

Möjligheter att reducera koldioxidutsläpp

En bedömning av el- och värmeproduktionssektorn

Förord

Enligt EG:s direktiv för handel med utsläppsrätter måste minst 90 % av den sammanlagda mängden utsläppsrätter delas ut gratis under perioden 2008-2012. Resterande mängd (maximalt 10 %) får auktioneras ut eller på annat sätt avyttras genom försäljning. Inför den andra handelsperioden, 2008-2012, ska medlemsstaterna lämna in en ny fördelningsplan, d.v.s. en beskrivning av vilka principer och hur mycket utsläppsrätter som ska delas ut till de företag som ingår i handelsystemet. Vid tilldelningen ska medlemsstaterna följa de regler som finns för hur en tilldelningsprincip får utformas. Tilldelningsreglerna har lagts fast genom kriterierna i bilaga III till handelsdirektivet. Kriterium 3 "Möjligheterna att minska utsläpp" innebär att länderna i tilldelningen måste beakta skillnader i den tekniska potentialen att reducera utsläppen på total nivå mellan den handlande och icke-handlande sektorn.

Denna rapport utgör ett underlag inför regeringens arbete med Sveriges andra fördelningsplan för utsläppsrätter och innehåller enligt uppdrag *"en beskrivning av möjligheterna, bl.a. de tekniska, för att minska utsläppen i samband med el- och värmeproduktion"*.

Förutom en allmän beskrivning av åtgärdsalternativ redovisas också en beräknad genomsnittskostnad för ett antal åtgärder. Kostnadsberäkningen baseras på intervjuer med el- och värmeproducerande företag. Intervjuerna och kostnadsberäkningarna har på uppdrag av Energimyndigheten utförts av IVL Svenska Miljöinstitutet AB.

I arbetet med rapporten har Anna Andersson, Göran Andersson och Karin Sahlin deltagit. Den sistnämnda har också varit projektledare.

Innehåll

Sammanfattning och slutsatser	7
1 Inledning	15
1.1 Rapportens upplägg	15
1.2 Tidigare studier över möjligheter och kostnader att reducera utsläppen i el- och värmeproduktionen.....	16
2 Hur ser energisektorn ut idag	17
2.1 Historiska utsläpp	17
2.2 Värmeproduktion.....	18
2.3 Elproduktion	20
2.4 Styrmedlen har påverkat utvecklingen	22
3 Principiell översikt av åtgärder	25
3.1 Beskrivning av de olika åtgärdsgrupperna	26
3.2 Konvertering av bränslen.....	27
3.3 Effektiviseringar	28
3.4 Ökad kraftvärmeproduktion.....	29
3.5 Ökad icke fossil elproduktion.....	30
4 Hur beräknas åtgärds kostnader	33
5 Möjligheter att reducera nuvarande utsläpp från el- och värmeproduktion	37
5.1 Resultat från den genomförda studien	38
5.2 Känslighetsanalyser	44
6 Ny el- och värmeproduktion	47
6.1 Produktionskostnader för nya anläggningar	48
6.2 Resultat av modellberäkningar med CORED.....	52
7 Förbränningsanläggningar i branscher som i övrigt inte ingår i EU:s handelsystem för utsläppsrätter.	59
8 Återkoppling till prognos	65
9 Referenser	67

Tabellförteckning

Tabell 1 Elproduktion fördelat på produktionsslag och andelar, 2002 - 2005, TWh	21
Tabell 2 Insatt bränsle för elproduktion i GWh samt andel av total produktion i %, 2000 – 2004	21
Tabell 3 Olika systemgränser och tidsperspektiv för att beräkna en åtgärds påverkan på elsystemet (utsläppen).....	26
Tabell 4 Mängden bränsle som användes i för el och värmeproduktion år 2004.....	28
Tabell 5: Samtliga koldioxidreducerande åtgärderna i de nio undersökta näten indelade i åtgärdsstyper, genomsnittspriset, kostnadsintervallet (SEK/ton CO ₂) samt mängden reducerat CO ₂ (kton)	39
Tabell 6: Tabellen redovisar de 24 koldioxidreducerande åtgärderna som år 2004 ännu inte genomförts.	40
Tabell 7: Utsläppshöjande investeringar (totalt 5 stycken) fördelade på två typer	44
Tabell 8: Åtgärdskostnadernas känslighet för variation av bränslepris, fortsätter i Tabell 9	45
Tabell 9 Fortsättning av Tabell 8, åtgärdskostnadernas känslighet för variation av bränslepris och realränta	46
Tabell 10 Jämförelse av hur åtgärdskostnaderna beror av vilken systemgräns som används samt vilken fjärrvärme en kraftvärmeanläggning ersätter	55
Tabell 11 Kostnader och rimlig potential för reduktion av koldioxidutsläpp från ny elproduktion	56
Tabell 12 Svensk tilldelning av utsläppsrätter per bransch 2005-2007.....	60
Tabell 13 Bränslefördelningen på undersökta industripannor uppdelade per industri	62
Tabell 14 Förbrukning av bränsle inom några industrier under 2004, GWh	63

Figurförteckning

Figur 1 Utsläpp av växthusgaser från el- och värmeproduktionssektorn i Sverige, 1990-2004, 1 000 ton	18
Figur 2: De kumulativa CO ₂ -utsläppen från de svenska fjärrvärmenäten.....	19
Figur 3 Tillförd energi i fjärrvärme 1983-2004, TWh	19
Figur 4 Specifika utsläpp av koldioxid från produktion av fjärrvärme	20
Figur 5 Insatt bränsle för elproduktion (exkl. kärnbränsle), 1983-2004, GWh.....	22
Figur 6 Bränslepris och skatt för kol samt bränslepris för skogsflis (ingen skatt utgår), öre/kWh (höger axel). Total användning av energikol, 1000 ton (vänster axel).	23
Figur 7 Total skattebelastning (energiskatt + koldioxidskatt) för användning av olja i olika sektorer 1990-2005, kr/m ³	24
Figur 8 Fyra grundläggande åtgärdsstyper för att reducera koldioxidutsläppen i el- och värmeproduktionssektorn.....	25
Figur 9 Åtgärdsstypernas andel av den totala volymen av gjord och möjlig reduktion av CO ₂	41
Figur 10 32 utsläppsreducerande åtgärders kostnad och omfattning (storlek i ton CO ₂).....	42
Figur 11 32 utsläppsreducerande åtgärders kostnad och omfattning (storlek i ton CO ₂).....	43
Figur 12 Elproduktionskostnader för olika typanläggningar, utan styrmedel.	50
Figur 14 Värmeproduktionskostnader, utan styrmedel.	51
Figur 15 Värmeproduktionskostnader, med styrmedel	51
Figur 16 Kostnad och rimlig potential för reduktion av koldioxidutsläpp från ny elproduktion 2010	58
Figur 17 Koldioxidutsläpp i industrin fördelat på branscher	61
Figur 18 Koldioxidintensitet och årlig bränsleförbrukning inom olika branscher år 2004	61

Sammanfattning och slutsatser

Inför Sveriges andra plan för tilldelning av gratis utsläppsrätter (EU:s handelsystem för utsläppsrätter) har Energimyndigheten haft i uppdrag ”att redovisa en bedömning av möjligheterna, bland annat de tekniska möjligheterna, att minska utsläpp i el- och värmeproduktion”.

Arbetet omfattar inte den el- och värmeproduktion som sker i förbränningsanläggningar ansluta till industriell verksamhet, s.k. industripannor, och vars övriga verksamhet också omfattas av EU:s handelssystem. Dessa ingår istället i en studie som Naturvårdsverket gör parallellt med detta uppdrag. Energimyndigheten har i denna studie översiktigt beskrivit övriga industripannor (som ingår i handelssystemet men där den övriga verksamheten inte är inkluderad).

Sammanfattande slutsatser

- Av totalt använda bränslen till el- och värmeproduktion var cirka 1/3 fossila bränslen (exklusive masugns- och koksugns gas) år 2004. År 2004 var ett år med normal tillrinning i vattenmagasinen.
- De tekniska åtgärds möjligheterna att reducera utsläppen i el- och värmeproduktionssektorn kan indelas i fem övergripande grupper: *bränslekonverteringar, effektivisering, kraftvärmeproduktion och ökad icke fossil elproduktion samt ökad icke fossil värmeproduktion.*
- Resultatet av åtgärderna *kraftvärme* och *ökad icke fossil elproduktion* är helt beroende av vilken systemgräns och vilket tidsperspektiv som används vid åtgärds kostnadsberäkningarna. Anledningen är att åtgärderna påverkar det Nordiska elsystemet och handeln med utsläppsrätter inom EU.
- I denna studie är det systemgränsen ”företaget” som är i fokus. För företaget är det de utsläppsreduktioner som sker *inom* företagets anläggning som påverkar kostnads/intäktskalkylen (exempelvis skatter och kostnaden för utsläppsrätter) och därmed också incitamenten att genomföra åtgärden.
- Resultatet från en intervjustudie med företag vars anläggningar är anslutna till nio av de största fjärrvärmenäten visar att det finns möjligheter att reducera nuvarande utsläpp.
- Sammantaget är det investeringar i träfliseldade kraftvärmeverk samt nya avfallspannor som leder till att användningen av kol och torv minskar.
- I studien som täcker drygt 50 % av de sammanlagda utsläppen (exklusive utsläpp i samband med kondensproduktion) redovisas reduktionsmöjligheter på 1,8 miljoner ton till en genomsnittlig åtgärds kostnad på 195 kr/ton. I studien har inte skatter och andra styrmedel inkluderats i åtgärdsberäkningen.

- När skatter, intäkter från elcertifikat och ett pris för utsläppsrätter inkluderas (enligt dagens prisnivåer) bedöms många av åtgärderna vara lönsamma. Någon beräkning (inklusive styrmedel) åtgärd för åtgärd har dock inte gjorts. Det slutliga investeringsbeslutet beror också på vilken vinstmarginal företaget kräver.
- För några av åtgärderna krävs både höga elcertifikat- och höga utsläppsrättspriser för att åtgärden ska vara lönsam.
- Även andra faktorer, utanför den ekonomiska kalkylen, kan påverka investeringsbeslutet. Exempelvis lokala politiska beslut, långsiktiga ägarstrategier, upplevd osäkerhet i gällande styrmedel samt ledtiden från det att en investering planeras tills den nya anläggningen kan tas i drift i kombination med hur kapitaltunga investeringen är.
- Några åtgärder som ökar utsläppen (ny naturgasbaserad kraftvärmeproduktion) har identifierats. Om de genomförs kan utsläppen inom de aktuella anläggningarna öka med upp till 2 miljoner ton.
- Studiens resultat (i termer av *hur mycket* som kan reduceras) är inte direkt överförbar på resterande anläggningar eftersom en överslagsmässig beräkning visar att den genomsnittliga koldioxidintensiteten är hälften så stor för den grupp av anläggningar som inte omfattas av studien. De redovisade åtgärdstyperna återfinns dock över hela sektorn.
- Att nå nollutsläpp från el- och värmeproduktionen bedöms inte vara realistiskt eftersom det även skulle innebära ersättning av avfallsbränsle. I undersökningen har företagen inte angivit åtgärder som reducerar utsläppen från fossilbaserad spetslastproduktion. Denna produktion sker endast vid vissa tillfällen och är dyrare att reducera.
- Enligt gjorda produktionskostnadsberäkningar, inklusive dagens skatter (aviserade i budgetpropositionen), elcertifikatpriser och utsläppsrättspriser, är *nya* el- och värmeproduktionsanläggningar med inga eller låga nettoutsläpp av koldioxid konkurrenskraftiga.
- Naturgasbaserad kraftvärmeproduktion är, givet rådande styrmedel, dyrare än biobränslebaserad kraftvärmeproduktion men kan ändå komma att byggas där särskilt lämpliga förutsättningar finns. Denna produktion ökar utsläppen för det företag som gör åtgärden. Om systemgränsen vidgas kan dock åtgärden komma att uppvisa en utsläppsreducerande effekt. Utgående från samma värmeunderlag skulle dock den biobränslebaserade produktionen leda till större totala utsläppsreduktioner.
- Helt utan styrmedel ger kolkraftvärme den lägsta el- och värmeproduktionskostnaden. Till stor del beroende på att kolpriset är betydligt lägre än gas- respektive biobränslepriserna.

Utsläppen sker framför allt i anläggningar anslutna till fjärrvärmenäten

Utsläppen av koldioxid från den svenska el- och värmeproduktionen sker under normala år (nederbörd och temperatur) nästan till 100 % i anläggningar anslutna till fjärrvärmenäten. De bränslen som används och som leder till nettoutsläpp av koldioxid är kol och torv (i baslast) och naturgas (i mellanlast). Olja används framför allt i spetslastproduktion. Även avfallsförbränning ger nettoutsläpp av

koldioxid (den fossila delen). Avfall används främst i grundlast och förväntas öka i framtiden främst p.g.a. förbudet att deponera avfall. Sammantaget är trädbränslen det mest använda bränslet. Därutöver finns även en betydande kapacitet i oljekondensanläggningar. Anläggningarna är s.k. reservkapacitet och används idag mycket sällan.

Utsläppen är delvis beroende av yttre omständigheter

Kondensproduktionen (både i anläggningar anslutna till fjärrvärmenät¹ och oljekondensanläggningar) varierar från år till år beroende på hur elpriset utvecklas. Elpriset i sin tur är starkt påverkat av vattentillgången och temperaturen. En annan faktor som gör att utsläppsvariationer kan uppkomma oregelbundet över åren är oväntade driftstopp i någon anläggning.

Små relativa utsläpp men ändå betydelsefulla

I Sverige står energisektorn för en relativt liten andel av de totala växthusgaserna jämfört med andra europeiska länder, men de är ändå betydelsefulla. Under åren 2000-2004 varierade utsläppen² i el- och värmeproduktionssektorn med mellan knappt 5 miljoner ton till 6,8 miljoner ton. Det låga utsläppsvärdet för år 2000 beror på att vattenkraften producerade ovanligt mycket det året. År 2004 karaktäriseras av mer normal tillrinning till vattenmagasinen. År 1996 som var ett mycket torrt år var utsläppen av växthusgaser ovanligt höga, knappt 12 miljoner ton. Elproduktionen förstärktes detta år med olja. Även förbränningen av kol var ovanligt hög.

Det finns tekniska möjligheter att reducera utsläppen

De åtgärdsalternativ som finns i el- och värmeproduktionssektorn kan indelas i fyra övergripande grupper: *bränslekonverteringar, effektivisering, kraftvärmeproduktion, ökad icke fossil elproduktion och ökad icke fossil värmeproduktion*. Exempel på bränslekonvertering är att gå från kol till flis i en fastbränslepanna. Exempel på effektivisering är rök-gaskondensering vilket ökar den mängd nytta som erhålls ur använda resurser. Kraftvärmeproduktion ger reducerade koldioxidutsläpp om en ny kraftvärmepanna tränger undan separat fossil värmeproduktion eller om den tränger undan fossil elproduktion. Ökad icke fossil elproduktion reducerar koldioxidutsläppen om den ökade produktionen tränger undan separat fossil elproduktion. Resultatet av åtgärderna kraftvärme och ökad icke fossil elproduktion är därför beroende av vilken systemgräns och vilket tidsperspektiv som används vid beräkningarna. Anledningen är att åtgärderna påverkar det Nordiska elsystemet och handeln med utsläppsrätter inom EU. I denna studie har utgångspunkten varit företagets åtgärds-kostnader. I vissa fall kommenteras även andra systemgränser.

¹ Ett antal kraftvärmeverk har möjlighet att kyla fjärrvärmevattnet mot hav, sjö- eller åvatten. Kraftvärmeverk vid de fjärrvärmenäten kan köras som kondenskraftverk vid behov.

² Enligt den officiella utsläppsstatistiken. Uppgiften är exklusive förbränning av masugns-gas/koksugns-gas och LD-gas.

Åtgärdsalternativ och kostnader - utifrån intervjuer med företag

Energimyndigheten har låtit IVL Svenska Miljöinstitutet AB genomföra en studie där 9 av de 13 största fjärrvärmenäten har undersökts, d.v.s. ungefär 50 % av de sammanlagda utsläppen från den svenska el- och värmeproduktionen (exklusive utsläpp vid kondensdrift). Genom intervjuer med personer på ett antal olika energiföretag har en sammanställning kunnat göras över vilka åtgärder som genomförts, är på gång eller som företaget planerar att göra. Även kostnadsberäkningar har gjorts inom ramen för IVL:s arbete. De beräknade kostnaderna motsvaras av de kostnader som företagen möter vid genomförandet av en reduktionsåtgärd. Kostnaden divideras sedan med de utsläppsreduktioner som åtgärden leder till vid den anläggning där åtgärden görs. Utsläppseffekter på andra ställen i energisystemet är inte inräknade. Kostnadsberäkningen motsvarar därför relativt väl den situation som företagen står inför vid investeringar. Det är endast utsläppseffekter vid den egna anläggningen som direkt kommer företaget till godo genom exempelvis lägre koldioxidskatt och lägre kostnad för inköp av utsläppsrätter. I kostnadsberäkningen har inte gällande skatter och andra styrmedel inkluderats. Det innebär att den redovisade åtgärdskostnaden i de flesta fall är betydligt lägre för företagen givet dagens prisnivåer för elcertifikat, utsläppsrätter och i vissa fall även en koldioxidskatt. Förutom dessa faktorer påverkas företagens investeringsbeslut av andra förhållanden som till exempel lokala politiska beslut, långsiktiga ägarstrategier, tillståndshanteringsprocessen samt företagets vinstkrav.

Utsläppsreduktioner har identifierats till en genomsnittskostnad på 195 kr per ton koldioxid.

I studien identifieras 32 åtgärder för att reducera utsläppen av koldioxid. Den beräknade genomsnittliga åtgärdskostnaden, givet de indata som antagits, uppgår till ungefär 230 kr per ton. Två av åtgärderna, ökad tillgänglighet och nya avfallspannor, har en negativ kostnad. Om dessa exkluderas uppgår genomsnittskostnaden till ungefär 300 kr per ton fossil koldioxid. Av de 32 åtgärderna är 8 redan genomförda (1998-2004). För övriga 24 uppgår genomsnittskostnaden till 195 kr per ton koldioxid. Om dessa 24 åtgärder genomförs beräknas utsläppen reducera med ungefär 1,8 miljoner ton, vilket skulle vara en reduktion av cirka 2/3 av utsläppen i de studerade anläggningarna. Vid beräkningar av åtgärdskostnader är valda indata viktiga. Uppgifterna ska därför tolkas med försiktighet. Energimyndigheten anser, trots osäkerheten i indata, att den genomförda studien bidrar till att ge en uppfattning om den ungefärliga kostnadsnivån.

Konvertering från torv till biobränsle reducerar utsläpp

Den mest lönsamma åtgärden, givet antagna bränslepriser m.m., är enligt studien att konvertera från torv till biobränsle. Det är också denna åtgärd som i de studerade anläggningarna uppvisar störst (volymmässig) reduktionspotential. Även konvertering bort från kol har identifierats som en möjlig reduktionsåtgärd. Kostnaden är dock högre. Sammantaget är det investeringar i träfliseldade kraftvärmeverk samt nya avfallspannor som kan leda till att användningen av kol

och torv minskar. Något som också framkommit i studien är att företagen ser risker i investeringar som är kapitaltunga p.g.a. en upplevd osäkerhet i energi- och klimatpolitiken. Det kan göra att en, i investeringskalkylen, lönsam investering ändå inte genomförs.

Nollutsläpp från el- och fjärrvärmeproduktion skulle vara kostsamt

Majoriteten av resterande utsläpp, d.v.s. 1/3 av de studerade anläggningarnas utsläpp, är dyrare att genomföra eftersom det innebär ersättning av avfallsbränsle eller fossilbaserad spetslastproduktion som används väldigt sällan. Av ”de resterande utsläppen” utgör avfall knappt 2/3 och den fossilbaserade spetslasten drygt 1/3. De intervjuade företagen har inte angivit några åtgärder som skulle reducera dessa utsläpp.

Även utsläppshöjande åtgärder har identifierats

Några utsläppshöjande åtgärder i form av nyproduktion i naturgasbaserad kraftvärme har också identifierats. Om dessa genomförs kan utsläppen av koldioxid komma att öka med upp till 2 miljoner ton. Utsläppseffekten är dock beroende av vilken systemgräns som används. Även om åtgärderna är utsläppshöjande i de studerade företagen så kan investeringen innebära en global utsläppsreduktion eftersom den ökade elproduktion kan komma att ersätta annan mer koldioxidintensiv elproduktion på den nordiska elmarknaden.

Hur allmängiltigt är resultaten

En överslagsmässig beräkning över den genomsnittliga koldioxidintensiteten för både de studerade anläggningarna och övriga anläggningar har tagits fram. Det ger en uppfattning över hur väl de identifierade åtgärdsalternativen (i de studerade anläggningarna/näten) beskriver de övriga anläggningarna/näten. En sådan jämförelse visar att koldioxidintensiteten är ungefär dubbelt så hög i de studerade anläggningarna jämfört med övriga anläggningar. I övriga anläggningar används totalt sett mer värmepumpar och träbränsle samt mindre torv. Samtliga bränslen används dock i båda ”grupperna” av anläggningar. Även om inte all produktion täcks in i den gjorda studien bedömer Energimyndigheten att underlaget ger en god beskrivning av *vilka åtgärdsalternativ* som finns inom ramen för befintliga energiproducerande anläggningar³. Däremot kan inte volymen utsläppsreduktion eller de beräknade kostnaderna direkt överföras från den studerade gruppen anläggningar till övriga anläggningar.

Förutsättningar finns för ny produktion med en låg koldioxidintensitet

Inkluderas skatter, ett utsläppsrättpris på 20 euro per ton samt elcertifikatpriser på 200 kr/MWh i beräkningen så ger biokraftvärmeverket lägst elproduktionskostnader. Inkluderas även en miljöbonus till den havsbaserade vindkraften blir denna produktionskostnad lägst. För närvarande är dock marknadspriserna för vindkraftsutrustning höga vilket medför att

³ Renodlade energianläggningar, ej s.k. industrianläggningar.

produktionskostnaden för vindkraft kan vara underskattad. I beräkningarna har räntan 7 % använts i samtliga kalkyler. Produktionskostnaden för gas- och kolkraftvärmeverk ligger på ungefär samma nivå. Förhållandena blir ungefär desamma när det är värmeproduktionskostnaden som beräknas (elintäkten krediteras). Noteras kan att för oljehetvattenpannan blir skillnaden med eller utan styrmedel väldigt stor p.g.a. att bränsleanvändningen till ren värmeproduktion omfattas av en relativt hög koldioxidskatt.

Kolbaserad kraftvärme lägst produktionskostnad utan styrmedel

Beräknade produktionskostnadskalkyler visar då styrmedel exkluderats och givet ett antaget naturgaspris på 140 kr/MWh, ett biobränslepris på 150 kr/MWh och ett kolpris på 60 kr/MWh så är det kolkraftvärme som uppvisar den lägsta elproduktionskostnaden. Ett stort gaskraftvärmeverk (150 MW) uppvisar ungefär samma elproduktionskostnad som ett relativt stort biokraftvärmeverk (80 MW). Den havsbaserade vindkraften har ungefär samma produktionskostnad som biokraftvärmeverket på 30 MW (med reservation för att den beräknade produktionskostnaden för vindkraftverket kan vara underskattad.)

Beräknad åtgärds kostnad för helt ny produktion

För att beräkna åtgärds kostnaden när helt nya anläggningar byggs för att täcka en framtida efterfrågeökning behövs ett antagande göras för vilken el- respektive värmeproduktion ”som undviks” p.g.a. den gjorda investeringen. En referensanläggning behöver definieras. Även i ett fall när en ny anläggning byggs som bedöms ersätta annan elproduktion i det befintliga nordiska elsystemet behövs en referensproduktion definieras. Systemgränsen utvidgas därmed utanför företaget. I rapportens avslutande del görs beräkningar med hjälp av modellen CORED för att illustrera liknande situationer. I modellen definieras en referensanläggning både för el och värme. Ett resultat av gjorda beräkningar är att både åtgärds kostnaden och de beräknade utsläppsreduktionerna är starkt beroende av vilken referensanläggning ”referensel- respektive värme” som antas. En slutsats är också att den mest kostnadseffektiva åtgärden inte nödvändigtvis ger de största reduktionerna av koldioxidutsläpp.

Industripannor i branscher som i övrigt inte ingår i handelssystemet

Förbränningspannor över 20 MW i industrier som i övrigt inte omfattas av handelssystemet finns framför allt inom kemi- och livsmedelsbranscherna men även inom verkstadsindustrin och trävaruindustrin. Det är i kemi- samt livsmedelsindustrin som utsläppen av koldioxid är högst. De bränslen som används i förbränningspannorna varierar. I kemiindustrin är olika restprodukter vanligt, medan naturgas används mest inom livsmedelindustrin och olja inom verkstadsindustrin. Den el och värme som produceras används i huvudsak internt. Baserat på en intervjuundersökning som Energimyndigheten har gjort framkommer det att det finns ambitioner och miljöpolicys inom företagen för att minska användningen av fossila bränslen och att det sker främst genom att effektivisera processerna. Exempelvis genom att tillvarata en större andel av

restprodukter till förbränning, återvinna värme från kylanläggningar eller att ta tillvara på spillvärme Att exempelvis konvertera till en biobränslepanna är en möjlighet som undersöks då befintlig panna behöver ersättas eller vid en större renovering. Eftersom beskattningen av fossila bränslen varit betydligt lägre inom den tillverkande industrin jämfört med de renodlade värmeproducerande anläggningarna så har incitamenten att byta bränsle inte varit lika stor. Dessutom utgör inte el- och värmeproduktionen i anslutning till dessa industrier den huvudsakliga produktionen vilket gör att investeringar i förbränningsanläggningen kan prioriteras ned framför investeringar kopplade till den övriga produktionen.

1 Inledning

Energimyndigheten har i regleringsbrev för 2005 fått till uppgift att redovisa underlag till den nationella fördelningsplan som regeringen ska lämna till EG-kommissionen inför nästa handelsperiod, 2008-2012. Som en del i det uppdraget ska Energimyndigheten redovisa en bedömning av möjligheterna, bland annat de tekniska, att reducera utsläppen i el- och värmeproduktion.

Inför den andra handelsperioden, 2008-2012, ska medlemsstaterna lämna in en ny fördelningsplan, d.v.s. en beskrivning av vilka principer och hur mycket utsläppsrätter som ska delas ut till de företag som ingår i handelsystemet. Vid tilldelningen ska medlemsstaterna följa de regler som finns för hur en tilldelningsprincip får utformas. Tilldelningsreglerna har lagts fast genom kriterierna i bilaga III till handelsdirektivet. Kriterium 3 "Möjligheterna att minska utsläpp" innebär att länderna i tilldelningen måste beakta skillnader i den tekniska potentialen att reducera utsläppen på total nivå mellan den handlande och icke-handlande sektorn.

1.1 Rapportens upplägg

I denna rapport ger Energimyndigheten inledningsvis en beskrivning av vilka möjligheter det finns att reducera utsläppen av koldioxid el- och värmeproduktionssektorn. Energisystemet beskrivs, vilka åtgärdsalternativ som finns samt vilka potentialerna är för olika åtgärder. Beskrivningen görs med tidsperspektivet t.o.m. den andra handelsperioden, 2008-2012, inom ramen för EU:s handelssystem för utsläppsrätter.

Även kostnadsberäkningar för ett urval av åtgärder har gjorts. Underlaget till denna del är utfört av IVL Svenska Miljöinstitutet och baseras på intervjuer med el- och värmeproducerande företag. Studien beskrivs översiktligt i denna rapport. En mer utförlig redovisning ges i underlagsrapporten "Åtgärdsalternativ för reduktion av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmelanläggningar", B1650. Eftersom åtgärdsalternativsberäkningar är beroende av valda input ska dessa alltid tolkas med försiktighet. Energimyndigheten bedömer ändå att de gjorda beräkningarna bidrar till att ge en uppfattning av kostnadsnivåer för olika åtgärder.

I ett avslutande avsnitt redovisas produktionskostnadsräkningar för helt nya anläggningar, med och utan styrmedel. Beräkningar med modellen CORED⁴ redovisas också. I dessa modeller räknas åtgärdsalternativskostnaden för ny produktion fram genom att jämföra den nya produktionskapaciteten (kostnad och utsläpp) med en referensanläggning (kostnad och utsläpp). För att göra det krävs det ett antagande

⁴ Modellen är framtagen inom ramen för ELFORSK projekt nr 2325 "Kostnad och potential för åtgärder i Sverige att minska koldioxidutsläppen, december 2005.

om referens- och referensfjärrvärme i modellen. Systemgränsen utvidgas därmed i dessa beräkningar utanför företaget.

1.2 Tidigare studier över möjligheter och kostnader att reducera utsläppen i el- och värmeproduktionen

Det har i andra sammanhang gjorts arbeten med att beskriva åtgärder och ta fram åtgärds-kostnader för att reducera utsläppen av koldioxid. För att kunna jämföra resultaten krävs goda kunskaper i hur kostnaderna beräknats. De olika studierna skiljer sig åt i angreppssätt, förutsättningar, indata och svarar på olika frågeställningar. Här nämner vi några studier som genomförts, men för att läsa mer hänvisas läsaren till respektive studie⁵.

Biobränsle från skogen är en studie som genomfördes av Vattenfall Utveckling AB på uppdrag av Energimyndigheten och IVA. Syftet med detta arbete var att besvara frågan: Hur kan Svensk skogsbränsle användas i Sverige för att kostnadseffektivt minska koldioxidutsläpp utan att äventyra andra miljömål.

Kostnader och potentialer för några sätt att minska CO₂-utsläpp i Sverige är ett arbete som genomförts av Vattenfall Utveckling AB under 2001. Inom olika sektorer rangordnas några möjliga åtgärder med avseende på beräknade merkostnader för den utsläppsreduktion åtgärden ger.

Kostnader och potential för några sätt att minska CO₂-utsläpp inom EU: s energisektor (elproduktion) har tagits fram av Working Group 2 (WG2) inom ECCP (European Climate Change Programme of the European Commission). WG2 studerade möjligheterna på kort och lång sikt, till reduktion av CO₂-utsläpp inom EU: s energisektor och då främst elproduktion. Även här rangordnas några möjliga åtgärder med avseende på beräknade merkostnader för den utsläppsreduktion åtgärden ger. Inom WG2 tog även andra länder fram liknade studier. *CO₂ Project Electrabel* togs fram i Belgien och rangordnar åtgärder för att kostnadseffektivt minska CO₂-utsläpp för energin som används i Belgien för bostäder, industrier och "Commercial and Public". I ett LCA-perspektiv studerades möjligheterna till reduktion av CO₂-utsläpp genom både interna åtgärder och åtgärder hos kunden för åren 2005 och 2020. Åtgärder för både användar- och tillförselsidan.

I Economic Evaluation of Emission Reduction of Greenhouse Gases in the Energy Supply Sector in the EU görs beräkningar av potentialer och kostnader för åtgärder som uppfyller EU: s mål för CO₂-reduktion. Beräkningarna har kombinerats med mål för andel kraftvärme och förnybar energi med tidsperspektiv 2010.

⁵ Se referenslistan på sid 67

2 Hur ser energisektorn ut idag

I Sverige står energisektorn för en relativt liten andel av de totala växthusgaserna jämfört med andra europeiska länder, men de är ändå betydelsefulla. Anledningen till att Sveriges energisektor har relativt låga utsläpp av koldioxid är att majoriteten av elektriciteten produceras med vattenkraft och kärnkraft.

Utsläppen av koldioxid från den svenska el- och värmeproduktionen sker under normala år (nederbörd och temperatur) till nästan 100 % i anläggningar anslutna till fjärrvärmenäten. Kondensproduktionen (både i anläggningar anslutna till fjärrvärmenät⁶ och oljekondensanläggningar) varierar från år till år beroende på vattentillgång och temperatur. En annan faktor som gör att utsläppsvariationer kan uppkomma oregelbundet över åren är oväntade driftstopp i någon anläggning.

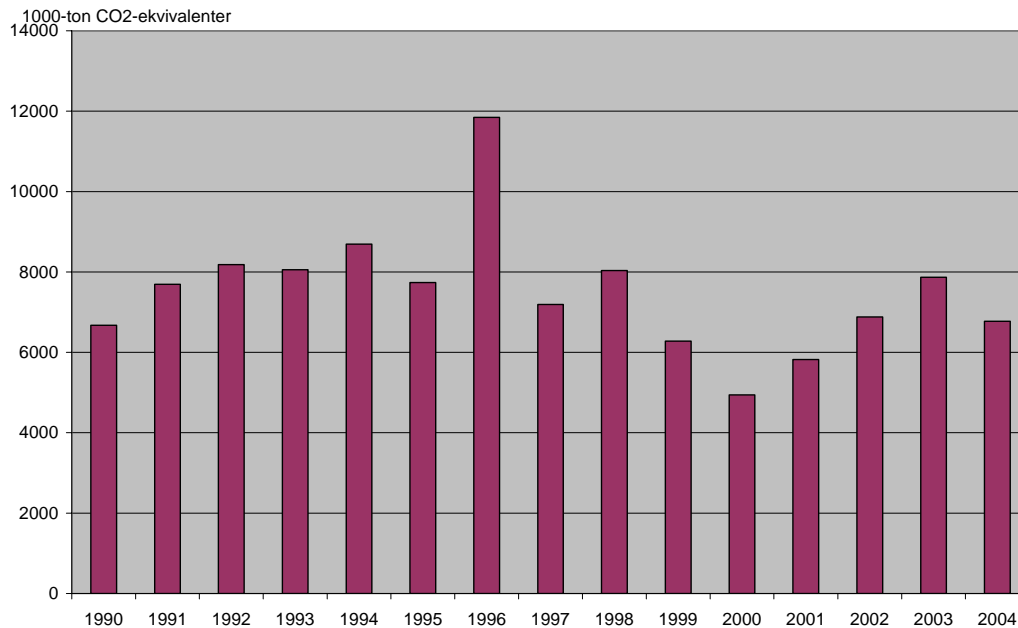
Redovisade utsläpp från el- och värmeproduktionssektorn kan skilja sig mellan olika källor. Det beror på att olika definitioner görs för vad som ingår. I den internationella klimatrapporteringen ingår raffinaderier och produktion av fasta bränslen i den post som brukar benämnas el- och värmeproduktionssektorn. Även den masugns gas som uppkommer vid reduktionsprocessen i järn- och stålindustrin ingår. Enligt den internationella redovisningen låg utsläppen av växthusgaser (exklusive raffinaderier, produktion av fasta bränslen samt masugns gas/koksugns gas/LD-gas) på mellan 4,9 och 7,9 miljoner ton åren 2000 och 2003. År 2004 låg utsläppen på 6,8 miljoner ton. Av dessa var ungefär 4 % andra utsläpp än koldioxid. Den lägre siffran motsvaras av år 2000 då mycket vattenkraft producerades. År 2004 var ett år med normal tillrinning till vattenmagasinen. Uppgifterna är exklusive utsläppen i samband med förbränning i anslutning till industriell verksamhet

2.1 Historiska utsläpp

I Figur 1 visas utsläppen från el- och fjärrvärmeproduktionssektorn för perioden 1990-2004⁷. Utsläppen från el- och värmeproduktionssektorn har varierat mellan som lägst knappt 5 miljoner ton (2000) till som högst knappt 12 miljoner ton (1996). De totala utsläppen av växthusgaser i Sverige år 2004, räknat som koldioxidekvivalenter, minskar under samma period med 2,5 miljoner ton eller 3,5 %. De totala utsläppen av växthusgaser var år 2004 knappt 70 miljoner ton.

⁶ Ett antal fjärrvärmenät har möjlighet att kyla fjärrvärmevattnet mot sjö- eller åvatten. Kraftvärmeverk vid de fjärrvärmenäten kan köras som kondenskraftverk vid behov.

⁷ Enligt det redovisningssätt som gäller i den internationella klimatredovisningen men exklusive raffinaderier, produktion av fasta bränslen samt masugns gas/koksugns gas/LD-gas.



Figur 1 Utsläpp av växthusgaser från el- och värmeproduktionssektorn i Sverige, 1990-2004, 1 000 ton

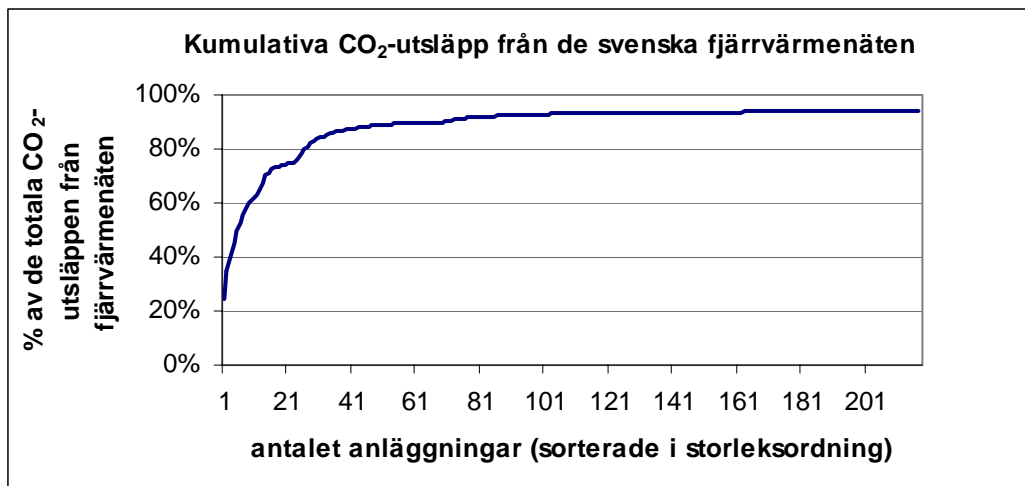
Anm: Utsläppen är exklusive raffinaderier, produktion av fasta bränslen samt masugns- och koksugns- och LD-gas.

Den högsta utsläppsstapeln i Figur 1 infaller 1996 vilket var ett torrår med en ovanligt låg produktion från vattenkraften. Elproduktionen från vattenkraft var då 51 TWh, den lägsta produktionsnivån sedan år 1970. Elproduktionen förstärktes då med olja. Även förbränningen av kol var ovanligt hög detta år.

Utsläppsökningen mellan 2002 och 2003 beror främst på att 2003 var kallare än 2002 och att det var brist på vattenkraft. Det innebar en ökad användning av fossila bränslen, vilket i sin tur gav högre utsläpp i energisektorn. År 2004 karaktäriserades av mer normal tillrinning till vattenmagasinen i Sverige. Produktionen av biobränslebaserad kraftvärme var högre år 2004 än de tidigare åren. Sammantaget leder dessa faktorer till lägre användning av fossila bränslen i svensk elproduktion och därmed lägre utsläpp av koldioxid för år 2004.

2.2 Värmeproduktion

I Sverige finns det cirka 290 fjärrvärmenät. Fjärrvärmen i varje nät produceras av ett eller flera värmeverk och i 43 av näten används även kraftvärmeverk. År 2004 var de totala energileveranserna från fjärrvärmenäten drygt 47 TWh värme vilket är en ökning med knappt 2 % från år föregående år. Under 2003 genererade produktionen 5,6 miljoner ton fossil CO₂ fördelat mellan fjärrvärmenäten enligt Figur 2. Utsläppen i figuren inkluderar både värme- och elproduktion, dock inte elproduktion i kondensdrift. De 13 största fjärrvärmenäten står för cirka 65 % av koldioxidemissionerna och de 100 största för över 90 %.

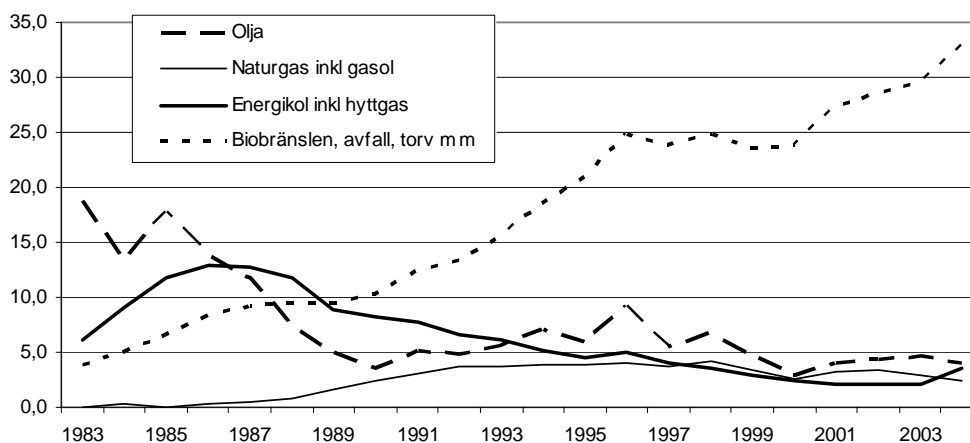


Figur 2: De kumulativa CO₂-utsläppen från de svenska fjärrvärmäten

Anm: Summan uppgår inte till 100 % eftersom cirka 70 fjärrvärmäten inte angivit bränslestatistik för år 2003.

Källa: Åtgärdskostnader för reduktion av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar, IVL 2005.

Den totala energitillförseln till fjärrvärmeproduktion var knappt 54 TWh under år 2004. Biobränslen, torv och avfall utgjorde drygt 61 % av tillförseln eller 33 TWh. I Figur 3 redovisas användningen av olika bränslen till fjärrvärmeproduktion från början av 1980-talet till idag.



Figur 3 Tillförd energi i fjärrvärme 1983-2004, TWh

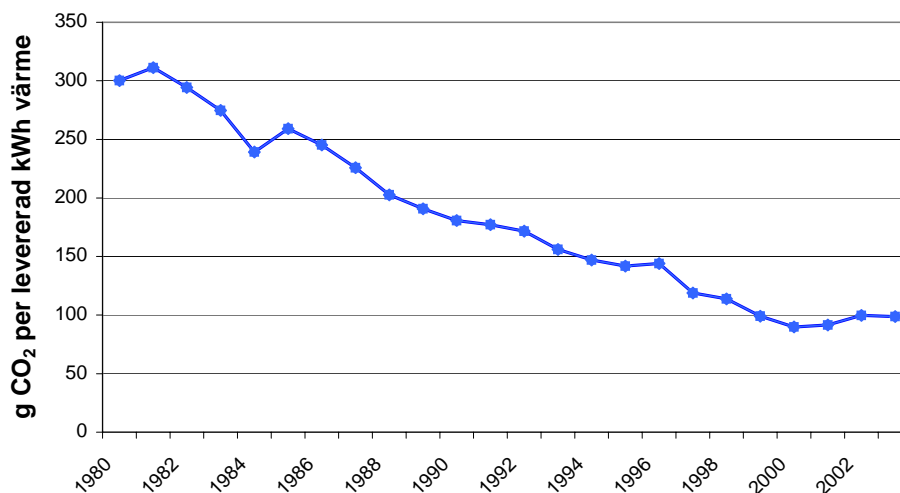
Anm: Elpannor, värmepumpar och spillvärme är exkluderade i figuren.

Källa: Energiläget 2005

Den historiska utvecklingen visar att användningen av biobränsle inom fjärrvärmesektorn har ökat kraftigt sedan början på 1980-talet medan användningen av kol och olja har minskat. Utvecklingen förklaras både av bränslepriser men framför allt av energi- och koldioxidskatterna. Koldioxidskatten

som infördes 1991 har tillsammans med energiskatten varit betydelsefulla i den svenska miljö- och klimatpolitiken. I Figur 4 visas de specifika utsläppen av koldioxid i samband med fjärrvärmeproduktion.

Specifikt utsläpp av CO₂ från produktion av fjärrvärme



Figur 4 Specifika utsläpp av koldioxid från produktion av fjärrvärme

Källa: Swedpower

2.3 Elproduktion

I Sverige finns drygt 700 vattenkraftverk, med en installerad effekt större än 1,5 MW. Utöver dessa finns omkring 1 200 vattenkraftverk som räknas som småskalig vattenkraft (< 1,5 MW). Under ett år med normal tillrinning finns det i detta system en kapacitet att producera 65 TWh⁸ el. En sammanställning⁹ från elcertifikatsystemet visar att det finns 637¹⁰ godkända vindkraftanläggningar med en installerad effekt på 485 MW. Den installerade effekten i kärnkraftverken är knappt 9 GW efter att Barsebäck 2 stängdes den sista maj 2005.

Produktionskapaciteten under ett normalår är drygt 64 TWh¹¹ producerad el. Under 2004 producerade kärnkraftsreaktorerna 75,5 TWh, vilket är den högsta årsproduktionen någonsin i svenska kärnkraftverk.

Under de senaste åren har vattenkraft och kärnkraft stått för cirka 90 % eller mer av elproduktionen i Sverige. Vindkraften har sista året ökat sin produktion med drygt 20 %. Elproduktionen i vindkraftverken utgör ungefär 0,5 % av den totala produktionen. Det finns även en relativt stor kapacitet oljekondenskraft. Dessa

⁸ Enligt Energimyndighetens bedömning

⁹ Sammanställningen är gjord 1 september 2005

¹⁰ Enligt elcertifikatets definition kan flera vindkraftverk räknas in under samma anläggning, dvs det finns fler vindkraftverk än antalet godkända anläggningar.

¹¹ Enligt Energimyndighetens bedömning

anläggningar används dock sällan och utgör främst reservkapacitet. Även gasturbiner kan användas som reservkraft.

Tabell 1 Elproduktion fördelat på produktionsslag och andelar, 2002 - 2005, TWh

<i>Elproduktion</i>	2000	<i>Andel %</i>	2001	<i>Andel %</i>	2002	<i>Andel %</i>	2003	<i>Andel %</i>	2004	<i>Andel %</i>
Vattenkraft	77,8	55	78,4	50	65,8	46	53,0	40	59,5	40
Vindkraft	0,5	0,3	0,5	0,3	0,6	0,4	0,6	0,5	0,8	0,5
Kärnkraft	54,8	39	69,2	44	65,6	46	65,5	49	75,0	51
Kraftvärme i industrin	4,2	3	3,9	2	4,6	3	4,7	4	5,4	4
Kraftvärme	4,7	3	5,6	4	6,3	4	7,9	6	7,5	5
Kondenskraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,5	0,4	0,0	0,0
Gasturbiner	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Summa	142,0		157,7		143,2		132,3		148,2	
Import minus export	4,7		-7,3		5,4		12,8		-2,1	
Summa (inhemsk användning)	146,6		150,4		148,6		145,1		146,1	

Källa: Energiläget 2005, Energimyndigheten

År 2000 och 2001 var våtar och 2003 var ett torrt år vilket syns i statistiken för hur mycket vattenkraft som producerats.

Den förbränningsbaserade elproduktionen domineras av kraftvärme och industriellt mottryck. Tillsammans står de för mellan 7 och 10 % av den totala elproduktionen under de senaste tre åren. Produktionen av el från dessa anläggningar har ökat under de senaste åren. Systemet för elcertifikat, den sänkta kraftvärmeskatten och ett relativt högt elpris har förbättrat förutsättningarna för kraftvärmeproduktion. Under 2004 utgjordes drygt hälften av det insatta bränslet av biobränsle, 23 % av kol, 16 % av olja och 4 % av gas.

Tabell 2 Insatt bränsle för elproduktion i GWh samt andel av total produktion i %, 2000 – 2004

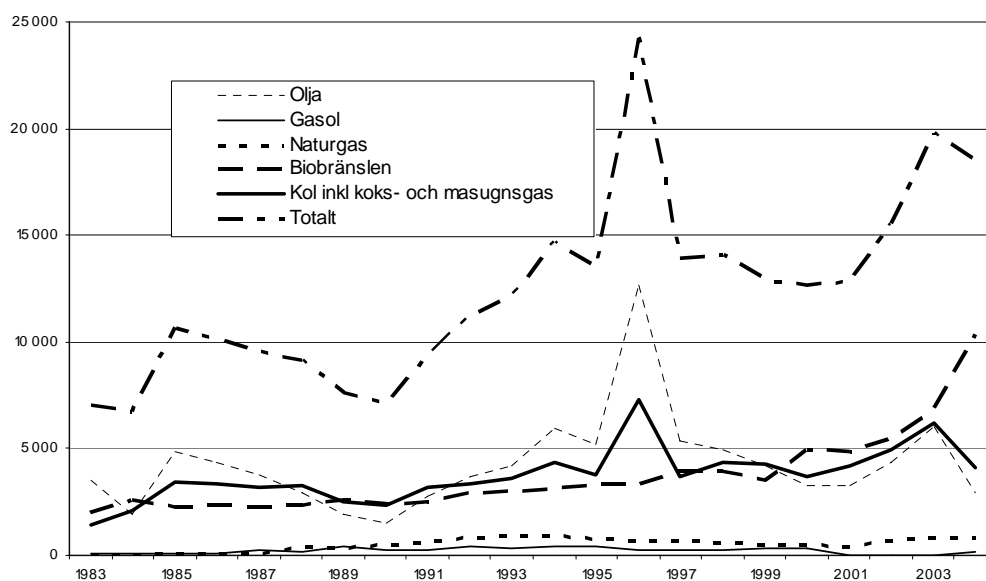
<i>Bränsle</i>	2000	<i>Andel %</i>	2001	<i>Andel %</i>	2002	<i>Andel %</i>	2003	<i>Andel %</i>	2004	<i>Andel %</i>
Olja	3 273	26	3 266	25	4 404	28	6 003	30	2 952	16
Gasol	323	3	2	0	4	0	0	0	190	1
Naturgas	515	4	441	3	689	4	803	4	821	4
Biobränslen	4 913	39	4 868	38	5 453	35	6 764	34	10 317	56
Kol inkl koks- och masugnsgas	3 657	29	4 231	33	4 953	32	6 224	31	4 149	23
SUMMA	12 680		12 808		15 504		19 794		18 429	

Källa: Energiläget 2005, Energimyndigheten

Variationerna i produktion och bränsleanvändning påverkas av flera faktorer. Temperaturen påverkar hur stort uppvärmningsbehovet är och nederbördsförhållandena påverkar vattenkraftsproduktion. Ett år med riklig nederbörd ger en ökad andel el producerad med vattenkraft och vid ett torrt år

täcks behovet av en ökad andel el producerad med fossila bränslen och en ökad import.

I Tabell 2 skiljer sig andelarna åt för 2004 jämfört med tidigare år vilket syns tydligare i Figur 5. Skillnaderna beror på att den 1 januari 2004 infördes en ny kraftvärmebeskattning. Kraftvärmebeskattningen innebär att insatt bränsle för el och värmeproduktion ska fördelas proportionerligt. Det innebär att andelen fossila bränslen som redovisas till elproduktion minskar och andelen biobränslen ökar. Tidigare redovisades den fossila delen av bränslet på elproduktion och biobränsleandelen på värmeproduktion av skattetekniska skäl.



Figur 5 Insatt bränsle för elproduktion (exkl. kärnbränsle), 1983-2004, GWh

Källa: Energiläget 2005

De senaste tio åren har användningen av bränslen för elproduktion uppvisat en något stigande trend. Samtidigt har användningen varierat beroende på nederbörds- och temperaturförhållanden.

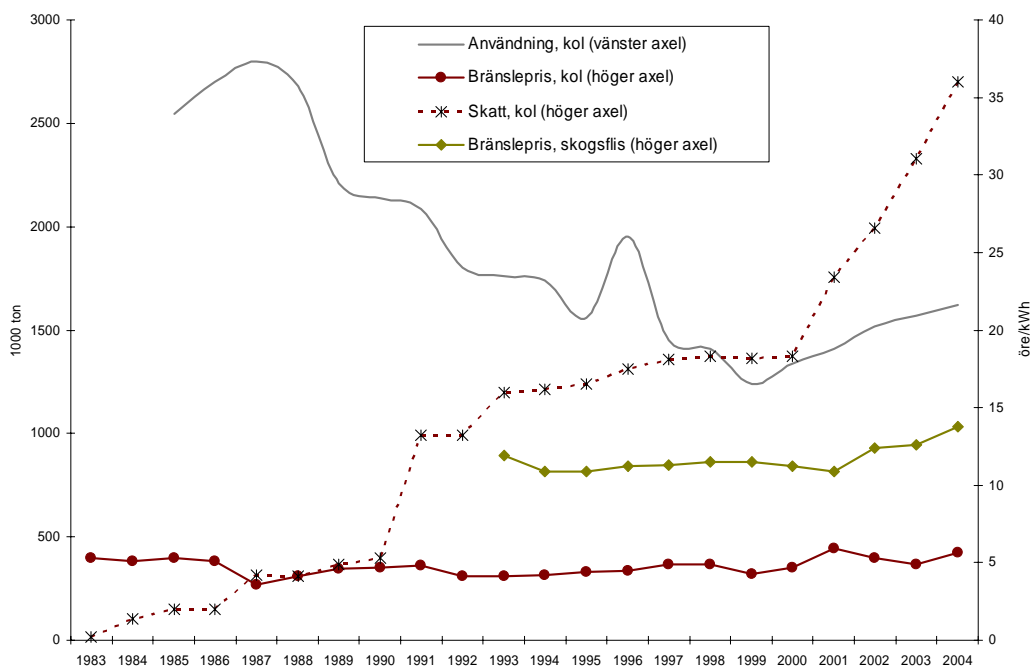
2.4 Styrmedlen har påverkat utvecklingen

Utvecklingen av Sveriges el- och värmeproduktion har bl.a. påverkats av vilka statliga styrmedel som använts. Här ges en kortfattad styrmedelsbakgrund.

- Energiskatt har funnits ända sedan 1950-talet.
- 1991 införs koldioxidskatt, svavelskatt och investeringsstöd för biokraftvärme, vindkraft och solvärme.
- 1992 infördes en miljöavgift för utsläpp av kväveoxider.
- 1994 infördes en miljöbonus (driftstöd för vindkraft).

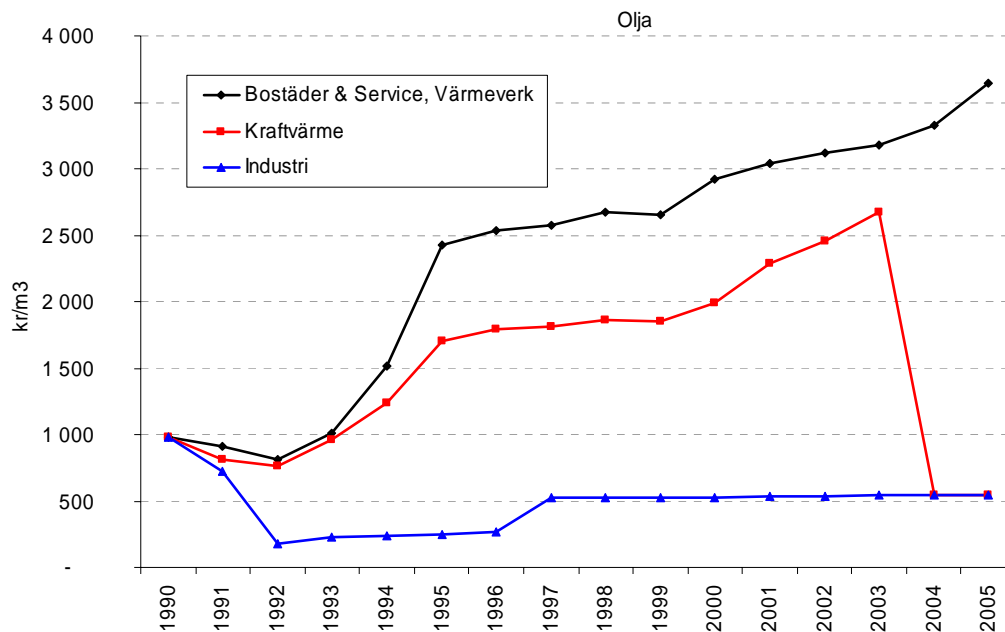
- 1999 infördes ett driftstöd för småskalig elproduktion. Det upphör år 2003 när elcertifikatsystemet startar.
- 2001 startar den gröna skatteväxlingen efter en politisk överenskommelse. Den innebär att 30 miljarder ska skatteväxlas under en 10-årsperiod genom att skatter på energianvändning och utsläpp höjs för att kompensera en sänkning av skatter på arbete
- Elcertifikatsystemet infördes 1 maj, 2003
- 1 januari, 2004 infördes samma nedsättningsregler i energi- och koldioxidskatten för kraftvärmeproduktion som för den tillverkande industrin.
- 1 april, 2004 blir torv ett elcertifikatberättigat bränsle
- Sedan 2002 gäller deponiförbud för utsorterat brännbart avfall.
- Sedan den 1 januari 2005 gäller handel med utsläppsätter
- Organiskt avfall får inte deponeras från 1 januari, 2005

I Figur 6 visas hur användningen av kol, skatten på användning av kol och priset på kol har utvecklats i förhållande till priset på biobränsle. Där syns tydligt hur skatten (den generella nivån) har stigit avsevärt samtidigt som bränslepriset för skogsflis varit förhållandevis oförändrad (samt obeskattad).



Figur 6 Bränslepris och skatt för kol samt bränslepris för skogsflis (ingen skatt utgår), öre/kWh (höger axel). Total användning av energikol, 1000 ton (vänster axel).

Källa: Energiläget 2005



Figur 7 Total skattebelastning (energiskatt + koldioxidskatt) för användning av olja i olika sektorer 1990-2005, kr/m3

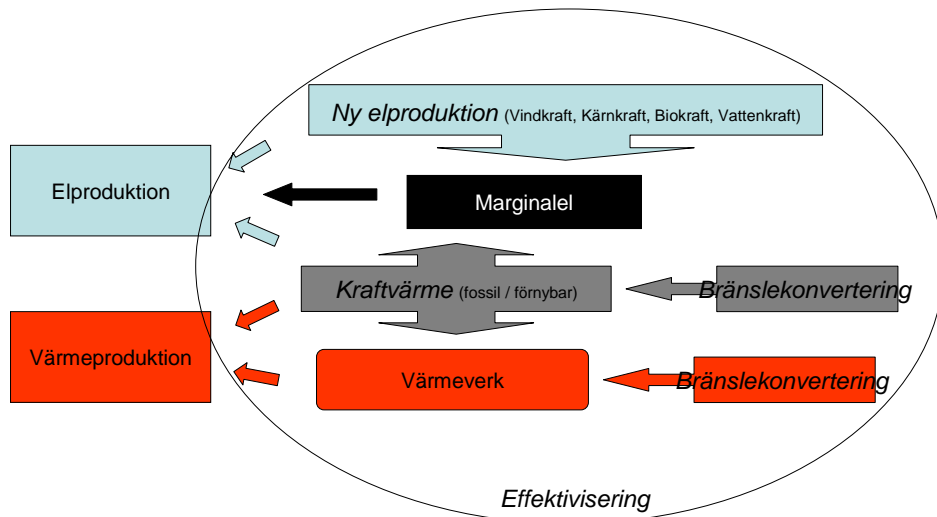
Källa: Skatteverket

I Figur 7 visas hur skattebelastningen har utvecklats vid användning av olja i olika sektorer. För bostäder- och service samt värmeverken har skatten ökat betydligt. För industrin har skatten legat på en oförändrad nivå, vilket beror på att den energiintensiva industrin agerar på en konkurrensutsatt världsmarknad. För kombinerad el- och värmeproduktion sänktes skatten år 2004.

3 Principiell översikt av åtgärder

I detta kapitel redovisas en beskrivning över möjliga åtgärder för att reducera koldioxidutsläppen i el- och värmeproduktionssektorn. Åtgärderna delas in i fem övergripande grupper.

1. Konvertering av bränslen
2. Effektivisering
3. Ökad kraftvärmeproduktion
4. Ökad icke fossil elproduktion
5. Ökad icke fossil värmeproduktion



Figur 8 Fyra grundläggande åtgärdstyper för att reducera koldioxidutsläppen i el- och värmeproduktionssektorn.

Anm: Åtgärdstyperna har markerats med kursiv text.

I denna studie är det företagens möjligheter och kostnader för att reducera utsläppen som är utgångspunkten. Vi har dock valt att även kort beskriva hur effekterna av en åtgärd kan skilja sig åt beroende på om endast effekten inom företagets anläggning inräknas eller om effekter på andra ställen i energisystemet också räknas in. Särskilt tydligt blir det vid åtgärder som påverkar elproduktion eller elanvändning. När en åtgärd ger effekter i elsystemet blir åtgärds-kostnaden

olika beroende på vilken *systemgräns*¹² som används. I Tabell 3 visas några exempel på hur utsläppseffekter skulle kunna hanteras. En diskussion kring resonemangen bakom tabellen återfinns i bilaga 3.

Tabell 3 Olika systemgränser och tidsperspektiv för att beräkna en åtgärds påverkan på elsystemet (utsläppen).

		Kolkondens	Gaskondens	Ingen
Utsläppsfaktor, kg CO ₂ /MWh el		820	350	0
Systemgräns 1 (Företag)	Kort sikt			X*
	Lång sikt			X*
Systemgräns 2 (Sverige)	Kort sikt			X
	Lång sikt		X	
Systemgräns 3 (Norden)	Kort sikt	X		
	Lång sikt		X	
Systemgräns 4 (EU)	Kort sikt			X
	Lång sikt		X	

*För denna systemgräns medräknas endast de direkta koldioxidutsläppen som sker från anläggningens elproduktion. Inga utsläpp, till följd av åtgärden, på andra ställen i elsystemet räknas med.

3.1 Beskrivning av de olika åtgärdsgrupperna

Konvertering av bränslen i värmeverk och kraftvärmeverk leder till reducerade koldioxidutsläpp om bränslen med hög koldioxidintensitet ersätter bränslen med lägre koldioxidintensitet.

Effektivisering av en anläggning eller ett system leder till reducerade koldioxidutsläpp om effektiviseringen minskar förbrukningen av fossila bränslen för att uppnå samma nytta.

Ökad kraftvärmeproduktion leder till reducerade koldioxidutsläpp *förutsatt* att el- och värmeproduktionen ifrån kraftvärmens ersätter fossil el- eller värmeproduktion med sämre verkningsgrad än kraftvärmens har. I Figur 8 illustreras detta med att kraftvärmens ersätter värmeverk respektive marginalel. Beakta att kraftvärmens kan vara fossileldad men ändå leda till reducerade koldioxidutsläpp. Detta beror på kraftvärmens höga effektivitet.

Ökad icke fossil elproduktion leder till reducerade koldioxidutsläpp *förutsatt* att den ökade produktionen ersätter fossil elproduktion. I figuren illustreras detta med att den nya produktionen ersätter marginalel. Den nya elproduktionen kan också ersätta fossil elproduktion inom samma anläggning.

¹² En systemgräns är en tänkt teoretisk gräns som sätts kring det system som studeras. Exempel på två olika systemgränser kan t.ex. vara elsystemet i *Sverige* eller *Norden*. Resultatet av studien beror av hur gränsen väljs.

Ökad icke fossil värmeproduktion leder till minskade utsläpp förutsatt att den ökade produktionen ersätter fossil värmeproduktion. Om produktion täcker ett växande värmeunderlag minskar utsläppen genom att annan mer koldioxidintensiv produktion undviks.

En *femte åtgärd* är avskiljning och deponering av koldioxid. Energimyndigheten bedömer dock inte att denna åtgärd är aktuell förrän i de kommande åtagande perioderna.

Utöver detta så har el- och värmeproduktionssektorn utbyte med de tre användarsektorerna *industri, bostäder och service* samt *transporter*. Förändrade leveranser mellan dessa sektorer kan leda till reducerade koldioxidutsläpp. T.ex. kan ökad användning av fjärrvärme på bekostnad av enskilda oljepannor i bostadssektorn reducera de sammantagna koldioxidutsläppen. På samma sätt kommer t.ex. ökad eller minskad användning av el till transporter att påverka koldioxidutsläppen. Sådana här effekter som uppstår genom utbyte av energibärare mellan sektorer kommer inte att tas upp i denna rapport.

Utbyte av energibärare mellan användarsektorerna är också intressant med avseende på systemet för handel med utsläppsrätter. Användarsektorerna bostäder och service, transportsektorn samt stora delar av industrisektorn står utanför handelssystemet vilket el- och värmeproduktion inte gör. Utbyte av energibärare mellan dessa sektorer kopplar alltså ihop den handlande sektorn med den icke handlande sektorn.

3.2 Konvertering av bränslen

Konvertering från fossila bränslen till förnybara bränslen i en befintlig anläggning ger direkt reducerade koldioxidutsläpp och är sannolikt den typ av åtgärd som kan ge störst reduktion av koldioxidutsläpp.

I praktiken är vissa konverteringar lättare än andra och vissa är i princip omöjliga utan att hela pannan måste byggas om från grunden. En pannas utformning är i allt väsentligt knuten till vilket bränsle som eldas t.ex. eldstadens volym, rökgångarnas volym och eldningsutrustning. De pannor som kräver störst volym i förhållande till effekt är sodapannorna. Sedan blir pannorna mindre och mindre och minst är naturgaspannorna. Rökgångarnas volym behöver vara olika stora beroende av bränsle eftersom olika bränslen ger olika volym rökgaser vid samma effekt. Fasta bränslen eldas t.ex. på en s.k. roster eller en s.k. bubblande bädd i botten av pannan. Olja och gas eldas med brännarmunstycken monterade på olika höjd i pannväggen.

Av detta framgår att det inte är realistiskt att konvertera från gas eller olja till fasta bränslen. Det är däremot möjligt att byta mellan fasta bränslen, att samelda fasta bränslen, eller att gå från fasta bränslen till olja eller gas. I princip alla pannor har oljebrännare installerade för start, stopp och stödeldning.

Tabell 4 ger en indikation på hur stora potentialerna är för bränslekonvertering. Tabellen sammanställer den totala användningen av bränslen för el- och värmeproduktion i Sverige år 2004. Det är främst Eo 1, Eo 2-5, kol, gasol, torv och naturgas som är aktuella för konvertering eftersom avfall samt koks- och masugns gas kan ses som biprodukter vilka inte produceras för att tillfredsställa ett energibehov.

Tabell 4 Mängden bränsle som användes i för el och värmeproduktion år 2004

GWh	Värmekraft (kondens)	Industriellt Mottryck	Kraftvärme	Värmeverk	Summa
Eo1	10		887	668	1 564
Eo 2-5	138	1 291	2 900	857	5 186
Kol		8	4 203	257	4 468
Gasol			128	128	256
Trädbränsle		1 651	15 177	9 827	26 656
Avlutar/tallolja		3 082	395	826	4 303
Avfall		0	6 490	1 524	8 013
Torv		0	2 559	1 698	4 257
Koks/masugns gas	923		2 240	121	3 284
Naturgas		100	2 897	490	3 487
Summa	1 070	6 132	37 876	16 395	61 473

Källa: Statistiska Centralbyrån, EN 31

3.3 Effektiviseringar

Effektivisering av en el- eller värmeproduktionsanläggning innebär att förlusterna minskar och mer nytta erhålls ur tillförd energi. För att en effektivisering skall leda till reducerade koldioxidutsläpp måste den effektiviserade anläggningen vara fossileldad eller tränga undan fossil produktion i någon annan anläggning.

Att anläggningen är så effektiv som möjligt ligger i ägarens intresse och detta arbete pågår således kontinuerligt. Många effektiviseringar kräver emellertid investeringar och den ökade nyttan måste då vägas mot kostnaden för investeringen. Ett exempel på effektivisering är att förse pannor som eldar biobränsle, avfall, torv eller naturgas med rökgaskondensering. En rökgaskondenseringsutrustning kondenserar vattenånga i rökgaserna och detta ökar värmeeffekten ifrån pannan med 15- 25 %. Samtidigt minskar elutbytet något om det är en kraftvärmeanläggning.

Energimyndigheten har inte gjort någon bedömning av potentialen för olika effektiviseringsåtgärder i svenska pannor. I kapitlet 3.4 "Ökad icke fossil elproduktion" redogörs för vilka möjligheter det finns att effektivisera de svenska vattenkraftverken.

3.4 Ökad kraftvärmeproduktion

En ny kraftvärmepanna påverkar och tränger undan befintlig el- och värmeproduktion vilket illustreras i Figur 8. Kraftvärme ger därför ofta minskade koldioxidutsläpp. Detta kan också vara fallet även om kraftvärmen eldas med fossila bränslen.

Det kan emellertid vara komplicerat att överblicka effekterna av kraftvärme eftersom hänsyn måste tas till vilken el- och värmeproduktion som den nya kraftvärmepannan ersätter. Följande 7 huvudsakliga varianter finns:

1. *Fossileldad* kraftvärme ersätter fossil separat el- och värmeproduktion.
2. *Fossileldad* kraftvärme ersätter bioeldad värmeproduktion och fossil elproduktion.
3. *Fossileldad* kraftvärme ersätter en mix av andra värmeproduktionstekniker som t.ex. bio- och fossileldade värmepannor eller kraftvärmepannor, värmepumpar, elpannor, spillvärme samt fossil elproduktion.
4. *Bioeldad* kraftvärme ersätter fossil separat el- och värmeproduktion.
5. *Bioeldad* kraftvärme ersätter bioeldad värmeproduktion och fossil elproduktion.
6. *Bioeldad* kraftvärme ersätter en mix av andra värmeproduktionstekniker som t.ex. bio- och fossileldade värmepannor eller kraftvärmepannor, värmepumpar, elpannor, spillvärme samt fossil elproduktion.
7. *Ny kraftvärme* täcker upp ökande efterfrågan på värme. Elen som produceras ersätter fossil elproduktion.

Det går inte att generellt säga att alla varianter ovan leder till reducerade koldioxidutsläpp. Varje fall måste betraktas separat i det fjärrvärmesystem där åtgärden görs. Generellt kan dock sägas att variant 1, 4, 5 och 6 med största sannolikhet leder till reducerat koldioxidutsläpp.

I listan ovan ersätts fossil elproduktion i alla 7 fallen givet antagandet att systemgräns 3 (Norden) används enligt Tabell 3. Om systemgräns 2 eller 4 används beror det på tidsaspekten huruvida någon fossil elproduktion ersätts. Bakgrunden till resonemangen beskrivs i bilaga 3.

3.4.1 Potential för kraftvärmeutbyggnad

Potentialen för kraftvärme är beroende av hur stort värmeunderlaget är samt hur värmeunderlaget utvecklas med tiden. Värmeunderlaget utgörs av fjärrvärmeutbyggnaden i landet. År 2004 var leveranserna av fjärrvärme drygt 47 TWh. Tillförd energi var drygt 53 TWh. Svensk fjärrvärme och Energimyndigheten räknar i sina prognoser med att värmeunderlaget kommer att öka i framtiden. För att få ekonomi i en kraftvärmeanläggning krävs emellertid att värmeunderlaget är tillräckligt stort. Många fjärrvärmenät är för små för att rymma kraftvärme.

År 2004 producerades 7,5 TWh el i kraftvärme varav ungefär 2,9 TWh från biobränsle, 0,5 TWh från torv, 0,5 TWh från avfall, 1 TWh från olja, 1,4 TWh från kol, 0,6 TWh från naturgas samt 0,6 TWh från koks- och masugns gas.

I rapporten *Kraftvärme i framtiden*¹³ som energimyndigheten delfinansierat görs en realistisk bedömning av den ekonomiska potentialen för kraftvärmeutbyggnad till år 2015 med hänsyn tagen till företagens aktuella planer. Resultatet är robust kring nivån 15 TWh. Känslighetsanalyserna uppvisar intervallet 11,8-18,6 TWh el per år i kraftvärmedrift.

I rapporten är de helt dominerande bränslena i grundfallet biobränslen och avfall. Naturgasanvändningen är blygsam. Det krävs relativt stora förändringar av undersökningens grundförutsättningar för att naturgas skall bli mer lönsamt än biobränsle, t.ex. ett elcertifikatpris på 0 kr/MWh kombinerat med ett naturgaspris på 115 kr/MWh.

Potentialen för ytterligare utbyggnad av kraftvärme kan således antas vara drygt 7 TWh el till år 2015 utifrån de antaganden om bränslepriser och styrmedel som använts i rapporten.

3.5 Ökad icke fossil elproduktion

Avgörande för om ökad icke fossil elproduktion leder till reducerade koldioxidutsläpp är vad som händer i elsystemet när den nya produktionen tillförs elsystemet. Tabell 3 redogör för effekter i elsystemet beroende på olika systemgränser. Bakgrunden till tabellen återfinns i Bilaga 3.

De största potentialerna för ökad icke fossil elproduktion finns i vindkraft, kärnkraft, biokraft och vattenkraft. Dessa behandlas nedan.

Det är också möjligt att bygga fossil kondensproduktion. Denna kommer i så fall sannolikt att eldas med naturgas. En sådan anläggning kan ge reducerade koldioxidutsläpp på kort sikt om systemgräns 3 används enligt Tabell 3. För övriga systemgränser ger en sådan anläggning endast ökade koldioxidutsläpp såvida inte tekniken med koldioxidavskiljning används.

3.5.1 Vindkraft

Vid översynen av elcertifikatsystemet som Energimyndigheten utförde hösten 2004 bedömdes potentialen för vindkraft¹⁴. Den naturliga potentialen är mycket stor. Den tekniska potentialen bedömdes emellertid till 30 TWh eftersom vindkraften måste samköras med reglerbar kraft i elsystemet. Den ekonomiska potentialen bedömdes också till 30 TWh i kostnadsintervallet 45-60 öre/kWh. Vindkraftens största begränsning ligger sannolikt i möjligheterna och handläggningstiderna för att få tillstånd. Av denna anledning bedömdes en *rimlig*

¹³ Sköldberg, H., ELFORSK rapport 05:37, November 2005

¹⁴ Översyn av elcertifikatsystemet, Delrapport etapp 2

potential år 2010 till 4,2 TWh inklusive befintlig produktion och begränsades främst av kända planer och hur långt dessa kommit i tillståndsprocessen. År 2004 var befintlig produktion 0,8 TWh.

3.5.2 Biobränsleeldad kraftvärme

I översynen av elcertifikatsystemet bedömdes även potentialen för biobränsleeldad kraftvärme samt tillgången på biobränslen. Den rimliga potentialen till år 2010 bedömdes till sammanlagt 4,5 TWh el och till år 2015 bedömdes den till sammanlagt 6 TWh el inklusive den dåvarande produktionen på ca 3 TWh el per år. Tillgången på biobränslen bedömdes inte utgöra någon begränsning. Ur rapporten *Kraftvärme i framtiden*¹ kan potentialen för biokraftvärme uppskattas till mellan 7,5-10 TWh el år 2015.

Potentialen för biokraftvärme begränsas av det tillgängliga värmeunderlaget, av tillväxten på värmeunderlag samt konkurrens med andra bränslen och värmeproduktionsstekniker, se avsnitt *potential för kraftvärmeutbyggnad*.

3.5.3 Vattenkraft

Även potentialen för vattenkraftsutbyggnad bedömdes i översynen av elcertifikatsystemet. Ett rimligt tillskott i vattenkraften bedömdes till drygt 0,4 TWh ökning mellan år 2002 och 2010. Av detta utgör merparten effektivisering i befintlig storskalig vattenkraft (>1,5 MW) och 50 GWh utgörs av utbyggnad av ny småskalig vattenkraft (<1,5 MW). Det bedömdes inte troligt med någon nämnvärd utbyggnad av ny storskalig vattenkraft.

Potentialen för nybyggnad av storskalig vattenkraftutbyggnad begränsas i första hand av miljöbalken. Potentialen för ytterligare småskalig vattenkraftsutbyggnad begränsas i första hand av en stark opinion mot en sådan utbyggnad vilket gör det mycket svårt att få tillstånd.

Effektiviseringspotentialen finns framförallt i de äldre anläggningarna och består av förbättringar i samband med förnyelsearbeten, t.ex. vidgade vattenvägar, förbättrad strömning genom tunnlar och kanaler, reduktion av ”spillet” förbi turbinerna, byte av turbinens löphjul samt byte av generator/transformator.

3.5.4 Elcertifikatsystemet

El från vindkraft, biobränsle och viss vattenkraft är berättigade till elcertifikat inom elcertifikatsystemet. På grund av dessa teknikers generella stödbehov avgörs utbyggnadsnivån huvudsakligen av ambitionsnivån för elcertifikatsystemet. Till år 2010 ger de gällande kvoterna en efterfrågan på drygt 11 TWh ökning av förnybar produktion jämfört med produktionen år 2002. Ökningen mellan år 2002 till år 2004 är drygt 4,5 TWh. Det finns alltså ett behov av ytterligare drygt 6,5 TWh förnybar el till år 2010.

3.5.5 Kärnkraft

Det finns utrymme för effektökningar i svenska kärnkraftverk. Idag pågår planering för såväl större som mindre effektökningar vid de svenska kärnkraftverken.

Ökning av den elektriska effekten från en reaktor kan i huvudsak ske på två sätt: att höja den termiska effekten i reaktorn eller att förbättra anläggningens elverkningsgrad genom t.ex. byte av hög- eller lågtrycksturbiner. I många fall är båda åtgärderna aktuella. För att höja reaktoreffekten krävs emellertid regeringsbeslut.

Energimyndigheten har efter samtal med kärnkraftsföretagen sammanställt de planer som finns. Sammanlagt handlar det om en ökad elproduktionskapacitet på 890 MW varav 240 MW har fått tillstånd hittills. Med antaganden om 80 % energitnyttjningsgrad skulle den ökade kapaciteten leda till ytterligare 6,2 TWh el per år. Enligt planerna ska åtgärderna för att öka kapaciteten vara genomförda år 2010.

4 Hur beräknas åtgärdskostnader

Åtgärdskostnader anges i enheten *kr/ton reducerad CO₂* och anger den totala kostnaden i kronor för att reducera 1 ton utsläpp av fossil koldioxid. Detta möjliggör en prioriteringsordning av olika åtgärder efter kostnadseffektivitet. Den åtgärd som har den lägsta kostnaden är mest kostnadseffektiv.

För att nå stora absoluta reduktioner räcker det emellertid inte att endast fokusera på lägsta åtgärdskostnad. Det är också viktigt att väga in *potentialerna* för olika åtgärder. Om de billigaste åtgärderna har små potentialer så kommer de inte att göra mycket skillnad på de totala utsläppen.

Kostnadsberäkningen

Kostnader att genomföra utsläppsreducerande åtgärder beror av flera olika faktorer såsom investeringskostnader, investeringens livslängd, kalkylränta samt och bränslepriser. I en samhällsekonomisk kostnadskalkyl inkluderas inte energi- och koldioxidskatter. Dessa utgör i sig inte en samhällsekonomisk kostnad utan kan ses som en transferering mellan olika företag och staten.

Kostnadsberäkningen är i grunden en företagsekonomisk investeringskalkyl. De uppgifter som krävs för att göra en *företagsekonomisk* investeringskalkyl är:

- *grundinvesteringen* (utbetalningar vid anskaffningen)
- *årliga inbetalningar från driften* (sålda varor och tjänster)
- *årliga utbetalningar för driften* (löner, råvaror m.m.)
- *ekonomisk livslängd* i år
- och *restvärde* vid den ekonomiska livslängdens slut [4].

Kapitalkostnaden är i hög grad beroende av vilken *ränta* och vilken *ekonomisk livslängd* (tid för avskrivning) som används i kalkylen. Valet av ränta i investeringskalkyler påverkas av investeringens ekonomiska risk men också av förväntad avkastning av kapitalet vid andra investeringar. I en företagsekonomisk beräkning används normalt en högre kalkylränta och ibland kortare avskrivningstid än i en samhällsekonomisk beräkning. Detta resulterar i högre åtgärdskostnader. Anledningen är att ett företag normalt har högre vinstkrav på en investering än vad samhället har. Den kalkylränta som används av företagen innehåller normalt lånekostnader, riskkostnader samt avkastningskrav. Den kalkylränta som används i en samhällsekonomisk beräkning tar normalt endast hänsyn till lånekostnaderna.

En annan osäkerhet är vilken livslängd som skall antas för investeringen. Ett alternativ är att använda sig av en teknisk-ekonomisk livslängd som bestäms av hur länge anläggningen kan användas med normalt underhåll. Livslängden för många anläggningar kan därutöver förlängas genom nyinvesteringar och

anläggningarna kan komma att användas i flera decennier. Det finns å andra sidan en risk att en anläggning inte kan användas under hela den teknisk-ekonomiska livslängden på grund av till exempel förändring i produktion eller genom att förändrade energipriser gör anläggningen alltför dyr att använda. Det senare kan delvis motivera korta återbetalningstider.

Även kostnaden för olika fossila bränslen påverkar åtgärds-kostnaden i stor grad. Bedömningar om framtida energipriser är behäftade med stora osäkerheter och priserna har under senare året rört sig mycket.

I de beräkningar som presenteras i denna rapport har inga samhällsekonomiska variabler, i.e. externaliteter, tagits med. Kalkylen är således en traditionell företagsekonomisk investeringskalkyl. Inga skatteeffekter eller andra styrmedel är medräknade och hänsyn har inte tagits till inflation. Kalkylräntan är således real.

Om en investering beskrivs utan inverkan av styrmedel så visar man den ”fundamentala” kostnaden. När styrmedel finns med i kalkylen så förändras sannolikt rangordningen mellan olika åtgärder på ett sätt som är svårt att förutsäga. Det är dock den verkligheten som företagen lever i och bakom ett företags investeringsbeslut så finns inverkan av olika styrmedel medräknade. Företag har även andra saker att ta hänsyn till utöver de rent ekonomiska, t.ex. driftsäkerhet, bränslediversifiering, långsiktiga strategier, ägardirektiv, m.m. Detta kan leda till investeringar som inte är de ekonomiskt mest konkurrenskraftiga på kort sikt.

För att möjliggöra *jämförbarhet* vid beräkningar av åtgärds-kostnader bör valda ekonomiska nyckeltal vara *enhetliga*, exempelvis vald kalkylränta. På samma sätt underlättar det om de systemgränser som används för att bedöma utsläppsreduktionerna är enhetliga.

Utsläppsberäkningen

Utsläppsberäkningen kommer att bero på vilken systemgräns som används. Vid en samhällsekonomisk bedömning av en åtgärds påverkan på koldioxidutsläppen bör 4 aspekter hanteras. Följande indelning beskriver den påverkan som en åtgärd kan ha på de totala utsläppen ifrån energisystemet:

1. Hjälpenergin¹⁵ (utvinning, transport, förädling av bränsle)
2. Energiomvandling (direkt förbränning hos användaren)
3. Användning av sekundära energibärare¹⁶ (el och fjärrvärme)

¹⁵ *Hjälpenergi* är ett begrepp som beskriver hur mycket primärenergi som har använts för att utvinna, förädla och transportera ett bränsle till slutanvändaren. För exemplet olja innebär detta den energi som behövs för att utvinna oljan, transportera den till raffinaderier, förlusterna i raffinaderiet samt transporten till slutkund.

¹⁶ Energibärare är t.ex. bränslen, el, hetvatten i fjärrvärme, kylt vatten i fjärrkyla, etanol och vätgas. El, hetvatten, kylt vatten, etanol och vätgas är sekundära energibärare som måste produceras ifrån andra sekundära energibärare eller *primära* energibärare som förekommer naturligt, exempelvis bränslen.

4. Export/Import av energibärare (gäller främst industrier: spillvärme, metanolframställning etc.)

För att ta hänsyn till alla fyra aspekterna måste systemgränsen sättas kring hela energisystemet, från slutanvändning ändå ut till utvinning av primärenergi. I denna studie är det företagets möjligheter att reducera utsläppen som står i fokus vilket gör att utsläppen framförallt beräknas vid punkt 2, d.v.s. systemgränsen sätts kring företaget.

Punkt 3 diskuteras i bilaga 3 där fyra möjliga systemgränser definierades för att beräkna en åtgärds påverkan på *elsystemet*.

4.1.1 Åtgärds kostnadsberäkningen i IVL:s underlagsrapport

I IVL:s underlagsrapport har åtgärds kostnadsberäkningen definierats på följande sätt:

$$\mathring{A} = \frac{Br + DU + E + A}{U}$$

\mathring{A} = Åtgärds kostnaden i SEK/ton fossilt CO₂

Br = Den årliga bränslekostnaden efter åtgärden minus den årliga bränslekostnaden före åtgärden. Om kostnaderna efter åtgärden är lägre blir alltså kostnaden negativ.

DU = Den årliga drift- och underhållskostnaden efter åtgärden minus den årliga bränslekostnaden före åtgärden. Om kostnaderna efter åtgärden är lägre blir alltså kostnaden negativ. I de flesta fall beaktas endast den rörliga drift- och underhållskostnaden, alltså den drift- och underhållskostnad som är beroende av hur mycket bränsle som används. I vissa fall, exempelvis vid nybyggnation, tas även hänsyn till fasta drift- och underhållskostnader.

E = Den årliga elproduktionen före åtgärden minus den årliga elproduktionen efter åtgärden multipliceras med elpriset på den nordiska elbörsen¹⁷. Om elproduktionen efter åtgärden är högre blir alltså denna komponent negativ.

U = De årliga fossila koldioxidutsläppen före åtgärden minus de årliga fossila koldioxidutsläppen efter åtgärden. Om utsläppen ökar behandlas resultaten separat.

A = Annuitetberäknade årskostnaden för investeringen.

¹⁷ Se Bilaga 1 med IVL's Indata för beräkningar

$$A = I \cdot \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}}$$

I = Investeringens storlek
 r = realränta efter skatt (inkluderar vinst, kapitalkostnad och risk)
 n = avskrivningstiden

5 Möjligheter att reducera nuvarande utsläpp från el- och värmeproduktion

Energimyndigheten har låtit IVL Svenska Miljöinstitutet genomföra en studie där 9 av de 13 största fjärrvärmenäten har studerats (d.v.s. drygt 50 % av de sammanlagda utsläppen från el- och värmeproduktionen, exklusive kondensdrift). Syftet har varit att genom intervjuer med ett antal energiföretag få en uppfattning av vilka åtgärder som har gjorts, håller på att göras samt planeras. Även uppgifter över kostnader för åtgärderna har inhämtats i studien.

Utgångspunkten i studien är den befintliga produktionen (utsläppen) vid de studerade anläggningarna. Det innebär att om ny produktionskapacitet byggs antas samtidigt annan produktion inom anläggningen minska. Värmeproduktionen antas därmed vara konstant och eventuell extra elproduktion som en följd av åtgärden krediteras som en intäkt i åtgärdens kostnadsberäkning men påverkar inte koldioxidutsläppen. Åtgärder som rör kondensdrift har inte inkluderats i studien.

För att få en uppfattning över hur väl de identifierade åtgärdsalternativen (i de studerade anläggningarna/näten) beskriver även de övriga anläggningarna/näten har en överslagsmässig beräkning över den genomsnittliga koldioxidintensiteten för båda grupperna tagits fram. En sådan jämförelse visar att koldioxidintensiteten är ungefär dubbelt så hög i de studerade anläggningarna jämfört med övriga anläggningar. I övriga anläggningar används totalt sett mer värmepumpar och trädbränsle samt mindre torv. Samtliga bränslen används dock i båda ”grupperna” av anläggningar. Även om inte all produktion täcks in i den gjorda studien bedömer Energimyndigheten att underlaget ger en god beskrivning av *vilka åtgärdsalternativen* som finns inom ramen för befintliga energiproducerande anläggningar¹⁸. Däremot kan inte volymen utsläppsreduktion direkt överföras från den studerade gruppen anläggningar till övriga anläggningar.

I studien ges också en indikation på vilka kostnader företagen räknar med vid genomförandet av åtgärder som reducerar utsläppen. I kostnadsberäkningen är utgångspunkten företagets perspektiv. Det innebär att kostnaden för åtgärden fördelas på den utsläppsreduktion som sker i anslutning till företagets anläggning¹⁹. Eftersom alla kostnadsuppskattningar är känsliga för indata bör kostnadsuppgifterna tolkas med försiktighet. Bl.a bränslepriserna har en stor betydelse för åtgärdskostnaderna. Beräkningarna för vissa åtgärdskostnader kan

¹⁸ Renodlade energianläggningar, ej s.k.industripannor.

¹⁹ Eventuella utsläppsminskningar någon annanstans i det svenska energisystemet (till följd av åtgärden) inkluderas inte.

variera betydligt beroende på vilka bränslepriser som väljs. I studien har några känslighetsanalyser gjorts för att visa detta. Energimyndigheten anser, trots osäkerheten i indata, att studien *bidrar* till att ge en uppfattning om den *ungefärliga* kostnadsnivån. Eftersom åtgärds kostnader kan vara specifika för olika anläggningar bör man använda gjorda beräkningar med en viss försiktighet vid mer generella bedömningar/kopplingar.

I kostnadsberäkningarna har inte skatter (koldioxidskatten) eller andra styrmedel (elcertifikatintäkt och kostnader för inköp av utsläppsrätter) inkluderats. Dessa styrmedel innebär samtliga att den fossila produktionen relativt sett blir dyrare. Åtgärds kostnaden för att reducera utsläppen skulle följaktligen bli lägre för företagen när skatter, intäkter från elcertifikat samt kostnader för att köpa in utsläppsrätter inkluderas i kalkylen. Som framkommer i studien finns det även ytterligare faktorer som inverkar i investeringsbeslutet. Exempelvis kan det vara faktorer som den upplevda osäkerheten över vilka styrmedel som kommer gälla i framtiden i kombination med hur kapitaltung investeringen är.

5.1 Resultat från den genomförda studien

Det bör inledningsvis poängteras att koldioxidutsläppen från fjärr- och kraftvärmeföretagen kan variera mycket från år till år beroende på väder och tillgängligheten hos baslastproduktionen. Spetslastproduktionen är till hög grad baserad på fossila bränslen. Det innebär att varma år med få kalla dagar förbrukas små mängder fossila bränslen. Däremot under år med många kalla dagar och eller driftstopp måste spetslastproduktionen användas mycket, vilket innebär att användningen av fossila bränslen kan öka flera gånger om. Fjärrvärme- och kraftvärmesektorns utsläpp av fossil koldioxid är alltså starkt beroende av yttre omständigheter.

I studien har 32 åtgärder identifierats och den beräknade utsläppsreduktionen av åtgärderna uppgår till sammanlagt knappt 2,2 miljoner ton fossil koldioxid, vilket motsvarar 2/3 av de totala utsläppen vid de 9 studerade fjärrvärmenäten. Produktionen i anslutning till dessa fjärrvärmenät genererar drygt 50 % av de totala CO₂ emissionerna inom kraft- och värmesektorn (exklusive utsläppen i samband med kondensproduktion)²⁰. Givet val av indata hamnar kostnaden för dessa åtgärder mellan cirka -830 kr/ton fossil koldioxid (det vill säga en intäkt) och 2 800 kr/ton med en genomsnittlig kostnad på knappt 230 kr/ton fossil koldioxid. Medianåtgärden kostar 225 kr/ton fossil koldioxid.

Eftersom resultaten präglas mycket av studiens förutsättningar och val av bränslepriser har indata till beräkningarna lagts i Bilaga 1 till denna rapport. Där redovisas även viktiga förutsättningar i arbetet samt något kort om vilken metod som använts. För ytterligare information hänvisas till IVL:s underlagsrapport ”Åtgärds kostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar”.

²⁰ Utgångspunkten vid denna andelsberäkning är utsläppen för år 2003.

Utsläppsreducerande åtgärder

De 32 identifierade utsläppsreducerande åtgärderna har grupperats i olika åtgärdstyper:

- ökning av tillgängligheten hos produktionsenheterna
- byggandet av nya avfallspannor
- konvertering från stycktorv till träflis
- konvertering från torvbriketter till träpellets
- byggandet av nya biobränsleeldade kraftvärmeverk
- konvertering från olja till träpellets
- konvertering från kol till träpellets
- övrigt²¹ (Bland annat konverteringar från naturgasvärmeverk)

I Tabell 5 och Tabell 6 återfinns både genomsnittskostnaden för åtgärderna samt genomsnittskostnaden utan de två åtgärdstyper som har en negativ kostnad: *ökning av tillgänglighet* och *nya avfallspannor*. Att de två sistnämnda åtgärderna har exkluderats i den ena beräkningen beror på att dessa åtgärdstyper avviker från de övriga. Åtgärden som innebär att tillgängligheten ökar under år 2005 kan bero på att det under det föregående året (2004) varit ett driftstopp eller driftproblem med baslastpannor. Åtgärden innebär därför att utsläppsreduktionen sker utifrån en extra ordinär situation (alltså inte normalårsutsläpp) De nya avfallspannorna byggs i huvudsak för att energiåtervinna avfall.

Tabell 5: Samtliga koldioxidreducerande åtgärderna i de nio undersökta näten indelade i åtgärdstyper, genomsnittspriset, kostnadsintervallet (SEK/ton CO₂) samt mängden reducerat CO₂ (kton)

Åtgärdstyp	Genomsnittskostnad ¹	Kostnadsintervallet		Reducerad volym CO ₂
	SEK/ton CO ₂			Kton
Ökning av tillgänglighet	- 676	- 829	- 404	64
Nya avfallspannor	- 111	- 820	249	265
Stycktorv till träflis	16	10	36	186
Torvbriketter till träpellets	152	129	258	576
Nya bio-KVV (träflis)	306	118	596	474
Övrigt	483	- 396	2 815	239
Olja till träpellets	529	337	564	89
Kol till träpellets	614	596	661	275
Totalt	228			2 169
Totalt utan negativa åtgärds-kostnader²	308			1 839

¹ Det genomsnittliga priset är viktat efter sin storlek i ton reducerat CO₂

² Det totala genomsnittspriset och den totala potentiella volymen om de två översta åtgärdstyperna inte tas med.

²¹ I posten övrigt ingår: naturgas till vegetabiliska fetter, naturgas till pellets, tallbecksolja till skogsflis (även naturgas i andra pannor ersattes), gummiflis till torrflis, olja till naturgas (i KVV). (ersätter även kolbaserad produktion), rökgaskondensering, olja till animaliska fetter, ersättning av plastrejekt med returbränsle.

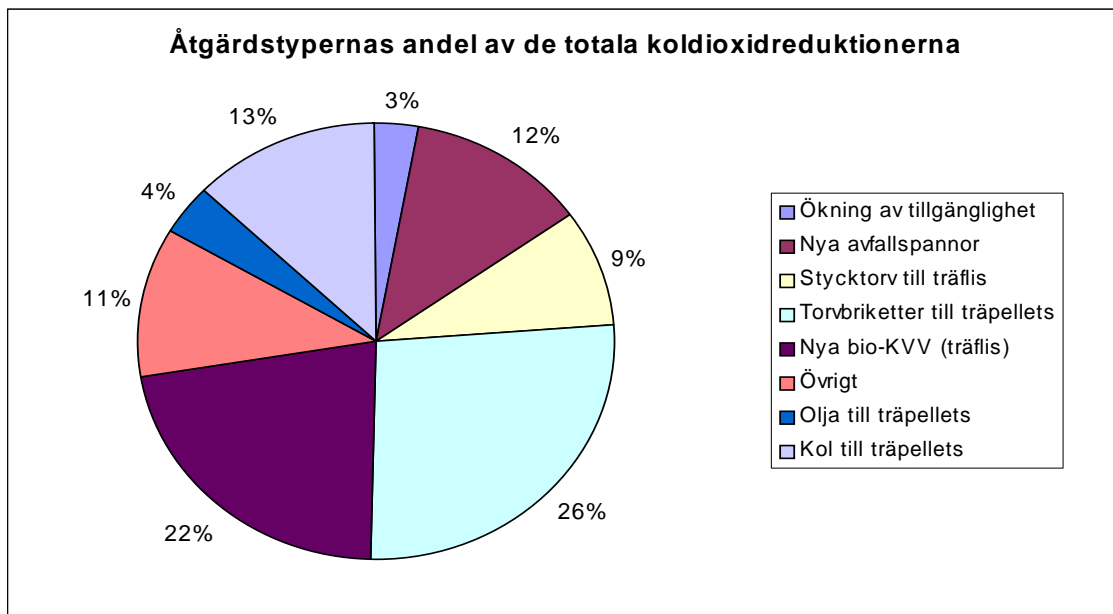
Av de 32 identifierade utsläppsreducerande åtgärderna är 8 genomförda före 2004. 13 av åtgärderna är planerade och 11 är möjliga att genomföra i framtiden. De 24 åtgärder som ännu inte är genomförda omfattar en möjlig reduktion av sammanlagt knappt 1,8 miljoner ton fossil koldioxid, vilket är knappt 2/3 av de studerade anläggningarnas sammanlagda utsläpp. Åtgärderna har en genomsnittlig kostnad på 195 kr/ton fossil koldioxid och finns sammanfattade i Tabell 6. Att åtgärdskostnaderna inom samma åtgärdsgrupp varierar beror bl.a. på vilken produktion som ersätts vilket varierar i de anläggningar där åtgärden genomförs. Det kan också skilja i investeringskostnad beroende på vilken teknik som väljs och hur förutsättningarna ser ut vid anläggningen. I posten övrigt ingår en rad olika åtgärder, vilket förklarar den stora kostnadsvariationen, se fotnot 21.

Tabell 6: Tabellen redovisar de 24 koldioxidreducerande åtgärderna som år 2004 ännu inte genomförts.

Åtgärdstyp	Genomsnitts-kostnad	Kostnads Intervallet		Volym CO ₂
		SEK/ton CO ₂		kton
Ökning av tillgänglighet	-676	-829	-404	64
Nya avfallspannor	0	-475	249	221
Stycktorv till träflis	16	10	36	186
Torvbriketter till träpellets	152	129	258	576
Nya bio-KVV (träflis)	306	118	596	474
Övrigt	647	-88	2 815	86
Olja till träpellets	529	337	564	89
Kol till träpellets	653	622	661	80
Totalt	195			1 777
Totalt utan negativa åtgärds-kostnader	262			1 491

Anm: För innehåll i posten övrigt se fotnot 21

I Figur 9 visas åtgärdernas andel av de totala möjliga koldioxidreduktionerna. Konverteringarna bort från torv är den, till volym, största åtgärderna och tillsammans står de för en tredjedel av den totala reduceringsvolymen. Investeringar i träfliseldade kraftvärmeverk och avfallspannor leder till en minskad användning av kol och torv, vilket ger en stor reduktion av koldioxidemissionerna.

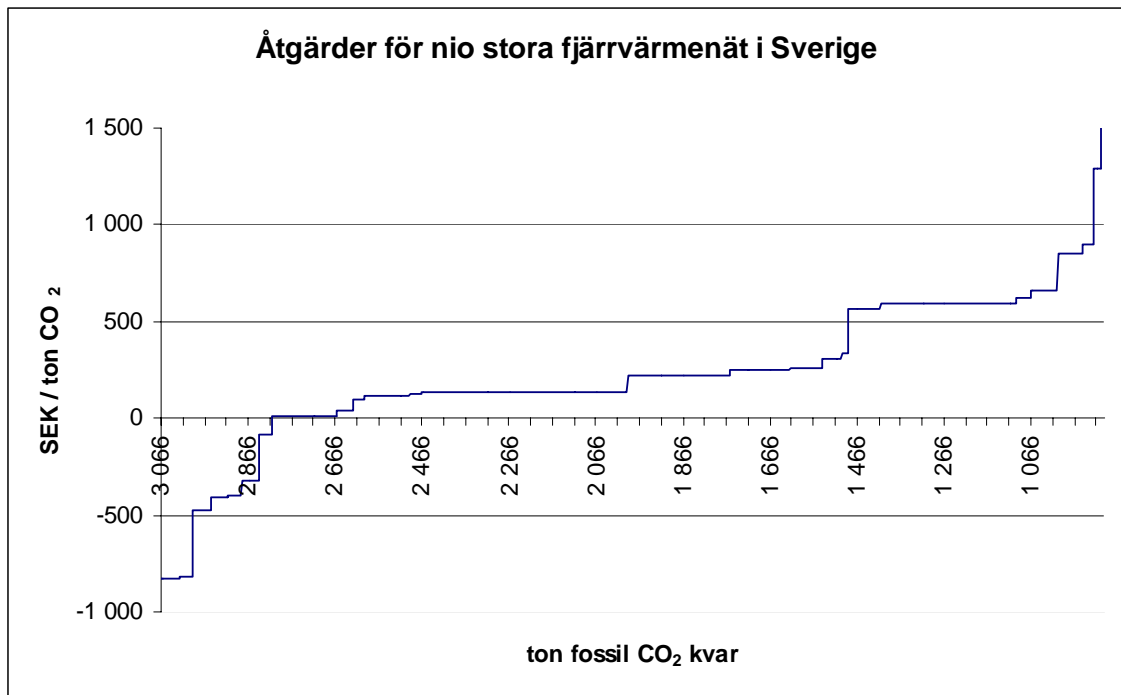


Figur 9 Åtgärdstypernas andel av den totala volymen av gjord och möjlig reduktion av CO₂

Anm: Figuren inkluderar alla de 32 utsläppsreducerande åtgärderna.

De 32 utsläppsreducerande åtgärderna har i Figur 10 sorterats efter kostnad och inte enligt den ordning som de har genomförts eller troligen kommer att genomföras. Att åtgärderna troligen inte genomförs i figurens kostnadsordning beror bl.a. på att styrmedel inte inkluderats i beräkningen. En annan viktig faktor är att de olika åtgärderna tar olika lång tid att genomföra. Exempelvis kan det vid en investering i en ny avfallspanna ta flera år från investeringsbeslut till driftstart medan en konvertering i en befintlig panna från exempelvis torv ofta går att genomföra på ett år. Så trots att en åtgärd är billigare kan det ta betydligt längre tid att genomföra den.

Figuren ger en översiktlig bild över åtgärdernas olika kostnad och storlek (mätt i ton koldioxid). Åtgärderna leder till en reduktion av cirka 2/3 av utsläppen från de undersökta fjärrvärmeföretagen. Majoriteten av resterande utsläpp är dyrare att genomföra eftersom det innebär ersättning av avfallsbränsle eller spetslastproduktion som används väldigt sällan. Av ”de resterande utsläppen” utgör avfall knappt 2/3 och den fossilbaserade spetslasten drygt 1/3.



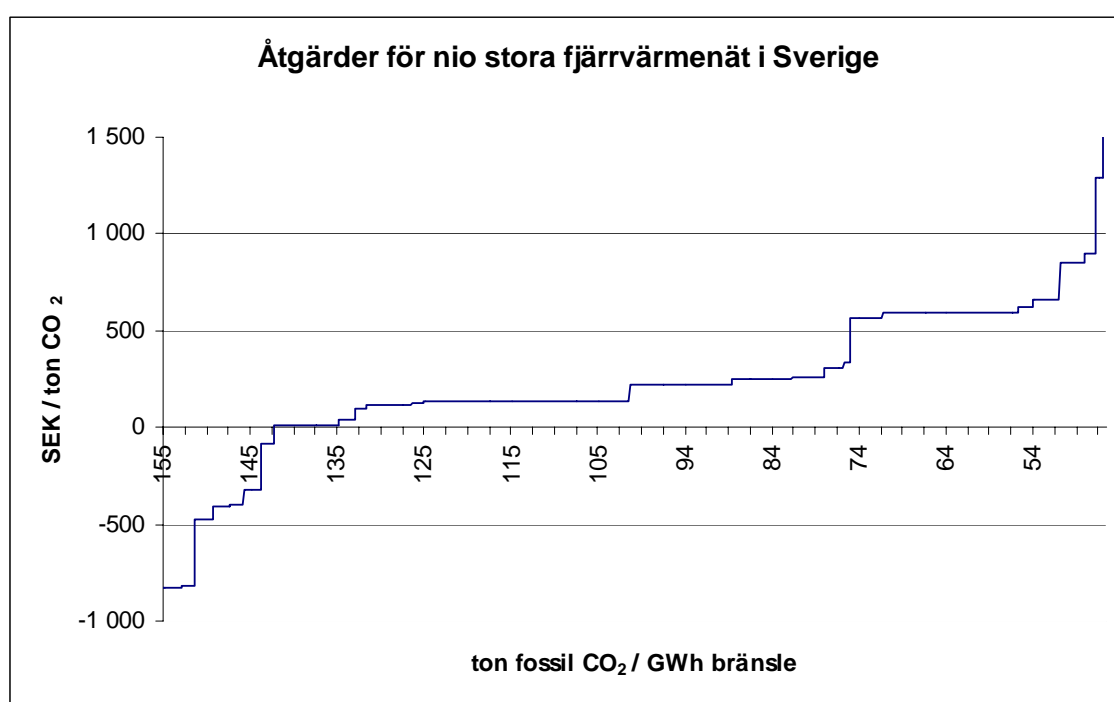
Figur 10 32 utsläppsreducerande åtgärders kostnad och omfattning (storlek i ton CO₂).

Det bör påminnas om att skatter och andra styrmedel inte har inkluderats i beräkningarna. Det innebär att det från Figur 10 inte går att utläsa vilka åtgärder som kommer att genomföras utifrån en viss prisnivå på utsläppsrätterna trots att studien har ett företagsperspektiv. Förutom att styrmedlen påverkar vilka åtgärder som är lönsamma att göra är en annan viktig förklaring att fossila koldioxidemissioner från avfall har inkluderats i denna studie till skillnad från hur avfall behandlas i utsläppshandelssystemet. Det bör också poängteras att de beskrivna åtgärderna är specifika för respektive anläggning och att det därför inte är självklart att åtgärdskostnaderna kan tillämpas på andra anläggningar.

En effekt av att inte ta med skatter och ekonomiska styrmedel är att en del till synes dyra åtgärder faktiskt är lönsamma för företagen eftersom de inkluderar skatter och andra intäkter/kostnader av styrmedel i sina beräkningar. Konvertering från kol till träpellets som kostar cirka 600 kr/ton fossil koldioxid i denna studie skulle exempelvis bli lönsam om man räknar in koldioxidskatten och höga priser för elcertifikat (250 kr/MWh) och utsläppsrätter (30 euro per ton). Företagens miljöpolicy, lokala politiska beslut och bedömningar om framtida kostnader för att släppa ut koldioxid kan dock göra att investeringen genomförs innan priserna kommit upp till dessa nivåer. Å andra sidan förekommer åtgärder som enligt rapportens beräkningar är lönsamma att göra, men som av företagen anses vara mindre ekonomiskt fördelaktiga. Det gäller framförallt investeringstunga åtgärder. Det beror bland annat på att företagen ser stora risker med att investera inom energisektorn eftersom de anser att energipolitiken ofta är kortsiktig. Eventuella risker återspeglas i att företagen i sina beräkningar använder kortare

avskrivningstid och högre kalkylränta än vad som använts i denna studie. Kortare avskrivningstid och högre kalkylränta innebär att kostnaden för åtgärden stiger.

Figur 11 redovisar resultaten på ett annat sätt. I figuren illustreras hur långt ifrån koldioxidneutralitet fjärrvärme- och kraftvärmesystemen har kommit efter det att de identifierade åtgärderna genomförts. Skalan på x-axeln visar ton fossil koldioxid/GWh bränsle och ska jämföras med emissionsfaktorerna för olika bränslen. De viktigaste bränslena är kol som har 335 ton/GWh, olja 274 ton/GWh, torv 386 ton/GWh och avfall 90 ton/GWh. Det innebär bland annat att efter att alla de 32 utsläppsreducerande åtgärderna har genomförts så kommer utsläppen från förbränning i avfallspannorna att ha dubbelt så höga utsläpp per GWh bränsle som de nio stora fjärrvärmenäten har i genomsnitt.



Figur 11 32 utsläppsreducerande åtgärders kostnad och omfattning (storlek i ton CO₂)

Anm. Sorterade efter pris. x-axeln visar hur långt ifrån koldioxidneutralitet de nio fjärrvärmenäten har kommit efter att genomfört de olika åtgärderna.

Utsläppshöjande investeringar

Förutom de utsläppsreducerande åtgärder som anges i Tabell 5 och Tabell 6 ovan finns i de studerade fjärrvärmenäten ett fåtal utsläppshöjande "åtgärder" i form av nyproduktion av naturgas KV/KVV²². Om både beslutade och planerade investeringar genomförs kan utsläppen komma att öka med upp till 2 miljoner ton

²² Kraftverk (KV) och kraftvärmeverk (KVV). Vid ett kraftverk produceras enbart el, medan vid ett kraftvärmeverk produceras el och värme parallellt.

fossil koldioxid från de aktuella anläggningarna²³ se Tabell 7. Beslutade ”åtgärder” som kommer att höja utsläppen från 2004 års nivå omfattar knappt 0,5 miljoner ton fossil koldioxid.

De investeringar som leder till högre utsläpp finns inte med i tabellerna ovan eller de sammanfattande figurerna eftersom den styrs av andra förutsättningar än de andra åtgärderna.

Tabell 7: Utsläppshöjande investeringar (totalt 5 stycken) fördelade på två typer

Åtgärdstyp	Genomsnitts-kostnad	Kostnadsintervallet		Ökning av CO ₂
	SEK/ton CO ₂			kton
Ny KV/KVV med naturgas	58	-43	104	2 057
Överföringsledning	-46	-925	362	8
Totalt	58			2 065

Anm: I denna tabell innebär en positivt åtgärds kostnad att det kostar företagen att öka sina utsläpp. Om den är negativ så är det lönsamt att öka sina utsläpp med förutsättningar som används i studien.

Investeringar i nya naturgas-KVV ger en stor ökning av elproduktion, speciellt gäller det för de anläggningar som antas användas även för kondensdrift. Investeringarna är utsläppshöjande hos företagen, men kan bli utsläppssänkande om en annan systemgräns används. Se vidare i bilaga 3. Åtgärds kostnadsbegreppet är inte lika entydigt vid utsläppsökningar.

5.2 Känslighetsanalyser

För att undersöka hur resultatet påverkas av att indata ändras har en känslighetsanalys gjorts. Analysen täcker inte in alla indata utan ett urval av parametrar har valts (ett antal bränslepriser samt realräntan).

För de valda parametrarna har ett min- respektive maxvärde använts. I Tabell 8 och Tabell 9 framgår det vilka min- respektive maxvärden som använts för de valda parametrarna. För mer detaljerad information kring känslighetsanalysen hänvisas till IVL:s underlagsrapport ”Åtgärds kostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar”.

I verkligheten är bränslepriserna i olika stor utsträckning beroende av varandra. Bränslepriset är också i de flesta fall den viktigaste komponenten i en anläggnings rörliga produktionskostnad och många gånger en svår faktor för företagen att bedöma. Flera fossilfria bränslen prissätts utifrån de bränslen som de kan tänkas ersätta inklusive skatter och styrmedel. Även förändringar i skattenivåer kan därmed påverka priserna på de fossilfria bränslena. I den gjorda känslighetsanalysen tas ingen hänsyn till att de olika bränslepriserna kan påverka varandra.

²³ Hur stora utsläppen beror på hur mycket de används i kondensdrift vilket helt styrs av nivån på elpriset.

Störst påverkan på den totala åtgärdskostnaden för de utsläppsreducerande åtgärdstyperna har maxvärdet för priset på olja, minvärdet för priset på träpellets samt maxvärdet för realräntan. För de utsläppshöjande åtgärdstyperna har elpriset störst inverkan. Eftersom bränslepriserna har en inbördes påverkan på varandra är det vanskligt att dra för långtgående slutsatser av en ändring i endast ett av bränslepriserna. Tydligt är dock att prisbedömningen påverkar åtgärdskostnaden och att högre fossila priser (givet att kostnaderna för de alternativa bränslepriserna/produktionsslagen inte stiger lika mycket) sänker åtgärdskostnaderna. Om det finns förväntningar om stigande fossila priser ökar troligen intresset från företagen att undersöka möjligheten att genomföra åtgärder. En högre avkastningsränta (som kan spegla att företagen upplever en relativt hög risk med investeringen) gör de kapitaltunga åtgärderna relativt sett mer kostsamma.

Tabell 8: Åtgärdskostnadernas känslighet för variation av bränslepris, fortsätter i Tabell 9

Utsläppsminskande	Volym (kton)	SEK / ton CO ₂	Förändring i åtgärdskostnad (SEK / ton CO ₂)							
			Olja Eo5		Stenkol		Torvbrik		Stycktorv	
Min- och maxpris (SEK/MWh)			85	395	50	75	128	240	110	150
Ökning av tillgänglighet	64	-676	264	-626	13	-20	0	0	0	0
Nya avfallspannor	265	-111	129	-306	23	-35	27	-15	2	-3
Stycktorv till träflis	186	16	0	0	0	0	0	0	41	-62
Torvbriketter till träpellets	576	152	0	0	0	0	186	-104	0	0
Nya bio-KVV (träflis)	474	306	15	-35	15	-22	37	-21	0	0
Övrigt	239	483	63	-151	3	-5	0	0	2	-3
Olja till träpellets	89	529	207	-490	7	-10	0	0	0	0
Kol till träpellets	275	614	6	-15	29	-44	0	0	0	0
Totalt minskande åtgärder	2 169	228	43	-102	11	-16	61	-34	4	-6
Utsläppshöjande										
Nytt naturgas-KV /-KVV	2 057	58	3	-7	7	-10	0	0	0	0
Överföringsledning	8	-46	87	-206	-9	14	-181	101	-54	82
Totalt höjande åtgärder	2 065	58	3	-8	7	-10	-1	0	0	0

Anm: Under varje indatatyp anges ett min- respektive ett maxvärde som använts i känslighetsanalysen. Siffrorna som anges är förändringar (kolumn 3 och 4) av den framräknade genomsnittskostnaden för åtgärdsgruppen (kolumn 2)

Tabell 9 Fortsättning av Tabell 8, åtgärdskostnadernas känslighet för variation av bränslepris och realränta

Utsläppsminskande	Volym (kton)	SEK / ton CO ₂	Förändring i åtgärdskostnad (SEK / ton CO ₂)									
			Avfall		Skogsflis		Träp.		El		Räntan	
Min- och maxpris (SEK/MWh)			-140	-260	110	160	160	300	200	400	4%	12%
Ökning av tillgänglighet	64	-676	153	-153	0	0	0	0	-62	69	-1	4
Nya avfallspannor	265	-111	468	-468	18	-26	4	-2	-22	25	-221	758
Stycktorv till träflis	186	16	0	0	-52	78	0	0	0	0	0	0
Torvbriketter till träpellets	576	152	0	0	0	0	-233	129	0	0	-3	12
Nya bio-KVV (träflis)	474	306	-6	6	-104	155	23	-13	94	-105	-72	246
Övrigt	239	483	0	0	-24	35	-99	55	-20	22	-33	112
Olja till träpellets	89	529	0	0	3	-4	-324	180	0	0	-16	54
Kol till träpellets	275	614	0	0	0	0	-270	150	0	0	-5	18
Totalt minskande åtgärder	2 169	228	60	-60	-27	41	-115	64	14	-16	-49	167
Utsläppshöjande												
Nytt naturgas-KV /-KVV	2 057	58	0	0	3	-5	40	-22	302	-336	-39	135
Överföringsledning	8	-46	0	0	-181	272	584	-324	417	-465	-326	1 118
Totalt höjande åtgärder	2 065	58	0	0	2	-4	42	-23	303	-337	-40	139

6 Ny el- och värmeproduktion

Ny kapacitet i el- och värmeproduktion byggs för att möta en ökande efterfrågan och/eller för att ersätta en äldre befintlig produktionsanläggning. Ytterligare en anledning kan vara att den befintliga anläggningen inte längre är lönsam p.g.a. ändrade ekonomiska förutsättningar. En ökande efterfråga syns på marknaden genom att elpriserna och värmepriserna stiger. Vid investeringar som görs för att öka kapaciteten för värmeproduktion behövs också ett tillräckligt värmeunderlag för att investeringen ska vara lönsam.

I detta kapitel visas först de produktionskostnadskalkyler som Energimyndigheten tog fram i samband med uppdraget att konstruera riktmärken för el- och värmeproduktion²⁴. Dessa kalkyler ger en indikation på vilka de ekonomiska förutsättningarna är för olika typer av anläggningar. Någon åtgärds kostnad är inte beräknad eftersom kalkylen inte innehåller något antagande om effekter i form av utsläppsreduktioner.

När en ny anläggning byggs för att möta en långsiktig ökning i efterfrågan på el och värme sker inte direkt någon utsläppsreduktion genom att annan produktion ersätts. Istället kan man säga att utsläpp undviks under förutsättning att den nya anläggningen har relativt sett lägre utsläpp av koldioxid per producerad enhet energi än den anläggning som utgör referensen i analysen. Hur mycket utsläpp som undviks beror på vilken produktion som antas byggas i referensfallet. Om ett kortare tidsperspektiv avses kan det i vissa fall vara lämpligt att utgå från att annan produktion inom ramen för det *befintliga* nordiska elsystemet ersätts. I det avslutande avsnittet i detta kapitel redovisas beräkningar gjorda med modellen CORED²⁵. I modellen kan olika referensfall (referensvärden) för elproduktion och fjärrvärmeproduktion användas beroende på vilken systemgräns och vilket tidsperspektiv som analyseras.

Om det är en gammal förbränningspanna eller en olönsam anläggning som ersätts med en ny beror utsläppseffekten på vilken produktion som byggs och vilken produktion som ersätts.

²⁴ Bränsleoberoende riktmärken i energisektorn – Beräkning av riktmärken och bedömning av att använda bränsleoberoende riktmärken som grund för tilldelning av utsläppsrätter i handelsperioden 2008-2012.

²⁵ Modellen är framtagen inom ramen för ELFORSK projekt nr 2325 ”Kostnad och potential för åtgärder i Sverige att minska koldioxidutsläppen”, december 2005.

6.1 Produktionskostnader för nya anläggningar

Det är många faktorer som spelar in vid etablering av ny produktionskapacitet. Ekonomiska parametrar som kapitalkostnad, vald kalkylränta och avskrivningstid påverkar kostnadskalkylen. Andra viktiga faktorer är vilka styrmedel som finns samt hur företagen uppfattar energi- och klimatpolitiken. Ett nytt kraftvärmeverk eller värmepanna behöver också ett värmeunderlag för att distribuera värmen. Valet av bränsle påverkas också av omkringliggande infrastruktur och vart i landet en ny anläggning planeras. Därutöver kan långsiktiga ägarstrategier ha betydelse för vilka investeringar som görs.

I figurerna 12-15 visas el- och värmeproduktionskostnader²⁶ i ett antal nya typanläggningar. Både elproduktionskostnaden (där värmen krediteras) och värmeproduktionskostnaden (där elen krediteras) visas. I beräkningen är de antagna priserna (bränslepriser, elcertifikatspriser och utsläppsrättspriser) viktiga för vilket resultat som fås. I tabellerna nedan förklaras anläggningsförkortningarna samt vilka priser och styrmedel som använts redovisas. En eventuell gratis tilldelning av utsläppsrätter är inte inkluderad. I Energimyndighetens riktmärkesarbete hanterades en eventuell gratis tilldelade mängd utsläppsrätter genom att kapitalkostnaden reducerades. Se Energimyndighetens studie ”Bränsleoberoende riktmärken i energisektorn” för mer en fördjupad diskussion kring ämnet. Övriga antaganden för olika typanläggningar finns redovisade i bilaga 2.

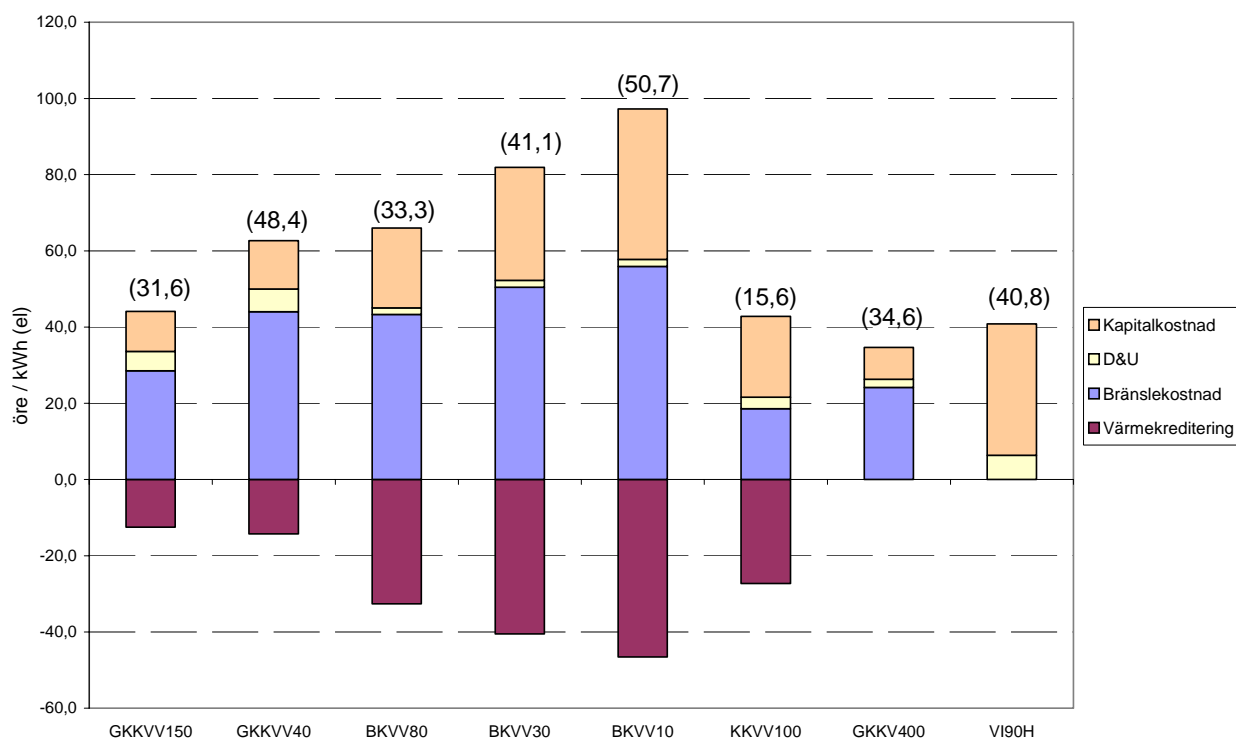
I produktionskostnadsfigurerna anges kostnadsposterna på den positiva y-axeln och intäktsposter på den negativa y-axeln. Summan av dessa utgör produktionskostnaden och anges i parentes ovanför stapeln.

Bränsle	Pris	Emissionsfaktor
	Kr/MWh	tCO ₂ /GWh
Naturgas	140	201
Flis	150	0
Kol	60	334
Olja	160	276

²⁶ Vid beräkningar av produktionskostnader är det viktigt att komma ihåg att det även finns andra faktorer utöver de som kan inkluderas i en investeringskalkyl som påverkar investeringsbeslutet.

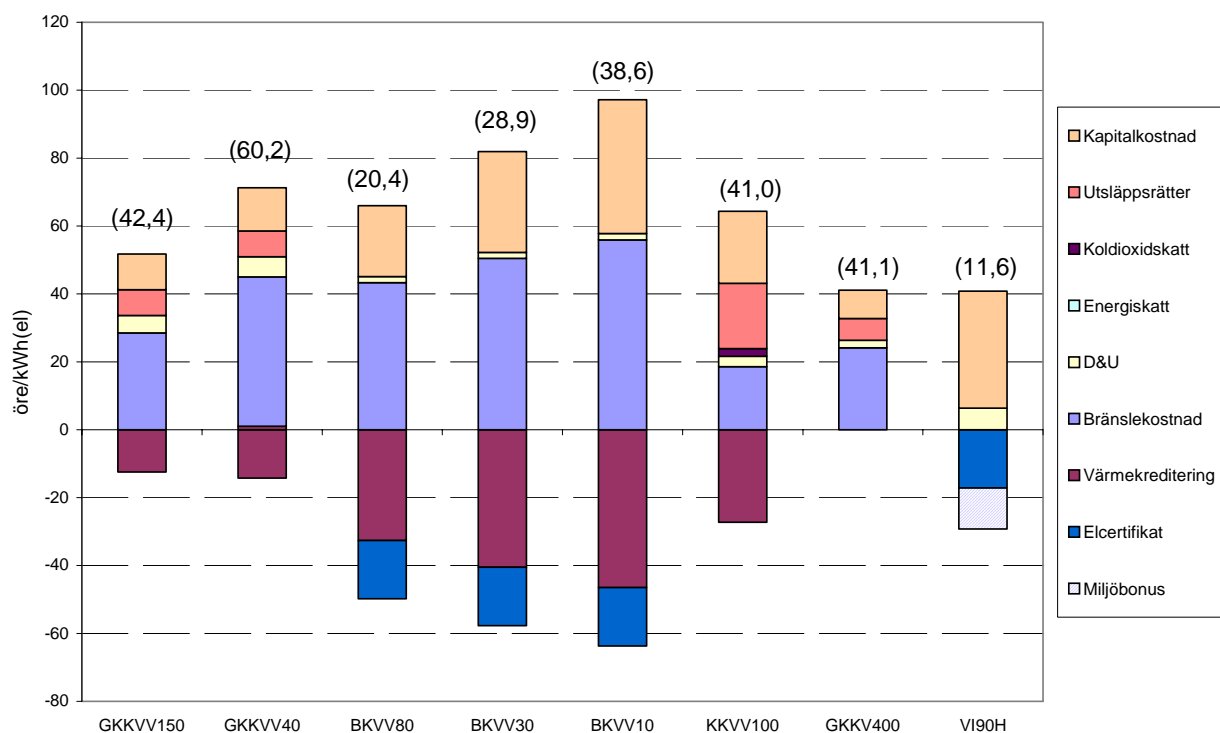
Styrmedel m.m.		
Elpris (kreditering)		300 kr/MWh
Fjärrvärmekred.		150 kr/MWh
Utsläppsrättspris		20 Euro/ton CO ₂
Elcertifikatpris		200 kr/MWh
Koldioxidskatt		
Kondenskraft		0 kr/ton CO ₂
Högeff.kraftvärme		0 kr/ton CO ₂
Övrig kraftvärme		60 kr/ton co ₂
Värmeverk		780 kr/ton CO ₂

Förkortning	Produktionsteknik
GKKVV40	Naturgaskombi, kraftvärme, 40 MW _{el}
GKKVV150	Naturgaskombi, kraftvärme, 150 MW _{el}
BKVV3	Biobränsle, kraftvärme, 3 MW _{el}
BKVV10	Biobränsle, kraftvärme, 10 MW _{el}
BKVV30	Biobränsle, kraftvärme, 30 MW _{el}
BKVV80	Biobränsle, kraftvärme, 80 MW _{el}
KKVV100	Kol, kraftvärme, 100 MW _{el}
GKKV400	Naturgaskombi, kondens, 400 MW _{el}
BHVC100	Biobränsle, hetvattencentral, 100 MW värme
OHVC100	Olja, hetvattencentral, 100 MW värme
VI90H	Vindkraft, havsbaserad, 30 x 3 MW _{el}



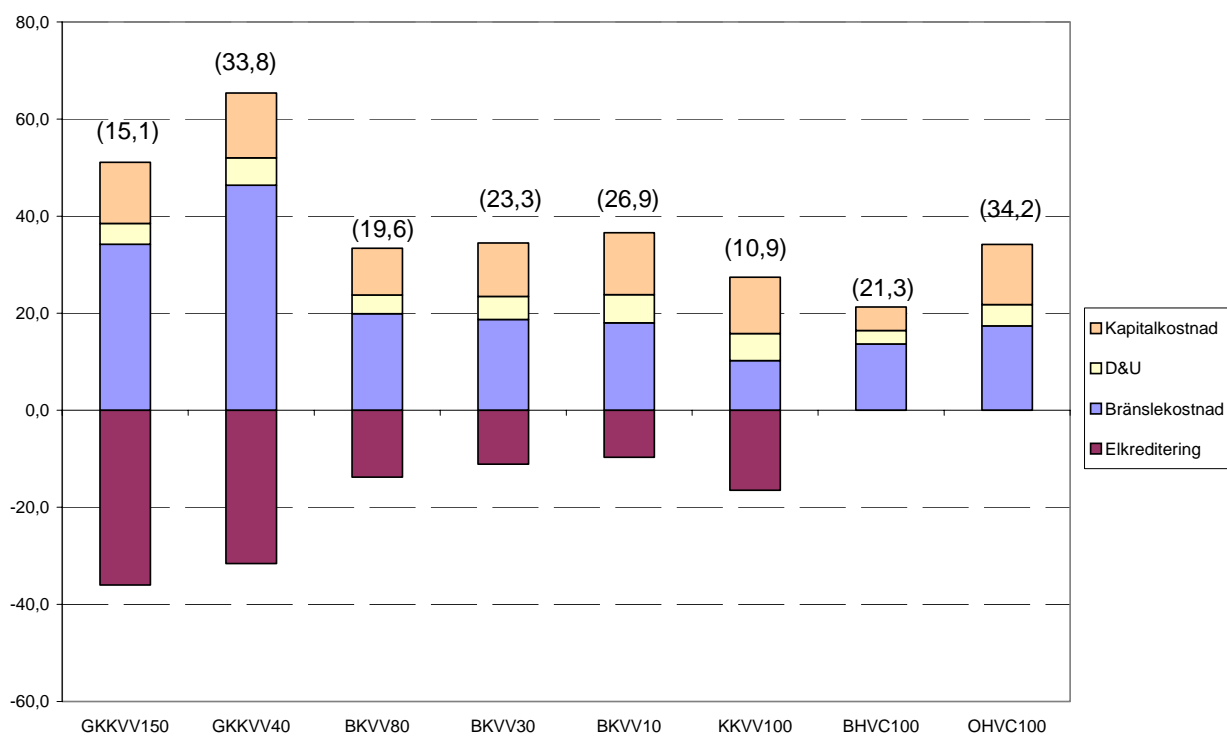
Figur 12 Elproduktionskostnader för olika typanläggningar, utan styrmedel.

Källa: Bränsleoberoende riktmärken, Energimyndigheten.



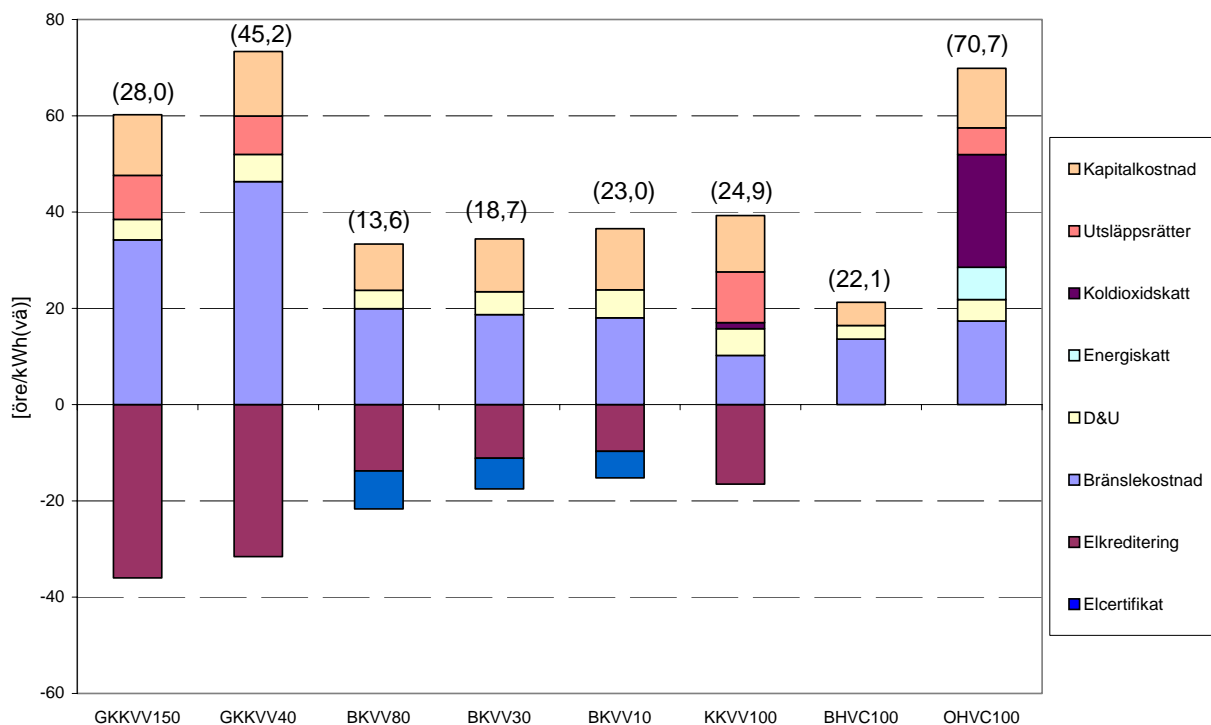
Figur 13 Elproduktionskostnader inklusive styrmedel

Källa: Bränsleoberoende riktmärken, Energimyndigheten.



Figur 14 Värmeproduktionskostnader, utan styrmedel.

Källa: Bränsleoberoende riktmärken, Energimyndigheten.



Figur 15 Värmeproduktionskostnader, med styrmedel

I figur 12 syns det, givet vald indata och *utan styrmedel*, att produktionskostnaden för el är ungefär lika stor för den största bibränslebaserade kraftvärmeanläggningen (80 MW) och den största naturgasbränslebaserade kraftvärmeanläggningen (150 MW). Kolkraftvärmeverket uppvisar den lägsta kostnaden p.g.a. ett betydligt lägre bränslepris. Produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft ligger i nivå med kostnaden för bibränslekraftvärmeverket på 30 MW. I samtliga kalkyler har 7 % ränta används. För närvarande är marknadspriserna för vindkraftsutrustning höga vilket medför att den produktionskostnad för vindkraft som anges i figur 12 kan vara underskattad. Kostnaden för bibränslekraftvärmeanläggningen liksom även för gaskraftvärmeanläggningen är starkt beroende av priset för bibränsle. Några känslighetsberäkningar redovisas dock inte här.

När styrmedel inkluderas i beräkningen ökar den bibränslebaserade kraftvärmeanläggningens och den havsbaserade vindkraftanläggningens relativa konkurrenskraft. Elproduktionskostnaden för den naturgasbränslebaserade kraftvärmeanläggningen (140 MW) hamnar ungefär i samma storleksordning som den kolbaserade kraftvärmeanläggningen (100 MW).

Förhållandena mellan de olika typanläggningarna blir ungefär desamma när det är värmeproduktionskostnaden som beräknas (elintäkten krediteras). Noteras kan att för oljehetvattenpannan blir skillnaden med eller utan styrmedel väldigt stor p.g.a. att bränsleanvändningen till ren värmeproduktion omfattas av en relativt hög koldioxidskatt.

6.2 Resultat av modellberäkningar med CORED

I detta avsnitt redovisas beräknade åtgärds kostnader för ny el eller kraftvärmeproduktion. Resultaten som presenteras är beräkningar med modellen CORED²⁷.

6.2.1 Hur ny elproduktion påverkar koldioxidutsläppen

När ny elproduktion byggs kommer den att påverka elsystemet. För att undersöka hur den befintliga produktionen påverkas eller hur annan ny produktion "undviks" när ny produktion tillkommer kan man använda olika systemgränser och tidsperspektiv. Lämpliga sådana presenteras i bilaga 3. Resultatet, både utsläppseffekterna samt åtgärds kostnaden, påverkas av vilken systemgräns och vilket tidsperspektiv som väljs.

Föreliggande rapport fokuserar på möjligheter att minska koldioxidutsläppen i Sverige till och med den första åtagandeperioden 2008-2012. Enligt systemgränserna som presenteras i bilaga 3 så påverkar tillkommande elproduktion i Sverige inte utsläppen i Sverige fram till första åtagandeperioden.

²⁷ CORED är en datormodell som tagits fram inom ramen för Elforsks projekt nr 2325 "Kostnader och potential för åtgärder i Sverige att minska koldioxidutsläpp", december 2005. Energimyndigheten har deltagit i projektets referensgrupp.

Den tillkommande elproduktionen påverkar på kort sikt endast produktion utomlands. På längre sikt kan emellertid elproduktion som byggs idag medföra att andra produktionsanläggningar med högre koldioxidutsläpp undviks/trängs undan inom ramen för det nordiska elsystemet. Exakt i vilket land de skulle ha byggts går inte att veta.

För Sveriges del är det alltså högst osäkert *om och när* ny elproduktion kommer att påverka de *svenska* utsläppen. Ny produktion i Sverige kommer för vissa systemgränser att minska utsläppen i andra länder, för andra systemgränser antas utsläppen reduceras någonstans inom ramen för det nordiska elsystemet och i ytterligare ett fall kommer utsläppen att vara oförändrade. Det sista fallet motsvaras av ett europeiskt perspektiv och där tidsperspektivet är kort, d.v.s. inom ramen för pågående handelsperiod inom EU:s handelsystem²⁸.

Ett exempel är naturgaseldade kraftvärmeverk. Kraftverken ger stora direkta utsläpp i Sverige men kan om systemgränsen vidgas visa sig ge minskade utsläpp totalt sett, mer om det nedan.

Rapporten utgår generellt ifrån företagets perspektiv. Ifrån företagets perspektiv har det marginell ekonomisk relevans hur den producerade elen påverkar utsläppen utanför företagets redovisning.

6.2.2 CORED- modellen

När åtgärdskostnaderna för en ny anläggning för el- eller kraftvärmeproduktion beräknas i CORED så jämförs den med en referens. Referensen anger systemeffekterna av den nya anläggningen, vilken el och värmeproduktion som ersätts. Elen som ersätts benämns referensel och värmen som ersätts benämns referensfjärrvärme. Modellen ger möjlighet för användaren att själv definiera dessa.

Det är lämpligt att definiera referenselen så att den sammanfaller med den marginalet som blir följd av vald systemgräns. Referensel och marginalet är alltså oftast samma sak. Referenselen representerar ett utsläpp av koldioxid men också en *kostnad* för att producera referenselen. Denna kostnad blir en inkomst för den åtgärd som beräknas. Inkomsten varierar beroende på vilken referensel som väljs.

²⁸ Genom systemet för handel med utsläppsrätter är mängden koldioxid som får släppas ut ifrån den handlande sektorn under innevarande handelsperiod i Europa bestämd i förväg. Handelsystemet gör att användningen av fossila bränslen beläggs med en kostnad motsvarande priset på utsläppsrätten och de totala utsläppen från de verksamheter som ingår i systemet regleras genom den mängd utsläppsrätter som delas ut till marknaden. En konsekvens av systemet är att om utsläppen från el- respektive värmesektorn minskar kan andra sektorer köpa utsläppsrätter och släppa ut mer. Detta medför på kort sikt att förändrade utsläpp från el- och värmeproducerande anläggningar inte påverkar de sammanlagda koldioxidutsläppen inom EU. Totalt sett minskar dock utsläppen till en given "bubbla" på ett kostnadseffektivt sett.

Referensfjärrvärme beskriver vilka anläggningar som den nya kraftvärmeanläggningen ersätter. Detta är i verkligheten specifikt för varje enskilt projekt och därför mycket svårt att generalisera på nationell basis. Den nya kraftvärmen kan också täcka ett nytt värmeunderlag och anläggningen ersätter då inte någon befintlig produktion. Referensfjärrvärmen representerar ett utsläpp av koldioxid men också en *kostnad* för att producera referensfjärrvärme. Denna kostnad blir en inkomst för den åtgärd som beräknas. Inkomsten varierar beroende på vilken referensfjärrvärme som väljs.

6.2.3 Ny kraftvärmeproduktion

De åtgärds kostnader som beräknas med modellen är till mycket stor del resultatet av vilken referens och vilken referensfjärrvärme som används vid beräkningarna. För att belysa vilka vitt skilda resultat som modellen kan ge jämförs i två anläggningar nedan utifrån fem olika val av referens och referensfjärrvärme.

Anläggningarna är ett bibränsleeldat kraftvärmeverk på 80 MW el och 174 MW värme samt ett naturgaseldat kraftvärmeverk på 150 MW el och 125 MW värme. Dessa två anläggningar producerar 780 respektive 560 GWh värme/år. Ett kraftvärmeverk dimensioneras efter värmeeffektbehov samt värmebehov. Anläggningarna är därför inte helt jämförbara med varandra men de är modellens mest lämpade för att åskådliggöra hur olika val av referensfjärrvärme och referens påverkar resultatet för naturgas- respektive bibränsleeldat kraftvärme.

Jämförelsen är viktig eftersom dessa två anläggningar *konkurrerar om ett begränsat värmeunderlag*. Om en anläggning byggs försvinner alltså möjligheten till de reduceringar som den alternativa anläggningen hade givit.

I CORED finns förslag på utgångsvärden på referensen. För el är det naturgaskondens vilket stämmer överens med kapitel 3 där naturgaskondens utgör marginalet på lång sikt för systemgränser 2, 3 och 4. Se tabell 3 och bilaga 3 för förklaring av systemgränserna. För fjärrvärme anger CORED en 50 procentig mix av avfallskraftvärme och naturgaskraftvärme som grundreferens. Detta är tänkt som en ”naturlig fjärrvärme” som skulle kunna tänkas växa fram utan styrmedel. I verkligheten ersätts en värmeproduktionsmix som i stor utsträckning är resultatet av tidigare och gällande styrmedel.

Beräkningarna är gjorda utan inverkan av ekonomiska styrmedel.

Tabell 10 Jämförelse av hur åtgärdskostnaderna beror av vilken systemgräns som används samt vilken fjärrvärme en kraftvärmeanläggning ersätter.

	Referensel	Referensfjärrvärme (Systemgräns 1)	Åtgärdskostnad (kr/ton CO ₂)	Reduktion (ton CO ₂ /år)
Gas 150	Gaskondens	50 % AvfallKVV*, 50 % GasKVV*	- 1133	46 300
Bio 80	(Systemgräns 2, 3, 4, lång sikt)		-162	261 100
Gas 150	Kolkondens	50 % AvfallKVV, 50 % GasKVV	-101	290 600
Bio 80	(Systemgräns 3, kort sikt)		-77	391 400
Gas 150	Biokraftvärme	50 % AvfallKVV, 50 % GasKVV	423	-179 600
Bio 80	(Systemgräns 1, kort/lång sikt samt systemgräns 2 kort sikt)		-391	140 600
Gas 150	Gaskondens	100 % BioVV**	535	-54 300
Bio 80	(Systemgräns 2, 3, 4, lång sikt)		-81	121 100
Gas 150	Gaskondens	50 % BioVV, 30 % VP***, 20% Olja	535	-54 300
Bio 80	(Systemgräns 2, 3, 4, lång sikt)		-81	121 100

Anm. Negativa reduktioner innebär att utsläppen ökar med denna mängd. Negativa åtgärdskostnader innebär att åtgärden är lönsam.

*KVV= Kraftvärmeverk, **VV= Värmeverk (Endast värmeproduktion. Ingen elproduktion)

***Värmepump

Anm: Förklaring av systemgränserna finns i tabell 3 och bilaga 3.

Av Tabell 10 framgår vilka skilda resultat för åtgärdskostnad och koldioxidreduktion som erhålls beroende på vilken systemgräns som väljs och vilken värmeproduktion som ersätts. Det är svårt att dra generella slutsatser. I exemplen ovan framgår dock att biobränsle är lönsamt i all fem fallen. Naturgas är lönsamt i två av fem fall. Biobränsle ger större reduktioner i samtliga fall. Naturgas ger reduktioner i två fall och ökar utsläppen i tre fall. Naturgas är den mest kostnadseffektiva åtgärden i två fall. Bio är den mest kostnadseffektiva åtgärden i tre fall.

Det mest sannolika fallet är troligen det sista i tabellen där de nya kraftverken ersätter en mix av biobränsle, värmepumpar och olja (spetslast), samt med naturgas som marginalet. Detta exempel speglar sannolikt verkligheten bäst, förutom att styrmedel inte ingår i beräkningarna.

Den mest kostnadseffektiva åtgärden ger inte nödvändigtvis de största reduktionerna av koldioxidutsläpp. I fallet kraftvärme är det nödvändiga värmeunderlaget begränsat. Om naturgaskraftvärme byggs därför att den uppvisar högst kostnadseffektivitet så minskar potentialen för att bygga biobränslekraftvärme som kan ha en marginellt mindre lönsamhet men ge en mycket större reduktion av koldioxidutsläpp.

6.2.4 Ny elproduktion

I Tabell 11 och Figur 16 nedan redovisas kostnader och potential för ny elproduktion till år 2010. I beräkningarna har modellens förutbestämda värde för både referensel och referensfjärrvärme använts. Det innebär att referensel utgörs av naturgaskondens.

I beräkningarna för ny elproduktion har Energimyndigheten gjort egna bedömningar av potentialerna för de olika produktionsslagen och alltså inte använt de förutbestämda värden som finns i modellen. Dessa produktionspotentialer nämns i samband med de beräknade åtgärdskostnaderna.

Tabell 11 Kostnader och rimlig potential för reduktion av koldioxidutsläpp från ny elproduktion

Åtgärd	Kostnad kr/ton reducerad CO ₂	Reduktion** 1 000 ton CO ₂ /år
1 Effekthöjningar i kärnkraften	-817	2 086
2 Effektivisering av storskalig vattenkraft (> 1,5 MW)	-426	135
3 Effektivisering av småskalig vattenkraft (< 1,5 MW)	-390	17
4 Landbaserad vindkraft, 2*10 MW	-13	673*
5 Havsbaserad vindkraft, 3*30 MW	67	740
6 Landbaserad vindkraft, 1*5 MW	72	673*
7 Ny kolkondens, 600 MW	78	-439
8 Ny småskalig vattenkraft (< 1,5 MW)	258	17
9 Ny storskalig vattenkraft (> 1,5 MW)	284	336

* Åtgärderna är inte adderbara

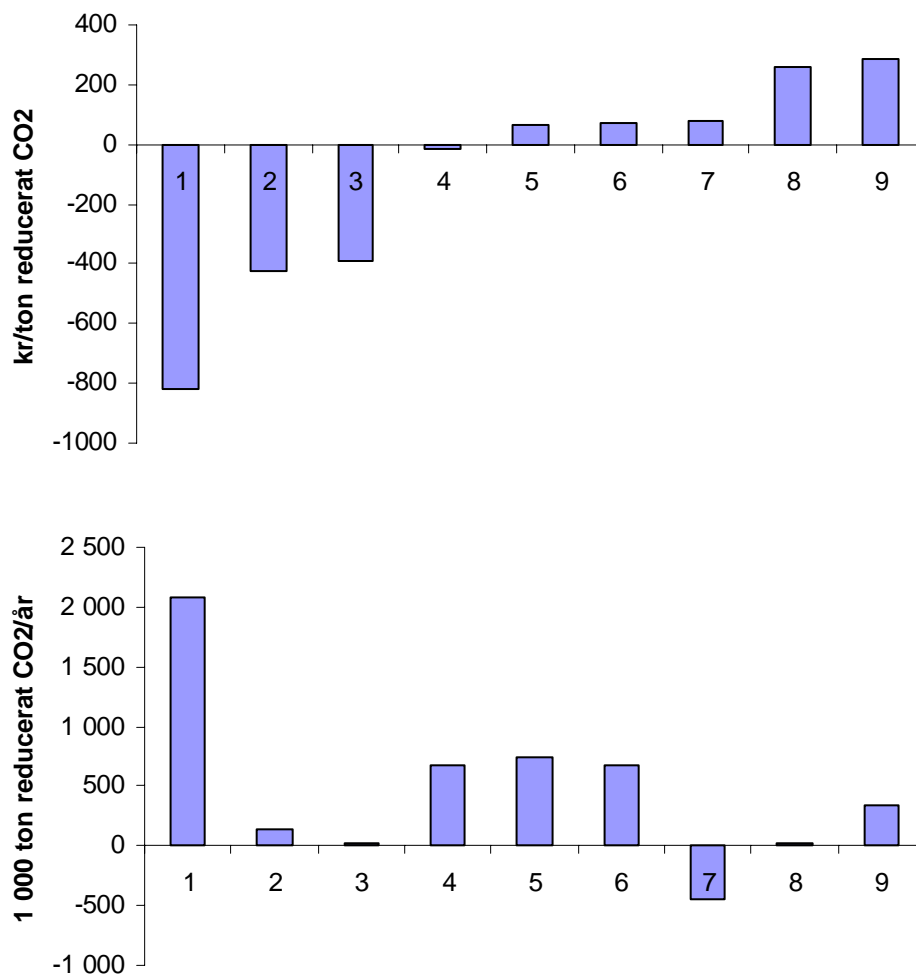
**Referensen för el utgörs av naturgaskondens. Resultatet i termer av utsläppsreduktioner kan sägas motsvara en situation där framtida utbyggnad av naturgaskondens "undviks" inom ramen för det nordiska elsystemet. Det går inte att säga i vilket land utsläppen "undviks".

Med de aktuella förutsättningar och antaganden som gjorts, visar beräkningarna att den åtgärd som får lägst specifik kostnad för en utsläppsreduktion är en effekthöjning i de svenska kärnkraftverken (nr 1 tabell och figur). De alternativ som idag utreds, och som beräkningarna baseras på, skulle kunna ge ett produktionstillskott på cirka 6,2 TWh/år fram till år 2010, vilket för Sveriges del i så fall motsvarar en möjlig reduktion av CO₂ på knappt 2,1 miljoner ton årligen med början någon gång efter första åtagandeperioden. Detta är alltså inte reduktioner utifrån dagens nivå utan utsläppsreduktionen erhålls genom undvikande av potentiella ökade koldioxidutsläpp från vald referensel, naturgaskondens i detta fall. Kostnaden ligger på runt – 800 SEK/ton CO₂, med de aktuella förutsättningarna.

Effektivisering av storskalig (nr 2) och av småskalig vattenkraft (nr 3) visar båda på negativa specifika kostnader för en utsläppsreduktion på runt -400 SEK/ton CO₂. Potentialerna bedöms av Energimyndigheten till maximalt 0,4 TWh för det storskaliga alternativet och 0,05 TWh för det småskaliga fram till år 2010, vilket

motsvarar cirka 135 000 ton respektive 17 000 ton CO₂/år, med de aktuella förutsättningarna. Vattenkraften har inga utsläpp av koldioxid och potentialen utgörs av undvikande av ökade framtida koldioxidutsläpp från vald referensel.

När produktionskostnaden för referenselen är så pass hög som för naturgaskondens blir vindkraften ekonomiskt lönsamt. Bästa ekonomiska resultat av de tre vindkraftsfallen har den landbaserade vindkraften i lite större skala (10*2 MW); den specifika kostnaden hamnar på ungefär -10 SEK/ton CO₂ (nr 4). Den landbaserade vindkraften bedöms kunna ge ytterligare tillskott på 2 TWh till år 2010 vilket motsvarar en reduktion av koldioxid med 670 000 ton. Det bör noteras att potentialerna för de båda fallen av landbaserad vindkraft inte är adderbara. Den landbaserade vindkraften i lite mindre skala (5*1 MW) (nr 6) och den havsbaserade (30*3 MW) (nr 5) får i beräkningarna ungefär samma specifika kostnad för att undvika CO₂-utsläpp, cirka 70 SEK/ton, med de aktuella förutsättningarna. För den havsbaserade vindkraften antar Energimyndigheten ett tillskott med 2,2 TWh till 2010 vilket motsvarar en potentiell framtida reduktion av koldioxid med 740 000 ton (givet naturgaskondens som referensanläggning).



Figur 16 Kostnad och rimlig potential för reduktion av koldioxidutsläpp från ny elproduktion 2010

För ny kolkondens (nr 7) kommer utsläppen av koldioxid att öka till en kostnad på cirka 80 SEK/ton CO₂ då produktionen jämförs med referenselen naturgaskondens. "Reduktionen" blir här negativ vilket betyder att utsläppen av koldioxid ökar i förhållande till vald referensel.

En utbyggnad av vattenkraften är inte en lika kostnadseffektiv åtgärde som effektiviseringarna, på grund av höga specifika investeringskostnader. Den specifika kostnaden för att undvika utsläpp av koldioxid ligger på cirka 280 SEK/ton CO₂ för utbyggnad av storskalig vattenkraft (nr 9 i figuren) och något lägre för utbyggnad av småskalig vattenkraft (nr 8). Energimyndigheten bedömer att potentialerna för ny vattenkraft till 2010 är små och sätts till 1 TWh storskalig vattenkraft och 0,05 TWh småskalig för samma tidsperspektiv, vilket motsvarar cirka 330 000 ton CO₂/år respektive 17 000 ton CO₂/år i uteblivna koldioxidutsläpp som annars producerats med referensel.

7 Förbränningsanläggningar i branscher som i övrigt inte ingår i EU:s handelsystem för utsläppsrätter.

I följande kapitel har Energimyndigheten *översiktligt* beskrivit de pannor över 20 MW som omfattas av utsläppshandelssystemet men där övriga utsläpp (utöver den som sker i förbränningspannan) inte ingår i handelsystemet. Branscher som omfattas på detta sätt i handelsystemet är: kemiindustrin, livsmedelsindustrin, verkstadsindustrin, trävaruindustrin, metallindustrin, textilindustrin samt pannor som finns på sjukhus, se vidare i Tabell 12. Dessa så kallade industripannor finns i anslutning till industrier och används vid olika processer för produktionen eller som reservkraft vid ett eventuellt el- eller värmebortfall.

De förbränningspannor som finns inom livsmedelsindustrin, kemiindustrin och verkstadsindustrin beskrivs mer grundligt²⁹. Energimyndigheten har genomfört telefonintervjuer med 30 företag inom ovan nämnda industrier som har tilldelats utsläppsrätter för handelssystemets första period. Genom telefonintervjuerna har information samlats in om vilka förbränningspannor företagen har samt deras storlek, vilka bränslen som förbränns, om några åtgärder gjorts och hur företaget ser på möjligheterna att reducera sina koldioxidutsläpp. Kontaktpersoner på företagen har vanligtvis varit miljöansvarig eller produktionsansvarig.

Naturvårdsverket har parallellt med detta arbete redovisat *”en bedömning av möjligheterna, bland annat de tekniska, att minska utsläppen från raffinaderier, koksverk, järn- och stålindustrin, mineralindustrin samt pappers- och massaindustrin”*.

I Tabell 12 finns antalet utsläppsrätter som Sverige fördelade under handelssystemets första period fördelad per bransch.

²⁹ I verkstadsindustrin ingår framförallt metallvaruindustrin, transportmedelsindustrin och maskinindustrin.

Tabell 12 Svensk tilldelning av utsläppsrätter per bransch 2005-2007

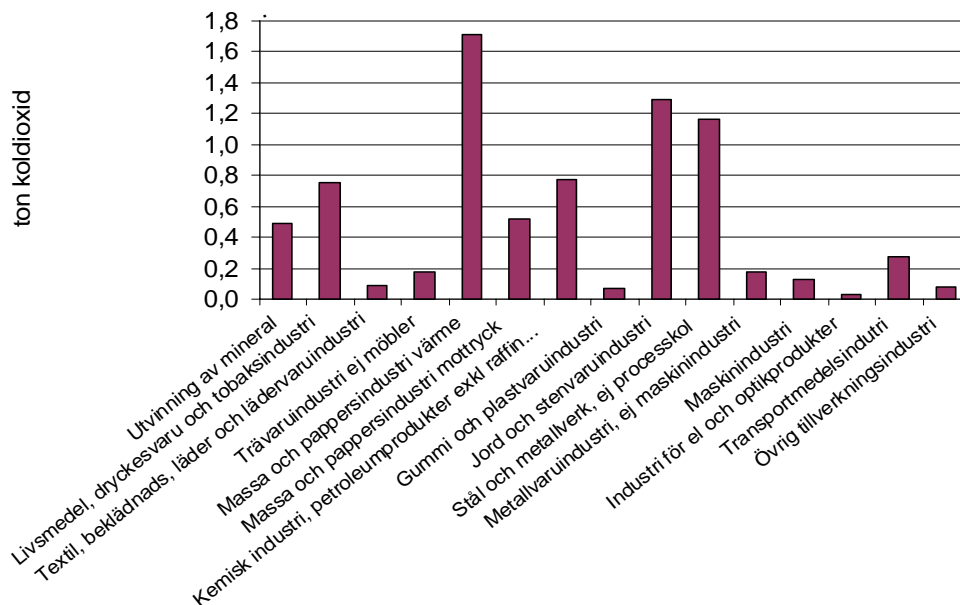
Bransch	Antal anläggningar	2005 EUA/år	2006 EUA/år	2007 EUA/år
Energi	614	5 074 038	5 213 289	5 479 918
-el- och fjärrvärme	528	3 765 628	3 892 078	4 150 587
-kemiindustri	15	583 521	592 386	590 600
-livsmedelindustri	15	328 684	331 037	337 008
-verkstadsindustri	11	73 933	74 603	75 159
-sjukhus	21	23 405	23 405	23 405
-trävaruindustrin	12	11 763	11 997	14 961
-pappersindustrin	7	245 068	245 747	246 162
-metallindustrin	2	25 145	25 145	25 145
-textilindustrin	2	16 287	16 287	16 287
-mineralindustrin	1	604	604	604
Raffinaderier	5	3 024 274	3 024 274	3 024 274
Malmstillverkning	3	438 780	438 780	472 664
Järn- och ståltillverkning	15	7 239 755	7 240 420	7 241 748
Mineral (cement, kalk, glas, keramik)	20	3 517 012	3 527 677	3 536 600
Massa- och papperstillverkning	58	2 594 737	2 639 879	2 775 572

Källa: Naturvårdsverket

Av det totala antalet tilldelade utsläppsrätter på knappt 21,9 miljoner ton har drygt 1 miljon ton eller cirka 5 % delats ut till de branscher där endast förbränningspannan omfattas av handelsystemet. Av dessa är kemi och livsmedel de branscher som fått mest antal utsläppsrätter.

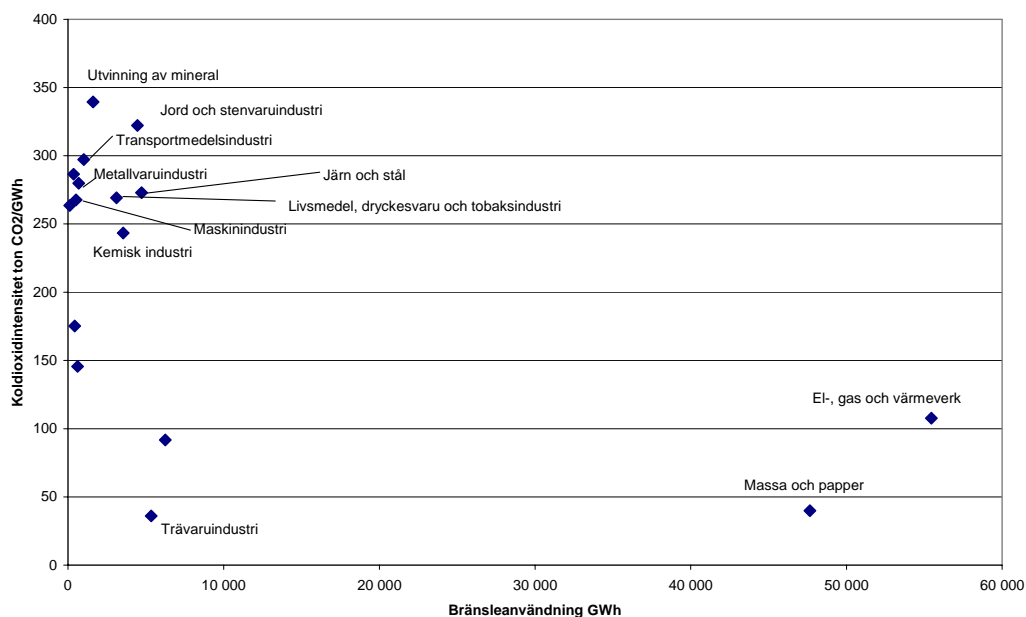
I Figur 17 redovisas statistik över utsläpp av koldioxid i industrin fördelat på branscher. I figuren ingår samtliga industribranscher alltså även de branscher där samtliga utsläpp ingår i handelsystemet. I Figur 18 redovisas branschernas koldioxidintensitet.

De flesta s.k. industripannor (förbränningsanläggningar anslutna till industriell verksamhet) som ingår i utsläppshandelssystemet finns inom pappers- och massaindustrin. Pappers- och massaindustrin är den industribransch där mest energi används men där koldioxidintensiteten är relativt låg. För livsmedels-, kemi- och verkstadsindustrin är fallet det omvända. Koldioxidintensiteten är relativt hög samtidigt som bränsleanvändningen är låg.



Figur 17 Koldioxidutsläpp i industrin fördelat på branscher

Källa: Uppgifterna i diagrammet baseras på statistik om bränslen som tagits fram av SCB på uppdrag av Energimyndigheten



Figur 18 Koldioxidintensitet och årlig bränsleförbrukning inom olika branscher år 2004

Anm: I verkstadsindustrin ingår metallvaruindustrin, maskinindustrin samt transportmedelsindustrin.

Källa: SCB, Energimyndigheten, *Energiläget 2004* och *Energiförbrukning i massa- och pappersindustrin 2000* (ÅF på uppdrag av Skogsindustrierna)

Intervjuer med 30 företag

Energimyndighetens intervjuundersökning omfattar 103 stycken industripannor, som är med i utsläppshandelssystemet, med en sammanlagd effekt om 1 440 MW. Vilka bränslen som används varierar mellan branscherna. I kemiindustrin är restbränslen vanliga medan naturgas används i relativt stor omfattning inom livsmedelsindustrin. I verkstadsindustrin används framförallt olja. I Tabell 13 redovisas pannor och bränslen uppdelade på branscherna kemi, livsmedel och verkstad.

Vissa av pannorna används endast som reservpannor vilket innebär att den sammanlagda effekten inte används hela tiden. I några av företagen finns flera pannor vilket gör det möjligt att använda den panna som har lägst rörliga produktionskostnad (lägst bränslepris). Här redovisas samtliga pannor och vilka bränslen som vanligtvis används i dessa pannor. Företaget har antingen uppskattat eller lämnat statistik. Uppgifterna utgör därför inte någon exakt uppgift över användningen av energi i de olika branscherna utan visar *ungefär* vilka olika bränslen som används och i vilken relativ utsträckning.

Mängden el som produceras i industripannorna är mycket liten och den huvudsakliga produktionen är för ånga till tillverkningsprocesser och en viss del för uppvärmning. Den el och värme som produceras används i huvudsak internt.

Tabell 13 Bränslefördelningen på undersökta industripannor uppdelade per industri

	Kemi	Andel	Livsmedel	Andel	Verkstad	Andel
MW total panneffekt	611		468		361	
Bränsle:						
<i>naturgas</i>	67	11 %	244	52 %		
<i>olja Eo1</i>	100	16 %	7	2 %	102	28 %
<i>olja Eo2-5</i>	92	15 %	165	35 %		
<i>olja WRD</i>	13	2 %	19	4 %	213	59 %
<i>Biobränsle</i>			14	3 %		
<i>Restprodukter</i>	312	51 %	6	1 %		
Elpanna	25	4 %	12	3 %	45	13 %
Antal pannor	27		35		41	

Källa: Egen sammanställning efter intervjuer med företag

I Tabell 14 redovisas SCB:s uppgifter över vilka bränslen som förbrukats i de olika industrisektorerna. De restprodukter som företagen angett att de använder finns inte inkluderade tabellen nedan.

Tabell 14 Förbrukning av bränsle inom några industrier under 2004, GWh

	Totalt	Stenkol	Koks	Biobränslen och torv	Propan och butan	EO 1	EO 2-5	Naturgas
Livsmedel ¹	3 117	0	25	0	473	583	920	1 116
Kemisk industri ²	3 547	0	0	191	273	230	983	1 871
Verkstadsindustri ³	2 325	0	104	42	518	1 037	411	214
Textilvaruindustri ⁴	355	0	0	0	109	82	151	13
Trävaruindustri ⁵	5 336	0	0	4 837	1	150	346	3

Källa: SCB

¹ Inkluderar även dryckes- och tobaksindustri, ² Inkluderar även petroleumprodukter, exkl. reffinaderier, ³ Inkluderar metall-, maskin-, transportmedelsindustrin samt industri för el och optikprodukter, ⁴ Inkluderar även beklädnads och lädervaruindustri, ⁵ Ej möbler

Ur Energimyndighetens intervjuer framkommer det att *kemiindustrin* använder restprodukter i ungefär hälften av den totala panneffekten. Dessa bränslen består av olika typer av processgaser och lösningsmedel som är en biprodukt från tillverkningen av kemiska produkter. Åtgärder som syftar till att minska användningen av olja eller naturgas sker genom att tillvarata större mängder restprodukter. Ett par anläggningar undersöker möjligheten att konvertera sina pannor till biobränsle alternativt bygga en ny panna då befintliga pannor behöver bytas ut av åldersskäl.

Livsmedelsindustrins användning av bränsle domineras av naturgas. Inom denna industri finns även den enda biobränslepannan. Pannan är helt ny och togs i drift under 2004. Drygt 10 % av företagen tar tillvara på en mindre mängd biogas från vattenreningsanläggningar i samband med produktionsanläggningen.

Verkstadsindustrin förbrukar nästan uteslutande olja och här finns inte heller stora möjligheter att förbränna restprodukter från tillverkningen.

Sammanfattningsvis kan nämnas att det finns ambitioner och miljöpolicy i företagen för att minska användningen av fossila bränslen och detta sker främst genom att effektivisera processerna. Det kan då ske genom att tillvarata större andel restprodukter till förbränning, återvinna värme från kylanläggningar eller ta tillvara på spillvärme. De åtgärder som genomförs för att effektivisera tillverkningen påverkar även användningen av fossila bränslen men åtgärden sker sannolikt inte om den inte samtidigt innebär fördelar för den övriga produktionen. Att konvertera till en biobränslepanna är en möjlighet som undersöks då befintlig panna behöver ersättas eller en större renovering. Eftersom beskattning av fossila bränslen varit betydligt lägre inom den tillverkande industrin jämfört med de renodlade värmeproducerande anläggningarna så har incitamenten att byta bränsle inte varit lika stor. Dessutom utgör inte el- och värmeproduktionen i anslutning till dessa industrier den huvudsakliga produktionen vilket kan göra att investeringar i förbränningsanläggningen prioriteras ned framför investeringar kopplade till den övriga produktionen.

Åtgärderna är anläggningsspecifika så det är svårt att göra någon generalisering av möjligheterna för anläggningarna att minska sina utsläpp av koldioxid.

8 Återkoppling till prognos

Inom ramen för det övergripande uppdraget ”att ta fram underlag till den andra fördelningsplanen” utgör denna studie *en* del. En annan uppgift har varit att tillsammans med Naturvårdsverket ta fram en prognos över utsläppen av växthusgaser till år 2010 (en uppdatering av 2004 års prognos har gjorts, Kontrollstationsprognosen). De båda arbetena har gjorts parallellt och fristående från varandra. En avstämning mellan resultaten visar dock att de bedömningar som gjorts i prognosuppdateringen går i linje med de åtgärdsalternativ som identifierats i denna studie.

För prognosåret 2010 bedöms utsläppen i den uppdaterade prognosen³⁰ att ligga på ungefär 5,2 miljoner ton från den del av el- och värmeproduktionen som ingår i den handlande sektorn. Eftersom större delen av avfallsförbränningen inte ingår i handelssystemet är utsläppen från avfallsförbränning inte inkluderad. Utsläppen från avfallsförbränningen har i prognosunderlaget flyttats över till den ”icke handlande sektorn” och uppgår till cirka 1 miljoner ton för prognosåret 2010.

I prognosbedömningen ingår tillkommande produktion i gasbränslebaserad kraftvärme som motsvarar cirka 1,7 miljoner ton koldioxidutsläpp. Det motsvaras ungefär av de ”utsläppshöjande åtgärder” som identifierades i den intervjuundersökning som IVL gjort åt Energimyndigheten.

I prognosuppdateringen har produktionen av el från förnybara energislag ökat samtidigt som användningen av framförallt torv men även olja och kol minskat något. I prognosuppdateringen görs också en bedömning av effekterna av att priset på utsläppsrätter stiger från 10 euro per ton till 25 euro per ton koldioxid fram till år 2010. Resultatet är att användningen av olja och torv beräknas minska ytterligare. Båda dessa bedömningar går i linje med de åtgärdsalternativ som identifierats i IVL:s intervjuer med ett antal el- och värmeproducerande företag och underbygger därmed slutsatsen i denna rapport att det finns möjligheter att reducera utsläppen i el- och fjärrvärmeproduktionssektorn.

Viktigt är också att påpeka att prognosbedömningen görs utgående från ett normalt år både för temperatur och för nederbörd. Det innebär att utsläppen för prognosåret inte innehåller eventuell fossil spetslastproduktion till följd av en onormalt låg vattenkraftproduktion. Dessa utsläpp har dock i denna studie bedömts vara relativt dyra att reducera.

³⁰ I kontrollstationsprognosen var motsvarande bedömning 6,2 miljoner ton. I den uppdaterade prognosen har alltså prognosen reviderats nedåt.

9 Referenser

Europaparlamentets direktiv 2003/87/EG av den 13 oktober 2003 om ett system för handel med utsläppsrätter för växthusgaser inom gemenskapen och om ändring av rådets direktiv 96/61/EG

Elforsk, *Kostnader och potential för att minska utsläppen i Sverige*, Elforskprojekt nr 2325, december 2005

IVL Svenska Miljöinstitutet, *Åtgärdskostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar*, Rapport B 1650, november 2005

Sveriges Nationella fördelningsplan för perioden 2005-2007

Energimyndigheten, *Energiläget i Sverige 2005*, ER 2005:23, november 2005

Svensk Fjärrvärme, *Statistik 2003*, Rapport februari 2005

Tidigare arbeten om potential och åtgärdskostnader

Ekström C, et Al. *Biobränsle från skogen*, En studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar. Energimyndigheten ER 9:2002

Nelson B, *Kostnader och potentialer för några sätt att minska CO₂-utsläpp i Sverige*, Vattenfall utveckling AB, 2001

Strömberg, *Kostnader och potential för några sätt att minska CO₂-utsläpp inom EU: s energisektor (elproduktion)*, European Climate Change Programme of the European Commission Working Group 2, 2001

CO₂ Project Electrabel. European Climate Change Programme of the European Commission Working Group 2, 2001

Hendricks, et Al, *Economic Evaluation of Emission Reduction of Greenhouse Gases in the Energy Supply Sector in the EU*, ECOFYS 2001

Bilaga 1– Beräkningsförutsättningar, metod och indata till underlagsrapport *Åtgärds kostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar, IVL*

Beräkningsförutsättningar

Nedan följer en sammanställning av förutsättningar för beräkningarna. För en mer utförlig beskrivning hänvisas till underlagsrapporten.

- IVL har undersökt kostnader för redan gjorda eller planerade utsläppsreducerande åtgärder för värme- och elproduktionen vid 9 fjärrvärmenät i Sverige. När data från en anläggning inte räcker till för att göra beräkningarna har referenslitteratur eller uppgifter från andra anläggningar använts.
- Enbart fossila koldioxidutsläpp genererade direkt av respektive fjärrvärmenäts kraftvärme- och värmeproduktion har beaktats. Det innebär att koldioxidutsläpp för att producera ingående bränslen inte tagits med i beräkningarna och att el betraktas som en vara utan koppling till utsläpp.
- Åtgärdsberäkningarna utgår från CO₂-utsläppen år 2004 och inte från framtida utsläppsnivåer. En del av de redovisade åtgärderna har dock genomförts före 2004.
- Kostnader eller intäkter från skatter, elcertifikat och utsläppsrätter inkluderas inte i åtgärds kostnadsberäkningarna.
- Bieffekter som nettointäkter från minskad svavelskatt och förändrad NO_x-avgift inkluderas inte.
- Värmeproduktionen vid fjärrvärmeanläggningarna antas vara konstant på årsbasis utifrån år 2004. Det innebär att i denna studie tas ingen hänsyn tas till fjärrvärmens möjligheter att ansluta nya kunder och på så sätt minska Sveriges olje- och elkonsumtion.
- Reala kalkylräntan är 6 % och den tekniska livslängden är 20 år för alla åtgärder.
- Emissionsfaktorn för torv och avfall utgår från NIR³¹ (2005). För torv är emissionsfaktorn 107,3 g/MJ bränsle (386 ton/GWh bränsle) och för avfall är emissionsfaktorn 25 g/MJ bränsle (90 ton/GWh bränsle).

Använd metod

En teknisk beskrivning av respektive anläggning på fjärrvärmenäten har gjorts utifrån miljörapporter. Detta har följts av intervjuer med i först hand miljöansvarig eller produktionschef på företaget och möjliga åtgärder har identifierats som intressanta och relevanta. Utifrån dessa informationskällor gjordes beräkningar på åtgärderna. Kostnaderna för de olika CO₂-reducerande åtgärderna baseras i första

³¹ Sweden's National Inventory Report, 2005

hand på uppgifter från det aktuella företaget (över den aktuella anläggningen) men i vissa fall har uppgifter från andra anläggningar som gjort liknande åtgärder eller från referenslitteratur använts. Målet för uppdraget är att identifiera de viktigaste åtgärderna för att minska utsläppen och vad det ungefär skulle kosta givet en rad antaganden. Efter att beräkningar och eventuella antaganden gjorts har anläggningen åter kontaktas för avstämning.

Vid åtgärdskostnadsberäkningarna har två viktiga antaganden gjorts.

- För det första har beräkningarna av åtgärdskostnaderna utgått från en föreskriven *värmeproduktion given av 2004 års nivå*. Dock kan elproduktionen påverkas uppåt eller nedåt av åtgärderna och därmed även bränsleinsatsen. El är inte kopplat till utsläpp men påverkar kostnaderna och intäkterna för åtgärden. Konstant värmeproduktion har antagits för att förenkla beräkningarna och för att det är osäkert vad en produktionsförändring skulle betyda för koldioxidutsläppen. I beräkningarna behandlas den förändrade elproduktionen genom att betrakta den som en vara som kan köpas eller säljas till det genomsnittliga priset på elbörsen Nordpool under 2003 och 2004.
- För det andra tar IVL *enbart hänsyn till koldioxidutsläppen från fjärrvärmens produktionsanläggningar*, det vill säga inte emissionerna tidigare i bränslecykeln (som i fallet med el) eller indirekt påverkan på andra emissioner (som i fallet där fjärrvärme ersätter oljeanvändning i privata hem). Avgränsningen att enbart ta hänsyn till koldioxidutsläpp från fjärrvärmens produktionsanläggningar görs för att få ett företagsperspektiv på arbetet med att minska koldioxidutsläppen. Utsläppsminskningen har alltså inte jämförts med någon form av referensel eller referensfjärrvärme.

Vid vissa av fjärrvärmensäten sker kondensdrift, alltså elproduktion utan att samtidigt ha avsättning för värmen, när det är ekonomiskt fördelaktigt. I de sammanfattande resultaten har åtgärder som rör kondensdrift i möjligaste mån tagits bort. Åtgärder för kondensdrift redovisas dock under respektive företag i resultatkapitlet³². Mängden kondensbaserad produktion styrs helt från elpriset på Nordpool samt de aktuella anläggningarnas marginalkostnad.

Bränslepriser

Bränslepriserna har i de flesta fall hämtats från referenslitteratur, se tabell 1. Det beror på att de i de flesta fall är den viktigaste komponenten vid åtgärdskostnadsberäkningarna och att det då är viktigt med samma bränslepriser för att det ska gå att jämföra de olika åtgärderna. I det här projektet används främst bränslepriser från Elforsksprojektet *Kostnader och potential för åtgärder i Sverige att minska utsläpp av koldioxid*. Den källan har i vissa fall kompletterats

³² Läs mer i underlagsrapporten: Åtgärdskostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar, IVL Svenska Miljöinstitutet, B1650.

med andra källor där bränslepriser saknats. I ytterligare andra fall har bränslepriser antagits utifrån kostnader för andra bränslen.

Tabell 1 Bränslepriser från olika källor, SEK/MWh, bränsle

	Prisdatabladet för biobränslen (STEM, 2005)	Elforsks projekt ang. Åtgärds-kost. (Elforsk, 2005) (förslag för värmeverk)	El från nya anläggningar (Elforsk, 2003)	Används i detta projekt
	[SEK / MWh]	[SEK / MWh]	[SEK / MWh]	[SEK / MWh]
Olja (Eo1)		271		224
Olja (Eo5)		177		177
Naturgas		152	130	152
Stadsgas				
Gaslöl				224
Stenkol		60	60	60
Torvpellets				200
Torvbriketter				200
Frästörv	116		120	116
Stycktorv	126		120	126
Hushållsavfall			-200	-200
Gummiflis				90
Skogsflis	138	130	130	130
Träpellets	205	250	230	250
Träbriketter		200		200
Tallbecksolja				304
Biprodukter	114	110		110
Vegitabiliska fetter				300
Animaliska fetter				180
Returträ	74	80		80
El				295
Torrflis				169
Bark				50
Plastrejekt				-100
Bränslekross				0

Anm: Främst kommer samma bränslepriser användas som används i det pågående Elforsksprojektet (Elforsk, 2005). Priser från en rad olika källor anges också för att ha något att jämföra med. För vidare beskrivning se underlagsrapporten.

Drift och underhållskostnader (referensvärden)

För nya anläggningar har data för fasta drift- och underhållskostnader tagits från *El från nya anläggningar* (Elforsk, 2003), se tabell 2 nedan. I allmänhet har de fasta drift- och underhållskostnaderna tagits med för nybyggnationen, men inte minskats ner för den anläggning som ersätts. Anledningen till det är att de befintliga anläggningarna i de flesta fall kommer att finnas kvar men användas i mindre omfattning.

Tabell 2 Data för nybyggnation av olika elproduktionsanläggningar (Elforsk, 2003).

Bränsle	Cykel	Storlek MWe	Elverk. grad (%)	Tot verk. grad (%)	Invest.- kostnad kr / We	Rörlig D&U kr / MWhbr	Fast D&U % av invest.
Biobr	Ångcykel, kraftvärme	30	30	110	16,4	23	2
Biobr	Ångcykel, kraftvärme	80	34	110	12	23	2
Avfall	Ångcykel, kraftvärme	3	17	89	80	75	3
Avfall	Ångcykel, kraftvärme	30	23	95	40	75	3
Kol	Ångcykel, kondens	400	47	-	11,5	30	1,8
Naturgas	Kombicykel, kondens	400	58	-	5,3	8	2
Naturgas	Kombicykel, kraftvärme	150	49	90	6,5	8	2
Naturgas	Kombicykel, kraftvärme	40	46	89	8	8	2

Anm: För kraftvärmeanläggningarna går det att beräkna kostnaden för värmeproduktionen med dessa data. Dessa anläggningstyper är troligen de enda som kan bli aktuella vid en nybyggnation av anläggningar för fjärrvärmeproduktion i Sverige. Kolkraftverket är dock inte aktuellt, men är med som referens.

I de fall där det har varit svårt att få tag på kostnader för drift- och underhåll från respektive företag har värden i möjligaste mån hämtats från *El från nya anläggningar* (Elforsk, 2003), se tabell 2. Dessa siffror gäller för nya anläggningar, men har i det här projektet antagits gälla även för äldre anläggningar. I allmänhet har fasta bränslen (exempelvis torv och träpellets) representerats av kolets rörliga drift- och underhållskostnader. För avfallsliknande bränslen som bränslekross och plastrejekt har en rörlig drift- och underhållskostnad på 45 kr/MWh bränsle antagits vilket är högre än för andra fasta bränslen men lägre än för avfall. För olja har i allmänhet en rörlig drift- och underhållskostnad på 15 kr/MWh bränsle antagits, vilket är högre än naturgas, men betydligt billigare än fasta bränslen. I vissa åtgärdsberäkningar har dessa värden frångåtts ifall det finns anledning till det.

Även andra data från *El från nya anläggningar* (Elforsk, 2003) används för beräkningar av nya anläggningar när data inte har kunnat fås från respektive företag.

Emissionsfaktorer för CO₂ och värmevärden för olika bränslen
Emissionsfaktorerna för CO₂ för olika bränslen varierar. Vissa bränslen har emissionsfaktorn noll. Orsaken är att dessa bränslen betraktas som koldioxidneutrala. Även för ett specifikt bränsle kan emissionsfaktorn variera beroende på kvaliteten på bränslet. I detta projekt har emissionsfaktorerna för CO₂ från NIR (Sweden's National Inventory Report) (2005) använts (se nedan). De avviker ibland på grund av ovanstående anledningar i vissa fall från de emissionsfaktorer som de undersökta företagen använt. Därför avviker våra beräknade utsläpp från de uppgifter företagen själva redovisar.

Emissionsfaktorerna anges i allmänhet i två olika enheter; ton CO₂/GWh bränsle eller g CO₂/MJ bränsle. Omräkningsfaktorn mellan de två enheterna är 3,6. I tabell 3 är några värden fetstilsmarkerade och det beror på att de emissionsfaktorerna inte är hämtade från NIR (2005). Gummiflis kommer från Uppenberg et al (2001), plastrejekt är beräknat utifrån data angivet av Nilsson (2005) och bränslekross är beräknat utifrån Söderenergis miljörapport (Söderenergi, 2005).

Tabell 3 Emissionsfaktorer, ton fossila koldioxidutsläpp per GWh bränsle

NIR (2005)		
	ton / GWh, br	g / MJ, br
Olja Eo1	267,3	74,3
Olja Eo5	274,3	76,2
Naturgas	203,4	56,5
Statsgas	279,0	77,5
Gasol	234,4	65,1
Stenkol	334,8	93,0
Torvpellets	386,3	107,3
Torvbriketter	386,3	107,3
Frästorv	386,3	107,3
Stycktorv	386,3	107,3
Avfall	90,0	25,0
Gummiflis	291,6	81,0
Skogsflis	0	0
Träpellets	0	0
Träbriketter	0	0
Tallbecksolja	0	0
Biprodukter	0	0
Vegitabiliska fetter	0	0
Animaliska fetter	0	0
Returträ	0	0
EI	0	0
Torrflis	0	0
Bark	0	0
Plastförpackningar	153,0	42,5
Bränslekross	126,0	35,0

Källa: Uppgifterna kommer från Naturvårdsverket (NIR, 2004).

Den absoluta majoriteten av miljörapporterna anger sin bränsleanvändning i GWh bränsle och i de fallen har de värdena använts direkt. I vissa fall har dock bränslemängden enbart uttryckts i ton eller m³. I de fallen har värmevärden från tabell 4 använts för att omvandla dem till bränslevärden uttryckta i GWh.

Tabell 4 Energiinnehåll och densitet för olika bränslen

	1 m ³		ton / m ³	1 ton	
	kWh	GJ		kWh	GJ
Olja (Eo1)	9 960	35,9	0,84	11 857	42,7
Olja (Eo5)	10 720	38,6	0,95	11 284	40,6
Naturgas	10,80	3,89E-02	0,75	14,40	5,19E-02
Stadsgas	4,64	1,67E-02	0,6	7,73	2,78E-02
Gasol	6 784	24,4	0,53	12 800	46,1
Stenkol	6 048	21,8	0,8	7 560	27,2
Torv (50% fukthalt), (Frästorv?)	848	3,1	0,33	2 570	9,3
Torv (35% fukthalt), (Stycktorv)	1 420	5,1	0,4	3 550	12,8
Hushållsavfall	560	2,0	0,2	2 800	10
Gummiflis (gummidäck)	3 616	13,0	0,4	9 040	32,5
Skogsflis (50% fukthalt)			-	2 330	8,4
Träpellets (11% fukthalt)			-	4 670	16,8
Träbriketter (11% fukthalt)			-	4 670	16,8
Vegitabiliska fetter?? (Safacidol)	9 711	35,0	0,92	10 556	38
Animaliska fetter	9 456	34,0	0,92	10 278	37

Källa: Alla värden förutom de för animaliskt respektive vegetabiliskt fett är från Energifakta (1998). Värdena för vegetabiliska och animaliska fetter är hämtade från en av Fortums miljörapporter (Fortum, Årsta, 2005)

Variabler för känslighetsanalysen

Känslighetsanalysen har genomförts genom att ändra bränslepriserna var för sig i den beräkningsmodell som använts av IVL för beräkningar av åtgärds kostnaderna. Max- och minvärden för de inparametrar som varierats i känslighetsanalysen återges i Tabell 5. Nedan ges en förklaring till de valda max- och minvärdena vilka har tagits fram i samråd med Energimyndigheten.

Tabell 5 Indata för känslighetsanalyserna

Bränsle	Statistik 01-04		Valt värde	Använda värden		Avvikelse från valt värde	
	Min ref	Max ref		Minvärde	Maxvärde	Minvärdets	Maxvärdets
	SEK /	SEK /		SEK /	SEK /	avvikelse från	avvikelse från
	MWh br	MWh br	MWh br	MWh br	MWh br	valt värde	valt värde
Olja Eo5	-	-	177	85	395	52%	123%
Stenkol	51	59	60	50	75	17%	25%
Torvbriketter	-	-	200	128	240	36%	20%
Stycktorv	109	126	126	110	150	13%	19%
Avfall	-	-	-200	-140	-260	30%	30%
Skogsflis	109	138	130	110	160	15%	23%
Träpellets	163	206	250	160	300	36%	20%
Ei	210	333	295	200	400	32%	36%

Den första kolumnen visar de lägsta respektive högsta årsgenomsnittspriserna under perioden 2001 till 2004, vilka har varit utgångspunkten vid känslighetsanalysen. *Använda värden* anger intervallet av bränslepriser i känslighetsanalysen. *Avvikelse från valt värde* anger hur stora variationerna är i förhållande till de värden som valts i grundberäkningarna.

För olja är skillnaden mellan valt värde och min- och maxvärde stort eftersom variationen på olja har varit väldigt stor de senaste åren. Maxpriset utgår från ett pris på 70 \$/fat råolja och minimipriset från ett pris på 15 \$/fat råolja med en växelkurs³³ på 8,23 kr/\$. Priset på råolja har de senaste åren varit uppe kring 70 \$/fat råolja som mest. Under slutet av 90-talet kunde man köpa olja för under 15 \$/fat råolja. Det priset används som minpris även om det är få som tror att oljepriset kommer att sjunka så lågt igen.

Stenkol har historiskt varierat mindre än de flesta andra bränslen och därför varierar det priset mindre än de 30 % som är utgångspunkten. Ökad internationell efterfrågan har drivit upp priset på senare tid och därför har en större skillnad för maxvärdet än för minvärdet valts.

Torvbriketter antas förändras lika mycket som träpellets eftersom torvbrikettspriset är beräknat utifrån priset på träpellets. Dock undersöks variationerna separat i känslighetsanalysen. Torvpellets och träbriketter antas vara kopplade till varandra och ändras samtidigt i känslighetsanalysen. Priset på stycktorv har de senaste åren legat relativt konstant och därför varierar den parametern mindre än de 30 % som är utgångspunkten.

³³ Dagens Industri, 2005-11-15

Det finns ingen statistik på bränslepriset för avfall de senaste åren. Därför används utgångspunkten $\pm 30\%$ för max- respektive minvärde.

Priset på skogsflis har de senaste åren varit relativt stabilt och därför används något mindre variation än de 30% som är utgångspunkten.

Priset för träpellets har varit relativt konstant de senaste åren. Dock har den källa vi använt i denna studie (Elforsk, 2005) ansett att en rejäl uppgång på träpellets är på gång och satt ett pris högre än genomsnittspriset för år 2003 och år 2004. Därför är variation nedåt i känslighetsanalysen större än variationen uppåt för träpelletspriset.

Priset på torvbriketter varierar lika mycket som träpelletspriset eftersom priset på torvbriketter är uträknat från träpelletspriset. Dock undersöks variationerna separat i känslighetsanalysen.

Årsvärdena för elpriset i Sverige har år 2001 till år 2004 varierat mellan 210 till 333 SEK/MWh. Månadsvärdena har varierat mellan 157 och 668 SEK/MWh. I känslighetsanalysen har elpriset varierats mellan 200 och 400 SEK/MWh vilket är något mer än $\pm 30\%$.

För räntan väljs 4% och 12% för att kunna jämföra med resultaten i andra studier. 4% representerar ett samhällsperspektiv medan 12% representerar ett företagsperspektiv med högt avkastningskrav.

Bilaga 2 Beräkningsförutsättningar och indata för typanläggningar redovisade i kapitel 6

Tabell 1 Indata och beräkningsförutsättningar för beräkningar av produktionskostnader från nya anläggningar

Beteckning		GKKVV150	BKVV80	BKVV30	BKVV10	BKVV3
Produktionsslag		Kraftvärme, gaskombi	Kraftvärme, konv.ångcykel	Kraftvärme, konv.ångcykel	Kraftvärme, konv.ångcykel	Kraftvärme, konv.ångcykel
Bränsle		Naturgas	Flis	Flis	Flis	Flis
Installerad effekt	MWe	150	80	30	10	3
	MWv	125	174	81	31	10
Utnyttjandetid, fullasttimmar	tim/år	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500
Produktion	GWhe/år	675	360	135	45	13,5
	GWhv/år	563	783	365	140	45
Investeringskostnad	kr/kW	6 500	12 000	16 400	21 200	39 000
Avskrivningstid	år	20	20	20	20	20
Kalkylränta	%	7	7	7	7	7
Drift & underhåll - rörlig - fast	kr/MWhbr	8	23	23	23	67
	% av inv.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Beteckning		KKVV100	GKKV400	VI90H	BHVC100	OHVC100
Produktionsslag		Kraftvärme, konv.ångcykel	Kondenskraft, gaskombi	Vindkraft	Hetvattencentral	Hetvattencentral
Bränsle		Kol	Naturgas	Vind	Flis	Eo5
Installerad effekt	MWe	100	400	30 x 3	0	0
	MWv	182	0	0	100	100
Utnyttjandetid, fullasttimmar	tim/år	4 500	6 000	3 150	5 000	500
Produktion	GWhe/år	450	2400	284	0	0
	GWhv/år	818	0	0	500	50
Investeringskostnad	kr/kW	12 000	5 300	11 500	3 000	700
Avskrivningstid	år	20	20	20	20	20
Kalkylränta	%	7	7	7	7	7
Drift & underhåll - rörlig - fast	kr/MWhbr	18	8	90	17	7
	% av inv.	2,0	2,0	0,0	2,0	2,0

Källor: El från nya anläggningar (Elforsk 2003), Utvärdering av skatteväxlingskommitténs energiskattemodell (DS 2000:73, bilagedel) och Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants (DEA, 2005)

Bilaga 3

I denna studie är det företagens åtgärdskostnader som har varit utgångspunkten. Vi har dock även beskrivit hur åtgärdskostnadsberäkningen kan förändras om samtliga effekter av en åtgärd (i hela energisystemet) inkluderas. I följande bilaga delges en fördjupad diskussion till tabell 3 som redovisas i kapitel 3

Hur skall el hanteras i åtgärdskostnadsberäkningar?

När en åtgärd påverkar elsystemet, t.ex. om åtgärden leder till ökad produktion av förnybar el, blir *åtgärdskostnaden* helt beroende av hur elen krediteras med avseende på koldioxid.

Följande frågor kan vara relevanta att ställa:

1. Vilken elproduktion i elsystemet påverkas på *kort sikt* av åtgärden?
2. Vilken elproduktion i elsystemet påverkas på *lång sikt* av åtgärden?
3. Sker förändringen i elproduktionen innanför eller utanför Sveriges gränser?
4. Vad kommer att synas i svensk utsläppsstatistik?
5. Hur påverkar förändringarna i elsektorn den aktör som gör åtgärden?
6. Slutligen: vilken elkreditering är relevant att räkna med då åtgärdskostnaden bestäms?

Vilken elproduktion som påverkas beror av vilken systemgräns som används i analysen samt vilket tidsperspektiv som används. Fyra systemgränser kan vara lämpliga för att undersöka förändringar i elsystemet. Två tidsperspektiv är lämpliga.

Den första alternativa systemgränsen sätts kring det företag som gör åtgärden. Det enskilda företaget agerar sannolikt endast utifrån de direkta utsläpp som sker inom företaget i samband med elproduktion. Företaget kommer att ta hänsyn till den kostnad och intäkt som förändrad elproduktion och förändrade koldioxidutsläpp medför. Denna systemgräns är lämplig för att förstå enskilda aktörers agerande.

Den andra alternativa systemgränsen sätts kring Sverige. Denna systemgräns är intressant därför att Sveriges utsläpp av koldioxid räknas på nationell nivå. Vad som sker utanför Sveriges gränser påverkar inte Sveriges möjlighet att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet och EU:s bördefördelning.

Den tredje alternativa systemgränsen sätts kring Norden därför att de nordiska länderna både fysiskt och finansiellt har en gemensam elmarknad. För att undersöka vad som händer i elsystemet när ny produktion tillförs är hela det Nordiska systemet därför den naturliga referensen.

Den fjärde alternativa systemgränsen sätts kring EU därför att EU har ett gemensamt system för handel med utsläppsrätter. Elproduktion tillhör den handlande sektorn och därför ger förändringar i elproduktion effekter inom systemet för handel med utsläppsrätter. Klimatproblemets globala karaktär kan också motivera en ännu större systemgräns.

Det första *tidsperspektivet* benämns *kort sikt*. Kort sikt är den tidsperiod från idag och framåt där sammansättningen av produktionsenheter på elmarknaden över lag är stabil.

Det andra tidsperspektivet är *lång sikt* och under denna period har elmarknaden genomgått strukturella förändringar relativt dagsläget, t.ex. att kärnkraften och kolkraften har börjat avvecklas till förmån för gaskondenskraft. Det går inte att ange ett specifikt årtal för brytpunkten mellan kort sikt och lång sikt. Det är emellertid praktiskt att anta att kort sikt fortgår till och med den första åtagandeperioden år 2008-2012.

Vad händer med koldioxidutsläppen i elsystemet om det byggs ny elproduktion? För att besvara denna fråga krävs en approximation över hur elsystemet fungerar.

Normalt används approximationen att det är en specifik typ av produktionsanläggningar som anpassar sin produktion beroende på utbud och efterfrågan av el. Approximationen görs på årsbasis. Detta är enligt ekonomisk teori de anläggningar som har de högsta rörliga kostnaderna. Dessa anläggningar brukar benämnas anläggningar som ligger på marginalen och producerar *marginalel*. Dessa anläggningar sätter dels priset på elmarknaden, samt minskar eller ökar sin produktion beroende på utbud och efterfrågan av el.

På *kort sikt*, brukar kolkondensanläggningar i Danmark och Finland anses utgöra marginalel i det Nordiska elsystemet. På *lång sikt* brukar naturgaskombi-kondensanläggningar (gaskombi) användas som approximation för marginalel. Detta antagande grunder sig på antagandet att gaskombianläggningar är det alternativ som en marknad fri från styrmedel och givet dagens bränslepriser väljer att investera i för att möta ett eventuellt framtida behov av ny produktionskapacitet. Det är svårt att avgöra i vilket land gaskombianläggningarna kommer att hamna i. Troligast är kanske att de kommer att finnas i alla nordiska länder.

Det är emellertid inte säkert att gaskombianläggningar byggs. De kraftiga styrmedel som finns eller kommer, kan göra att gaskombianläggningarna konkurreras ut av andra alternativ som är resultatet av dessa styrmedel. T.ex. kommer det svenska och eventuella norska elcertifikatsystemet att tillföra mycket stora volymer förnybar el till nordiska marknaden vilket mycket väl kan fylla behovet av ny kapacitet för lång tid framöver. Trots detta kan det vara befogat att ha gaskombi som referens för att fånga upp utsläppseffekterna som antas bli utan styrmedel.

Den fjärde systemgränsen, den europeiska, påverkas av det nyligen införda systemet för handel med utsläppsrätter. Genom systemet för handel med utsläppsrätter är mängden koldioxid som får släppas ut ifrån den handlande sektorn under innevarande handelsperiod i Europa bestämd i förväg. Handelsystemet gör att användningen av fossila bränslen beläggs med en kostnad motsvarande priset på utsläppsrätten och de totala utsläppen från de verksamheter som ingår i systemet regleras genom den mängd utsläppsrätter som delas ut till marknaden. En konsekvens av systemet är att om utsläppen från el- respektive värmesektorn minskar kan andra sektorer köpa utsläppsrätter och släppa ut mer. Detta medför på kort sikt att ökad eller minskad el- respektive värmeanvändning inte påverkar de sammanlagda koldioxidutsläppen inom EU³⁴. På lång sikt påverkar det emellertid hur situationen efter år 2012 blir. Mängden tilldelade utsläppsrätter beror bland annat på hur mycket det anses vara möjligt att reducera koldioxidutsläppen med hänsyn till de kommande internationella framtida överenskommelserna om att reducera utsläpp av koldioxid.

I Tabell 1 sammanfattas hur valet av systemgränser och tidsperspektiv skulle kunna göras.

Tabell 1 Olika systemgränser och tidsperspektiv och deras påverkan på utsläppen i elproduktionssystemet

		Kolkondens	Gaskondens	Ingen
Utsläppsfaktor, kg CO ₂ /MWh el		820	350	0
Systemgräns 1 (Företag)	Kort sikt			X*
	Lång sikt			X*
Systemgräns 2 (Sverige)	Kort sikt			X
	Lång sikt		X	
Systemgräns 3 (Norden)	Kort sikt	X		
	Lång sikt		X	
Systemgräns 4 (EU)	Kort sikt			X
	Lång sikt		X	

*För denna systemgräns medräknas endast de direkta koldioxidutsläppen som sker från anläggningens elproduktion. Inga utsläpp, till följd av åtgärden, på andra ställen i elsystemet räknas med.

³⁴ Handel med utsläppsrätter medför att koldioxidutsläppen på kort sikt inte påverkas av förändringar i elsystemet. Primärenergibehovet motsvarar emellertid fortfarande den marginella tekniken.