-kraftvärme	RDF	20	RDFKVV20	20	RDFKVV20
Vind, vatten					
Vindkraft, land	---	1x1	VI1L	1x1	VI1L
Vindkraft, land	---	5X2	VI10L	5X2	VI10L
Vindkraft, land	---	20x3	VI60L	20x3	VI60L
Vindkraft, hav	---	50x3	VI150H	50x3	VI150H
Vindkraft, hav	---	75x5	VI375H	75x5	VI375H
Vattenkraft	---	90	VA90	90	VA90
Vattenkraft	---	5	VA5	5	VA5

Tabell 2-2. Anläggningar som representerar småskalig kommersiell teknik (nya tekniker och storlekar markeras med grå bakgrund)

ANLÄGGNING	BRÄNSLE	KOMMERIELLT IDAG BESTÄLLNING 2010		VIDAREUTVECKLING: BEDÖMNING FÖR 2020-2025	
		EFFEKT [MWel]	BETECKNING	EFFEKT [MWel]	BETECKNING
Kraftvärme					
Gasmotor	Naturgas	1	NGM1	1	NGM1
Gasmotor	Naturgas	0,1	NGM01	0,1	NGM01

2.2 Nya tekniker – "semikommersiella" 2010 (begränsade garantier)

Dessa anläggningar representerar nya tekniker vilka klassificerats som "semikommersiella" 2010. Detta innebär att de i nuläget är tillgängliga och demonstrerade i aktuell skala, samt troligen kan köpas med begränsade garantier

Tabell 2-3. Anläggningar som representerar storskalig ny "semikommersiell" teknik (nya tekniker och storlekar markeras med grå bakgrund)

ANLÄGGNING	BRÄNSLE	"SEMIKOMMERIELLT" BESTÄLLNING 2010		VIDAREUTVECKLING: BEDÖMNING FÖR 2020-2025	
		EFFEKT [MWel]	BETECKNING	EFFEKT [MWel]	BETECKNING
Kraftvärme					
RDF Termisk förgasning - gaspanna	RDF	20	RDFG-KVV20	20	RDFG-KVV20
Bio ORC	Biobränsle	2	BORC2	2	BORC2
Termisk förgasning - gasmotor	Biobränsle	1	BIG-ICE1	1	BIG-ICE1
Termisk förgasning - gasmotor	Biobränsle	5	BIG-ICE5	10	BIG-ICE10

Tabell 2-4. Anläggningar som representerar småskalig ny "semikommersiell" teknik (nya tekniker och storlekar markeras med grå bakgrund)

ANLÄGGNING	BRÄNSLE	"SEMIKOMMERIELLT" BESTÄLLNING 2010		VIDAREUTVECKLING: BEDÖMNING FÖR 2020-2025	
		EFFEKT [MWel]	BETECKNING	EFFEKT [MWel]	BETECKNING
Kraftvärme					
Stationär bränslecell (MCFC)	Biogas	0,5	MCFC0,5	0,5	MCFC0,5
Stationär bränslecell (PEFC)	Naturgas	0,05	PEFC0,05	0,05	PEFC0,05
Spillvärme, sol					
Spillvärme ORC	Spillvärme	0,5	SORC0,5	0,5	SORC0,5
Solceller	---	0,05	PV0,05	0,05	PV0,05

Tabell 2-5. Kombinat som representerar ny "semikommersiell" teknik (nya tekniker och storlekar markeras med grå bakgrund)

ANLÄGGNING	BRÄNSLE	KOMMERIELLT IDAG BESTÄLLNING 2010		VIDAREUTVECKLING: BEDÖMNING FÖR 2020-2025	
		EFFEKT [MWel]	BETECKNING	EFFEKT [MWel]	BETECKNING
Biobränslepellets, kraftvärme					
Kombinat (pellet)	Biobränsle	30	KOMB (pellet)	30	KOMB (pellet)

2.3 Framtida tekniker – kommersiella 2020 - 2025

Dessa anläggningar representerar framtida tekniker under utveckling, vilka har studerats och testats i sådan utsträckning att de förväntas kunna bli kommersiella så att de kan beställas år 2020 – 2025.

Tabell 2-6. Anläggningar som representerar storskalig framtida teknik.

ANLÄGGNING	BRÄNSLE	EJ KOMMERIELLT 2010		VIDAREUTVECKLING: BEDÖMNING FÖR 2020-2025	
		EFFEKT [MWel]	BETECKNING	EFFEKT [MWel]	BETECKNING
Kraftvärme					
Termisk förgasning - kombicycle	Biobränsle	---	---	20	BIG-CC20
Termisk förgasning - kombicycle	Biobränsle	---	---	60	BIG-CC60

Tabell 2-7. Kombinat, framtida teknik.

ANLÄGGNING	BRÄNSLE	EJ KOMMERIELLT 2010		VIDAREUTVECKLING: BEDÖMNING FÖR 2020-2025	
		EFFEKT [MWel]	BETECKNING	EFFEKT [MWel]	BETECKNING
Metan (CH₄), kraftvärme					
Kombinat (CH ₄)	Biobränsle	---	---	30	KOMB (CH ₄)

3 Tekniska beskrivningar

3.1 Kommersiell teknik inkl vidareutveckling

I detta kapitel görs kortfattade genomgångar av etablerade kommersiella tekniker med avseende på den tekniska statusen idag. I texter och beskrivningar lyfts uppgifter fram som är av betydelse för genomförande av beräkningarna och som skiljer i förhållande till föregående upplaga av 'El från Nya Anläggningar' (Elforsk 07:50). Denna utnyttjas som källa och referens för uppgifter av generell natur (i överensstämmelse med principiellt tagna beslut att 'El från Nya Anläggningar' ska uppdateras och redovisas regelbundet innebärande att varannan upplaga publiceras som en komplett rapport och den däremellan liggande upplagan ges ut som en enklare rapport). Andra närliggande studier som 'Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion, Syntesrapport' (Elforsk 08:74) kommer naturligtvis också att utnyttjas som referenser.

3.1.1 Storskalig teknik för elproduktion - Baskondens

Kolkondenskraftverk

Anläggningsstorlek och prestanda har uppdaterats till "state-of-the-art" för kolkpulvereldade kraftverk som nu byggs i Europa, vilket innebär "Ultra Super-Critical", med ångparametrar 280 bar/600/620°C och anläggningsstorlek ca 800 MWe_{el,gross}, motsvarande 740 MWe_{el,net} med elverkningsgrad på 46%.

Fortsatt internationell FoU pågår, med fokus på materialutveckling för att ytterligare höja ångtemperaturer och därmed elverkningsgrader. Temperaturnivån 700°C och ca 50% elverkningsgrad för stenkol anses ligga inom räckhåll. Nuläget för den europeiska utvecklingen är att COMTES700 (avslutas 2012) fortsätter med COMTES+ med mer materialutveckling och tester (avslutas 2017). Kostnadsbedömningar för kraftverk med dessa avancerade konstruktionsmaterial är ännu mycket osäkra, men indikerar högre investeringskostnader, vilka förhoppningsvis kan kompenseras av lägre driftkostnader i form av minskad bränsleförbrukning. Se vidare "Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion" (Elforsk 08:74, Kapitel 3.1) samt "Delrapport Pannor/Förbränning/Ångcykel för fjärrvärme och kraftvärme" (Elforsk 08:77, Kapitel 1). För närvarande råder dessutom osäkerhet kring när sådana kraftverk kan komma att bli kommersiellt mogna, och i stort sett samtliga studier av kolkraftverk med CCS baseras på dagens "state-of-the-art" vad gäller ångtemperaturer.

Mot bakgrund av dessa osäkerheter vad gäller kostnadsbedömningar och tidsperspektiv för kommersiell introduktion av "700°C-anläggningar", har vi valt att även för tidsperspektivet 2020 – 2025 använda oss av dagens "state-of-the-art" vad gäller ångparametrar (280 bar/600/620°C), prestanda och anläggningsstorlekar.

Kolkondenskraftverk med CCS (Carbon dioxide Capture and Storage)

CCS-teknik är idag inte kommersiellt mogen för stora kraftverk, men ett antal demonstrationskraftverk (100-tals MW_{el}) med CCS planeras och projekteras f.n. i Europa såväl som internationellt, bl.a. av E.ON och Vattenfall, med sikte på att tekniken ska kunna bli kommersiellt mogen efter år 2020.

Kostnader och prestanda för kraftverk med CCS har baserats på nyligen genomförda arbeten inom den europeiska teknikplattformen för CCS (ZEP, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants).

De tre tekniker för avskiljning av CO₂, som är aktuella för de demonstrationer som f.n. planeras och projekteras är:

- Oxy-fuel förbränning; förbränning av bränslet sker med syrgas och återcirkulerad CO₂ i stället för luft.
- Post-combustion capture; CO₂ avskiljs ur rökgaserna.
- Pre-combustion capture; kolet avlägsnas från bränslet innan förbränningen

Kostnaderna för avskiljning och kompression av CO₂ utgörs av ökade bränslekostnader p.g.a. att processerna konsumerar energi (vi har antagit 8%-enheter lägre elverkningsgrad), investeringar i processutrustning, samt D&U-kostnader för avskiljning och kompression.

För koleldade kondenskraftverk blir beräknade prestanda och kostnader relativt lika för de ovan nämnda teknikerna, om beräkningarna baseras på samma förutsättningar och ungefär samma grad av "optimism/konservatism".

Av denna anledning har vi valt att använda ett genomsnitt av prestanda och kostnader för dessa tre tekniker.

Med samma ångflöde ("live steam flow rate") och ångparametrar samt samma/likartad utformning av panna och ångcykel som för kolkondenskraftverk utan CCS, blir nettoelproduktionen ca 600 MW.

För transport och geologisk lagring av CO₂, har vi använt bedömda kostnader för CO₂-lagring i saltvattenakvifär på land, och med kort transportavstånd (180 km, pipeline).

CCS-teknikerna beskrivs översiktligt i Bilaga A.1

Gaskombikondenskraftverk

Liksom i föregående upplaga av "El från Nya Anläggningar" (Elforsk 07:50) används anläggningsstorlek (drygt 400 MW_{el}) och prestanda för kombicykel baserad på s.k. F-klass gasturbin. Elverkningsgraden (netto) har liksom tidigare satts till 58%.

Pågående gasturbinutveckling mot allt högre gasturbintemperaturer och därmed verkningsgrader förväntas fortsätta, och för tidsperspektivet 2020 – 2025 har elverkningsgraden (netto) satts till 60%.

Gaskombikondenskraftverk med CCS

Liksom för kolkondenskraftverk, har kostnader och prestanda för kraftverk med CCS baserats på nyligen genomförda arbeten inom den europeiska teknikplattformen för CCS (ZEP).

För avskiljning av CO₂ från naturgaseldade kombicykelkraftverk, är "post-combustion" capture den teknik som i första hand torde bli aktuell för demonstration. "Oxy-fuel"-förbränning fordrar modifierade/nya typer av gasturbiner och "pre-combustion" bedöms numera inte erbjuda några signifikanta potentiella fördelar jämfört med "post-combustion" capture.

Följaktligen har vi valt att använda kostnader för denna teknik för avskiljning av CO₂ från naturgaseldade kombicykelkraftverk.

Med samma gasturbin och samma/likartad utformning av kombicykeln som för gaskombikondenskraftverk utan CCS, blir nettoelproduktionen ca 360 MW.

För transport och geologisk lagring av CO₂, har vi använt bedömda kostnader för CO₂-lagring i saltvattenakvifer på land, och med kort transportavstånd (180 km, pipeline).

CCS teknikerna beskrivs översiktligt i Bilaga A.1

3.1.2 Kärnkraft – Baskondens

Teknikutvecklingen för kärnkraften beskrivs utförligt i den tidigare upplagan av rapporten (Elforsk 07:50) och redogörs därför inte för här. Liksom i den förra studien har beräkningarna gjorts för en lättvattenreaktor av Generation-III+ vilket är den typen av reaktorer som främst kommer att byggas i västvärlden de kommande decennierna. Det är viktigt att påpeka att Generation-IV ligger långt fram i tiden. Byggen av reaktorer av Generation-III+ pågår just nu i exempelvis Finland och Frankrike.

En skillnad från den förra studien (Elforsk 07:50) är att elverkningsgraden har justerats upp till 36 % för att motsvara den prestanda som leverantörerna anger för sina anläggningar. Anledningen till en högre verkningsgrad jämfört med dagens reaktorer är främst förbättrade ånggeneratorer. Utöver detta har inga andra tekniska data ändrats.

Det är möjligt att olyckan i Fukushima Daiichi i mars 2011 kommer att få följder för utformningen av säkerhetssystemen vid dagens verk. Reaktorer av Generation-III+ är utrustade med mer utvecklade säkerhetssystem än nuvarande reaktorer. Det är svårt att i nuläget bedöma om olyckan kommer att få konsekvenser för designen av dessa reaktortyper men det kan inte uteslutas. För reaktorer som ännu inte är beställda får sådana designändringar troligen en marginell effekt på produktionskostnaden.

3.1.3 Storskalig kraftvärme

Gaskombikraftvärme

Gaskombianläggningarna för kraftvärme på 40 och 150 MW har behållits men med något högre el- och totalverkningsgrader i enlighet med den utveckling som bedrivs i NGTS-programmet (Next Generation Turbine Systems) avseende utveckling av (stora) gasturbiner samt med input och tekniköverföring från utveckling av flygmotorer. Det har inte ansetts relevant att i den föreliggande upplagan av "El från Nya Anläggningar" lyfta in större anläggningar med kapacitet motsvarande t.ex. Öresundsverket i Malmö.

Biobränslebaserad kraftvärme

De biobränsleeldade kraftvärmeverken på 10, 30 och 80 MWe (netto) har utökats med en anläggning med effekten 5 MWe. Denna har antagits vara baserad på roster eller BFB-teknik, medan de övriga såsom tidigare antas vara uppförda med BFB eller CFB-teknik. Vidare förutsätts alla anläggningarna vara anpassade för fuktiga bränslen och därför också utrustade med rökgaskondensor. Ångcyklerna överensstämmer med de som presenterats i Bilaga 1 knuten till den föregående upplagan av rapporten (Elforsk 07:50). Det till elcertifikat och stigande elpriser relaterade ökande intresset för högre elproduktion har för dagens anläggningar i huvudsak antagits kunna tillfredsställas genom tekniska lösningar som utveckling av sandlåsöverhettare i CFB-applikationer. Denna lösning synes ha lett till en kommersiell etablering av ångtemperaturer i intervallet 540-560°C, den högre nivån gällande större enheter. Utveckling mot nivåer upp emot 600°C antas inte slå igenom kommersiellt förrän 2020-25.

Avfallsbaserad kraftvärme, inkl RDF

I förhållande till den föregående rapporten (Elforsk 07:50) har avfallskraftvärmeverket för hushålls- och industriavfall på 30 MWe (netto) ersatts med ett motsvarande med kapaciteten 20 MWe samt den mindre enheten på 3 MWe (netto) tagits bort. Skälet är att de, i perspektivet av vad som byggs under senare år, inte är riktigt representativa för svenska förhållanden. De större anläggningar som byggs har en behandlingskapacitet på ca 250 000 ton/år motsvarande ca 20 MWe. Allt färre anläggningar motsvarande den tidigare mindre anläggningen på ca 3 MWe med behandlingskapacitet på ca 50 000 ton/år uppförs. Om så sker utnyttjas inte alltid möjligheten att konstruera och bygga för den teoretiska elproduktionskapaciteten utan man nöjer sig med att förse anläggningen med en turbin som kan leverera hjälpkraft, sannolikt beroende på bristande lönsamhet att i denna skala gå "hela vägen".

Med anledning av det allt större intresset för att importera och elda sorterade avfallsfraktioner betecknade RDF (Refuse Derived Fuel) har en anläggning för denna typ av produkter medtagits (RDF av europeiskt ursprung kan enligt uppgift landas i svensk hamn (CIF) för 25 kr/MWh eller lägre). Kapaciteten valdes utgående från att värmeproduktionen ska överensstämma hyggligt med både den avfallseldade och den biobränsleeldade anläggningen på 20 respektive 30 MWe. RDF kan betraktas som ett ordinärt bränsle som införskaffas just i detta syfte för produktion av värme och el medan osorterat avfall också (eventuell i första hand) omfattas av ett krav på kvittblivning. Av

dessa skäl har det antagits att RDF-anläggningen i ett produktionsperspektiv bör jämföras med den bibränsleeldade anläggningen och ges samma utnyttjningstid som denna, dvs. nominellt 5000 h. Denna i kombinationen med ett högt värmevärde för RDF gör att anläggningen får en "behandlings"-kapacitet om "endast" ca 120 000 ton/år. Till skillnad mot anläggningen för hushålls- och industriavfall (tar emot och behandlar ca 250 000 ton/år) som baseras på rosterteknik antas en RDF eldad anläggning bli uppförd baserad på CFB-teknik utan bränslepreparering (bränslet anländer färdigpreparerat till anläggningen).

3.1.4 Vindkraft

Vindkrafttekniken är fortfarande stadd i kraftfull teknisk och kommersiell utveckling. Under 2010 stod vindkraften för 1,9 % av världens elproduktion. Enligt en prognos ökar andelen till 9 % år 2020 (BTM Consult World Market Update 2010).

Den kvalitativa utvecklingen såsom den beskrevs i den föregående rapporten [Elforsk 07:50] samt i [Elforsk 08:74] kvarstår i allt väsentligt. Det inkluderar utvecklingen mot allt större aggregat, under 2010 var den genomsnittliga storleken för nya verk i Sverige nästan 2 MW. Storleken fortsätter att öka även om tilltagande transportsvårigheter i bl.a. skogslänen gör att man kan skönja en viss konsolidering av landbaserade verk kring 2-3 MW. Konsolideringen mot 2-3 MW åtföljs av en vidareutveckling mot lägre vikter för att sänka kostnaderna.

Det finns en generell trend att använda större rotorerna för en viss generatoreffekt än tidigare. Det medför bland annat ökande utnyttjningstider. Trenden mot större rotorerna för given generatorstorlek kan tillskrivas en generell utveckling men framför allt är det en utveckling av vindkraftverk för anpassning till platser med svaga vindar. För några år sedan byggdes 3 MW verk med typiskt 90 m rotordiameter, medan verk för denna effekt idag projekteras med upp till ca 115 m diameter (60 % större yta för vindinfångningen). Verken med de största rotorerna är normalt avsedda för platser med svaga vindförhållanden och måttlig turbulens. Det finns också en tendens mot allt högre tornhöjder [Elforsk 10:48]. Detta är särskilt uttalat för vindkraftverk i skog där vindhastigheten ökar påtagligt med ökande höjd. Ökade tornhöjder medför att både torn- och fundamentkostnader ökar, uppskattningsvis med 3-5 milj. kr per verk vid en höjning med 30-40 m. Stora rotorerna och höga torn har medfört att de områden där en vindkraftsutbyggnad är ekonomiskt intressant har ökat i storlek och antal.

En konsolidering omkring 2-3 MW innebär emellertid inte att utvecklingen gör halt. Flera tillverkare tillhandahåller aggregat på 5 MW eller större och rotorerna med upp till 127 m diameter¹. Även dessa mycket stora verk är till stor del avsedda för användning på land. I Estinnes i Belgien finns en landbaserad EU-stödd anläggning med elva verk med 126 m rotor, av vilka flertalet kommer att uppgraderas till 7,5 MW effekt. De första 7,5 MW-verken i Sverige planeras bli resta på land år 2013.

¹ Gamesa 4 MW

Mot bakgrund av ovanstående har det funnits anledning att i förhållande till föregående rapport [Elforsk 07:50] justera parkerna beträffande aggregatstorlek, antal aggregat och effekter samt uppgifter om investering och utnyttjningstid knutna till bl.a. rotorstorlek och tornhöjd. Det gäller i första hand de landbaserade anläggningarna, som också har utökats med ytterligare en "park" i form av ett enskilt aggregat på 1 MW. Denna har bedömts intressant som representant för privata, kooperativa ägarformer och mindre ekonomiska föreningar.

Medan anläggningarna på land bygger på fullt kommersiell teknik kan situationen för de havsbaserade anläggningarna diskuteras. År 2010 var den globala totalt installerade effekten 194,4 GW. Av dessa stod havsbaserade vindkraftverk för 2,9 GW, dvs. drygt en procent. Utbyggnaden i svenska vatten har också varit återhållsam. Under 2007 tillkom Lillgrund med 48 stycken 2,3 MW verk (Siemens, tornhöjd 69 m) och under 2008-2009 Gässlingegrund i Vänern med 10 stycken verk (WinWind - finsk leverantör, tornhöjd 90 m) på vardera 3 MW. Den senare kostade 18 600 kr/kW (6,28 kr/årskWh) vilket enligt officiella uppgifter är i paritet med kostnaden för Lillgrund. Även de havsbaserade parkerna har i modellen anpassats avseende aggregatstorlek, antal aggregat och effekter, medan däremot andra data/uppgifter för dessa väsentligen är desamma. Följande fem anläggningar inkluderas i den nu aktuella upplagan av studien:

- o Liten anläggning på land med ett enda 1 MW-verk
- o Medelstor anläggning på land med 5 st. 2 MW-verk
- o Större anläggning på land med 20 st. 3 MW-verk
- o Etablering till havs med 50 st. 3 MW-verk
- o Etablering till havs med 75 st. 5 MW-verk

I Tabell 3-1 redovisas tekniska och ekonomiska uppgifter för de fem anläggningarna som inkluderats i den nuvarande studien. För kommentarer till de ekonomiska uppgifterna hänvisas till Kapitel 5.2.5.

Tabell 3-1. Teknik, produktion och kostnader för fem vindkraftfall

	Hav stor	Hav Mellan	Land stor	Land mellan	Land liten
Antal verk	75	50	20	5	1
Effekt per verk [MW]	5	3	3	2	1
Rotordiameter [m]	126	90	110	90	64
Navhöjd [m]	95	70	120	100	74
Total parkeffekt [W]	375	150	60	10	1
Drifttid 100% tgh	3600	3500	3400	3100	2700
Parkeffekt [%]	90	90	92	94	100
Tillgänglighet [%]	95	95	98	98	98
Beräknad utnyttjningstid netto	3100	3000	3050	2850	2650
Produktion [GWh]	1150	450	190	30	2,7
Inv. inkl. ansl. nät	9375	3 450	905	140	13,5

[Mkr]					
Inv. inkl. ansl. nät [kr/kW]	25 000	23 000	15 000	13 500	13 500
Inv. [kr/årskWh]	8,12	7,69	4,92	4,74	5,09
DoU [kr/MWh]	200	160	140	140	110
Avskrivningstid [år]	20	20	20	20	20

3.1.5 Vattenkraft

Mot bakgrund av i vissa fall omfattande ombyggnader och uppgraderingar av befintliga både stora och små vattenkraftverk har det funnits ett intresse för att lägga in även den senare kategorin i beräkningarna vid sidan av den befintliga anläggningen på 90 MW. Småskaliga vattenkraftverk kan definieras enligt den organisatoriska uppdelning som Vattenfall använder) [Vattenfall AB Elproduktion Nordens certifierade miljövarudeklaration EPD® för El från Vattenfalls Vattenkraft i Norden] med effekter i intervallet 0,2-5,4 MW.

Eftersom varje vattenkraftverk i princip är unikt möter exploitören och/eller entreprenören svårigheter när investeringar ska uppskattas. Bl.a. av detta skäl försöker man genomföra projekten så långt det är möjligt utgående från enkla modulariserade koncept baserade på standardkomponenter.

3.2 Ny "Semikommersiell" och Framtida storskalig teknik

I detta kapitel görs kortfattade genomgångar av:

- Nya tekniker vilka har klassificerats som "semikommersiella" 2010. Detta innebär att de i nuläget är tillgängliga och demonstrerade i aktuell skala, samt troligen kan köpas med begränsade garantier. Pågående utveckling och demonstrationer förutses möjliggöra bättre prestanda och lägre kostnader än vad som bedöms möjligt för anläggningar som skulle byggas idag.
- Framtida tekniker under utveckling, vilka har studerats och testats i sådan utsträckning att de förväntas kunna bli kommersiella så att de kan beställas år 2020 – 2025.

I texter och beskrivningar lyfts uppgifter fram som är av betydelse för genomförande av beräkningarna och som skiljer i förhållande till studien 'Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion, Syntesrapport' (Elforsk 08:74) samt tillhörande delrapporter. Andra närliggande studier har naturligtvis också utnyttjats som referenser.

3.2.1 Ny "semikommersiell" storskalig teknik för kraftvärme 2010

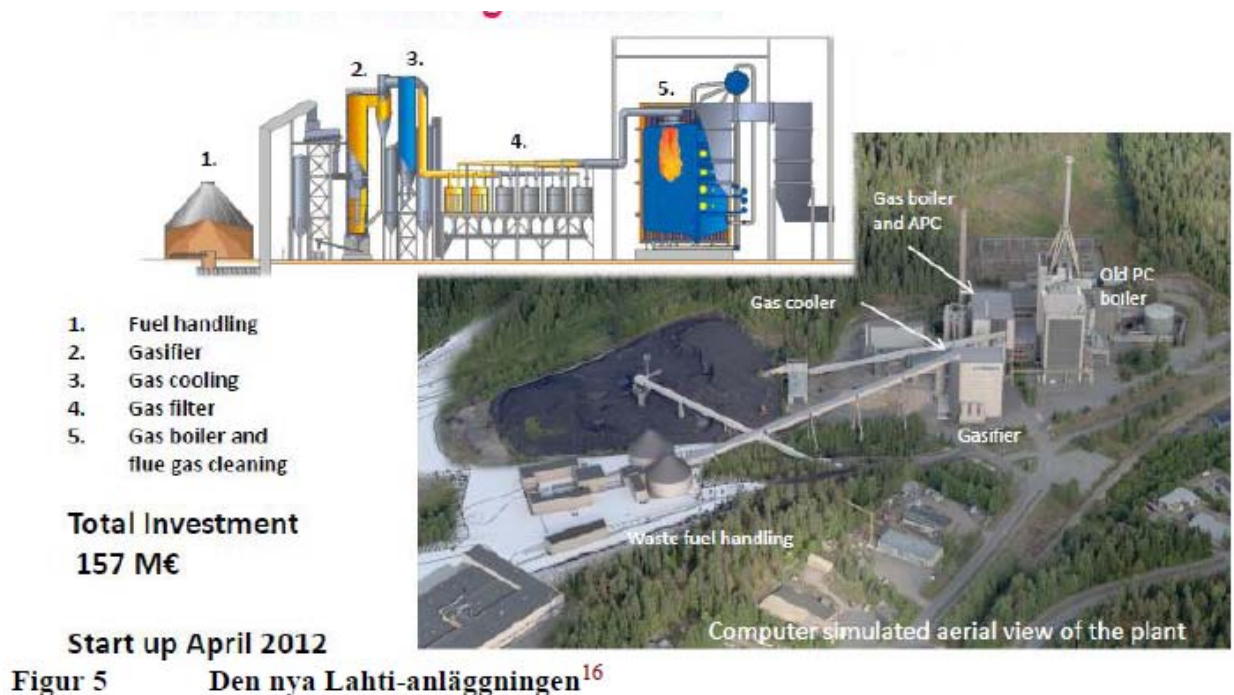
Dessa tekniker baseras på termisk förgasning av bio- och avfallsbränslen, och behandlas utförligt i teknikinventeringsprojektets syntesrapport (Elforsk 08:74, Kapitel 3.2) samt "Delrapport Förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme" (Elforsk 08:78).

Termisk förgasning – gaspanna

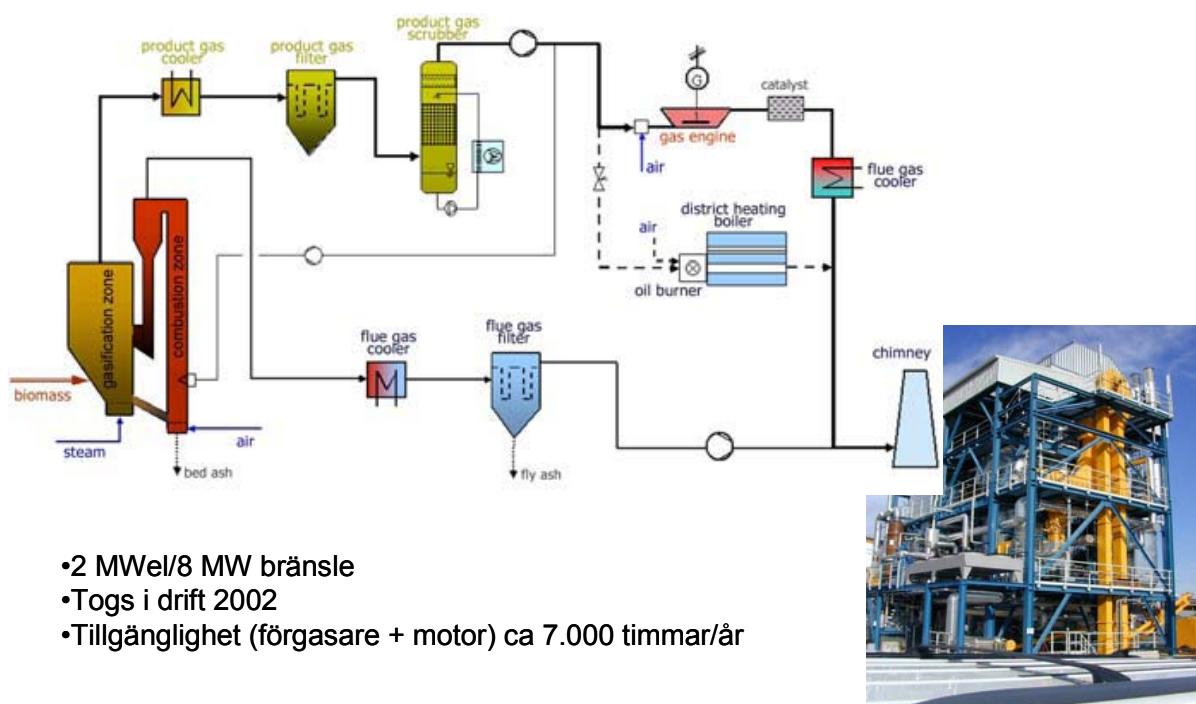
Termisk förgasning av bio- och avfallsbränslen följt av att producerad gas eldas i en panna finns i kommersiell skala i ett fåtal anläggningar där CFB-förgasare kombineras med viss kylning och stoftavskiljning i cyklon. Fleråriga drifterfarenheter finns med bl.a. bark för mesaugnar och avfall. Om mer långtgående gasrening före eldning kan åstadkommas anses tekniken ha en större potential. Detta innebär att avfallsbränslen eller andra bränslen med hög klorhalt kan utnyttjas, samtidigt som den gas som erhålls efter rening kan utnyttjas i en förbränningsanläggning utan att begränsa överhettartemperaturen till de lägre nivåer, relativt kraftverkspannor, som används i avfallspannor och vid eldning av biobränslen, speciellt sådana med höga klorhalter. Detta innebär att både verkningsgrader till el och alfa-värdet kan ökas. Vad som kvarstår är att visa är att mer långtgående gasrening fungerar. Tekniken behandlas utförligt i (Elforsk 08:78, Kapitel 7).

På den tekniska sidan är nu Lathi-anläggningen under byggnad och ska driftsättas 2012. Denna anläggning är på 2*80 MW tillförd effekt och gasen ska eldas i en dedicerad gaspanna med höga ångdata. Kostnaden för denna anläggning är 157 M€. "Thermal conversion of biomass to gases", (Esa Vakkilainen, LUT Energy, Chemicals and materials from biomass, Aalto University 2010.11.05.).

En lyckad demonstration i Lahti kan göra att en koppling med förgasning med dedicerad förbränning eller sameldning i en gaspanna kan få en ökad betydelse om gasreningsproblematiken kan lösas. I och med att Lahti nu kommer till stånd kan detta tänkas ske snabbare än vad som antogs i rapporten från 2008, med ett industriellt genomslag runt 2020.



Förgasning med gasmotor, BIG-ICE (Biomass Integrated Gasification Internal



Babcock Völunds anläggning i Harboröre, Danmark, är baserad på förgasning i fast bädd, med 3,5 MW tillfört bränsle och 1 MW elproduktion. Den togs i drift år 2000, och sedan dess har förgasare + motor körts över 80 000 timmar totalt. Tre anläggningar finns också i Japan, byggda av JFE med licens från Babcock Völund.

Flera motortillverkare är verksamma på området, även om GE Jenbacher fortfarande har en dominerande ställning. Motorutvecklingen sker på flera områden (höjning av turboladdningsstrycket utan kondenseringsproblem och knackning, individuell styrning av tändningen i varje cylinder, smörjoljesystem mm). Här kan både kostnader sänkas och verkningsgrader höjas något, men med en relativt långsam bana. Den största förbättringspotentialen ligger snarare i systemtänkande med integrering av spillvärmeutnyttjande för torkning, ång- eller ORC-cykler för att nå högre verkningsgrader.

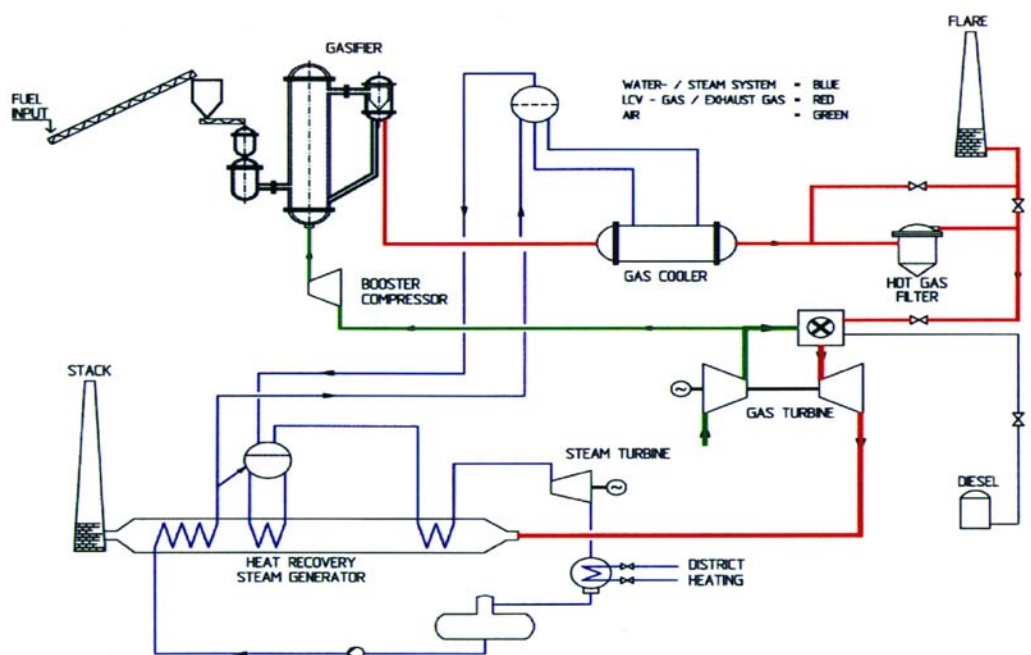
Prestanda och kostnader har i denna studie bedömts för kraftvärme med två anläggningsstorlekar – idag 2010 för 1 MW_{el} och 5 MW_{el}. Fortsatt utveckling förväntas möjliggöra såväl högre elverkningsgrader som lägre investeringskostnader samt större anläggningar. För tidsperspektivet 2020 – 2025 har vi beaktat dessa möjligheter för anläggningsstorlekarna 1 MW_{el} och 10 MW_{el}.

3.2.2 Framtida teknik för storskalig kraftvärme 2020-25

Termisk förgasning – gasturbin, BIG-CC

Biobränsleförgasning med gasturbin i kombi-cykel BIG-CC (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle) har potentiellt högre elverkningsgrader än vad som bedöms vara ekonomiskt optimalt för mindre kraftvärmeanläggningar med panna/ångcykel. Detta skulle alltså göra det möjligt att producera betydligt mer el från givna fjärrvärmeunderlag. Tekniken behandlas utförligt i (Elforsk 08:78, Kapitel 5).

Några pilot- och demonstrationsanläggningar byggdes i början av 90-talet – bl.a. en komplett BIG-CC anläggning i Värnamo baserat på trycksatt förgasningsteknik. Trots en tekniskt lyckad demonstration i Värnamo-anläggningen har inga ytterligare anläggningar byggts, och i stort sett all aktiv utveckling på området ligger nere sedan 2004. Gasturbintillverkare som Siemens och GE har inte engagerat sig i tekniken för mindre turbiner på upp till kanske 50-60 MW, medan däremot utveckling och demonstration av större gasturbiner för snarlik gas för stora kolförgasningsanläggningar har skett. Studier har dock gjorts även under senare år.



Figur 3-3. Termisk biobränsleförgasning med gasturbin, BIG-CC. Demonstrationsanläggningen i Värnamo.

Realisering och vidareutveckling förutsätter intresse hos gasturbintillverkare att aktivt medverka. Om så sker, skulle ny/nya pilot/prototypanläggning(ar) kunna realiseras om några år, varefter uppskalad(e)/halvkommersiell(a) anläggning(ar) skulle kunna tas i drift innan år 2020 och kommersiella anläggningar bli tillgängliga i slutet av 2020-talet. Gasturbinanpassningar brukar behöva stor marknadspotential för att kunna motiveras, varför nödvändiga förutsättningar torde vara att BIG-CC i aktuella storlekar av gasturbintillverkare bedöms kunna bli en långsiktigt tekniskt och ekonomiskt fördelaktig teknik för biobränslebaserad kraftvärme i såväl Sverige som andra delar av Europa och internationellt. Detta skulle kunna inträffa om långsiktigt väsentligt högre elpriser än fjärrvärmepriser förväntas och om tekniken förväntas kunna bli applicerbar på ett större antal fjärrvärmeunderlag i lämpliga storlekar även internationellt, i kombination med styrmedel som gynnar biobränslebaserad el- och fjärrvärmeproduktion. Sannolikheten för en sådan utveckling är svår att bedöma.

Prestanda och kostnader har i denna studie bedömts utgående från att utvecklingen ånyo skulle komma igång, så att tekniken blir tillräckligt kommersiellt mogen för att kunna beställas år 2020 – 2025. Bedömningar har gjorts för kraftvärme med två anläggningsstorlekar – 20 MW_{el} och 60 MW_{el}. De höga alfa-värdena gör att motsvarande fjärrvärmeunderlag blir 26 resp.

68 MW, vilket är i paritet med fjärrvärmeunderlagen för anläggningar på 10 resp. 30 MW_{el} för ångcykelbaserad biobränslekraftvärme.

3.3 Småskalig teknik för kraft & kraftvärme

3.3.1 Allmänt

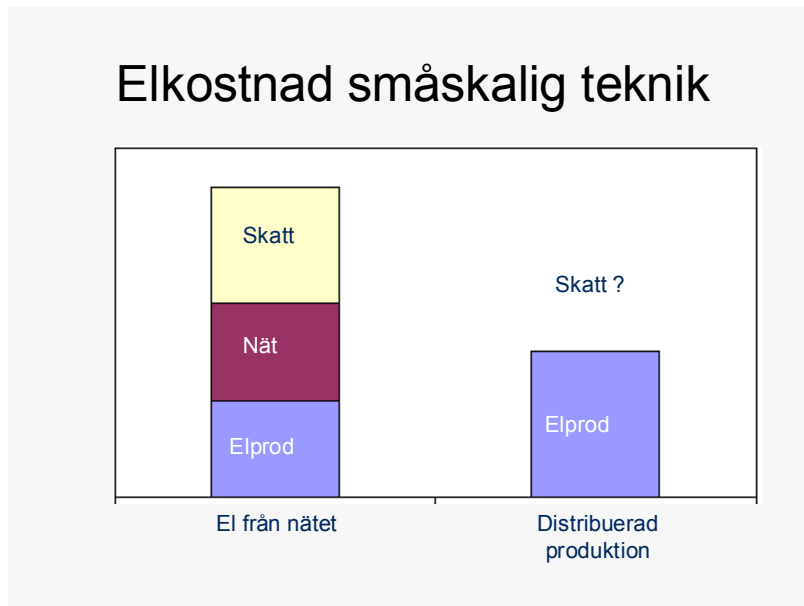
Flera olika småskaliga tekniker för framtidens elproduktion är utförligt beskrivna i Elforsk rapporten 08:82 som utgjorde en del av Elforsk Inventeringsrapport för framtidens el och värmeproduktionstekniker, Syntesrapport Elforsk 08:74.

I årets upplaga av El från nya anläggningar har ett antal småskaliga tekniker, några av den nya, inkluderats. Det kan speciellt ha betydelse för valet av framtida tekniker efter 2025. De småskaliga tekniker som tas upp är,

- Förbränningsmotorer – "ICE"
- Solceller
- ORC, Organic Rankine Cycle
- Bränsleceller

Det finns naturligtvis flera andra tänkbara småskaliga tekniker som Stirling-motorer, vågkraft, mikroturbiner m.fl., men de omfattas inte av denna upplaga.

Småskalig elproduktion har idag i Sverige som i de flesta andra industriländer svårt att vara konkurrenskraftig gentemot det centrala elnätet. Det beror till största delen på att de är väsentligt dyrare att använda jämfört med att köpa el från det allmänna elnätet. Det kan dock inom en överskådlig framtid finnas stora fördelar med en småskalig lokal teknik som att nätkostnader undviks, ett oberoende av störningar i elnätet och av fluktuerande elpriser kan realiseras, ökad eller säkerställd leveranssäkerhet, miljömässiga fördelar, förenklad beskattning mm.



Figur 3-4. Kostnadsbild i ett kundperspektiv – el från småskaliga teknik kontra el från nätet

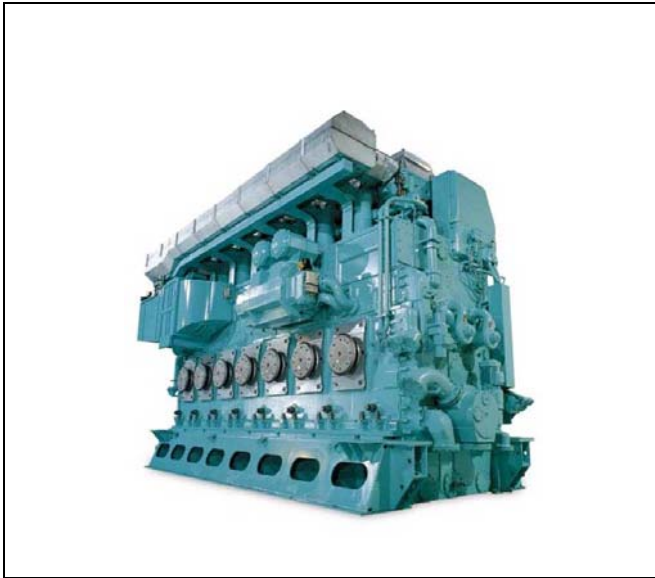
Denna principiella bild visar att produktionskostnaderna för småskalig teknik kan vara väsentligt högre än vad produktionskostnaderna är för konventionell baslastteknik och ändå vara konkurrenskraftiga beroende på att nätkostnader undviks och att skatterna med stor sannolikhet bör kunna bli väsentligt lägre, speciellt om förnybara bränslen används.

3.3.2 Småskalig kommersiell teknik inkl vidareutveckling

ICE motorer

- Konventionell väl beprövad teknik, vanlig i många länder
- Drift och underhållskostnader är väl definierade och dokumenterade med hjälp av serviceavtal ofta relativt höga
- Inga väsentliga förbättringar av investeringskostnader förväntas pga tekniken är väl utvecklad idag
- Flytande och gasformiga bränslen kan användas
- Begränsad verkningsgrad och storlek
- Anläggningarna har hög ljudvolym och kräver i regel avgasrening

Det är svårt att se en väsentlig framtida marknad för motorer för elgenerering i Sverige. Däremot bör det finnas en begränsad marknad för reservkraft och avfallsbränslen av typ deponigas eller rötgas.



Figur 3-5. ICE motorer - Wärtsilä 12V46 engine för stationärt kraftverk

3.3.3 Småskalig semikommersiell teknik

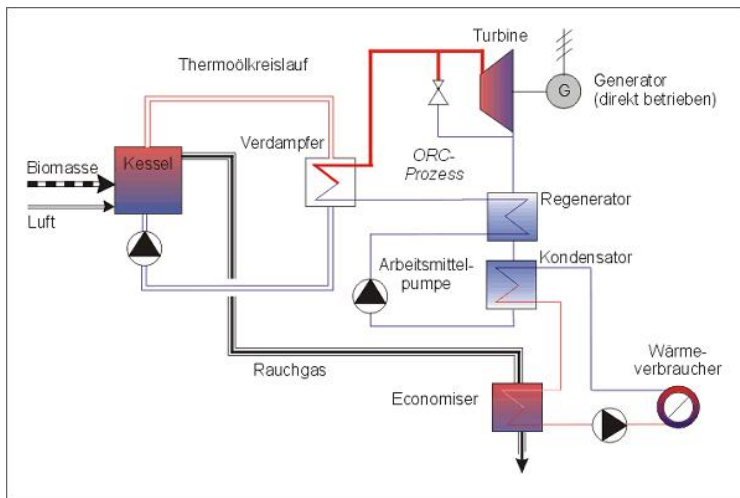
För de tekniker som använder externt bränsle, dvs motorer, ORC och bränsleceller, är verkningsgraden betydligt viktigare än för andra tekniker. En hög verkningsgrad är en väsentlig fördel vid förändringar av bränslepriser. Vid användning av spillvärme eller direkt förnybar energi som solenergi och ORC är verkningsgraden i och för sig viktig men investeringskostnaden är den dominerande faktorn.

ORC - Organic Rankine Cycle

- Tekniken kan vara konkurrenskraftig idag i jämförelse med konventionell ångteknik för biobränsleanläggningar < 2MWe
- Indirekt process innebär flexibilitet i bränsleval
- I dag är ORC en konkurrenskraftig teknik i länder med inmatningspriser ("feed-in tariffer") på biobränslebaserad el
- Drift och underhållskostnaderna är något osäkra pga begränsad ackumulerad drifttid och erfarenhet
- En viss reduktion av investeringskostnader förväntas kopplat till ökad erfarenhet och "learning curves eller "economy of scale"
- Ökad användning i Sverige förväntas främst i spillvärmekopplingar

I Sverige anses ORC-teknik tillsvidare, både bio- och spillvärmebaserad, tillhöra gruppen "semikommersiell" teknik, dvs, att den kan köpas enbart med begränsade garantier. På kontinenten, i Tyskland, Österrike m.fl. länder där tekniken har utvecklats, kan åtminstone biobaserad ORC köpas med fulla garantier. Den klassificering som har gjorts här ska ses mot bakgrund av att det ännu inte tycks finnas någon leverantör, vara sig svensk eller

internationell, som är beredd att ta detta ansvar på den svenska marknaden. Det kan i sin tur enligt uppgift sammanhånga med att de kontinentala leverantörerna inte har sökt eller lyckats etablera samarbete/licensiering av tekniken till svenska leverantörer av pannor eller processutrustning.



Figur 5-6. Principschema - ORC cykel biobränsle

Bränsleceller

- Teknik under stark utveckling med investeringskostnader som väntas minska väsentligt pga ökade volymer, rationaliserad tillverkning mm, vilket innebär att hänsyn bör kunna tas till "learning curves" och "economy of scale" för bedömning av framtida investeringar
- Drift och underhållskostnaderna förväntas kunna sjunka
- Hög verkningsgrad
- Förnybara bränslen och vätgas kan användas
- Kompakta tysta anläggningar
- Litet platsbehov

I Sverige kommer bränsleceller av MCFC-typ i allmänhet troligen främst att använda biogas som bränsle, vilket har antagits vara fallet i denna studie, medan reservkraftanläggningar kommer att vara hänvisade till vätgas, SNG eller naturgas, vilket också gäller PEFC-celler, vilka på grund av tekniska omständigheter uteslutande kommer att vara hänvisade till naturgas.



Figur 3-7. 1 MWe bränslecellsanläggning vid ett hotell i Kalifornien.

I speciellt USA och Tyskland finns anläggningar i MW-klass av typ MCFC som använder biogas som bränsle.

Bränsleceller blir allt vanligare som ersättning för batterier använda som reservkraftsaggregat inom telekomindustrin.

Solceller

- Lång livstid dokumenterad för dagens teknik
- Låga kostnader för drift och underhåll
- Kraftiga subventioner idag i de länder som har omfattande installation av solceller vilket har lett till väsentligt lägre tillverkningskostnader, en tydlig effekt av "learning curve" eller "economy of scale"
- Nya tunnfilmstekniker under utveckling som har potential att i framtiden väsentligt minska tillverkningskostnaderna för solceller
- Kräver stora ytor
- Kräver energilagring



Figur 3-8. Tunnfilmsolceller Johanneshovs Isstadion i Stockholm

De olika teknikerna har olika utvecklingsfaser och krav som påverkar möjligheterna till större kommersiella genombrott och konkurrenskraft i dagens energisystem.

Dessa tekniker kommer förmodligen inte alla att få kommersiella genombrott i Sverige. Småskaliga tekniker kommer inom tidrymden fram till 2025 inte att kunna konkurrera framgångsrikt med de storskaliga tekniker som finns i dagens kraftnät.

I det längre perspektivet kan situationen dock bli annorlunda. Elnätet kan kanske minska i betydelse om de småskaliga teknikerna blir billiga, pålitliga och lätta att använda. El kan då produceras lokalt direkt i samband med användarens behov. Elpriserna från elnätet kan komma att öka kraftigt vilket möjliggör ett kommersiellt genombrott för lokalt egenproducerad el. Det är en trend som redan nu börjar skönjas i europeiska länder med höga elpriser. Det är dock en subventionerad marknad som är beroende av politiskt beslutade s.k. inmatningspris eller "feed-in tariffer".

3.4 Kombinat

"Kombinat" har införts på prov i den uppdaterade modellen. Förutom el och fjärrvärme produceras i kombinat ytterligare en huvudprodukt.

I teknikinventeringsprojektets syntesrapport (Elforsk 08:74, Kapitel 3.3) samt "Delrapport Energikombinat" (Elforsk 08:79) redovisas systematiskt principiell uppbyggnad, energibalanser samt kostnadsrelationer för ett antal huvudtyper av kombinat, där man producerar olika förädlade biobränslen ur lignocellulosa, kopplat till traditionell fjärrvärme- eller kraftvärmeproduktion. Kombinatet leder till ökade verkningsgrader relaterat till producerat biobränsle m.h.t. nettokonsumtion/produktion av el och "biproduktbränslen" jämfört med fristående produktion av samma kvantiteter producerat bränsle resp. kraftvärme.

För att ett kombinat ska vara relevant i rapporten "El från nya och framtida anläggningar" bör elproduktion ingå som en huvudprodukt, dvs. elproduktionen bör utgöra en väsentlig del av produktmixen.

Värdering och kreditering erfordras för ytterligare en eller flera nyttigheter. Detta faktum ökar osäkerheterna (jmf kraftvärme) vid beräkning av elproduktionskostnaden.

För årets uppdatering ingår:

- Kombinat med produktion av biobränslepellets och kraftvärme – integrerad torkning och pelletstillverkning (semikommersiell teknik 2010).
- Kombinat med produktion av metan (CH₄) och kraftvärme – råvara för produktion av fordonsbränsle och syntetisk naturgas (framtida teknik).

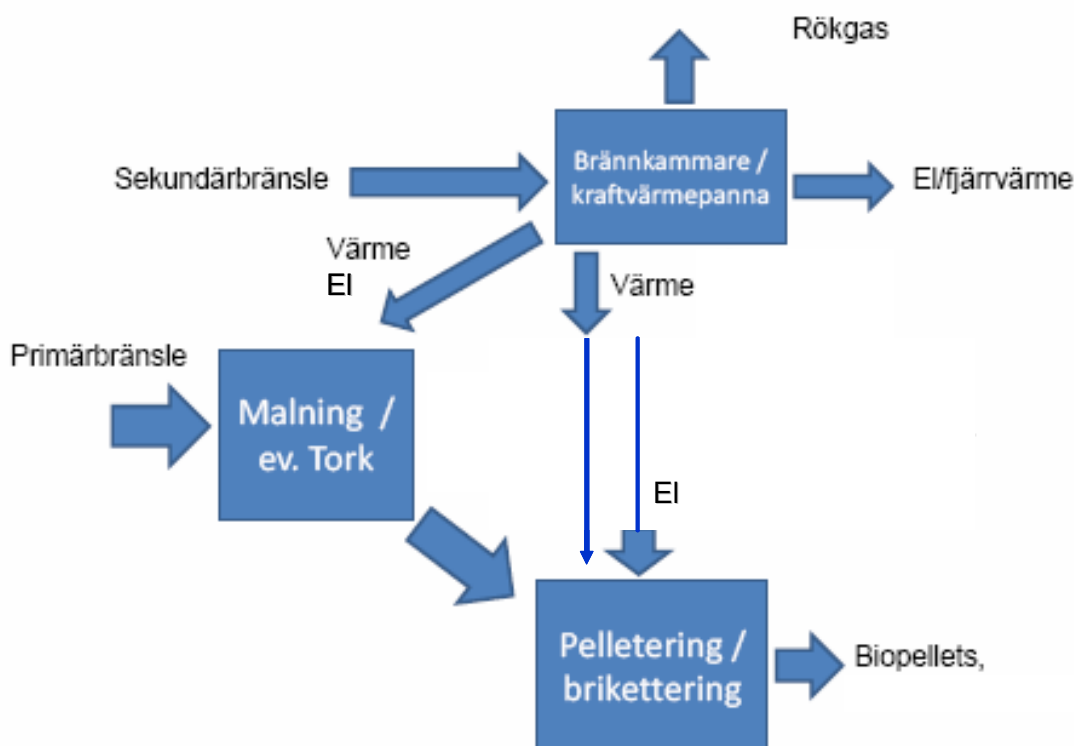
Utgående från ovan nämnda studier samt bl.a. "Resurseffektiva torkmetoder applicerade på biobränsleeldade kraftvärmeverk, Systemstudie" [Elforsk

11:05] och ett pågående Värmeforskprojekt (SYS08-842): "Optimal råvaruinsats och utnyttjandegrad i energikombinat för värme, el, biodrivmedel och avsalubränsle" är båda kombinatet valda med utgångspunkt från att en "balans" ska uppnås mellan produktion och leveranser av el och fjärrvärme och den "tredje nyttigheten" (pellets resp. CH₄).

För att få rimlig ekonomi av gjorda investeringar i produktion av förädlad biobränsle – pellets resp. metan - måste kombinatet ges långa drifttider. Detta kräver placering i/nära "botten" på fjärrvärmesystemens varaktighetsdiagram liknande den som gäller för avfallseldade anläggningar.

Produktion av biobränslepellets och kraftvärme (semikommersiell teknik 2010)

Principiellt processschema för att producera biobränslepellets visas i Figur 3-5. Primärbränslet förbehandlas genom malning till lämplig storlek, torkas i en bränsletork, följt av pelletering. Värme för torkningen tas från en extern förbränningskammare – i detta fall en kraftvärmepanna. Principerna beskrivs utförligare i (Elforsk 08:79, Kapitel 2.1 och 3.1 – 3.3).



Figur 3-9. Kombinat för produktion av biobränslepellets och kraftvärme. Principiellt processschema.

Som påtalats har pelletskombinatet inom ramen för denna studie och de beräkningar av elproduktionskostnaden som genomförs dimensionerats utgående från:

- En "balans" mellan produktion och leveranser av el och fjärrvärme och den "tredje nyttigheten" pellets
- "Industriella" bedömningar av investeringar, DoU-kostnader

Utgående från ovan nämnda studier har pelletproduktionskapaciteten lagts på en nivå som tillåter en rationell och nära kontinuerlig produktion för att erhålla god ekonomi i denna del av investeringen (bränslehanteringssystem, tork och pelleteringsutrustning). För att dessutom kunna göra rimliga jämförelser med biobränsleeldade kraftvärmeverk ingående i studien har vi valt att utgå från en liknande elproduktionskapacitet som för ett av dessa. Utgångspunkten blev då att kombinatet skulle ha en kapacitet på ca 30 MW_{el} netto. Med en antagen drifttid på 7000 h kommer ca 55 MW motsvarande drygt 80 000 ton pellets att produceras årligen. Det motsvarar en medelstor svensk pelletproduktionsanläggning (de största har en kapacitet om ca 200 000 ton/år) som bör kunna medföra en rationell hantering och lagerhållning av producerad pellets samtidigt som man får en rimlig "economy of scale", även med hänsyn till marknads- och försäljningsaspekter.

Produktion av metan (CH₄) och kraftvärme (framtida teknik 2020-25)

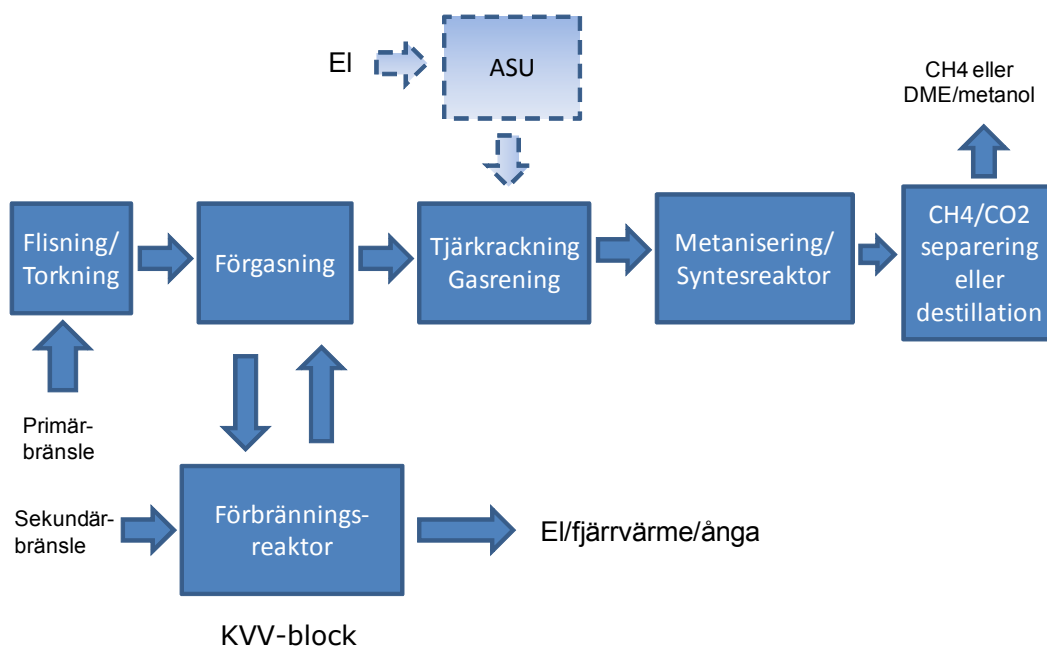
Principiellt processschema för produktion av metan via förgasning med indirekt fluidiserad bädd presenteras i Figur 3-6. Bränslet flisas och torkas innan det matas in i förgasningsreaktorn. Det bränsle som inte omvandlas i denna - koksen - transporteras till förbränningsreaktorn - i detta fall en kraftvärmepanna - där det förbränns tillsammans med eventuellt sekundärbränsle för att producera den värme, eller el och värme, som behövs för processen. Gasen som produceras går vidare till gasreningen, för vilken olika alternativ är tänkbara:

- Förgasning med indirekt ("allothermal gasification") fluidiserad bädd där gasen renas från tjärnor i en efterföljande skrubber är idag en bevisad och robust teknik, och gjorda installationer (dock i betydligt mindre anläggningar än vad som torde bli aktuella för metanproduktion) har visat på godtagbar tillgänglighet; tekniken används bl.a. i anläggningen i Güssing, Österrike (ihop med gasmotor, BIG-ICE, se Avsnitt 3.2.1). Oljan och tjäran förbränns i förbränningsreaktorn/kraftvärmepannan.
- En annan metod är att använda någon typ av katalysator för att bryta ner tjärorna till kortare kolväten. Denna teknik befinner sig fortfarande under utveckling.
- En tredje metod är att använda ren syrgas från en luftsepareringsanläggning för att höja temperaturen och bryta ner alla kolväten till vätgas och kolmonoxid.

Efter reningen från tjärnor måste gasen renas från främst svavel och partiklar innan den går vidare till syntesreaktorn där den efterfrågade produkten

bildas. För produktion av metan sker trycksättningen av gasen efter syntesreaktorn och gasen tvättas från koldioxid.

Principerna beskrivs utförligare i (Elforsk 08:79, Kapitel 2.3 och 3.5).



Figur 3-10. Kombinat för produktion av metan (CH₄) och kraftvärme. Principiellt processchema.

Även i detta fall har utgångspunkten och målsättningen varit att uppnå och kunna realisera:

- En "balans" mellan produktion och leveranser av el och fjärrvärme och den "tredje nyttigheten" (CH₄).
- "Industriella" bedömningar av investeringar, DoU-kostnader

Den identifierade balansen betyder i detta fall, speciellt som egenel- eller hjälpkraftförbrukningen i kombinatets metanproduktionsdel är hög, att metanproduktionen måste underordnas el- och fjärrvärmeproduktionen så länge det finns ett krav på att anläggningen ska kunna realiseras som ett kraftvärmeverk med rimliga överskott till både fjärrvärme- och elnät. Precis som för pelletkombinatet har antagits att netto elproduktion, bl.a. för jämförelse med ett av de i studien ingående konventionella biobränsleeldade KVV, ska uppgå till ca 30 MW_{el} (hade nästa storlek i serien av biobränsleeldade KVV valts, dvs. 80 MW_{el}, bedömdes att storleken både på pelletkombinatet - pelletproduktionen hade då blivit drygt 200 000 ton, dvs i klass med de största dedicerade produktionsanläggningarna i Sverige - och metankombinatet skulle nå en skala där operatören eller kraftvärmebolaget lämnar "kärnverksamheten"). För metankombinatet har ytterligare en omständighet tillkommit. Den berör frågan om den producerade gasen ska

produceras och avsätts som naturgasersättning eller drivmedel. Det förra alternativet förutsätter att anläggningen förläggs i anslutning till gasnätet. Detta har bedömts innebära en alltför stor begränsning, dvs. kombinatet ska i första hand anpassas för drivmedelsproduktion. Ur ekonomisk synpunkt är inte detta helt oväsentligt då produkten kommer att åsättas ett högre värde, vilket är av betydelse för krediteringen.

Dessa förutsättningar och lång drifttid - som krävs för att kunna kapitalisera den högre investeringen - även i detta fall 7000 h, ger med en gasproduktion på 40 MW motsvarande ca 28 milj. m³/år.

4 Beräkningsförutsättningar

4.1 Allmänt

Beräkning av elproduktionskostnad för respektive anläggning är gjord utgående från 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>.

För beräkningarna används en växelkurs på 6,50 SEK/USD samt 9 SEK/EUR.

4.2 Bränsle- och produktpriser

För beräkningarna har bränslepriser hämtats från olika officiella källor som Energiläget 2010; ET 2010:45, Energiförsörjningen i Sverige; ER 2009:24, Korttidsprognos våren 2011; ER 2011:04 och Energimyndighetens prisblad. En internationell utblick om handlade priser kan bl.a. fås via apx-endex (apsendex.com) som lämnar uppgifter om priser CIF Rotterdam. Uppgifter har också hämtats från användare och bränsleleverantörer och en avstämning har gjorts mot nivåerna i föregående upplaga av denna rapport. Priserna har uppskattats gälla fritt anläggning exklusive skatter och moms:

• Biobränsle (skogsrester):	210 kr/MWh
• Biobränsle pellets):	320 kr/MWh
• Avfall:	-120 kr/MWh
• Kol:	90 kr/MWh
• Naturgas $\leq 1 \text{ MW}_{\text{br}}$:	440 kr/MWh
• Naturgas $\leq 5 \text{ MW}_{\text{br}}$:	390 kr/MWh
• Naturgas $\leq 150 \text{ MW}_{\text{br}}$:	320 kr/MWh
• Naturgas $\geq 150 \text{ MW}_{\text{br}}$:	250 kr/MWh
• Biometan (drivmedel)	810 kr/MWh
• RT:	120 kr/MWh
• RDF:	25 kr/MWh
• Kärnbränsle	40 kr/MWh _e
• Spillvärme (ORC):	0 kr/MWh

Biobränslepriserna för skogsrester (GROT) och pellets har baserats på Energimyndighetens prisblad, diskussioner med värmeverk och nyligen genomförda utredningar t.ex. [Elforsk 11:05].

Avfallspriset på -120 kr/MWh motsvarar en mottagningsavgift på 360 kr/ton brutto. Avsikten är att detta värde ska representera ett genomsnitt över landet, vilket innebär att den också kan anses inkludera en genomsnittlig insamlingskostnad då denna, beroende på organisation och praxis, kan vara inbakad i avgiften. Med bruttobelopp ska förstås att avgiften representerar taxan för totalt invägt avfall utan avdrag för kostnader för bortsortering, hantering och deponering av "främmande" och olämpliga fraktioner. Sådana kostnader (motsvarande 900 kr/ton på 2 % av invägt avfall) har vägts in under (rörlig) DoU.

Kolpriser har hämtats från Kolåret 2009-2010, senast uppdaterad november 2010, med ett pris på 100 USD/ton.

Naturgaspriserna är, vad avser bränsleeffekter $\leq 150 \text{ MW}_{\text{br}}$, hämtade från SCB:s statistik, som i det underlaget är baserade på årlig förbrukning. De är här omräknade baserat på "våra" utnyttjningstider till effektintervall. För effekten $150 \text{ MW}_{\text{br}}$ har priset bedömts utgående från kontinentala priser (ryska gas levererad till kontinenten kostade nov 2010 ca $285 \text{ USD}/1000\text{m}^3 = \text{ca } 185 \text{ kr/MWh}$) och vad de stora konsumenterna, t.ex. Rya- och Öresundsverken, kan förväntas betala.

Biometan (CH_4) antas i denna studie ha sitt ursprung från rötning med efterföljande rening med avseende på CO_2 , H_2S , H_2O och stoft. Det har dock inte antagits vara värmevärdejusterat med tillsats av propan för justering av Wobbeindex till motsvarande naturgaskvalitet. Gas av denna kvalitet kan enkelt användas i bränsleceller, bl.a. i en av de två typer som redovisas i denna rapport (MCFC). Renad men inte nödvändigtvis Wobbejusterad biogas kan också användas som fordonsbränsle. Ovanstående pris är baserat på den senare applikationen (pris inklusive moms uttryckt i bensinekvivalenter) och här reducerat med momsen.

I en framtid kommer troligen biometan också att framställas i drivmedelskombinatet baserat på termisk förgasning och syntetisering enligt det alternativ som lagts in i denna studie. Beräknad brutto elproduktionskostnad ska då krediteras för värdet på biometan (på samma sätt som värdet på producerad värme krediteras). Ovanstående pris används då som utgångspunkt för att fastställa ett krediteringsvärde. Diskussioner med intressenter och företrädare för branschen indikerar att en lämplig nivå, som representerar en produktionskostnad med tillägg för kostnader för hantering/lagring och försäljning, bör ligga på cirka 75% av det uppskattade priset.

Pellets förutsätts i likhet med biometan användas som bränsle enbart i småskaliga applikationer. Pellets framställs i pelletkombinatet, i vilket fall det återigen i likhet med metan har antagits att krediteringsvärdet utgör cirka 75% av ovanstående pris på pellets, en nivå som i diskussioner med producenter och köpare av stora kvantiteter indikerats kunna utgöra, inklusive påslag för hanterings- och lagringskostnader, ett representativt produktionsvärde.

RDF-priset är baserat på (syd)européiska RDF-fraktioner landade i svensk hamn. Uppgifter förekommer om lägre priser, men med stöd från operatörer som studerar detta alternativ kan man förstå att priset kan komma att stiga om/när efterfrågan ökar.

Kärnbränsle uppskattas kosta 40 kr/MWh, vilket har beräknats utgående från ett uranpris på 60 \$/lb U_3O_8 . Det är möjligt att uranpriset ökar i framtiden. Dock bör man komma ihåg att kostnaden för uran bara utgör en del av bränslekostnaden, ungefär 45 %, och att bränslekostnaden i sin tur utgör mindre än 10 % av kärnkraftens totala produktionskostnad. Även ganska stora prisstegringar på uran får därför bara marginella effekter på produktionskostnaden som domineras av kapitalkostnaden. Dessutom köper kärnkraftsbolagen ofta uran med långtidskontrakt vilket minskar känsligheten för ändringar i uranpriset.

Spillvärme har satts värdet 0 baserat på att alternativet i en inledande valsituation är att det dumpas.

4.3 Ekonomi

Beräkning av produktionskostnaden för el (och i förekommande fall även värme) har gjorts med och utan skatter, avgifter och bidrag enligt annuitetsmetoden med följande förutsättningar:

- | | |
|-------------------------------|-------|
| • Real kalkylränta | 6% |
| • Ekonomisk livslängd allmänt | 25 år |
| • Små anläggningar | 15 år |
| • Vindkraft | 20 år |
| • Kärn- och vattenkraft | 40 år |

Den reala kalkylräntan (ovan 6%) skall motsvara en s.k. "Weighted Average Cost of Capital" (WACC), vilken avspeglar en kombination av reala avkastningskrav på anläggningsägarens egna kapital och räntor på lån.

Den reala räntan blir således beroende av vilket företag eller organisation som skall göra investeringen. Räntan kan vara betydligt lägre, t.ex. inom kommunala verksamheter som ofta kan låna upp kapital till låga räntor, men kan även vara betydligt högre i företag med högre avkastningskrav. I beräkningsmodellen kan räntan anpassas till valfri nivå.

Anläggningens ekonomiska livslängd är inte enbart beroende av teknisk kvalitet och skötsel, utan i hög grad även av omvärldsfaktorer som teknisk utveckling, bränslepriser, skatteeffekter, miljökostnader etc. Det är därför intressant att kunna studera den ekonomiska livslängdens inverkan på produktionskostnaden. Sådana beräkningar kan enkelt utföras i beräkningsmodellen.

För de mindre anläggningarna, $\leq 2 \text{ MW}_{el}$, 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 ekonomisk livslängd på 15 år.

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

Kärnkraftens ekonomiska livslängd är i beräkningarna satt till 40 år.

För vindkraften har den ekonomiska livslängden genomgående satts till 20 år. Detta är den tid som vindkraftverken normalt konstrueras för. För anläggningar till havs med tung infrastruktur som fundament, internt elnät och landanslutning kan möjligen en längre tid motiveras då själva vindkraftverken utgör en mindre del av investeringskostnaden än för de landbaserade. T.ex. kommer sannolikt elnäten att dimensioneras för längre användningstider. Det är dock tveksamt om maskinutrustningen, som i princip är densamma i landbaserad vindkraft, realistiskt ska kunna påräkna denna långa livslängd. Det diskuteras också om de havsbaserade verkens fundament kommer att kunna användas i 40 år då bl.a. det ursprungliga fundamentet eventuellt inte kan husera eller bära de verk som marknaden erbjuder den gången de ska ersättas. Avsevärda reinvesteringar kan bli nödvändiga. Då uppgifter om reinvesteringar behövs vare sig för havs- eller landbaserade verk och parker, har kunnat definieras har beräkningarna utförts baserade på 20 år för likställighet mellan alternativen. Om man speciellt väljer en längre avskrivningstid bör detta kombineras med reinvesteringar. Möjligheten finns att lägga in sådana uppgifter i modellen med uppgift om när, i förhållande till anläggningsinvesteringen, reinvesteringen görs. Det insatta värdet nuvärdesberäknas.

4.4 Driftförutsättningar

Planerad utnyttjningstid definieras här som planerad årsproduktion utgående från 100 % tillgänglighet utan hänsyn till/avdrag för oplanerade stopp dividerad med märkeffekten. Netto produktion erhålls genom att i beräkningen inkludera aktuell tillgänglighet som återges i modellens indatablad. För vindkraftanläggningarna ska dessutom den s.k. parkeffekten, dvs det faktum att de enskilda aggregaten skuggar varandra läggas till. Denna uppgift återfinns på vindkraftanläggningarnas indatablad. Följande planerade utnyttjningstider brutto uttryckt i timmar/år har använts i beräkningarna:

• Fossil baskondens	7 000
• Kärnkraft	8 000
• Kraftvärme allmänt (inkl RDF)	5 000
• Kraftvärme avfall (osorterat)	7 000
• Kombinat	7 000
• Vindkraftanläggning, hav stor	3 600
• Vindkraftanläggning, hav mellan	3 500
• Vindkraftanläggning, land, stor	3 400
• Vindkraftanläggning, land, mellan	3 100
• Vindkraftanläggning, land, liten	2 700
• Vattenkraft, liten och stor	4 000

I vårt svenska system med basproduktion baserad på vatten- och kärnkraft utnyttjas kvarvarande (fossileldade) kondensanläggningar huvudsakligen som beredskaps- och reservanläggningar och får därför korta drifttider och har inte inkluderats i studien. Den typ av fossil baskondens som medtagits motsvarar kontinentala kraftverk och har inkluderats i första hand som referens.

Baskondens har med utgångspunkt från kontinental förhållanden åsatts en planerad utnyttjningstid på 7000 h. Denna tid utgör en syntes mellan dagens högre nivå på 7500-8000 h och nyligen redovisade studier som indikerar att den på sikt kan komma att sjunka när utvecklingen mot förnybar kraftproduktion tar fart, dvs. att utrymmet för baskondens kan komma att minska [Ummels, 2009]. Hur förväntad utnyttjningstid för baskondens kan utvecklas diskuteras i SETIS Strategic Energy Technologies Information System), ett organ för EU-kommissionen inriktat på utveckling mot en "low-carbon future". Genomförda beräkningar gällande CCS-anläggningar baseras på en load factor på 80% motsvarande 7000 h, en uppgift som, när denna typ av anläggningar blir aktuella, även torde komma att inkludera konventionell baskondens.

Kärnkraftens "tillgänglighet" relateras i regel till den verkliga tillgängligheten inklusive såväl planerade som oplanerade produktionsbortfall. Ovan anges en planerad utnyttjningstid på 8 000 timmar för kärnkraften. I beräkningarna läggs det på en tillgänglighet på 95 % för att täcka in oförutsedda produktionsbortfall. Den totala tillgängligheten blir då 87 %². Tillgängligheten för svensk kärnkraft har varit jämförelsevis låg de senaste åren. Om man dock ser över en tioårsperiod ligger medianvärdet på 86%³.

Det är troligt att tillgängligheten för nya reaktorer blir högre än för dagens. Exempelvis bedöms revisionstiderna bli kortare än för dagens verk. När det gäller reaktorer av Generation-III+ så konstrueras dessa för en tillgänglighet på 92-93 % sett över reaktorns livstid (Areva 2011). Det finns länder som redan idag når höga värden. Det främsta exemplet är Finland. Landets fyra reaktorer har varit i drift i cirka 30 år och över den perioden ligger tillgängligheten i snitt på 91 %. Mot bakgrund av detta kan den antagna tillgängligheten om 87 % betraktas som konservativ.

Kraftvärmeanläggningar generellt drivs huvudsakligen mot behoven i de fjärrvärmesystem de ska försörja under värmesäsongen; höst, vinter och vår, totalt omkring 5 000 timmar. Detta förutsätts gälla även för sorterade avfallsbränslen typ RT och RDF.

Avfallsförbränningsanläggningar byggs i första hand för värme- och/eller kraftvärmeproduktion under värmesäsongen men ska också kunna ta emot osorterat avfall (hushållsavfall) under större delen av året, bl.a. för att undvika lagring (balning) så långt det är möjligt. I kombination med hög anläggningskostnad leder detta till krav på lång planerad utnyttjningstid. Det

² 87 % är framräknat enligt följande: $0,95 \cdot 8000 \text{ h} = 7600 \text{ h}$. Antalet timmar under ett år är 8760 vilket ger en tillgänglighet på $7600/8760 = 87 \%$.

³ Uppgifter om energitillgängligheten för världens reaktorer finns samlade i IAEA:s PRIS-databas. <http://www.iaea.org/programmes/a2/>

är i regel endast möjligt om de utnyttjas för basproduktion. Beroende på anläggningsstorlek i förhållande till fjärrvärmeunderlag, övrig produktionskapacitet och bränslemix i systemen kan drifttiden variera från anläggning till anläggning. Vi har i beräkningarna antagit 7 000 timmar.

Kombinaten, som har tillkommit i denna upplaga av rapporten, har antagits bli uppförda för att skapa synergier med förbättrat totalt utnyttjande av insatsbränsle och en rationell produktion av el, värme och den tredje produkten, i detta fall pellets respektive metan (CH₄). För att det överhuvud taget ska vara ekonomiskt försvarbart krävs emellertid långa drifttider. I detta avseende jämföras därför både pellets- och metan(CH₄)kombinaten med avfallsförbränningsanläggningar och ges, i båda fallen, en planerad utnyttjningstid på 7000 h.

Vindkraftens produktion beräknas baserat på ovanstående planerade brutto utnyttjningstid, definierad som utnyttjningstiden (fullasttimmar) vid 100 % tillgänglighet och 100 % parkverkningsgrad, reducerad med hänsyn till otillgänglighet och den skuggningseffekt som påverkar enskilda verk i vissa vindriktningar. Uppgifterna hämtas från Tabell 3-4; Teknik och kostnader för fem vindkraftfall, samt modellens indatablad där dessa värden kan väljas godtyckligt.

För den lilla anläggningen på land bestående av ett aggregat är parkverkningsgraden självklart 100%. För de övriga anläggningarna på land är parkverkningsgraderna satta till 94% för den medelstora anläggningen och till 92% för den stora anläggningen. I realiteten kan dessa verkningsgrader variera mycket beroende på hur platsen är utnyttjad och turbinerna placerade. För anläggningarna till havs har parkverkningsgrader på 90% antagits.

Den genomsnittliga produktionen per år skall också sättas ned med hänsyn till kraftverkets tillgänglighet. Tillgängligheten för vindkraft på land är generellt hög. Tillverkare som tecknar långa DoU-kontrakt garanterar en tillgänglighet på i storleksordningen 97–98%. I Tabell 3-5 har antagits en tillgänglighet om 98%. För vissa platser kan tillgängligheten vara lägre med hänsyn till exempelvis nedisning av vindkraftverken. Utgående från de medelvindar i navhöjd som antas, se nedan, erhålls en för landbaserade vindkraftverk representativ sammantagen nettoproduktion.

För vindkraftverken till havs är tillgängligheten lägre. Även om driftsäkerheten skulle vara likvärdig den på land kommer tillgängligheten att bli lägre då väderförhållanden till havs ofta gör att driftstörningar inte kan åtgärdas lika snabbt. För Lillgrund uppges att man når 97%. Denna relativt höga nivå kan emellertid bero på anläggningens kustnära lokalisering med jämförelsevis kort accesstid. Produktionssiffrorna som ligger till grund för i denna rapport beräknad elproduktionskostnad till havs har baserats på 95% tillgänglighet. Denna nivå kan vara representativ för de parker som byggs idag med hänsyn till hur denna teknik mognar. I kombination med framtida sjunkande investeringskostnader bör detta kunna göra vindkraft till havs mer konkurrenskraftig framöver.

Produktionsuppgifterna, se Tabell 3-1, baseras på uppställning på platser med medelvind i navhöjd för den lilla, medelstora och stora landplacerade anläggningen på 6,5, 7,0 respektive 7,5 m/s och för den medelstora och stora havsplacerade anläggningen på 8,5 respektive 9 m/s. Antagen produktion räknat som utnyttjningstid, det vill säga produktion per år normerat med generatoreffekt, är väsentligt högre än den som erhålls med äldre typer av vindkraftverk. De höga utnyttjningstiderna är en följd av att tillverkarna nu producerar vindkraftverk med väsentligt större rotordiameter och därmed större vindinfångningsyta än för några år sedan. De antagna medelvindarna i navhöjd kan lätt uppnås i kust och slättlandskap och med de relativt höga tornen, även på andra platser.

För **övriga driftförutsättningar** hänvisas till tidigare rapportversion (Elforsk 07:50)

4.5 Effektvärdering

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.

4.6 Skatter och avgifter

4.6.1 Energi- koldioxid- och kraftvärmeskatter

Beräkningarna har genomförts baserade på den skattenivå som gäller enligt budgetpropositionen 2009/10:41 med ytterligare föreslagen lättnad för kraftvärmeproduktion från 1 januari 2011 enligt budgetproposition 2010/11:1. Nivåerna har förts in i Tabell 4-1.

Tabell 4-1. Skattenivåer enligt prop. 2009/10:41 och 2010/11:1

Bränsle	Enhet	Energi-Skatt	Koldioxid-skatt	KV-skatter från 1/1 2011	
				Energiskatt	Koldioxidskatt
Olja	kr/m ³	797	3013	239	211
Kol	kr/ton	605	2622	182	184
Naturgas	kr/1000 m ³	880	2256	264	158
Biobränsle	kr/ton	---	---	---	---
Avfall ¹⁾	kr/ton	---	---	---	---

1) Tidigare skatter på fossilt kol slopade från 1 okt 2010

En fullständig sammanställning över år 2010 gällande energiskatter återfinns i Bilaga 2.

I modellens indatablad för skatter har nivåerna gällande från 1 januari 2011 lagts in. 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.

4.6.2 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.

4.6.3 Kväveoxidavgift

Kväveoxidavgift betalas för alla kväveoxidemitterande energiproducerande anläggningar som har en årlig nyttiggjord energiproduktion överstigande 25 GWh. I budgetpropositionen 2007/08:1 höjdes avgiften till nu gällande 50 kr/kg NO_x (som NO₂). Återbetalning av avgifterna sker i förhållande till mängden producerad nyttiggjord energi (el och värme) och blev för 2009 9,68 kr/MWh motsvarande 51 mg/MJ (slutlig utvärdering gällande 2010 års nivå hade inte presenterats vid tiden för färdigställande av denna rapport).

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.

4.6.4 Skatt på hjälpkraft

El som förbrukas för framställning eller leverans av el (hjälpkraft) är befriad från elskatt enligt SOU 2003:38. Däremot ska producent och elleverantör betala energi- och koldioxidskatt på de fossila bränslen som används för att producera hjälpkraft till anläggningen. Anläggningsägaren/användaren har

möjlighet att ange den faktiska hjälpkraftförbrukningen i produktionen eller utnyttja schablonvärden, 5% av lämnad brutto eleffekt för kondens- och 1,5% för kraftvärme(mottrycks)anläggningar, och således betala skatt på bränsle som svarar mot dessa andelar av produktionen.

Det råder en viss osäkerhet för närvarande (våren 2010) vad gäller tolkningen av reglerna för beskattning av hjälpkraft. Olika tolkningar ser ut att vara tillämpliga efter ett antal aktuella domar. En tidigare tolkning som innebär maximal beskattning är att är elskatt måste betalas för hjälpkraft eller egenbehov av el i kraftvärmeanläggningen eller kraftverket, för den del som överskrider angivna schabloner (1,5% resp. 5%). Senare tolkningar spänner från att kraftvärme bör likställas med kondenskraftverk vad gäller schablonavdrag till en tolkning som innebär en fullständig skattebefrielse även från såväl el- som bränsleskatter.

För kombinat råder det också en osäkerhet kring beskattningen. Kraftvärmedelen kan komma att betraktas på samma sätt som övrig kraftvärme, medan produktionen av pellets respektive metan kan komma att få industribeskattning på egenbehovet av el.

I redovisade beräkningar förutsätts endast bränsleskatter upp till schablonen 1,5% för kraftvärme (inkl kombinat) och 5% för kondenskraftverk. Resterande eventuell beskattning får anses ingå i schabloner för DoU-kostnader. I nästa uppdatering kommer en översyn att göras.

Skatteverket kommer att se över och förtydliga regelverket och en förändring kan härmed komma som kan innebära förändrad beskattning i förhållande till vad som antagits i de redovisade beräkningarna och i aktuell beräkningsmodell. Hur detta i övrigt hanteras i modellen framgår av kapitel 6.3.1.

4.6.5 Deponiskatt

Enligt fortfarande gällande Lag 2005:962 från 1 januari 2006 utgår en deponiskatt med 435 kr/ton för restprodukter som deponeras. En avräkning får jämlikt SFS 2001:904 från 1 januari 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 totalt 900 kr/ton lagts in i den rörliga DoU kostnaden för fallande askor (filteraskor, övriga rökgasreningsprodukter och bottenaskor) från kol- och bioeldade anläggningar. För avfallseldade anläggningar har antagits att motsvarande kostnad är 1200 kr/ton för filteraskor och övriga rökgasreningsprodukter samt 700 kr/ton för bottenaskor och slagg (efter avräkning av metall och slaggrus).

4.6.6 Skatt på termisk effekt i kärnkraftverk

Skatt tas ut för den högsta tillåtna installerade termiska effekten i kärnkraftverk. Från 1 januari 2008 uppgår den till 12 648 kr/MW och månad. Avdrag medges med 415 kr/MW då en reaktor har varit ur drift under en sammanhängande period av mer än 90 kalenderdygn. Vi antar att verken drivs utan avbrott.

Denna skatt ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

4.6.7 Utsläppsrätter

I december 2008 nåddes en överenskommelse mellan EU-parlamentet och ministerrådet om ett reviderat regelverk för handelsperioden 2013-2020, vilket bl.a. innebär att auktionering ska utnyttjas som tilldelningsmetod i kraftsektorn, med vissa undantag. För industrin ska initialt utdelning ske gratis. Hösten 2010 hade det ännu inte kommit något slutligt förslag från kommissionen (avseende nästa handelsperiod).

För innevarande handelsperiod gäller fortfarande regeringens tidigare beslut (oktober 2007) att befintliga kraftvärme- och värmeverk inte kommer att få någon gratis tilldelning. Nya anläggningar kommer att få gratis tilldelning från en pott reserverad för nya anläggningar ingående i den handlande sektorn. Beräkningarna är (fortfarande) baserade på att tilldelningen ska motsvara faktiska utsläpp, dvs. producenterna får inte tillgång till överskjutande utsläppsrätter som kan avyttras till försäljning.

Avfallsanläggningar för hushålls- och industriavfall belastas idag inte med utsläppsrätter. Emellertid har en proposition lagts om att sådana ska införas för handelsperioden 2013-2020. Remissbehandling pågår och beslut väntas under maj 2011. Då den CO₂ genererande andelen av avfallet och därmed emissionsfaktorn inte är fastlagd kan inte heller värdet av utsläppsrätterna specificeras. Avfall Sverige väntar sig dock att nivån kan komma att ligga på omkring 100 kr/ton avfall. Eftersom förutsättningarna inte är definierade (mars 2011) har utsläppsrätter på avfall inte implementerats i modellen.

I motsats till avfallsanläggningar för hushålls- och industriavfall belastas dock anläggningar som bränner eller förgasar RDF med utsläppsrätter. Någon generell nivå existerar inte utan emissionsfaktorn bestäms från fall till fall baserat på analyser. Diskussioner med företrädare för branschen indikerar att värden på omkring 30 g CO₂/MJ bränsle (RDF) kan användas. Detta har implementerats i beräkningarna.

Under 2009-2010 (andra handelsperioden fram till 2012) har utsläppsrätter handlats i intervallet 15-20 €. Baserat på studier avseende utvecklingen de närmaste åren har i beräkningarna ansatts ett pris i intervallet 20-25 € eller ca 200 kr/ton CO₂. Denna kostnad ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

4.6.8 Övriga skatter

Fastighetsskatt utgår generellt med 0,5 % av taxeringsvärdet för alla typer av anläggningar utom för vatten- och vindkraftverk som ska beskattas med motsvarande 2,8 och 0,2 % av respektive taxeringsvärde. I föregående upplaga av EI från nya anläggningar (07/50) baserades beräkningen för vattenkraftverk på skillnaden mellan den då aktuella nivån om 2,2 % och den generella nivån på 0,5 %, dvs. 1,7 %, utgående från att det var lättare att identifiera taxeringsvärdet för vattenkraften än för övrig elproduktion. Skillnaden blir nu 2,3 %, vilken applicerad på det aktuella samlade

taxeringsvärdet på 130-134 miljarder SEK satt i relation till den totala vattenkraftproduktionen på 65-70 TWh ger cirka 5 öre/kWh.

För vindkraftverk har taxeringsvärdet, baserat på ett specifikt taxeringsvärde på 6400 kr/kW och en totalt installerad effekt om ca 2000 MW, uppskattats till 13 Miljarder SEK, vilket, med skillnaden i skattesats jämfört med andra kraftslag (utom vattenkraft) på -0,3 % och den samlade produktionen på ca 2,5 TWh, ger ett värde av -0,6 öre/kWh.

4.7 Bidrag

4.7.1 Investeringsbidrag

Genom beslut i riksdagen upphörde det tidigare stödsystemet för förnybara energislag under 2002 och ersattes från 2003 av systemet för handel med elcertifikat. Möjligheten att lägga in bidrag knutet till elproduktionskapacitet har dock behållits i modellen.

4.7.2 Miljöbonus

Den som yrkesmässigt levererar el som produceras i vindkraftverk och är skyldig att betala skatt för elleverans till slutkund har tidigare fått göra ett skatteavdrag, så kallad "miljöbonus" (förutsatt att den sammanlagda produktionen i ett verk uppgick till högst 20 MWh per installerad kW baserat på generatorns märkeffekt, då annars avdragsrätten bortföll). Bonusens storlek var olika för havs- och landbaserad vindkraft till förmån för havsetablering, vilket skulle avspegla de högre kostnaderna för etablering och drift till havs. Avdragsrätten upphörde den 1 januari 2010.

Avdraget har fasats ut men möjligheten att lägga in ett sådant med liknande konstruktion har behållits i modellen.

4.8 Elcertifikat

Beräkningarna görs baserat på ett nuvärde av antaget värde på certifikaten under de maximalt 15 år som anläggningen enligt nuvarande regler omfattas av systemet. Övriga ingångsstorheter är ränta, anläggningens avskrivningstid och utbetalningstid av certifikat, som kan väljas fritt (beräkningen har förenklats så tillvida att investeringen antas göras i början av år 1 medan första utbetalningen sker först i slutet av året).

Priset på elcertifikat har under perioden mars 2010 – mars 2011 legat på en medelnivå av 285 kr/MWh. I olika fora förs initierade diskussioner om att det inom en relativt snar framtid bör etableras en balans mellan utbud och efterfrågan, vilket skulle kunna få det hittills starkt varierande priset att stabiliseras. Baserat på tillgänglig statistik förefaller det fortfarande våren 2011 att var en bit kvar till ett sådant tillstånd. Inom ramen för den pågående studien ansluts till den nu gällande nivån och beräkningarna baseras på 280 kr/MWh.

Mätning av elproduktion för elcertifikat kan göras baserat på brutto eller netto el, dvs inklusive respektive exklusive hjälpkraft (egenanvändning av el i

kraftverk). Som en förenkling i denna upplaga förutsätts generellt att mätning sker baserat på bedömd netto elproduktion, vilket medför en minskad intäkt, då hjälpkraften inte är klarställd för samtliga tekniker.

El som används som hjälpkraft vid elproduktion är undantagen kvotplikt.

4.9 Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där både el och värme produceras, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde. Detta bestäms normalt av "undanträngd" befintlig produktionsmix samt av bedömt reinvesteringsbehov, eller baseras på kostnaden för bästa alternativa värmeproduktion.

Oavsett den lokala situationen kommer alltid ett lägsta värde på krediteringen motsvarande den rörliga kostnaden för produktionen av fjärrvärme att kunna motiveras. För samtliga kraftvärmeanläggningar beräknas detta värde baserat på användning och pris på biobränsle samt kostnader för rörligt drift och underhåll (DoU). Vad gäller stora anläggningar utgås från motsvarande biobränsleeldade hetvattencentraler (HVC) försedda med rökgaskondensor, medan krediteringen i små anläggningar ($\leq 2 \text{ MW}_e$) baseras på pelletseldade hetvattencentraler (utan rökgaskondensor). För både stora och små anläggningar beräknas värdet utgående från hetvattencentraler med approximativt samma totala värmeproduktion som de anläggningar vilka är föremål för kreditering. Stora anläggningar ingående i studien har värmeproduktionskapaciteter mellan 5-200 MW.

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

Då biobränslen inte beläggs med bränsleskatter krävs endast en nivå oavsett om beräkningen sker med skatter etc. eller ej.

Beroende på det system som studeras kan värmekrediteringen även bestå av en fast del (effektkreditering). Det betyder att det krävs kompletterande kapacitet för värmeproduktion i det aktuella systemet och till exempel en biobränsleeldad hetvattencentral måste uppföras om inte kraftvärmeverket byggs. Investeringen för kraftvärmeverket ska då reduceras med investering (kreditering för kapital) i en hetvattencentral med samma värmeeffekt. Uppgifter om investeringar i stora hetvattencentraler är svårt att uppbringa (då mycket få sådana uppförs idag). Projektet har emellertid med benägen hjälp från ett värmeföretag och en leverantör fått tillgång till information om en förfrågan under 2009/10 av en komplett HVC med rökgaskondensor på ca 60 MW. Dessa uppgifter har kunnat utnyttjas för att uppskatta motsvarande investering i de anläggningar som ingår i studien. Kapitalkostnad beräknas med utgångspunkt från ansatt real ränta (default 6%) och en avskrivningstid på 25 år

Även för anläggningarna ≤ 2 MWe antas alternativet utgöras av biobränsleeldade hetvattencentraler för pellets, enligt ovan, men i denna storleksklass med en värmeproduktion i intervallet 0,1-2 MW för de aktuella teknikerna och anläggningarna. I tidigare upplagor av rapporten baserades alternativet på gaseldade pannor, men kontakt med anläggningsägare inför slutförande av föregående upplaga av rapporten [Elforsk 07:50] indikerade att alternativet var pelletseldning, vilket fortfarande har antagits gälla. Kapitalkostnad beräknas med utgångspunkt från ansatt real ränta (default 6%) och en avskrivningstid på 15 år

Följande tabeller från modellen visar de default krediteringar för stora och små anläggningar som automatiskt exekveras i beräkningarna. I modellen är motsvarande tabeller och värden kopplade till beräkningar av kapitalkostnader via vald räntenivå och till beräkning av DoU-kostnader för de biobränsleeldade kraftvärmeverken. Den sista raden i tabellerna som utgör summan av krediteringar för fast DoU och investering har lagts in för jämförelse och är redovisad i enheten kr/kWv,år.

Tabell 4-2. Default krediteringar för (stora) anläggningar $\geq$ ca. 2 MWe

VÄRMEEFFEKT	MWv	10	20	30	40	60	80	100	120	160	200
RÖRLIG DoU	kr/MWhv	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232
FAST DoU	kr/MWhv	74	54	47	41	34	31	29	26	23	21
INVESTERING	kr/MWhv	225	202	190	181	172	164	159	154	149	143
FAST TOTAL (jfr)	kr/kWv,år	1464	1284	1190	1109	1028	978	938	899	860	821

Tabell 4-3. Default krediteringar för (små) anläggningar $<$ ca. 2 MWe

VÄRMEEFFEKT	MWv	0,1	0,5	1	2
RÖRLIG DoU	kr/MWhv	386	386	386	386
FAST DoU	kr/MWhv	245	81	56	38
INVESTERING	kr/MWhv	134	113	103	93
FAST TOTAL (jfr)	kr/kWv,år	1894	969	797	653

I den rörliga DoU-kostnaden för hetvattencentral ingår elkostnad för hjälpkraft baserat på ett elpris på 500 SEK/MWh samt elskatt på 282 SEK/MWh.

4.10 Produktkreditering

Denna version av "El från Nya Anläggningar" har kompletterats med två biokombinat: ett för produktion av drivmedel (biometan/CH₄) och ett annat för pellets. Den från det integrerade KVV-blocket producerade fjärrvärmen krediteras enligt ovan på vanligt sätt. Utöver fjärrvärme ska även den från kombinatdelen tillkommande produkten, biometan/CH₄ respektive pellets, också krediteras.

Utgångspunkten för vilket värde som ska sättas på dessa baseras på samma princip som gäller för den producerade värmen, dvs. en produktionskostnad som representerar värdet/priset i den punkt där produkten lämnas för distribution. Om operatören/ägaren väljer att integrera vertikalt ut mot marknaden kommer värdet/priset att närma sig marknadspriset. Men då ska

å andra sidan verksamheten belastas med de kostnader som uppstår i dessa led. Vi har valt det förra scenariot.

Värdet på dessa produkter har baserat på denna princip och efter kontakter och diskussioner med intressenter i både biogas- och pelletsbranschen jämte uppköpare av stora kvantiteter pellets satts till 75 % av antagna bränslepriser motsvarande 610 respektive 240 kr/MWh. Specifikt för pellets motsvarar värdet den nivå som enligt uppköpare skulle kunna representera det pris en producent behöver för att täcka produktionskostnader, transport (bulk i "kraftverkskvantiteter"), viss administration och vinst.

5 Tekniska och ekonomiska indata

5.1 Anläggningsdata

Anläggningsdata för samtliga beskrivna tekniker återfinns i modellens indatablad samt i tabeller nedan. För respektive anläggning anges bland annat specifik investering inklusive ränta under byggtid (separat i modellen), drift- och underhållskostnad samt viktiga tekniska parametrar som elverkningsgrad och alfa-värde.

I detta kapitel presenteras inledningsvis ett antal teknikövergripande och allmänna förutsättningar. Därefter följer några underkapitel med specifika allmänna uppgifter samt slutligen genomgång av några tekniker med uttalade tekniskspecifika förutsättningar.

5.1.1 Investering allmänt

Investeringen består av samtliga delar för en komplett anläggning, och kan för samtliga anläggningstyper principiellt delas upp i:

- Processutrustning
- Platsbunden utrustning och servicesystem, t.ex. bränslehanteringssystem
- Anslutning till kraftnätet (schablon - se nedan), och för KVV även till fjärrvärmenät
- Markarbeten och byggnader
- Projektering, administration
- Drifttagning

Den specifika investeringskostnaden upptagen på indatabladen och uttryckt i kr/kWe, netto avser en s.k. over night cost, dvs utan ränta under byggtid. Den senare beräknas i denna upplaga av rapporten separat baserat på "over night cost" och fördelning av betalningen under en valbar period på upp till 5 år för alla anläggningar utom kärnkraft där en byggtid på upp till 7 år kan väljas.

Med "byggtid" för beräkning av ränta under byggtid avses här tiden från första större inbetalningen till färdig och överlämnad anläggning och kommersiell drift. Denna definition betyder att tid för tillståndsprövning, förberedande markarbeten, upphandling, osv. inte beaktas.

Investeringarna avser uppförande i "standardlägen", dvs i den specifika investeringskostnaden beaktas inte speciella lokaliseringsanknutna kostnader som t.ex.:

- Långa kylvattenkanaler
- Nya anslutningsvägar
- Långa el-/kraftledningar till högspänningsnät - se nedan

Möjlighet finns dock att i indatabladen för respektive anläggning ange sådana kostnader.

Köp av eller avsättningar för tomt/tomtmark, bränsle under drifttagning, avvecklingskostnader etc. ingår inte heller i investeringen. I de fall där kostnader trots allt kan knytas till dessa och liknande poster, som t.ex. arrenden av mark för bl.a. vindkraftsparker eller fondering för avveckling och rivning av kärnkraftsanläggningar har dessa lagts in som DoU – se nedan.

Rökgaskondensering

I processutrustningen till bio- och avfallseldade kraftvärmeverk ingår ofta rökgaskondensering (RGK). Det är fortfarande lönsamt trots att förhållandet mellan värdet på producerad el och värme har förskjutits och gjort elproduktion förhållandevis mer lönsam under senare år och trots att man schablonmässigt tappar ca 1,5 % elproduktion pga förhöjd returtemperatur och ca 3 % pga reducerad maxlast, dvs inalles ca 4,5 %. Effekter och verkningsgrader för en biobränsleeldad kraftvärmeanläggning som använder bränsle med en fukthalt på 50 % och med en turbin på 30 MW förändras enligt:

Tabell 5-1. Effekter och verkningsgrader med/utan RGK

	Utan kondensering	Med kondensering
Eleffekt (MW)	30	29
Värmeeffekt (MW)	56	78
Elverkningsgrad (%)	31,5	29,3
Totalverkningsgrad (%)	88	108

Beräkningarna gällande de bio- och avfallseldade kraftvärmeverken baseras på att dessa genomgående är utrustade med rökgaskondensering.

Anslutning till elnät

För anslutning till elnät har en genomsnittlig specifik elanslutningskostnad adderats till investeringskostnaden för varje anläggning. För alla kraftslag utom för vindkraft har den antagits uppgå till 500 kr/kW installerad effekt. För uppgifter om vindkraft, både för havs- och landbaserade verk hänvisas till avsnitt 5.2.5.

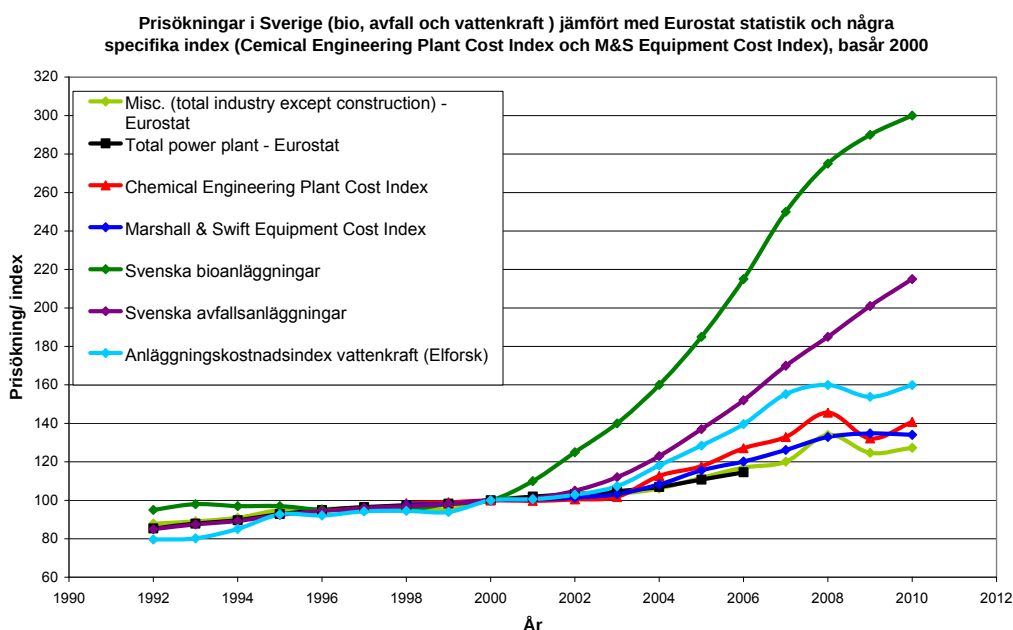
5.1.2 Investeringar - kostnadsutveckling

Anläggningsspecifika uppgifter som investeringar, DoU och relevanta tekniska data redovisas i tabellerna nedan. I förhållande till tidigare upplagor av rapporten har det naturligtvis funnits anledning att justera ekonomiska indata. Speciellt har några anläggningstyper/tekniker fått se betydande prishöjningar under senare år. Materialpriser och allmänna index (inflation, mm) borde påverka olika tekniker i ungefär samma omfattning, så har dock inte varit fallet – se Figur 5-1. Utöver ekonomiska indata har i förekommande fall även tekniska prestanda justerats.

För att i modellen kunna lägga in aktuella och representativa investeringsnivåer har sammanställda uppgifter avseende i Sverige och Norden uppförda och projekterade anläggningar utnyttjats. Det avser naturligtvis i första hand anläggningstyper som realiseras här: bio- och avfallseldade KVV, gaskombi KVV (Ryaverket i Göteborg och Öresundsverket i Malmö) jämte kärn- och vindkraft. Värdefull information har också kunnat hämtas från t.ex. IEA,

Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition och European Climate Foundation, Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. De senare referenserna har utnyttjats bl.a. för framtagning av uppgifter om anläggningstyper som inte är vanliga i Sverige och Norden, t.ex. fossileldad baskondens, både med och utan CO₂-avskiljning. Uppgifter har också hämtats från och kontrollerats med hjälp av leverantörer samt via såväl arbets- som styrgruppernas kontakter i egna företag och i de nätverk där bl.a. forskning inom området bedrivs.

För att underlätta analysen av inhämtad information har olika internationellt tillgängliga index jämförts med eget framtaget underlag för bl.a. svenska bioeldade- och avfallseldade KVV. Exempel på de förra är "Chemical Engineering Plant Cost Index" (CEPCI) och Marshall & Swift Equipment Cost Index. I brist på ett gångbart internationellt "kraftverksindex" användes CEPCI bl.a. i några omfattande EU-projekt, vilka definierade beräkningsförutsättningar i en gemensam aktivitet – EBTF (European Benchmarking Taskforce (*Publik rapport kommer att finnas när den godkänts av projektens styrgrupper*))



Figur 5-1. Konstaterade prishöjningar på svenska bio- och avfallseldade KVV och jämförelse med några både svenska och internationella index.

I figuren åskådliggjorda prishöjningar, speciellt för biobränsle- men även avfallseldade KVV, kan förklaras av marknadsutvecklingen med ett betydande efterfrågetryck och stora prishöjningar på bl.a. stål (som under perioden 2003-2008 enligt SCB var 76,4%). Denna utveckling hejdades först 2008/09 (åtminstone om man betraktar utvecklingen som den framträder i de två internationellt speglade indexen och i Anläggningskostnadsindex vattenkraft (Elforsk) i Figur 5-1). För biobränsleeldade anläggningar kan den prishöjning som tog fart omkring 2001/02 möjligen också sammanfalla med införandet av

elcertifikat några år tidigare. Upphandlingsförfarande och entreprenadform är exempel på andra faktorer som kan ha betydelse.

I de följande tabellerna har vattenkraftsanläggningar till skillnad mot tidigare upplagor av rapporten nu inkluderats. I högre grad än för andra anläggningar måste då beaktas att investeringen ska ses som ett medelvärde för anläggningar där omfattningen kan variera avsevärt beroende på lokala förutsättningar knutet till dammbyggnader, vattendom etc., dvs. förhållanden som gör det svårt att beskriva tekniska förutsättningar, kostnader, osv. i annat än generella termer.

5.1.3 Drift och underhåll (DoU)

Drift- och underhållskostnaden presenteras generellt som en fast och en rörlig del. Den fasta delen, vilken tidigare uttrycks som en procentsats på anläggningskostnaden men i den nuvarande utgåvan ändrats till en kostnad per kW_{el} , utgörs huvudsakligen av:

- Personal
- Försäkringar
- Fasta avgifter för VA, el, etc
- Fasta underhållsarbeten och reservdelar
- Bevakning, städning/renhållning och miljökontroll

Den rörliga delen uttrycks som en kostnad per $\text{MWh}_{\text{bränsle}}$. Huvudposterna varierar naturligtvis med teknik, vilket kan åskådliggöras genom att visa hur de större kostnadsposterna exklusive bränsle fördelas enligt utförda beräkningar för t.ex. ett biobränsle- och avfallseldat KVV på 30 respektive 20 MWe baserade på CFB respektive rosterteknik. Notera att hjälpkraft och skatt på hjälpkraft enligt tidigare diskussion inte är aktuell (netto el) respektive inte utgår med nuvarande tolkning av gällande skatteregler.

Tabell 5-2. Fördelning av rörliga DoU-kostnader exklusive bränsle för bio- och avfallskraftvärme⁴

Rörlig DoU	Bio KVV (CFB) 30 MW_{e}	Avfall KVV (roster) 20 MW_{e}
Bäddmaterial (sand)	7 %	0 %
Kemikalier, vatten, etc.	5 %	15,5 %
Underhåll, materiel, inhyrd personal, etc	45 %	28 %
Restprodukthantering (inkl skatt), deponi	43 %	56,5 %
Specifik rörlig DoU	26 $\text{kr}/\text{MWh}_{\text{br}}$	54 $\text{kr}/\text{MWh}_{\text{br}}$

Drift- och underhållskostnaden baseras på schablonvärden hämtade från litteraturuppgifter, tillgänglig statistik och utförda beräkningar. Avstämningar har gjorts mot uppgifter från drift av specifika anläggningar. Dessa värden har förts in i respektive anläggnings indatablad i modellen. För att komplettera

⁴ Kolumn 2 korrigerad feb 2013 (för anslutning till indata i beräkningsmodellen)

bilden belyses nedan situationen i anläggningar som "bryter mönstret" genom att underhållskostnaden anges enbart som en fast eller rörlig kostnad, eventuellt också relaterad till produktionen, dvs. uttryckt som kostnad per MWh_{el} , oavsett om den anses som fast eller rörlig enligt ovanstående definitioner.

För kärnkraftsverk anges som regel DoU enbart relaterat till produktionen, det vill säga i kr/MWh_{el} . Läs mer om DoU-kostnaden för kärnkraft i nästa avsnitt.

Anläggningar som utnyttjar fasta bränslen; avfall, bio och kol, har högre såväl fasta som rörliga DoU-kostnader jämfört med anläggningar för ett "rent" bränsle som naturgas. Speciellt ökar rörlig DoU med bränslets askinnehåll och om kemikalier och tillsatsmedel krävs för rökgasrening. Det har antagits att flygaska plus sand och övriga rökgasreningsprodukter från de avfalls- och biobränsleeldade anläggningarna hanteras och deponeras till "full" kostnad, vilken har satts till 1200 kr/ton , medan sintrad bottenaska och slagg kan avyttras till en lägre kostnad. För kolkraftverk (pulverförbränning) antas att avskilt gips från rökgasscrubber och kvalitetssäkrad flygaska från elektrofilter kan avyttras via etablerade kanaler utan att belasta verksamheten.

För de småskaliga kraftvärmeanläggningarna avsedda för naturgas anges drift- och underhållskostnaden enbart relaterad till rörlig DoU uttryckt i kr/MWh_{br} .

Kostnaderna knutna till effektabonnemang och energiavgift för elöverföring, beroende bl.a. på den lokala stamnätsavgiften, har exkluderats för alla kraftslag, dvs produktionen och den associerade kostnaden relaterar till förhållandet fram till/vid anläggningens ställverk.

DoU-kostnader knutna till luftburna utsläpp beräknas baserat på ansatta emissioner av NO_x och CO_2 . Se vidare Tabell 5-6.

5.2 Kommersiell teknik inkl vidareutveckling

5.2.1 Baskondens - Kraftverk med CCS (vidareutveckling 2020 - 2025)

Kostnader och prestanda för kraftverk med CCS har baserats på nyligen genomförda arbeten inom den europeiska teknikplattformen för CCS (ZEP, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) samt underlag från OECD/IEA ("Projected Costs of Electricity, 2010 Edition" OECD/IEA).

De specifika investeringarna och DoU-kostnaderna för kraftverk med avskiljning och kompression av CO_2 ökar jämfört med kraftverk utan CCS p.g.a.:

- Den lägre elverkningsgraden, som i sig gör att den specifika investeringen såväl som specifika DoU-kostnaderna ökar.

- Investeringar i samt DoU-kostnader för processutrustning för avskiljning och kompression.

För koleldade kondenskraftverk blir beräknade prestanda och kostnader relativt lika för de tre tekniker ("oxy-fuel", "post-combustion" och "pre-combustion") som är aktuella för de demonstrationer som f.n. planeras och projekteras, om beräkningarna baseras på samma förutsättningar och ungefär samma grad av "optimism/konservatism".

Av denna anledning har vi valt att använda ett genomsnitt av prestanda och kostnader för dessa tre tekniker, vilket bedöms resultera i en ökning av den:

- Specifika investeringen med ca 1.100 €/kW_{el, net}.
- Fasta DoU-kostnaden med ca 25 €/kW_{el, net}, år.
- Rörliga DoU-kostnaden med ca 1 €/kWh_{el, net}.

För avskiljning av CO₂ från naturgaseldade kombicykelkraftverk, är "post-combustion" capture den teknik som i första hand torde bli aktuell för demonstration, varför vi valt att använda kostnader för denna teknik för avskiljning av CO₂ från naturgaseldade kombicykelkraftverk. Detta bedöms öka den:

- Specifika investeringen med drygt 700 €/kW_{el, net}.
- Fasta DoU-kostnaden med ca 20 €/kW_{el, net}, år.
- Rörliga DoU-kostnaden med ca 1 €/kWh_{el, net}.

För **transport och geologisk lagring av CO₂**, har vi använt bedömda kostnader för CO₂-lagring i saltvattenakvifer på land, och med kort transportavstånd (180 km, pipeline), vilket bedöms öka de:

- Specifika investeringarna med ytterligare ca 450 €/kW_{el, net}.
- Fasta DoU-kostnaderna med ytterligare ca 10 €/kW_{el, net}, år.

5.2.2 Kärnkraft

Investeringskostnad

Att uppskatta investeringen för en ny reaktor är vanskligt. Det har inte byggts reaktorer i västvärlden på många år och därmed saknas referenser för nyligen slutförda byggen. Det är dessutom svårt att generalisera då investeringen kommer att skilja från fall till fall och land till land. Faktorer som påverkar kostnaden är den aktuella konkurrenssituationen men också sådant som kostnaden för arbetskraft i det specifika landet. Ytterligare faktorer som spelar in är vilken reaktortyp det gäller, vilka krav ägaren har på konstruktionen och projektets genomförandemetod, exempelvis hur ansvaret och risken fördelas mellan leverantör och ägare. En ytterligare försvårande omständighet är att uppgifter från leverantörerna är av kommersiell natur och därmed ofta hålls konfidentiella.

Man bör vara försiktig med att okritiskt använda kostnadsuppgifter för reaktorer. Siffrorna i olika referenser spänner över ett stort intervall och det

kan vara svårt att uttyda vad som ingår i de angivna kostnaderna. Det är ibland oklart om räntekostnaden under byggtiden ingår eller om det är en så kallad overnight-kostnad. Dessutom kan det vara svårt att veta om siffran enbart täcker kostnaderna för själva bygget eller även ägarens utgifter för projektplanering och kringkonstruktioner såsom kraftledningar, kylvattenvägar, simulatoranläggningar och övrig infrastruktur.

Baserat på tillgängliga referenser görs här en bästa bedömning av overnight-kostnaden för en ny reaktor med effekten 1600 MWe till 5 miljarder euro, vilken då inkluderar ovan nämnda utgifter för ägaren, men alltså inte räntan under byggtiden. Inklusive byggränta blir kostnaden cirka 6 miljarder euro. Omräknat till kr/kWe motsvarar dessa siffror 28 000 kr/kWe (overnight) respektive 34 000 kr/kWe (totalt)⁵. Det bör påpekas att detta gäller för en väldigt stor reaktor. För exempelvis Westinghouses reaktor AP1000 (1200 MWe) blir totalkostnaden betydligt lägre, se referens nedan.

Urval av använda referenser:

- Kostnaden för det pågående bygget av reaktorn Flamanville 3 (1600 MWe) i Frankrike beräknas bli cirka 5 miljarder euro (overnight) (Nucleonics Week 2010a).
- Det finska bolaget Fennovoima uppskattar kostnaden för en ny reaktor till mellan 4 och 6 miljarder euro, ränta under byggtiden inräknat (Fennovoima 2009). Uppskattningen gäller för ett antal olika reaktortyper med effekter mellan 1300 MWe och 1700 MWe. Det är rimligt att anta att bedömningen för de större reaktoralternativen ligger i den övre delen av kostnadsintervallet.
- Den senaste kostnadsbedömningen för Olkiluoto 3 i Finland (1600 MWe), som är kraftigt försenad, ligger på omkring 5,7 miljarder euro (Nucleonics Week 2010a). Denna siffra inkluderar troligtvis byggräntan.

Det finns också referenser där overnight-kostnaden anges per kWe:

- Westinghouse uppskattar kostnaden för kommande byggen av reaktorn AP1000 i Storbritannien till omkring 4 000 \$/kWe (overnight) (Nucleonics Week 2010b).
- Bedömningar för planerade amerikanska projekt (NEI 2011):
 - o South Carolina Electric & Gas: 24 000 kr/kWe (overnight).
 - o Florida Power and Light Company: 30 000 kr/kWe (overnight).
- I studien Projected Costs of Generating Electricity (IEA & NEA 2010) ligger investeringskostnaden på 27 000 kr/kWe (overnight) i medelvärde för OECD. Siffran baseras på inrapporterade bedömningar från olika länder.
- Det holländska analysbolaget NRG bedömer kostnaden för en ny reaktor till 28 000 kr/kWe (overnight) (NRG 2011).

Som redovisas ovan antas en investeringskostnad som ligger i paritet med pågående first-of-a-kind-projekt i Frankrike och Finland. När fler reaktorer har byggts är det troligt att kostnaderna sjunker, exempelvis till följd av att

⁵ För beräkningarna används en växelkurs på 6,50 SEK/USD samt 9 SEK/EUR.

leverantörernas utvecklingskostnader för designen blir mindre. Att göra en kvantitativ bedömning av en sådan kostnadsminskning är dock svårt.

I vissa länder i Asien har det skett en kontinuerlig utbyggnad av kärnkraften de senaste årtiondena. Kostnaden för reaktorbyggen i dessa länder är betydligt lägre än siffrorna ovan. Ett exempel är Sydkorea där overnight-kostnaderna kan ligga på omkring hälften av vad som anges ovan.

Räntekostnaden har beräknats för en byggtid på sex år. Länder i Asien som har byggt kärnkraft löpande når kortare byggtider än så, exempelvis ligger snitttiden för byggen i Sydkorea på fem år⁶. Bygget av Olkiluoto 3 i Finland har dragit ut på tiden och reaktorn ser nu ut att slutföras på cirka åtta år. Man bör då ha i åtanke att det är den första reaktorn som byggs i väst på många år och det är dessutom den första reaktorn någonsin av just typen, nämligen Arevas EPR. Det är troligt att kommande byggen går smidigare då exempelvis underleverantörsorganisationen blir mer väletablerad. Finska Fennovoima bedömer byggtiden för sin planerade reaktor till cirka sex år (Fennovoima 2009).

För kärnkraften har det lagts in en återinvestering i modellen år 25 för att täcka byten av vissa stora komponenter, exempelvis turbin och generator. Summan för detta har i grova mått uppskattats till 5 miljarder kronor vilken sedan nuvärdesberäknas. Det bör noteras att denna återinvestering ger ett väldigt litet bidrag till produktionskostnaden, ungefär 0,5 öre/kWh.

Drift- och underhållskostnader

För kärnkraftsverk anges som regel kostnaden för DoU enbart relaterat till produktionen, det vill säga i kr/MWh_{el}. Snittkostnaden för DoU för Ringhals och Forsmark år 2000-2009 ligger enligt årsredovisningarna på strax under 70 kr/MWh_{el}. Detta läggs in i modellen med tillägg för en så kallad back-end-kostnad på knappt 20 kr/MWh_{el} och löpande investeringar motsvarande ett par hundra miljoner kronor per år. Den totala drift- och underhållskostnaden blir då 100 kr/MWh_{el}. Kostnaden för byten av stora komponenter ligger utöver detta som en separat återinvestering år 25. Back-end-kostnaden avser kostnader relaterade till avfallshanteringen, inklusive hanteringen av använt kärnbränsle, och rivningen av anläggningen. Dessutom ingår den så kallade Studsvikavgiften.

Det är inte troligt att DoU-kostnaden per MWh_{el} kommer att bli högre för nya reaktorer, snarare lägre. För en större reaktor beräknas exempelvis personalkostnaden, utslaget på produktionen, bli mindre än för dagens reaktorer.

5.2.3 Storskalig kraftvärme

Gaskombikraftvärme

Prestanda för gaskombianläggningarna för kraftvärme på 40 och 150 MW har justerats upp med något högre el- och totalverkningsgrader i enlighet med

⁶ Byggtider för världens reaktorer går att hitta i IAEA:s PRIS-databas.
<http://www.iaea.org/programmes/a2/>

och avseende utveckling av (stora) gasturbiner samt med input från IEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition. Den senare referensen har tillsammans med European Climate Foundation, Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe också använts som källa för bedömning av investeringarna. DoU-kostnaderna ligger i huvudsak kvar på samma nivå, men fast DoU anges nu i kr/kW_{el} i stället för att baseras på % av investeringen.

Den framtida utvecklingen antas innebära att den fortsatta utvecklingen mot högre verkningsgrader på framför allt gasturbinerna fortsätter. För 2020-25 har elverkningsgraden höjts med 2 %-enheter för båda anläggningarna. Ekonomiska indata lämnas tillsvidare oförändrade.

Biobränslebaserad kraftvärme

Prestanda för de biobränsleeldade kraftvärmeverken har reducerats något vad gäller el- och totalverkningsgrad, bl.a. beroende på att hjälpkraftförbrukningarna har räknats upp från tidigare låga nivåer. Investeringarna baseras helt på i Sverige och Skandinavien byggda anläggningar, i synnerhet de som har byggts under den senaste 5-årsperioden. Det har även varit möjligt att gå tillbaka till anläggningar uppförda längre tillbaka med hjälp av indexuppräknings baserad på Figur 5-1. Dessa uppgifter avser investeringar för kompletta och driftsatta anläggningar inklusive kostnader (räntor) under byggtid. De senare (baserade på schabloner om räntor, byggtid och årsvis betalning) har subtraherats från inhämtade och uppgivna investeringar för beräkning av de i indatabladen inlagda specifika investeringarna som således representerar over night cost. DoU-kostnaderna är i denna upplaga baserade på relativt detaljerade beräkningar av enskilda poster utgående från mängdning av förbrukningar och specifika avgifter/kostnader för dessa.

Prestanda för framtida anläggningar med horisonten lagd 2020-25 tar fasta på en möjlig utveckling mot högre ångdata och utvecklade ångcykler. Bedömningar har bl.a. gjorts utgående från de preliminära rapporter som ligger till grund för Elforsks KME-program (Konsortium för utveckling och demonstration av termiska energiprocesser, se www.kme-elforsk.se). Netto elverkningsgrad har antagits kunna höjas med mellan 1 och 2,5 %-enheter för de olika anläggningarna. Ekonomiska indata för de framtida anläggningarna har tillsvidare lämnats oförändrade.

Avfallsbaserad kraftvärme, inkl RDF

Ovanstående för den biobränslebaserade kraftvärmens kan även appliceras på avfallseldade anläggningar i mass burn utförande, dvs för opreparerat hushålls- och industriavfall. Tekniska indata, investeringar och DoU-kostnader har väsentligen justerats utgående från liknande underlag och förutsättningar. Den tillkommande anläggningen för RDF har bedömts utgående från uppgifter om några besläktade anläggningar uppförda i Sverige under senare år, bl.a. P15 och i viss mån P14 vid E.ON's anläggningar på Händelö i Norrköping. Båda har uppförts baserade på CFB-teknik för att elda processade avfall, dock inte specifikt RDF. Investeringens volymen för en sådan anläggning kan emellertid uppskattas utgående från att en RDF-eldad anläggning inte kräver någon prepareringsanläggning då RDF-fraktionerna kan importeras direkt till anläggningen. Uppgifter om ångdata med möjlighet att beräkna/uppskatta

elverkningsgrad har med benägen hjälp erhållits från leverantörer. DoU kostnaderna har beräknats utgående från den metod som indikerats ovan med stöd av information från några operatörer.

5.2.4 Småskalig kraftvärme

Uppgifter om de småskaliga anläggningarna är i allt väsentligt hämtade från Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion; Syntesrapport.

För framtida bedömningar om prisutvecklingen av bränsleceller har uppgifter dessutom hämtats från; Molten Carbonate and Phosphoric Acid Stationary Fuel Cells: Overview and Gap Analysis, Robert Remick et.al., NREL och High Temperature Fuel Cell Trigenation for Commercial and Municipal Buildings: The MTU Carbonate Fuel Cell HotModule, Gerhard Huppmann, MTU.

Som påtalats ovan i Kapitel 4.2 har antagits att bränsleceller av MCFC-typ använder renad, men inte propaniserad biogas (av naturgaskvalitet) i första hand avsedd som drivmedel. Enligt uppgift kan den drivas med gas som undergått en "enklare" rening (på Henriksdalsverket (avloppsreningsverk) renas/uppgraderas biogasen i en vattenskrubber). Tills vidare antas dock att MCFC-cellen, även i utvecklat utförande, drivs med biogas av drivmedelskvalitet trots att den i lokala applikationer som i reningssverk, bryggerier, osv. kan klara sig med en något mindre renad/uppgraderad och således billigare gas.

5.2.5 Vindkraft

Investeringskostnader för vindkraft är framtagna utgående från följande omfattning och uppdelning:

- o Vindkraftverk inklusive transport och montage.
- o Fundament.
- o Vägar. Det förutsätts att det finns väg fram till de landbaserade parkerna, men att anslutningsvägar till och lokala vägar i densamma måste anläggas.
- o Internt elnät. Inkluderar kostnader för kabel, kabeldragning, nedgrävning (nedspolning till havs) och inkoppling i verken (se nedan).
- o Utrustning för styrning och övervakning.
- o Administration
- o Projektering*
- o Tillstånd och myndighetskontakter*
- o Anslutning till elnät (schablon – se nedan).

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

Teknik, produktion och kostnader för de fem vindkraftsanläggningarna inkluderade i den nuvarande studien är sammanfattade i Tabell 5-3.

Tabell 5-3. Teknik, produktion och kostnader för fem vindkraftfall

	Hav stor	Hav mellan	Land stor	Land mellan	Land liten
Antal verk	75	50	20	5	1
Effekt per verk [MW]	5	3	3	2	1
Rotordiameter [m]	126	90	110	90	64
Navhöjd [m]	95	70	120	100	74
Total parkeffekt [MW]	375	150	60	10	1
Drifttid 100% tgh	3600	3500	3400	3100	2700
Parkeffekt [%]	90	90	92	94	100
Tillgänglighet [%]	95	95	98	98	98
Beräknad utnyttjningstid netto	3100	3000	3050	2850	2650
Produktion [GWh]	1150	450	190	30	2,7
Inv. inkl. ansl. nät [Mkr]	9375	3 450	905	140	13,5
Inv. inkl. ansl. nät [kr/kW]	25 000	23 000	15 000	13 500	13 500
Inv. [kr/årskWh]	8,12	7,69	4,92	4,74	5,09
DoU [kr/MWh]	200	160	140	140	110
Avskrivningstid [år]	20	20	20	20	20

Investeringskostnad

Då man bygger på platser med bra vindläge, ofta ligger dessa otillgängligt, eller om man bygger med högre torn, blir investeringskostnaden normalt högre. Trots detta kan elproduktionskostnaden bli betydligt lägre p.g.a. den högre elproduktionen, i synnerhet för vindkraftverk i skogsområden, där vindgradienten över skog är mycket kraftigare än över öppen mark. Resultat i Elforskrapport 10:48, indikerar att det är lönsamt att bygga tornhöjder upp mot 150 m.

Medan den totala investeringskostnaden för landbaserade verk är relativt lätt att få grepp om är denna uppgift svårare beträffande havsplacerade anläggningar. Djup och bottenförhållanden varierar samt att det inte är lika lätt att bedöma prisläget då relativt få parker byggts. Till detta kommer att kostnaderna varierar beroende på t.ex. finansieringsform, ett förhållande som inte beaktats i denna studie.

Kostnaden för elnätsanslutning varierar kraftigt från plats till plats beroende på avstånd till det lokala nätet och dess möjlighet att ta emot ytterligare produktion, osv. Med ökad vindkraftsutbyggnad kommer vi troligen också att få se en ökning när fler transmissionströsklar uppkommer. I beräkningarna har schablonkostnader för elanslutning inkluderats i den specifika anläggningskostnaden; för landbaserade verk 1 000 kr/kW och för havsplacerade anläggningar i Nordiska vatten med "rimliga" avstånd till land 2500 kr/kW i paritet med den nivå som antogs i den förra versionen av rapporten [Elforsk 07:50] med referens till Nätanslutningsutredningen [SOU 2007:10]. I de havsplacerade parkerna ingår såväl internt elnät, transformator till havs som kabel till anslutande nät på land. För

havsbaserade parker som placeras långt från land finns uppgifter om betydligt högre anslutningskostnader; upp till 20 % av investeringen. Tills vidare har vi räknat med att "våra" havsparker placeras relativt kustnära. Dessa nivåer kan jämföras med andra kraftslag som antagits ha kostnader på cirka 500 kr/kW (se Avsnitt 5.1.1).

DoU-kostnad

För vindkraft på land är DoU-kostnaden inklusive, försäkringar och eventuellt markarrende (ca 4% av produktionsintäkten) satt till 11 öre/kWhe för det enstaka vindkraftverket och 14 öre för de bägge större anläggningarna. Skillnaden avspeglar att den minsta anläggningen, med ett enstaka aggregat, antas sättas upp på egen mark varför inget markarrende behöver inkluderas. Nivåerna är bl.a. baserade på att marknadspriserna för fulldriftsavtal kan ligga i intervallet 9-11 öre/kWh, men dessa kan reduceras beroende på vindkraftmodell och servicelösning.

För de havsplacerade anläggningarna har DoU-kostnaden uppskattats till 16 och 20 öre/kWhe för den mindre respektive stora parken. Baserat på den begränsade erfarenheten från vindkraft till havs skall nämnas att dessa kostnader liksom investeringskostnaderna är tämligen osäkra, vilket bl.a. kan sammanhålla med att det sannolikt finns ett samband mellan DoU-kostnad och tillgänglighet. För havsbaserade anläggningar utgår inga kostnader för markarrende. Däremot betalas en liten årlig avgift till Kammarkollegiet för rådhögheten.

I likhet med vad som gäller i rapporten för de andra energislagen har kostnaderna för effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen inte tagits med i beräkningarna.

Utgående från de indata som presenteras i Tabell 5-3 kan det konstateras att man för de landbaserade anläggningarna kan skönja en "positiv" skalfaktor i meningen att investeringen för de större anläggningarna blir lägre uttryckt i kr/årskWh. Detta har hittills inte varit självklart och tycks uppenbarligen ännu inte omfatta havsbaserad vindkraft.

Det är uppenbart att utvecklingen fortsätter, både beträffande land- och havsplacerad vindkraft. I någon mening är framtiden redan här, bl.a. genom det exempel som pekats på gällande den landbaserade park i Estinnes i Belgien för närvarande byggs. Det avser en EU-stödd anläggning med elva verk med 126 m rotor, av vilka flertalet kommer att uppgraderas till 7,5 MW effekt. Som påpekats väntas de första 7,5 MW-anläggningarna i Sverige att byggas först 2013. Om vindkraftsparken i Belgien kräver ett direkt stöd inställer sig frågan när anläggningar baserade på dessa maskiner blir kommersiella. Om man sedan föreställer sig ännu högre effekter – vilken effekt kan man nå med den idag dominerande tekniken; trebladiga verk med horisontell rotoraxel? Kommer det att krävas ett teknikskifte för att effekter över 10 MW ska kunna realiseras?

Att döma av hur utvecklingen har gått framåt mot de effekter som idag är kommersiella, förefaller det rimligt att det även i framtiden kommer att ske en konsolidering för landbaserade verk liknande den vi ser idag vid 2-3 MW,

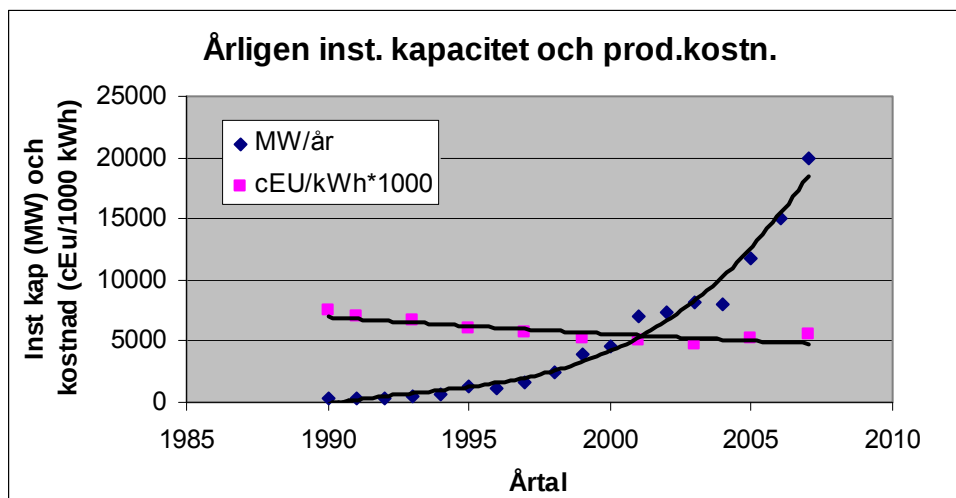
men då vid högre effekter. Med stor sannolikhet kommer dessa att ligga lägre än för de anläggningar som i varje skede representerar spetsteknologin.

Inom en tioårsperiod förefaller det inte orimligt att en sådan konsoliderad och kommersiell effektnivå för landbaserade verk kan vara 5 MW med tornhöjder på 140-150 m och rotordiametrar på 130-140 m med utvecklade (lättare blad) och bladgeometrier.

Oaktat vilken nivå som uppnås i framtiden har vi inom ramen för denna version av "El från nya och framtida anläggningar" lagt fast att de framtida utvecklade anläggningarna med bedömning av elproduktionskostnaden 2020-2025, med några undantag, ska ha samma installerade effekt/kapacitet som dagens anläggningar. Bedömningen om den framtida statusen för vindkraftverk har därför baserats på hur parkverkningsgrad, tillgänglighet, investering och DoU förändras för givna aggregat och parker. Dessa uppgifter har i sin tur legat till grund för beräkning av elproduktionskostnaden. Referenserna utgörs av projektioner som gjorts bl.a. i [IEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition], [European Climate Foundation, Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe], [Project no 502687 NEEDS: Cost development – an analysis based on experience curves], [Elforsk 08:74 med supplementet Teknologi for fremtidens production af elektricitet og varme; Vind energi]. I Tabell 5-4 återgivna uppgifter är baserade på uppskattningar vad avser tekniska data och uppgifter om hur investeringskostnader utvecklas som funktion av ökande antal installationer eller installerad effekt för tekniker under utveckling.

Nedanstående figur som visar årligen installerad effekt i världen (som hittills har dubblerats vart fjärde år) och elproduktionskostnader (i Danmark) är baserad på uppgifter i Elforsk 08:74 med supplementet "Teknologi for fremtidens production af elektricitet og varme; Vind energi". Underlaget används för att uppskatta investeringskostnaden för vindkraft 2020-2025.

Data från tabellen har (med hjälp av kurvanpassningsekvationer) utnyttjats för beräkning/bedömning av drifttider och investeringsnivåer för 2020-25 som återges i Tabell 5-4 och Tabell 5-5. Det har då antagits att investeringen uttryckt i kr/årskWh kan fördelas så att knappt hälften hänförs till utökad produktion beroende på högre torn och större rotordiameter och drygt hälften till en faktisk reduktion av den specifika investeringskostnaden i kr/kWe. Utgångspunkten för hur tornhöjd och rotordiametrar utvecklas för de enskilda verken i en given park har baserats på vilka verk som används i närmast större park redan idag.



Figur 5-2. Globalt årligen installerad vindkraft och utvecklingen av (danska) elproduktionskostnader. Uppgifterna har använts för uppskattning av framtida 2020-2025 uppskattade investeringar i vindkraft

5.2.6 Vattenkraft

Investeringsnivåerna för vattenkraftanläggningarna har baserats på en uppräknig från nivån i föregående rapport [Elforsk 07:50] med stöd av Elforsk "Anläggningskostnadsindex 1989 – 2010/1 för Vattenkraftverk" samt uppgifter presenterade i internationella utredningar, t.ex. [RoadMap 2050]. Företrädare för branschen, bl.a. i Vattenfall och Skellefteå Kraft, har bidragit med viktig input, inte minst rörande svårbedömd ombyggnad och modernisering av mindre stationer som i denna upplaga fått en representant i form av ett (generiskt) kraftverk på 5 MW.

Enligt samlade bedömningar bör investeringen för en stor kraftstation ligga på högst ca 5 kr/årskWh för att projekt ska realiseras även om anläggningar byggs till högre kostnad. För den typ av mindre anläggningar på 5 MW som inkluderats uppges att investeringen helst bör ligga under 6 kr/årskWh. Uppgiften är baserad på ombyggnader och moderniseringar av mindre stationer som t.ex. Skellefteå krafts Storforsen i Örån. Den antagna drifttiden för vattenkraftverk, såväl i denna rapport som i tidigare upplaga, på 4000 h ger att ovanstående uppgifter motsvarar 20 000 respektive 24 000 kr/kW exklusive ränta under byggtid. I beräkningarna har den specifika investeringen (over night cost) lagts strax under respektive på dessa nivåer.

5.2.7 Tabeller med tekniska och ekonomiska indata – kommersiell teknik med vidareutveckling

Här redovisas tekniska och ekonomiska indata för dagens kommersiella teknik (2010) och vidareutveckling av denna (2020-25) i två tabeller. I en tredje tabell redovisas för beräkningarna relevanta miljödata. Denna senare tabell är utökad med några "semikommersiella" och nya tekniker.

Tabell 5-4. Indata kommersiell teknik 2010 (dagens) och 2020-2025 (vidareutveckling) – teknik

Bränsle	Cykel	El netto (MW)	Elverkn.- grad netto (%)		Totalverkn.- grad netto (%)		Utnyttjnings- tid netto (h)		Alfavärde	
			2010	2020- 25	2010	2020- 25	2010	2020- 25	2010	2020- 25
Biobränsle	Ånga KVV	5	24	25	105	105	4 800	4 800	0,29	0,31
		10	26,5	28	106	106	4 800	4 800	0,33	0,36
		30	29	31,5	107	107	4 800	4 800	0,38	0,42
		80	31	33	108	108	4 800	4 800	0,40	0,44
Avfall	Ånga KVV	20	19,5	20	99	99	6 650	6 650	0,24	0,26
Avfall (RDF)	Ånga KVV	20	21	22	98	98	4 800	4 800	0,27	0,29
Kol	Ånga kondens	740	46	47	-	-	6 800	6 800	-	-
	Ånga kond. m. CCS	600	-	38	-	-	-	6 700	-	-
Naturgas	Kombi kondens	420	58	60	-	-	6 850	6 850	-	-
	Kombi kond m. CCS	360	-	52	-	-	-	6 800	-	-
	Kombi KVV	40	46	48,5	90	91	4 900	4 900	1,05	1,14
		150	50,5	52,5	92	93	4 900	4 900	1,22	1,30
	Gasmotor KVV	0,1	33	34,5	86	86	4 850	4 850	0,63	0,67
		1	40	41	88	90	4 850	4 850	0,83	0,83
Kärnkraft	Ånga kond.	1 600	36	36	-	-	7 600	7 600	-	-
Vindkraft	Land, liten	1	-	-	-	-	2 650	2 850	-	-
	Land, mellan	10	-	-	-	-	2 850	3 050	-	-
	Land, stor	60	-	-	-	-	3 050	3 250	-	-
	Hav, mellan	150	-	-	-	-	3 000	3 150	-	-
	Hav, stor	375	-	-	-	-	3 100	3 250	-	-
Vattenkraft	Vatten, stor	90	-	-	-	-	4 000	4 000	-	-
	Vatten liten	5	-	-	-	-	3 950	3 950	-	-

Tabell 5-5. Indata kommersiell teknik 2010 (dagens) och 2020-2025 (vidareutveckling) – ekonomi

Bränsle	Cykel	El netto (MW)	Specifik investering ¹⁾ (kr/kW _{el, netto})		Fast DoU (kr/kW _{el}) ²⁾		Rörlig DoU (kr/MWh _{br})	
			2010	2020-25	2010	2020-25	2010	2020-25
Biobränsle	Ånga KVV	5	56 500	56 500	1 250	1 250	22	22
		10	45 000	45 000	920	920	25	25
		30	34 500	34 500	580	580	26	26
		80	25 500	25 500	380	380	27	27
Avfall	Ånga KVV	20	77 000	77 000	2 200	2 200	54	54
Avfall (RDF)	Ånga KVV	20	52 000	52 000	1 700	1 700	56	56
Kol	Ånga kondens	740	14 500	14 500	290	290	7	7
	Ånga kond. m. CCS	600	-	29 000	-	650	-	10
Naturgas	Kombi kondens	420	7 000	7 000	200	200	10	10
	Kombi kond m. CCS	360	-	18 500	-	500	-	15
	Kombi KVV	40	12 500	12 500	300	300	10	10
		150	9 500	9 500	200	200	8	8
	Gasmotor	0,1	12 000	12 000	-	-	35	35
		1	9 000	8 500	-	-	40	40
Kärnkraft	Ånga kond.	1 600	28 000	28 000	-	-	100 ³⁾	100³⁾
Vindkraft	Land, liten	1	13 500	12 500	-	-	110 ³⁾	110³⁾
	Land, mellan	10	13 500	12 500	-	-	140 ³⁾	140³⁾
	Land, stor	60	15 000	13 700	-	-	140 ³⁾	140³⁾
	Hav, mellan	150	23 000	21 000	-	-	160 ³⁾	160³⁾
	Hav, stor	375	25 000	23 000	-	-	200 ³⁾	200³⁾
Vattenkraft	Vatten, stor	90	21 000	21 000	-	-	50 ³⁾	50³⁾
	Vatten liten	5	26 000	26 000	-	-	120 ³⁾	120³⁾

I både Tabell 5-4 och Tabell 5-5 anges värden (default) i kolumnerna 2020-25 i *kursiv* stil med samma värde som för 2010 för att indikera att det i dessa fall saknas relevant underlag för bedömning av vidareutveckling fram till 2020-25.

I Tabell 5-5 avser den specifika investeringskostnaden över night cost, dvs ränta under byggtid är inte inkluderad - fotnot (1). Denna beräknas separat i modellen baserad på over night cost, räntenivå och en byggtid (som anges i varje indatablad). Vidare har jämfört med tidigare versioner av El från nya anläggningar beräkningen av fast DoU förändrats från att ha varit baserad på en procentsats av investeringen till att nu beräknas baserat på anläggningens elkapacitet angiven i kW_e – fotnot (2). För anläggningar vars rörliga DoU-kostnad markerats med fotnot (3), anges rörlig drifts- och underhållskostnad som kr/MW_e.

I nedanstående Tabell 5-6 återges emissionsnivåer av NO_x och CO₂ som antagits gälla för idag kommersiellt tillgängliga förbränningsanläggningar samt för några "semikommersiella" och nya tekniker. Nivåerna representerar en kombination av kommersiella garantier/krav å ena sidan och krav förknippade med det slutliga tillståndet å den andra (för samtliga tekniker kan emissionerna reduceras ytterligare, möjligen på bekostnad av högre investering eller ökad drift- och underhållskostnad). Uppgifterna används i beräkningar av avgifter och skatter och har även antagits gälla för beräkningar avseende fortsatt utveckling av kommersiell teknik.

Svavel (S) emissioner har inte generellt inkluderats i tabellen då svavelskatt enbart betalas för fossila bränslen och torv. Naturgasen antas inte innehålla något svavel. Det kol som används antas utgöras av lågsvavligt kol och den slutliga emissionen från koleldade anläggningar baseras på att dessa är utrustade med svavelreningsutrustning (s.k. scrubber) som reducerar emissionen till den nivå som anges i indatabladen (98-99 % svavelrening) för användning i beräkningarna.

CO₂ emissionerna är baserade på normalt använda emissionsfaktorer (Naturvårdsverket) för aktuella bränslen samt beträffande RDF på en i branschen använd nivå om 30 mg CO₂/MJ.

Tabell 5-6. Förväntade emissionsnivåer av NO_x och CO₂, bl.a. för avgifts- och skatteberäkningar – för kommersiell och ny "semikommersiell" teknik 2010 (dagens) och 2020-2025 (vidareutveckling).

Bränsle	Cykel	El netto (MW)	NO _x (mg/MJ _{br})		CO ₂ (g/kWh _{e+v})	
			2010	2020-25	2010	2020-25
Biobränsle	Ånga KV	5	70	70	0	0
		10	60	60	0	0
		30	50	50	0	0
		80	50	50	0	0
	ORC	2	80	80	0	0
	Förg./motor KV	1	80	80	0	0
		5	70	-	0	-
		10	-	60	-	0
	Förg./kombi KV	20	-	50	-	0
		60	-	50	-	0
	Kombinat/pellets	30	50	50	0	0
	Kombinat/CH ₄	30	-	50	-	0
Biogas	MCFC	0,5	2	2	0	0
Avfall	Ånga KV	20	80	80	120	120
Avfall (RDF)	Ånga KV	20	70	70	110	110
	Förg. KV	20	60	60	114	111
Kol	Ånga kondens	740	50	50	689	674
	Ånga kond. m. CCS	600	-	30	-	83
Naturgas	Kombi kondens	420	30	30	348	336
	Kombi kond m. CCS	360	-	30	-	19
	Kombi KV	40	30	30	224	224
		150	30	30	219	219
	Gasmotor	0,1	90	90	234	234
		1	80	80	229	229
	PEFC	0,05	5	5	222	222

5.3 Ny "Semikommersiell" och Framtida teknik

5.3.1 Ny "Semikommersiell" storskalig teknik för kraftvärme 2010

Termisk förgasning – gaspanna

Prestanda och kostnader har i denna studie bedömts för en principiellt likartad kraftvärmeanläggning som den anläggning i Lahti som nu är under byggnad, baserad på termisk förgasning av RDF, och med 80 MW bränsleeffekt och 20 MW_{el,net}.

Termisk förgasning - gasmotor, BIG-ICE

För Termisk förgasning med gasmotor (BIG-ICE) har bedömningar av prestanda, investeringar samt DoU-kostnader gjorts med utgångspunkt från de bedömningar som redovisas i teknikinventeringsprojektets syntesrapport (Elforsk 08:74, Kapitel 3.2) samt "Delrapport Förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme" (Elforsk 08:78). Bedömningarna har uppdaterats m.h.t. information som tillkommit efter att denna studie genomfördes.

Termisk förgasning – gasmotor, BIG-ICE

Prestanda och kostnader har i denna studie bedömts baserat på information från befintliga och planerade anläggningar, för kraftvärme med två anläggningsstorlekar – idag 2010 för 1 MW_{el} och 5 MW_{el}. Fortsatt utveckling förväntas möjliggöra såväl högre elverkningsgrader som lägre investeringskostnader samt större anläggningar. För tidsperspektivet 2020 – 2025 har dessa möjligheter beaktats för anläggningsstorlekarna 1 MW_{el} och 10 MW_{el}.

5.3.2 Framtida teknik för storskalig kraftvärme 2020-25

Termisk förgasning – gasturbin, BIG-CC

För Termisk förgasning med gasturbin (BIG-CC) har bedömningar av prestanda, investeringar samt DoU-kostnader gjorts med utgångspunkt från de bedömningar som redovisas i teknikinventeringsprojektets syntesrapport (Elforsk 08:74, Kapitel 3.2) samt "Delrapport Förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme" (Elforsk 08:78). Bedömningarna har uppdaterats m.h.t. information som tillkommit efter att denna studie genomfördes.

Prestanda och kostnader har bedömts utgående från att utvecklingen ånyo skulle komma igång, så att tekniken blir tillräckligt kommersiellt mogen för att kunna beställas år 2020 – 2025. Bedömningarna baseras främst på tillgängliga konceptstudier, och har gjorts för kraftvärme med två anläggningsstorlekar – 20 MW_{el} och 60 MW_{el}.

5.3.3 Småskalig teknik för kraft & kraftvärme

Teknikutvecklingen för småskalig kraft och kraftvärme beskrivs utförligt i den förra versionen av rapporten (Elforsk 08:74 med underlagsrapporter 08:81 samt 08:82) och redogörs därför inte för här.

Beträffande bränsleceller ska dock påpekas att det i denna studie har antagits att celler av MCFC-typ i allmänhet kommer att använda biogas som bränsle. Celler utnyttjade som reservkraftanläggningar använder vanligen vätgas, SNG eller naturgas, vilket också gäller för PEFC-celler, vilka på grund av tekniska omständigheter uteslutande kommer att vara hänvisade till naturgas.

5.3.4 Tabeller med tekniska och ekonomiska indata – "semikommersiell" och ny teknik

Här redovisas tekniska och ekonomiska indata för semikommersiell och ny teknik (2010) och vidareutveckling av denna (2020-25) i två tabeller.

Tabell 5-7. Indata "semikommersiell" och ny teknik 2010 (dagens) och 2020-2025 (vidareutveckling) – teknik

Bränsle	Cykel	El netto (MW)	Elverkn.- grad netto (%)		Totalverkn.- grad netto (%)		Utnyttjnings- tid netto (h)		Alfavärde	
			2010	2020- 25	2010	2020- 25	2010	2020- 25	2010	2020- 25
Biobränsle	ORC	2	15	16	104	104	4 800	4 800	0,17	0,18
	Förg./motor KVV	1	27	28	86	87	4 800	4 800	0,45	0,48
	Förg./motor KVV	5	32,5	-	88	-	4 800	-	0,55	-
	Förg./motor KVV	10	-	35,5	-	89	-	4 800	-	0,67
	Förg./kombi KVV	20	-	39	-	90	-	4 750	-	0,77
	Förg./kombi KVV	60	-	42	-	90	-	4 750	-	0,88
	Kombinat/ pellets	30	21	21	99	99	6650	6 650	0,27	0,27
	Kombinat/ CH ₄	30	-	21	-	95	-	6 600	-	0,29
Avfall (RDF)	Förg. KVV	20	24	25	95	97	4 800	4 800	0,33	0,34
Biogas	MCFC	0,5	50,5	54	91	92	7 000	7400	1,25	1,43
Naturgas	PEFC	0,05	35	39	91	93	7 000	7 400	0,63	0,91
Spillvärme	ORC	0,5	10	10	-	-	7 600	7 850	-	-
Solkraft	Solcell	0,05	-	-	-	-	1 100	1 100	-	-

Tabell 5-8. Indata "semikommersiell" och ny teknik 2010 (dagens) och 2020-2025 (vidareutveckling) – ekonomi

Bränsle	Cykel	El netto (MW)	Specifik investering ¹⁾ (kr/kW _{el, netto})		Fast DoU (kr/kW _{el}) ²⁾		Rörlig DoU (kr/MWh _{br})	
			2010	2020-25	2010	2020-25	2010	2020-25
Biobränsle	ORC	2	45 000	45 000	1500	1500	30	30
	Förg./motor KVV	1	50 000	40 000	1125	875	45	40
		5	40 000	-	1125	-	45	-
		10	-	35 000	-	750	-	40
	Förg./kombi KVV	20	-	33 000	-	750	-	40
		60	-	27 000	-	675	-	40
	Kombinat/pellets	30	45 000	45 000	750	750	40	40
	Kombinat/CH ₄	30	-	60 000	-	1 200	-	55
Avfall (RDF)	Förg. KVV	20	57 000	57 000	2 300	2 300	65	65
Biogas	MCFC	0,5	35 000	15 000	-	-	500 ³⁾	400 ³⁾
Naturgas	PEFC	0,05	65 000	35 000	-	-	1 000 ³⁾	800 ³⁾
Spillvärme	ORC	0,5	45 000	45 000	-	-	150 ³⁾	125 ³⁾
Solkraft	Solcell	0,05	50 000	20 000	-	-	300 ³⁾	250 ³⁾

I både Tabell 5-7 och Tabell 5-8 anges värden (default) i kolumnerna 2020-25 i **kursiv** stil med samma värde som för 2010 för att indikera att det i dessa fall saknas relevant underlag för bedömning av vidareutveckling fram till 2020-25.

I Tabell 5-8 avser den specifika investeringskostnaden över night cost, dvs ränta under byggtid är inte inkluderad - fotnot (1). Denna beräknas separat i modellen baserad på över night cost, räntenivå och en byggtid (som anges i varje indatablad). Vidare har jämfört med tidigare versioner av El från nya anläggningar beräkningen av fast DoU förändrats från att ha varit baserad på en procentsats av investeringen till att nu beräknas baserat på anläggningens elkapacitet angiven i kW_e - fotnot (2). För anläggningar vars rörliga DoU-kostnad markeras - fotnot (3), utförs beräkningen baserad på tillförd bränsleeffekt angiven i MW_e.

5.4 Kombinat

Valet av de ingående kombinatet styrdes av den omständighet som påtalats ovan, dvs. att de utöver den tredje produkten även ska kunna producera el

och fjärrvärme. Ytterligare en omständighet var att det också skulle vara möjligt att med rimlig noggrannhet, utöver tekniska data, även få grepp om investeringsbehov, DoU-kostnader och tillgänglighet. Det kräver tillgång till "industriella" bedömningar. Som påtalats ovan har några studier som kan ge ledning genomförts under senare år. Utöver dessa kan också hänvisas till pågående studier. Det underlättar också att kombinaten kan delas upp i väl avgränsade process- och systemdelar, varav några är kommersiellt tillgängliga, dvs det finns förutsättningar att göra "industriellt" baserade bedömningar på viktiga delar ingående i anläggningarna.

Kombinatanläggningarna utgörs i princip av:

- 1) "Konventionellt" biobränslekraftvärmeblock vars storlek anpassas till produktionen av el och fjärrvärme i valt kombinat.
- 2) Processutrustning för produktion av det förädlade biobränslet;
 - a. Biobränslepellets.
 - Utrustning för malning, torkning och pelletering av biobränsle.
 - b. Metan (CH₄). Utrustning för;
 - Flisning och torkning av biobränsle
 - Förgasning, gasrening (tjärar, partiklar, svavel), metanisering, trycksättning samt separering av koldioxid.

De i kombinaten ingående kraftvärmeblocken är vad gäller investeringar och DoU-kostnader ingående bedömda och kontrollerade mot de i denna studie inkluderade biobränsleeldade KVV-anläggningarna.

Processutrustning för produktion av det förädlade biobränslet har bedömts utgående från information i de tidigare nämnda referenserna; [Elforsk 11:05] och ett pågående Värmeforskprojekt (SYS08-842). I dessa har bl.a. hänvisats till kontakter både med leverantörer och operatörer, flera av vilka också har kontaktas inom ramen för genomförandet av denna studie. Bland exemplen finns företag som uppfört och bedriver pelletstillverkning som bl.a. Stora Enso Kopparfors och ENA Kraft samt Skellefteå Kraft som har uppfört och har lång erfarenhet av pelletskombinat i Hedensbyn och Storuman.

Medan bedömningen av ekonomiska storheter och faktorer av i pelletskombinat ingående system är relativt "handfast" ställer sig motsvarande uppgift för metankombinatet betydligt svårare. Emellertid har ekonomisk information om förgasnings- och gasreningsblocken till viss del kunnat relateras till de i studien ingående bioförgasningsanläggningarna och till diskussioner med till projektet knuten expertis. Projektet har också kunnat dra nytta av att företrädare för projektets arbetsgrupp har haft administrativa uppgifter i bl.a. ovan nämnda Värmeforskstudie.

Nedanstående tabell visar de karaktäristiska effekterna i de två studerade kombinaten; pellets- respektive drivmedelkombinat (CH₄), jämfört med ett

eleffektmässigt jämförbart kraftvärmeblock på 30 MW_{el}, (vilket också är det i kombinatet ingående KVV-blocket).

Tabell 5-9. Karakteristiska effekter för studerade kombinat jämfört med jämförbart biokraftvärmeverk

	Pellets- kombinat	Drivmedels- kombinat (CH ₄)	Biokraft- värmeverk
Eleffekt netto (MW)	30	30	30
Hjälpkraft (MW)	4,5	6,5	2,5
Värmeeffekt (inkl. rökgas- kondensor KVV) (MW)	57	65	80
Bränsleeffekt totalt (MW)	143	142	103
Bränsle till KVV-block (MW)	88	102	103
Produkteffekt (MW)	55	40	-

6 Beräkningsmodellen

6.1 Allmänt

Modellen, som finns tillgänglig på Elforsks hemsida <http://www.elforsk.se>, beräknar elproduktionskostnaden för specificerade anläggningsalternativ enligt annuitetsmetoden med angivna (default), men ändringsbara, indata. Beräkningsresultaten presenteras i tabeller och diagram. Användaren anger för varje tillfälle vilka av anläggningarna som ska ingå i beräkningen.

En uppdelning har gjorts i kommersiella tekniker (med garantier) och nya "semikommersiella" tekniker (begränsande garantier), båda grupperna tillgängliga 2010 å ena sidan, och framtida tekniker som bedöms kommersiella först 2020-2025 å den andra sidan. Tekniker tillhöriga respektive period väljs aktivt av användaren på varsitt "valblad" efter adressering av period.

I modellen finns data för samtliga anläggningsalternativ på ett för respektive anläggning specifikt indatablad. 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, produktkreditering (kombinat), bidrag etc.

Kreditering av producerad värme (intäkter för producerad värme) i en kraftvärmeanläggning kan göras med en fast och en rörlig del, där den fasta kan delas upp i en del motsvarande kapitalkostnaden för en hetvattencentral inklusive rökgaskondensor med samma värmeproduktionskapacitet som kraftvärmeverket samt en del motsvarande den fasta DoU-kostnaden. Den rörliga delen motsvarar den rörliga DoU-kostnaden i samma bioeldade hetvattencentral. Om inte specifika värden väljs genomförs krediteringen baserad på defaultvärden beräknade utgående från värmeproduktionen i den anläggning som är föremål för kreditering.

Produktkreditering är som antyds ovan knuten till andra produkter än värme och el framställda i de kombinat som inkluderats i denna upplaga av El från nya anläggningar. De genererade produkterna är pellets och metan/CH₄.

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.

För att användaren lätt ska kunna återgå till de indata som utgjort basen för i rapporten redovisade resultat har ej ändringsbara default-kolumner lagts in i alla berörda indatablad.

Följande kostnader beaktas i beräkningarna:

- Annuitetsberäknad kapitalkostnad med hänsyn till ränta under byggtid (valbar) och eventuellt investeringsbidrag
- Fast drift- och underhållskostnad
- Rörlig drift- och underhållskostnad inklusive deponikostnad och netto NO_x-avgift
- Skatter, se nedan
- Utsläppsrätter för CO₂
- Bränsle
- Nuvärdesberäknad framtida reinvesteringskostnad
- Lokaliseringsspecifika kostnader

För att likställa anläggningarna har DoU_{rörlig} för vindkraften reducerats med de i denna post vanligen ingående kostnaderna för effektabonnemang och energijavgift för elöverföringen knutna bl.a. till den lokala stamnätsavgiften.

Följande intäkter beaktas i beräkningarna:

- Fast värmekreditering
- Rörlig värmekreditering
- Produktkreditering för kombinat (utöver värme)
- Nuvärdesberäknat värde på elcertifikat

6.2 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
- Effektskatt kärnkraft
- Fastighetskatt (differens) för vatten- och vindkraft jfrt. med andra kraftslag
- NO_x-avgift (nettoeffekt)
- Elcertifikat
- Utsläppsrätter för CO₂

6.2.1 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.

6.3 Förenklingar i beräkningsmodellen

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

6.3.1 Hjälpkraftförbrukning

El som förbrukas för framställning eller leverans av el (hjälpkraft) är befriad från elskatt. Däremot ska producent och elleverantör betala energi- och koldioxidskatt på de fossila bränslen som används för att producera hjälpkraft till anläggningen.

Anläggningsägaren/användaren har möjlighet att ange den faktiska hjälpkraftförbrukningen i produktionen eller utnyttja schablonvärden, 5% av lämnad brutto eleffekt för kondens- och 1,5% för kraftvärme(mottrycks)anläggningar, och således betala skatt på bränsle som svarar mot dessa andelar av produktionen.

Beräkningarna i modellen har baserats på schablonen och en förenklad modell (med antagande att brutto eleffekt är lika med given netto eleffekt plus hjälpkraft baserad på schablonvärdet) - värden är givna i indatabladen för de aktuella fossilbränsleeldade kondens- och kraftvärmeanläggningarna. Tills vidare antas att ovanstående även kan tillämpas på CCS-anläggningar.

Biobränslen och avfall är för närvarande inte föremål för energi- eller koldioxidbeskattning, vare sig i kondens- eller kraftvärmeproduktion. Frågan om beskattning av hjälpkraft är därför inte aktuell och har inte beaktats i beräkningarna. Tills vidare antas att detta även gäller biokombinaten.

6.3.2 Ränta under byggtid

Ränta under byggtid beräknas med utgångspunkt från en antagen betalningsplan (default) för respektive anläggning. I modellen kan betalningsplanen ändras fritt upp till 5 år innan driftstart för alla tekniker utom för kärnkraft som tillåter val av upp till 7 år. Samma reala ränta som används för kapitalberäkningen används för beräkning av ränta under byggtid.

Betalplanen är förenklad så tillvida att den är baserad på hela år. För tekniker med korta byggtider och som byggs och driftsätts på 1 år med färdigställande under slutet av året (år 0) skulle en mer rättvisande bild kunna ges med kvartalsvis uppdelning. Vid långa byggtider har detta mindre betydelse. För att inom ramen för den valda uppdelningen på hela år få en rimlig spegling av den verkliga situationen, speciellt gällande anläggningar med korta byggtider, har för dessa antagits att en större andel av betalningarna ligger under det år som anläggningen tas i drift (år 0).

6.4 Presentation

I tabeller och indatablad kan presenteras:

- Samtliga indata för beräkningen
- Beräkningsresultaten uppdelade i ingående komponenter

- 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

På grund av det stora antalet anläggningar/tekniker som numera kan väljas och beräknas har presentationen i diagram begränsats till 10 även om fler har valts i "Val av anläggningar". Motivet är naturligtvis att få en så överskådlig presentation av resultaten som möjligt. Användaren bör alltså i samband med beräkningen och efterföljande presentation välja de anläggningar som är av störst intresse vid den aktuella sessionen.

Uppdelningen av kondens- och kraftvärmeanläggningar på olika diagram har gjorts för att förutsättningarna, i form av utnyttjningstid och avskrivningstid, är olika för anläggningarna, och att dessa inte ska blandas i samma diagram.

7 Resultat

På grund av den stora mängd tekniker med fördelning på dagens – 2010 - kommersiella och "semikommersiella" tekniker å ena sidan och vidareutveckling av dessa samt framtida tekniker med utsikt mot 2020-2025 å den andra sidan har en uppdelning av resultatet av beräkningarna gjorts i några undergrupper. Dels sker uppdelning i de olika tidsperspektiven, dvs 2010 resp 2020-25. Dels uppdelas teknikerna i undergrupperna 1) Baskondens, kärnkraft, vind och vatten, 2) Kraftvärme storskalig inkl kombinat samt 3) Småskalig teknik.

Fokus för arbetet har varit att redovisa ett komplett underlag för perspektivet 2010 och bedömningar för perspektivet 2020-25 då relevant underlag föreligger. I de fall underlag ej funnits tillgängligt för perspektivet 2020-25 används samma indata som för 2010 (markerat med *kursiv* text).

För översikt har resultaten inledningsvis presenterats samlat i tabellform med en indelning som ansluter till indatatabellerna. Resultaten speglar resultatet med och utan skatt vid 6 % ränta med enbart rörlig kreditering för kraftvärmeverk. En mer utförlig redovisning görs i diagramform nedan baserat på en "finare" indelning och med något fler parametervariationer, bl.a visas värmekrediteringens inverkan. Utökade känslighetsanalyser görs lämpligen med hjälp av beräkningsmodellen.

Det är viktigt att påpeka att redovisade framräknade elproduktionskostnader baseras på angivna typiska utnyttjningstider i ett system. För kraftvärmefallen gäller t.ex. att biobränslebaserad kraftvärme med utnyttjningstiden 5000 h per år (bütto) i tabeller och diagram jämförs med avfallsbaserad kraftvärme med utnyttjningstiden 7000 h per år (brutto). På samma sätt jämförs kärnkraft med 8000 h och övrig baskondens med 7000 h per år (brutto). Önskar man använda samma utnyttjningstider för de tekniker som skall studeras för ett specifikt system kan detta göras i beräkningsmodellen. (Detta gäller alla tekniker utom kombinat.)

Tabell 7-1. Resultat kommersiell teknik 2010, med och utan skatt vid 6% resp 10% ränta

ANLÄGGNING	BETECKNING	EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD öre/kWh			
			Utan skatt, avgift, bidrag med rörlig kreditering, 2010		Med skatt, avgift, bidrag med rörlig kreditering, 2010	
			6% rta	10% rta	6% rta	10% rta
Kolkondens	KK740	740	44	53	64	73
Kärnkraft	KÄK1600	1600	44	66	50	71
Gaskombi-kondens	GKK420	420	56	61	66	70
Gaskombikraft-värme	GKKVV150	150	53	61	65	73
Gaskombikraft-värme	GKKVV40	40	78	89	91	102
Gasmotor	NGM1	1	81	87	96	102
Gasmotor	NGM01	0,1	108	116	127	136
Biokraftvärme	BKVV80	80	72	94	50	70
Biokraftvärme	BKVV30	30	92	121	70	97
Biokraftvärme	BKVV10	10	117	155	96	132
Biokraftvärme	BKVV5	5	144	191	123	169
Avfallskraft-värme	AKVV20	20	3	53	6	55
Avfallskraft-värme RDF	RDF KVV20	20	82	128	93	140
Vindkraft hav	VI375H	375	96	126	71	101
Vindkraft hav	VI150H	150	87	115	62	89
Vindkraft land	VI60L	60	59	76	34	51
Vindkraft land	VI10L	10	57	72	32	47
Vindkraft land	VI1L	1	57	73	32	48
Vattenkraft	VA90	90	36	59	23	42
Vattenkraft	VA5	5	46	71	33	54

Tabell 7-2. Resultat vidareutveckling av kommersiell teknik i perspektiv 2020-25, med och utan skatt vid 6% resp 10% ränta

ANLÄGGNING	BETECKNING	EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD öre/kWh			
			Utan skatt, avgift, bidrag med rörlig kreditering, 2020-25		Med skatt, avgift, bidrag med rörlig kreditering, 2020-25	
			6% rta	10% rta	6% rta	10% rta
Kolkondens	KK740	740	43	53	63	72
Kolkondens m. CO ₂ -avskiljn.	KK600 CCS	600	74	93	77	96
Kärnkraft	KÄK1600	1600	44	66	50	71
Gaskombi-kondens	GKK420	420	55	59	64	68
Gaskomkondens m. CCS	GKK360 CCS	360	81	93	81	93
Gaskombikraftvärme	GKKVV 150	150	52	61	63	72
Gaskombikraftvärme	GKKVV 40	40	76	87	88	99
Gasmotor	NGM1	1	77	83	93	98
Gasmotor	NGM01	0,1	106	114	125	133
Biokraftvärme	BKVV80	80	72	95	51	71
Biokraftvärme	BKVV30	30	92	121	70	97
Biokraftvärme	BKVV10	10	118	156	96	132
Biokraftvärme	BKVV5	5	144	192	124	169
Avfallskraftvärme	AKVV20	20	9	59	12	61
Avfallskraftvärme RDF	RDF KVV20	20	84	131	96	142
Vindkraft hav	VI375H	375	86	113	62	87
Vindkraft hav	VI150H	150	77	101	53	76
Vindkraft land	VI60L	60	53	68	28	42
Vindkraft land	VI10L	10	51	65	27	39
Vindkraft land	VI1L	1	50	65	26	39
Vattenkraft	VA90	90	36	59	23	42
Vattenkraft	VA5	5	46	71	33	54

I Tabell 7-2 anges beräknade värden för 2020-25 i **kursiv** stil då samma värden som för 2010 använts för att indikera att det i dessa fall saknas relevant underlag för bedömning av vidareutveckling fram till 2020-25. Uppgifterna bör därför betraktas och användas med försiktighet.

Tabell 7-3. Resultat "semikommersiell" och ny teknik 2010 , med och utan skatt vid 6% resp 10% ränta

ANLÄGGNING	BETECKNING	EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD öre/kWh			
			Utan skatt, avgift, bidrag, rörlig kreditering 2010		Med skatt, avgift, bidrag, rörlig kreditering 2010	
			6% rta	10% rta	6% rta	10% rta
Biokraftvärme ORC	BORC2	2	129	163	104	138
Biokraftvärme förg./motor	BIG-ICE1	1	189	227	163	201
Biokraftvärme förg./motor	BIG-ICE5	5	133	166	113	144
Biokraftvärme kombinat, pellet	KOMB (pellet)30	30	94	124	73	100
Avfallskraft- värme förg. RDF	RDFGKVV 20	20	120	171	130	181
Bränslecell biogas (MCFC)	MCFC0,5	0,5	316	342	288	314
Bränslecell naturgas (PEFC)	PEFC0,05	0,05	512	561	530	579
Spillvärme ORC	SORC0,5	0,5	78	97	50	69
Solcell	PV0,05	60	521	669	493	641

Tabell 7-4. Resultat vidareutveckling av "semikommersiell" och ny teknik i perspektivet 2020-25, med och utan skatt vid 6% resp 10% ränta

ANLÄGGNING	BETECKNING	EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD öre/kWh			
			<u>Utan</u> skatt, avgift, bidrag, rörlig kreditering 2020-25		<u>Med</u> skatt, avgift, bidrag, rörlig kreditering 2020-25	
			6% rta	10% rta	6% rta	10% rta
Biokraftvärme ORC	BORC2	2	128	162	103	136
Biokraftvärme förg./motor	BIG-ICE1	1	157	187	130	160
Biokraftvärme förg./motor	BIG-ICE10	10	113	142	92	119
Biokraftvärme förg./kombi	BIG-CC20	20	109	138	88	114
Biokraftvärme förg./kombi	BIG-CC60	60	96	120	75	97
Biokraftvärme kombinat, pellet	KOMB (pellet)30	30	94	124	73	100
Biokraftvärme kombinat, CH ₄	KOMB (CH ₄)30	30	84	123	62	100
Avfallskraftvärme förg. RDF	RDFGKVV 20	20	120	172	130	181
Bränslecell biogas (MCFC)	MCFC0,5	0,5	232	243	204	215
Bränslecell naturgas (PEFC)	PEFC0,05	0,05	349	373	365	390
Spillvärme ORC	SORC0,5	0,5	74	92	45	64
Solcell	PV0,05	60	221	281	193	253

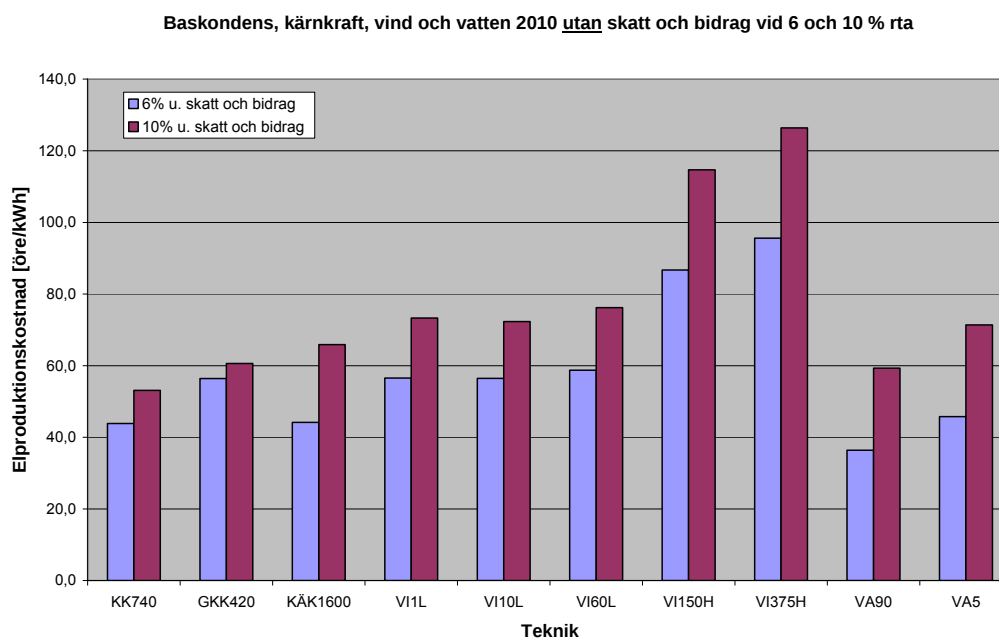
I Tabell 7-4 anges beräknade värden för 2020-25 i **kursiv** stil då samma värden som för 2010 använts för att indikera att det i dessa fall saknas relevant underlag för bedömning av vidareutveckling fram till 2020-25. Uppgifterna bör därför betraktas och användas med försiktighet.

7.1 Kommersiella och semikommersiella tekniker 2010

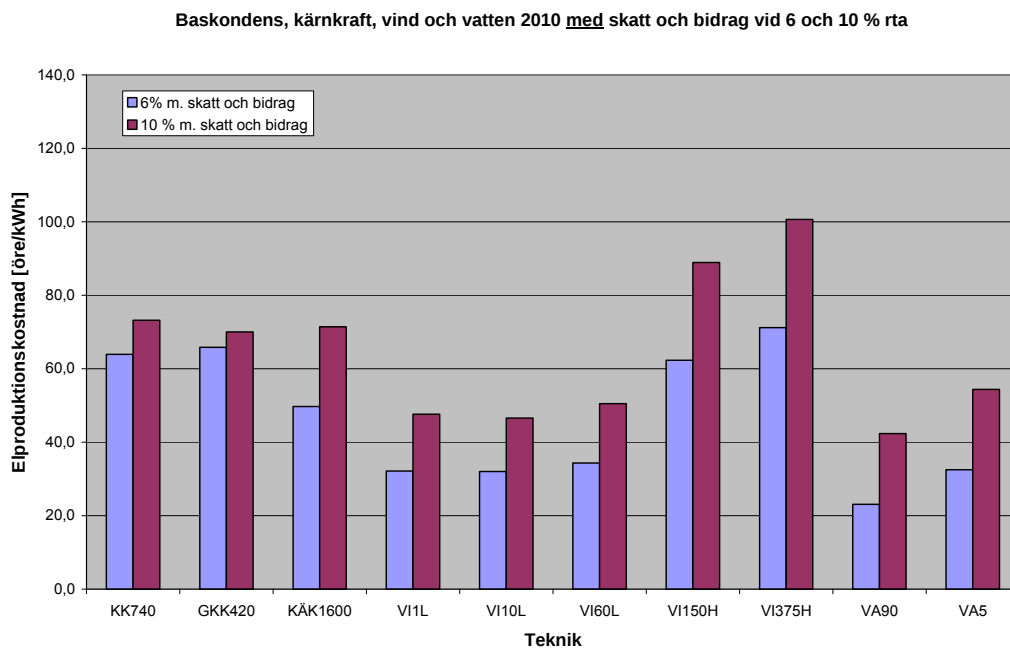
Redovisningen har delats upp i följande undergrupper.

- Baskondens, kärnkraft, vind och vatten
- Kraftvärme storskalig inkl kombinat
- Småskalig teknik

Den första undergruppen betraktas med variation av ränta – två nivåer har valts, 6 (default) och 10 % - samt med respektive utan skatter och bidrag. Varken värme- eller produktkreditering är aktuell för dessa tekniker.

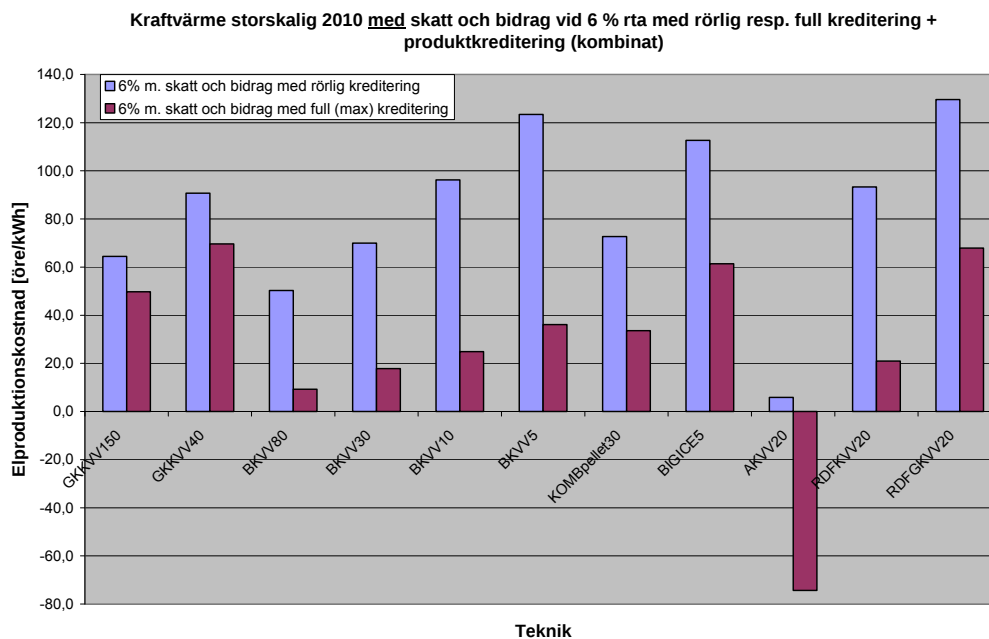


Figur 7.1 Elproduktionskostnad för baskondens, kärnkraft, vind och vatten utan skatt och bidrag vid 6 och 10 % ränta – perspektiv 2010



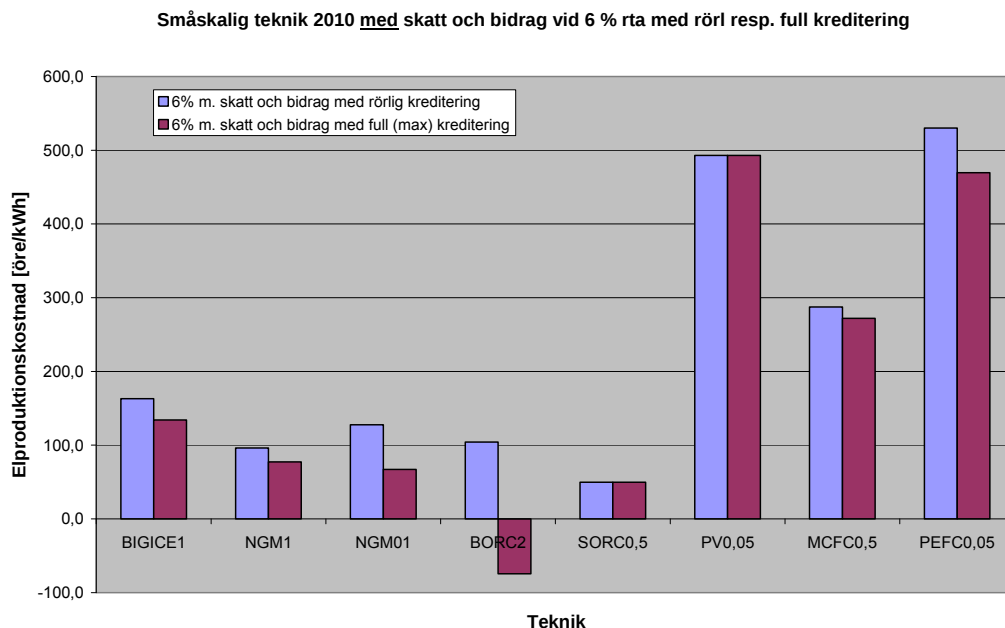
Figur 7.2 Elproduktionskostnad för baskondens, kärnkraft, vind och vatten med skatt och bidrag vid 6 och 10 % ränta

Den andra undergruppen presenteras vid 6 % ränta med skatt och bidrag med rörlig kreditering (vanligtvis betraktad som min kreditering) respektive med kreditering för såväl rörliga som fasta kostnader (full kreditering), den senare inklusive kapital motsvarande en hetvattencentral (HVC) inklusive rökgaskondensor för fuktiga bränslen med samma totala värmeproduktionskapacitet som aktuellt KVV – perspektiv 2010.



Figur 7.3 Elproduktionskostnad för storskaliga kraftvärmeanläggningar med skatt och bidrag vid 6 % ränta med kreditering för rörliga kostnader respektive fasta kostnader inklusive kapital (motsvarande HVC) – perspektiv 2010

Den tredje och sista undergruppen; småskaliga tekniker för både kraft- och kraftvärmeproduktion, presenteras utgående från samma förutsättningar som den andra gruppen med skillnaden att den fulla krediteringens kapitalandel är baserad på en pelletseldad hetvattencentral eller brännare/panna.



Figur 7.4 Elproduktionskostnad för småskaliga tekniker med skatt och bidrag vid 6 % ränta med kreditering för rörliga kostnader respektive fasta kostnader inklusive kapital (motsvarande en pelletseldad HVC eller brännare/panna) – perspektiv 2010

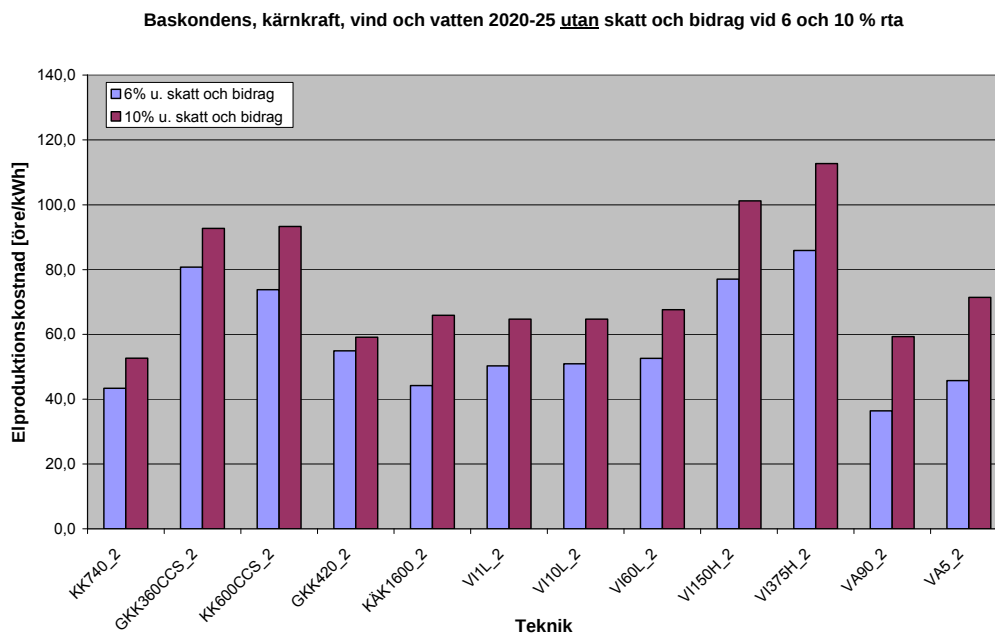
7.2 Vidareutveckling av kommersiella tekniker samt framtida tekniker – 2020 - 2025

Tekniker i de följande diagrammen betecknade med en alfanumerisk kombination följt av -2, avser vidareutvecklade och framtida i perspektivet 2020-2025.

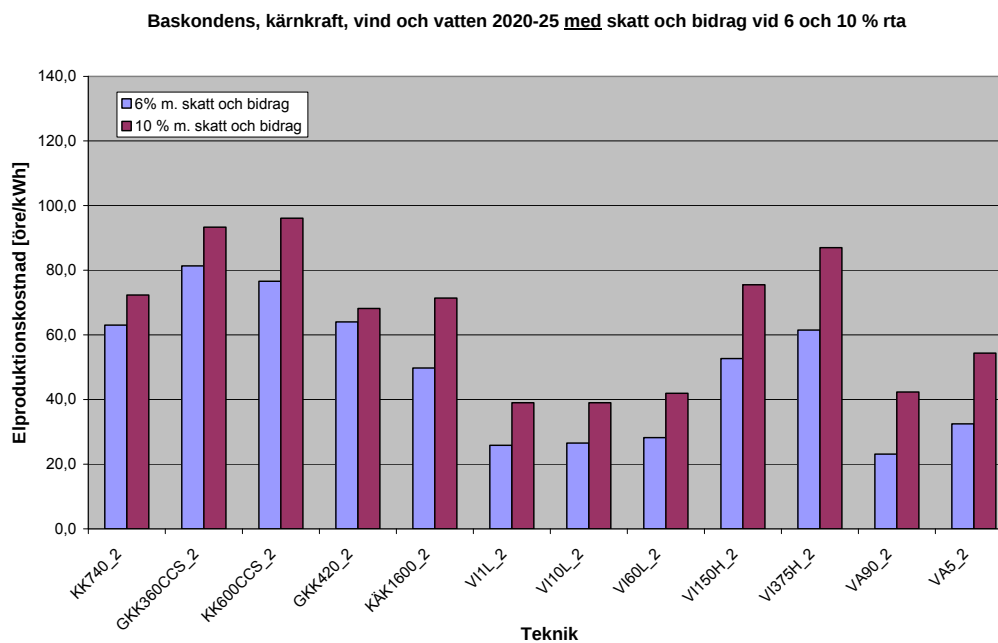
På samma sätt som ovan delas redovisningen delats upp i följande undergrupper.

- Baskondens, kärnkraft, vind och vatten
- Kraftvärme storskalig inkl kombinat
- Småskalig teknik

Den första undergruppen betraktas med variation av ränta – två nivåer har valts, 6 (default) och 10 % - samt med respektive utan skatter och bidrag. Varken värme- eller produktkreditering är aktuell för dessa tekniker.

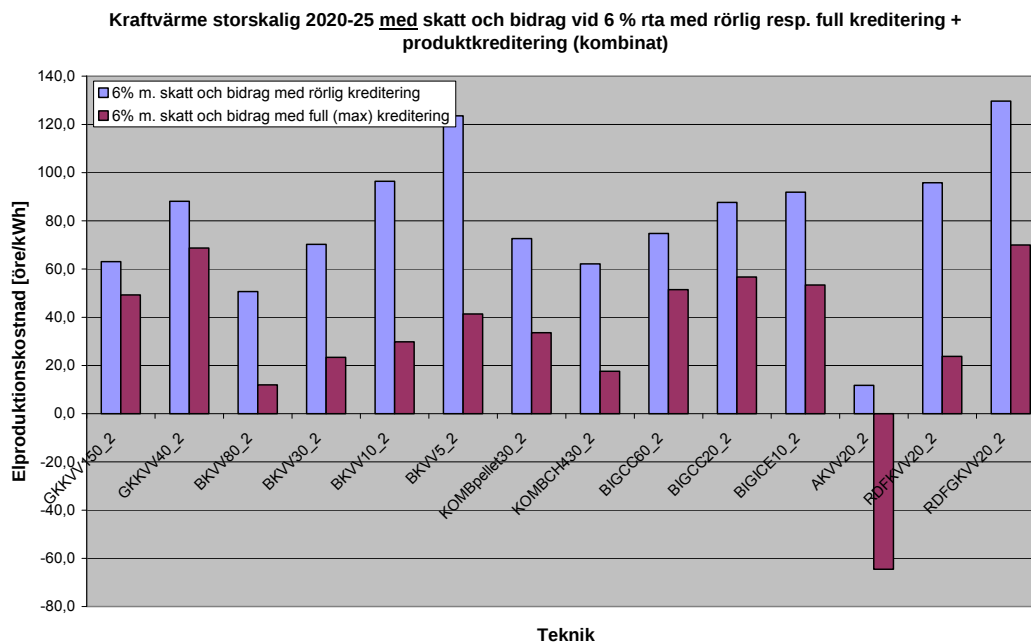


Figur 7.5 Elproduktionskostnad för baskondens, kärnkraft, vind och vatten utan skatt och bidrag vid 6 och 10 % ränta – perspektiv 2020-25



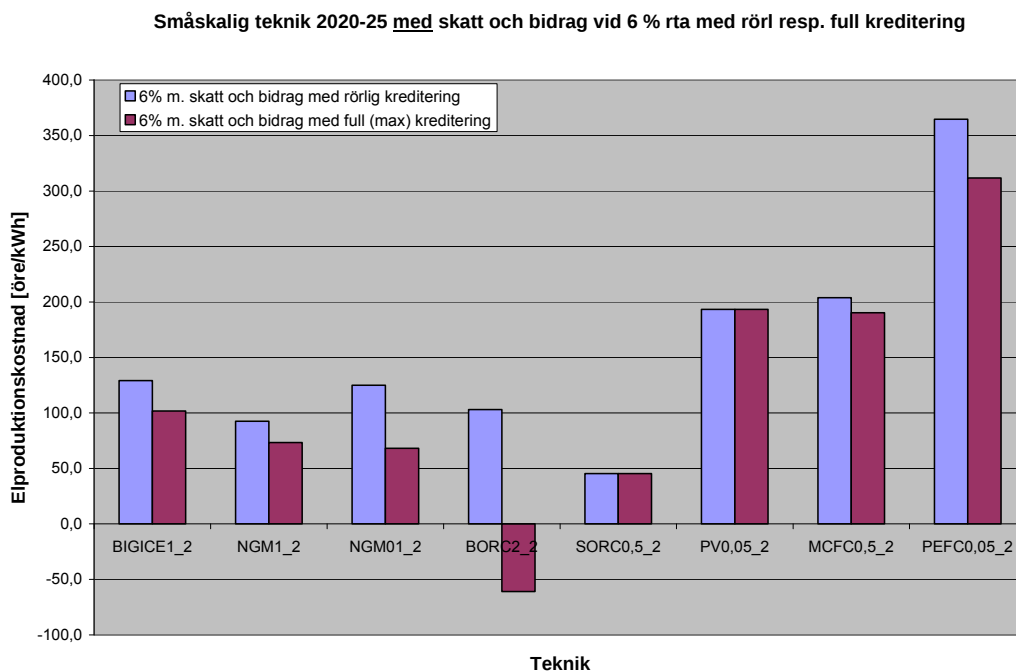
Figur 7.6 Elproduktionskostnad för baskondens, kärnkraft, vind och vatten med skatt och bidrag vid 6 och 10 % ränta – perspektiv 2020-25

Den andra undergruppen presenteras vid 6 % ränta med skatt och bidrag med rörlig kreditering (vanligtvis betraktad som min kreditering) respektive med kreditering för såväl rörliga som fasta kostnader (full kreditering), den senare inklusive kapital motsvarande en hetvattencentral (HVC) inklusive rökgaskondensor för fuktiga bränslen med samma totala värmeproduktionskapacitet som aktuellt KVV.



Figur 7.7 Elproduktionskostnad för storskaliga kraftvärmeanläggningar med skatt och bidrag vid 6 % ränta med kreditering för rörliga kostnader respektive fasta kostnader inklusive kapital (motsvarande HVC) – perspektiv 2020-25

Den tredje och sista undergruppen; småskaliga tekniker för både kraft- och kraftvärmeproduktion, presenteras utgående från samma förutsättningar som den andra gruppen med skillnaden att den fulla krediteringens kapitalandel är baserad på en pelletseldad hetvattencentral eller brännare/panna.



Figur 7.8 Elproduktionskostnad för småskaliga tekniker med skatt och bidrag vid 6 % ränta med kreditering för rörliga kostnader respektive fasta kostnader inklusive kapital (motsvarande en pelletseldad HVC eller brännare/panna) – perspektiv 2020-25

8 Kommentarer

I denna första version av "El från nya och framtida anläggningar" har 14 anläggningstyper tillkommit i förhållande till senaste versionen av El från nya anläggningar (*Elforsk rapport 07:50*), utgörande kommersiella, semikommersiella och framtida anläggningar. När det gäller såväl prestanda som kostnadsbedömningar har fokus varit på att få fram ett bra underlag för de anläggningstyper som är kommersiella idag. Som en konsekvens av detta och att det naturligt är svårare att få fram underlag som gäller perspektivet 2020-25 är redovisade siffror för såväl vidareutveckling av dagens tekniker som nya tekniker betydligt mer osäkra. Det är dessutom så att för de tekniker där underlag om teknikutveckling saknas används samma siffror som för dagens teknik. Förhoppningen är att dessa luckor successivt skall fyllas i kommande planerade uppdateringar (vartannat år).

Det skall vidare understrykas att när det gäller redovisade siffror för perspektivet 2020-25 så har ingen prognos använts för bränsleprisutveckling eller utveckling av skatter, dvs samma priser och skatter har använts idag som i perspektivet 2020-25. Härmed uppmanas läsaren att göra sin egen bedömning och gärna använda uppdaterad beräkningsmodell för att pröva egna prognoser.

I årets uppdatering har två typer av "kombinat" införts på prov. Kombinat kan utformas på många olika sätt och här har valts två typer baserat på kravet att elproduktionen skall vara betydande. Även här måste man understryka att resultaten är mer osäkra än de som gäller för dagens kommersiella tekniker. Förutom att beprövade referenser saknas i större utsträckning tillkommer osäkerheter kring värdering av produkter (här pellets och metan) utöver värmen som tas tillvara för fjärrvärme. Även här hänvisas läsaren till beräkningsmodellen där egna bedömningar av produktkrediteringen kan göras.

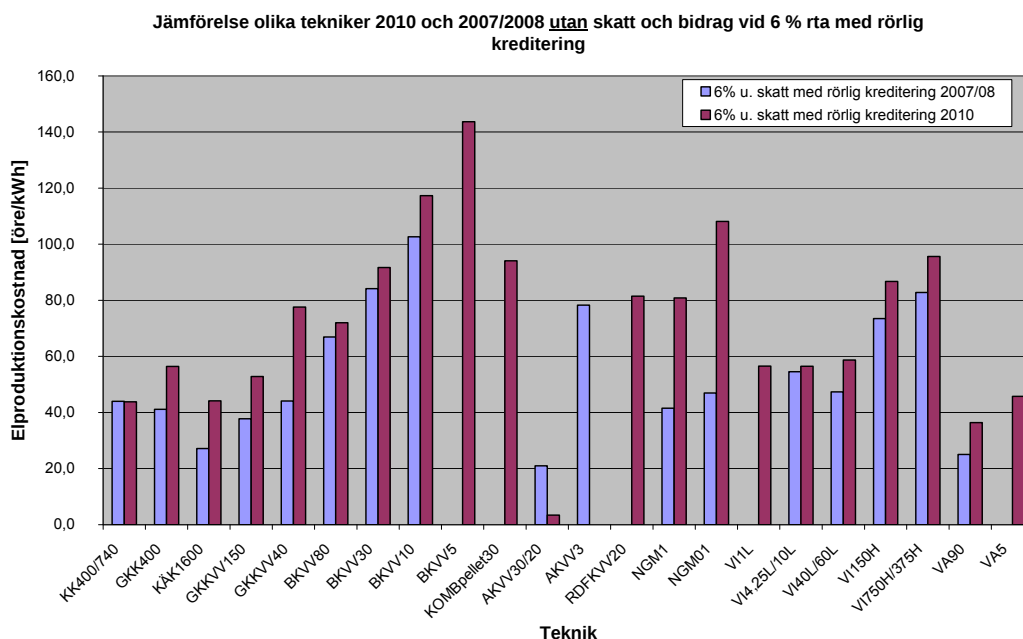
Några iakttagelser som gjorts utgående från beräkningsresultaten är:

- Valda beräkningsförutsättningar och indata styr beräkningsresultaten
- För kraftvärme har valet av kreditering mycket stor inverkan. Speciellt gäller detta för tekniker med låga α – värden, dvs.;
 - Kraftvärme baserat på avfall och RDF
 - Biobränslekraftvärme med ORC
 - Dessa tekniker får mycket låg elproduktionskostnad relativt andra tekniker om hög (full) kreditering används
 - Då fjärrvärmekrediteringen baseras på en kapitalintensiv produktion av fjärrvärme – biobränsleeldad hetvattenpanna – ökar den med högre kalkylränta.

- Elproduktionskostnaderna för tekniker med låga α - värden och hög (full) kreditering blir lägre vid hög (10%) kalkylränta än vid 6% kalkylränta
 - För avfall har mottagningsavgifterna mycket stor inverkan
 - Speciellt för teknikerna med låga α - värden rekommenderas läsare att göra beräkningar i modellen för egna valda fjärrvärmekrediteringar samt för avfall och RDF även mottagningsavgifter
- I övrigt är beräkningsresultaten robusta med avseende på rangordning mellan teknikerna

Samtliga vindkraftsalternativ bedöms få lägre elproduktionskostnader i tidsperspektivet 2020-2025 jämfört med 2010 beroende på en utveckling mot mer kostnadseffektiva vindkraftsturbiner. Troligen kan denna teknikutveckling komma att introduceras på marknaden något tidigare än 2020.

En jämförelse med resultatet från senaste version av El från nya anläggningar 2007 kan bara göras fullt ut för de tekniker som fanns med då. Förändringen mellan jämförbara tekniker och uppgifter för ytterligare några redovisas i följande diagram utan skatter och bidrag vid 6 % ränta med rörlig värmekreditering, vilken 2007/08 var 180 och 300 kr/MWh (fasta) för stora och små anläggningar och 2010 cirka 232 respektive 386 kr/MWh (variabla).



Figur 8.1 Jämförelse med resultat redovisat i *Elforsk 07:50*

Kostnadsunderlag som har varit tillgängligt inför denna uppdatering pekar på att investeringskostnaden för kärnkraften underskattades i den förra versionen av rapporten. Detta är en huvudsaklig anledning till att produktionskostnaden för kärnkraften har ökat markant jämfört med rapporten från 2007 och nu är i nivå med andra storskaliga kondensanläggningar.

Avfallsanläggningen för osorterat hushålls- och industriavfall får en lägre elproduktionskostnad, vilket sammanhänger med en högre kreditering, vilket får ett desto större genomslag då elverkningsgraden för den aktuella 20 MWe anläggningen är något lägre än den föregående på 30 MW, dvs alfa-värdet är något lägre. Vidare har DoU sänkts då hjälpkraften för närvarande inte måste beskattas. Indirekt sammanfaller detta med att avfall generellt inte belastas med energi- och koldioxidskatter. Med "full" kreditering erhålls beräkningsmässigt till och med negativ elproduktionskostnad. Eftersom värmekrediteringen som baseras på biobränslen i modellen och har så stor betydelse är det extra viktigt att användaren själv väljer rätt värmekreditering efter det verkliga system som anläggningen skall denna arbeta i. En viktig faktor för avfallsbränslen är också "mottagningsavgiften" som medför ett negativt bränslepris. Mottagningsavgiften varierar idag regionalt och hur denna utvecklas är osäkert. Dessa faktorer i kombination med att utnyttjningstiden (default) för avfallsbaserad KVV är lång (7000h), vilket gynnar denna teknik, medför att det absoluta presenterade resultatet skall betraktas med försiktighet och att en direkt jämförelse med andra kraftvärmeslag (utnyttjningstid 5000h) bör undvikas. Istället rekommenderas läsaren göra en egen analys med modellen.

Gasmotorer har fått en betydligt högre elproduktionskostnad jämfört med tidigare utgåva kopplat till ett betydligt högre gaspris för småskaliga applikationer (utöver den som kan kopplas till generellt högre gaspris). Det beror i sin tur på att gaspriset har getts en finare indelning visavi behov (effekt) och konsumtion jämfört med tidigare. Detta berör även den mindre gaseldade kraftvärmeverket (gaskombi).

Produktionskostnaden för kolkraft har inte stigit. Det beror bl.a. på att prisökningen för kolkraftverk jämte annan internationellt upphandlad kraftverksteknik har varit låg om den stigit över huvud taget, jämfört med t.ex. biobränsle- och avfallseldade anläggningar. Det kan bl.a. avläsas ur olika internationella index, varav några återges i Figur 5-1. Vidare var total DoU-kostnad (summa fast och rörlig) högre i den föregående versionen. Ett kostnadsunderlag som är gemensamt och konsistent med övrig fossil baskondens samt CCS-alternativen har använts i föreliggande uppdatering.

9 Referenser

- o Areva (2011), *A cost effective reactor*. <http://www.areva-np.com/scripts/info/publigen/content/templates/show.asp?P=867&L=US&SYNC=Y>
- o BTM Consult – “World Market Update 2010”
- o Chemical Engineering Plant Cost Index” (CEPCI)
- o CIF Rotterdam via apx-endex (apsendex.com)
- o Elforsk rapport 07:50- “El från nya anläggningar 2007” – Helen Hansson, Stig-Erik Larsson, Olle Nyström, Bengt Ridell
- o Elforsk 08:74 med supplementet Teknologi for fremtidens production af elektricitet og varme; Vind energi
- o Elforsk rapport 08:78 – “Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker. Delrapport Förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme” - Lars Waldheim, Eva K. Larsson
- o Elforsk rapport 08:79 – “Inventering av framtidens produktions-tekniker för el- och värmeproduktion”, Syntesrapport – Clas Ekström
- o Elforsk rapport 08:79 “Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker. Delrapport Energikombinat” - Henrik Thunman, Fredrik Lind, Filip Johnsson
- o Elforsk rapport 08:82 “Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker. Delrapport Småskalig teknik” - Bengt Ridell
- o Elforsk rapport 10:48 – “Tall towers for large wind turbines. Report from Vindforsk project V-342” Höga torn för vindkraftverk – S Engström, T Lyrner, M Hassanzadeh, T Stalin, J Johansson
- o Elforsk rapport 11:05 – “Resurseffektiva torkmetoder applicerade på biobränsle-eldade kraftvärmeverk”. Systemstudie - M Jönsson, O Nyström, F Hermann
- o Energiförsörjningen i Sverige; ER 2009:24
- o Energiläget 2010; ET 2010:45
- o Energimyndighetens prisblad 2011:1
- o European Climate Foundation, Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe

- o European Climate Foundation, Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe
- o Europeiska teknikplattformen för CCS (ZEP)
- o Fennovoima (2009), *Ansökan om principbeslut för ett kärnkraftverk*. Tillgänglig: http://www.tem.fi/files/22590/Ansokan_Fennovoima.pdf
- o High Temperature Fuel Cell Trigeneration for Commercial and Municipal Buildings: The MTU Carbonate Fuel Cell HotModule, G.Huppmann, MTU
- o IEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition
- o Korttidsprognos våren 2011; ER 2011:04
- o LITH- Investeringar i småskalig vattenkraft vid befintliga dammar – En studie i teknik-, ekonomi- och miljöfrågor – Sven Lees feb 2006
- o Marshall & Swift Equipment Cost Index
- o Molten Carbonate and Phosphoric Acid Stationary Fuel Cells: Overview and Gap Analysis, Robert Remick et.al., NREL
- o NEA (Nuclear Energy Agency) & IEA (International Energy Agency) (2010), Projected Costs of Generating Electricity.
- o NEI (Nuclear Energy Institute) (2011), *White Paper – The Cost of New Generating Capacity in Perspective*.
- o NGTS-programmet (Next Generation Turbine Systems)
- o NRG (2011), Impact of Lifetime Extension on New Reactor and Fuel Cycle Development. Presentation vid ICAPP'11, 4 maj, 2011, Nice
- o Nucleonics Week (2010a). Vol. 51, nr. 31, 5 augusti 2010.
- o Nucleonics Week (2010b). Vol. 51, nr. 38, 23 september, 2010.
- o SETIS (Strategic Energy Technologies Information System)
- o Skatteverket – Ludvikakontoret
- o Svensk Fjärrvärme Rapport 2009:11 "Bioenergikombinat i fjärrvärmesystem" (Fjärrsyn)
- o Thermal conversion of biomass to gases, - Esa Vakkilainen, LUT Energy, Chemicals & materials from biomass, Aalto University, Nov 10
- o Värmeforskningsprojekt (SYS08-842): "Optimal råvaruinsats och utnyttjandegrad i energikombinat för värme, el, biodrivmedel och avsalubrännsl"

1. BILAGA: Teknikbeskrivningar

A.1 Kondenskraftverk med CCS (Carbon dioxide Capture and Storage)

Avskiljning av CO₂ från stora kraftverk.

Koleldade kondenskraftverk

För koleldade kondenskraftverk finns tre huvudsakliga metoder för avskiljning av CO₂ som producerats i stora kraftverk, och för vilka demonstrationskraftverk för närvarande planeras och projekteras:

- "Oxy-fuel" förbränning; förbränning av bränslet sker med syrgas och återcirkulerad CO₂ i stället för luft.
- "Post-combustion CO₂ capture"; CO₂ avskiljs ur rökgaserna.
- "Pre-combustion CO₂ capture"; kolet avlägsnas från bränslet innan förbränningen

Dessa principer illustreras i Figur A.1-1.

Oxyfuel combustion

Fuel combusted in pure oxygen and recirculated CO₂ instead of air

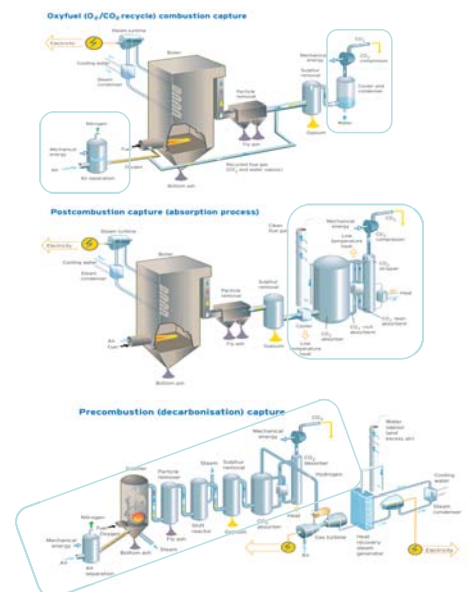
Postcombustion

CO₂ is removed from the flue gas after combustion

Precombustion

Carbon is removed from the fuel before combustion

 New technique compared to conventional power production



Figur A.1-1. Huvudprinciper för avskiljning av CO₂ från koleldade kondenskraftverk.

Oxy-fuel förbränning eliminerar kväve ur rökgaser genom förbränning av bränslet i en blandning av syrgas och återcirkulerade rökgaser. Dessa består huvudsakligen av koldioxid och vattenånga, och används för att skapa förbränningsförhållanden liknande dem i luft.

Rökgasen från förbränningen renas från av stoft, vatten samt svaveloxider. Inerta gaser, såsom syrgas och argon, kan också avskiljas.

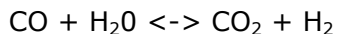
Den renade rökgasen består huvudsakligen av CO₂ och vattenånga. Genom att kyla rökgasen, kondenseras vattenången och därigenom erhålls en i det närmaste ren CO₂-ström. Denna komprimeras, torkas och renas ytterligare innan den transporteras till en geologisk lagringsplats.

Ett antal FoU-projekt pågår internationellt för validering och uppskalning, samt för att minska energiåtgången främst för luftseparationsprocessen, vilken utgör den största interna energiförbrukaren.

S.k. **"Pre-combustion CO₂ capture"** innefattar att avlägsna hela eller delar av kolinnehållet från ett bränsle före förbränningen. Bränslet processas så att en gasström, som främst består av CO₂ och vätgas, produceras.

För kol (och andra fasta bränslen) utgörs processen i princip av en **IGCC** (Integrated Gasification Combined Cycle), i vilken den producerade gasen processas och CO₂ separeras innan den väterika gasen eldas i gasturbinen.

Det första steget är att omvandla det ursprungliga bränslet till en s.k. syntesgas som i huvudsak består av kolmonoxid (CO) och vattenånga (H₂O). Kolmonoxid reagerar med ånga i en s.k. "shift"-reaktor för att producera CO₂ och vätgas (H₂):



Efter detta steg består gasen huvudsakligen av CO₂ och vätgas. CO₂ separeras därefter i en absorptionsprocess, varefter den komprimeras och transporteras till en geologisk lagringsplats. Den resterande väterika gasen eldas i en gasturbin, från vilken avgasen huvudsakligen utgörs av vattenånga och kvävgas från förbränningsluften.

Det mesta av den processutrustning som behövs är kommersiellt tillgänglig och används i ammoniakfabriker, raffinaderier och andra industriella processer. En fördel är att processsystemet kan optimeras för produktion av el, vätgas eller kemikalier, eller till kombinationer av dessa. Men för att göra tekniken lönsam för kommersiell användning i kraftverk, behövs fortsatt utveckling av gasturbiner anpassade för väterik gas och för fasta bränslen även av förgasningsprocesserna. Minskad elförbrukning för syrgasproduktion är också ett FoU-mål.

I **"Post-combustion CO₂ capture"** avskiljs CO₂ från rökgaserna i en skrubber med en absorptionsprocess baserad på kemiska lösningsmedel, t.ex. aminer. Rökgaserna passerar absorptionskolumnen, i vilken lösningsmedlet reagerar med CO₂, binds kemiskt och avlägsnas från rökgasströmmen. De renade rökgaserna innehåller främst vattenånga och kvävgas.

Lösningsmedlet som lämnar "skrubbern" värms för att frigöra nästan ren CO₂ och lösningsmedlet återcirkuleras. Värme från kraftverkets ångcykel används

för att höja temperaturen till önskad nivå. Den avskiljda CO₂-strömmen komprimeras därefter och transporteras till en geologisk lagringsplats.

"Post-combustion capture" kan användas vid nästan alla typer av kraftverk. På samma sätt som i konventionella kraftverk, renas rökgaserna från kväveoxider (NO_x), svaveloxider (SO_x), partiklar och andra miljöskadliga ämnen.

Ett antal FoU projekt pågår för validering och uppskalning samt optimering av processen, främst för att reducera energibehovet för att frigöra koldioxid från lösningsmedlet, eftersom den ånga som behövs minskar kraftverkets elverkningsgrad.

Gaskombikondenskraftverk

För avskiljning av CO₂ från naturgaseldade kombicykelkraftverk, är "post-combustion" capture den teknik som i första hand torde bli aktuell för demonstration. "Oxy-fuel"-förbränning fordrar modifierade/nya typer av gasturbiner och "pre-combustion" bedöms numera inte erbjuda några signifikanta potentiella fördelar jämfört med "post-combustion" capture.

Kostnader för avskiljning av CO₂

Kostnaderna för avskiljning och kompression av CO₂ utgörs av ökade bränslekostnader p.g.a. att processerna konsumerar energi, investeringar i processutrustning, samt D&U-kostnader för avskiljning och kompression.

Kostnader och prestanda har baserats på arbeten inom europeiska teknikplattformen för CCS (ZEP, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants).

Koleldade kondenskraftverk

För avskiljning och kompression från koleldade kondenskraftverk blir beräknade prestanda och kostnader relativt lika för de ovan beskrivna teknikerna, om beräkningarna baseras på samma förutsättningar och ungefär samma grad av "optimism/konservatism".

Av denna anledning har vi valt att använda ett genomsnitt av prestanda och kostnader för de tre tekniker som planeras demonstreras med start runt år 2015

Gaskombikondenskraftverk

För dessa har vi valt att använda kostnader för avskiljning ur rökgas, s.k. "Post-combustion" capture.

Transport av CO₂

Den CO₂ som avskiljs i ett kraftverk transporteras till den plats där geologisk lagring skall ske. För de kvantiteter som skulle bli aktuella för transport av CO₂ från stora kraftverk, bedöms pipeline på land resp. pipeline och/eller fartyg bli mest ekonomiskt.

Geologisk lagring av CO₂

Vid lagringsplatsen injekteras koldioxiden under mark eller havsbotten till minst ca 800 meters djup, där den förblir flytande (överkritisk) av det naturliga hydrostatiska trycket. Den största lagringspotentialen finns i saltvattenfyllda porösa geologiska formationer, saltvattenakviferer, som har täta berglager ovanför sig.

Kostnader för transport och lagring av CO₂

Investeringar samt D&U-kostnader har baserats på arbeten inom europeiska teknikplattformen för CCS (ZEP).

I denna studie har vi använt bedömda kostnader för CO₂-lagring på land, och med kort transportavstånd (180 km).

A2. Vindkraft

Vindkraftsmarknaden är idag helt dominerad av trebladiga verk med horisontell rotoraxel, men olika varianter förekommer. För tio år sedan var de flesta verk byggda för konstant varvtal och försedda med fasta, ej vridbara blad. Effekten begränsades vid högre vindstyrkor genom aerodynamisk överstegring, ofta kallad stall[eng.]-reglering. I dag domineras marknaden av verk där rotern roterar med variabelt varvtal och där effekten begränsas genom att bladen vrids, analogt med ställbara flyg- och fartygspropellrar. Drivkraften bakom variabelt varvtal och bladvinkelreglering är i första hand att minska laster och lastvariationer (utmattning) på vindkraftverken, med åtföljande lägre vikt och kostnad. En annan starkt bidragande orsak är elnätens krav på ökad reglerbarhet och störningstålighet hos vindkraftverken.

Verk med kuggväxellåda dominerar marknaden. Växellådshaverier utgör ett problem som påverkar tillgänglighet och kostnader varför stor energi läggs ned på att lösa detta. Idag arbetar flertalet av de större tillverkarna även på direktdrivna koncept. Man kan dock ännu inte tala om en allmän trend att överge kuggväxlarna och det finns inget principiellt som talar för att problem med tillförlitlighet på växellådor kommer att kvarstå.

Under tjugo år stod en tillverkare för praktiskt taget samtliga direktdrivna verk. Denna har nu fått sällskap av framför allt kinesiska tillverkare (med europeisk teknik), baserad på permanentmagneter. Marknadsandelen för direktdrivna verk var under 2010 18 % i världen.⁷ Det kan också noteras att det idag finns tillverkare som levererar verk med endast ett steg i växellådan i kombination med en medelvarvig generator. Det utvecklas också koncept där man med hydraulik åstadkommer variabelt varvtal, som dock hittills inte visat sig vara framgångsrika. Det finns således ett antal leverantörer, företrädesvis mindre, som utvecklar varianter av drivlina och varvtalsstyrning.

Allmänt går utvecklingen mot effektivare, lättare och bättre anpassade konstruktioner. Till del skall detta kunna åstadkommas genom varvtalsstyrning och individuell bladvinkelreglering, vilken i en nära framtid kan komma att

⁷ BTM Consult

baseras på mätning av vindfältet framför rotorn med "Lidar", som är en laserbaserad teknik.

Fortsatt utveckling förväntas även förbättra tillgängligheten, speciellt för havsbaserade parker. För dessa läggs idag stora resurser på utveckling av fundament och logistik. Den vanligast förekommande fundamenteringen idag är monopile-, tripod- eller gravitationsfundament, vilka väljs utgående från laster, djup och bottenförhållanden sammantagna. För djupare vatten utvecklas varianter med fackverkskonstruktioner parallellt med tripodfundament. Under 2006 - 2007 placerades två demonstrationskraftverk med fundament av fackverkstyp på 46 meters djup utanför Skottland.

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