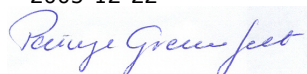


Åtgärdskostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värme- anläggningar

Erik Särnholm
B1650
November 2005

Rapporten godkänd:
2005-12-22



Peringe Grennfelt
Forskningschef

Organisation IVL Swedish Environmental Research Institute Ltd.	Rapportsammanfattning
Adress Box 21060 100 31 Stockholm	Projekttitel Åtgärdskostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar
Telefonnr 08-598 563 00	Anslagsgivare för projektet Energimyndigheten
Rapportförfattare Erik Särnholm	
Rapporttitel och undertitel Åtgärdskostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid svenska kraftvärme- och värmeanläggningar	
Sammanfattning Se rapporten	
Nyckelord samt ev. anknytning till geografiskt område eller näringsgren Åtgärdskostnad, koldioxid, energi, fjärrvärme, kraftvärme	
Bibliografiska uppgifter IVL Rapport B1650	
Rapporten beställs via Hemsida: www.ivl.se , e-post: publicationservice@ivl.se , fax 08-598 563 90, eller via IVL, Box 21060, 100 31 Stockholm	

Sammanfattning

Syftet med den här studien är att uppskatta kostnaderna för att reducera koldioxidutsläppen från kraftvärme- och värmeproduktion vid de tretton största fjärrvärmenäten i Sverige. De står för ca 2/3 av de totala koldioxidemissionerna inom kraftvärme- och värmesektorn.

Studien utgår från företagets perspektiv vid reduktion av koldioxid. Det innebär att enbart koldioxidemissioner från produktionsanläggningarna inkluderas. Vidare innebär detta att ökad elproduktion och värmeproduktion på grund av nyanslutningar till fjärrvärmenäten i de flesta fall leder till ökade koldioxidutsläpp för företaget. I ett samhällsperspektiv kan det dock leda till minskade koldioxidutsläpp.

I studien har det varit möjligt att beräkna åtgärdskostnader för 9 av de 13 största fjärrvärmenäten. De 9 fjärrvärmenäten stod år 2004 för knappt 50% av de totala emissionerna inom kraftvärme- och värmesektorn (exklusive kondensdrift). De åtgärder som identifierats i studien (totalt 32 stycken) omfattar sammanlagt knappt 2,2 miljoner ton fossil koldioxid. Åtgärderna är ett urval av åtgärder gjorda 1998-2003 samt åtgärder som är på väg att genomföras eller är möjliga att genomföra. Kostnaden för dessa åtgärder är mellan -829 kr / ton fossil koldioxid (det vill säga en intäkt) och 2815 kr / ton med en genomsnittlig kostnad på 228 kr / ton fossil koldioxid. Medianåtgärden kostar 225 kr / ton fossil koldioxid. Utförligare resultat redovisas i tabell 1, tabell 2 och Figur 1 där åtgärderna grupperats i åtgärdstyper. I Figur 2 åskådliggörs respektive åtgärds kostnad och omfattning. Åtgärderna är där sorterade efter kostnad och inte i den ordning de har genomförts eller kommer att genomföras. Det finns ytterligare åtgärder som undersökts, men de innebär ökade utsläpp eller rör enbart kondensdrift, och har inte tagits med i de sammanfattande beräkningarna.

Tabell 1: Tabellen redovisar de 32 koldioxidreducerande åtgärderna i de nio undersökta näten indelade i åtgärdstyper. Genomsnittskostnad (SEK / ton CO₂) är den genomsnittliga kostnaden för de ingående åtgärderna viktade efter deras storlek (i ton reducerad CO₂). För varje åtgärdstyp redovisas även kostnadsintervallet för ingående åtgärder. Längst ner redovisas även den totala genomsnittskostnaden och den totala volymen om de två översta åtgärdstyperna inte tas med. Se även figurtexten i Figur 2.

Åtgärdstyp	SEK / ton CO ₂	Volym (kton)	Var är åtgärden aktuell / genomförd?
Ökning av tillgänglighet	-676 ((-829) - (-404))	64	Sydkraft i Norrköping och Örebro.
Nya avfallspannor	-111 ((-820) - 249)	265	Sydkraft i Malmö, Norrköping och Örebro, TVAB och Vattenfall i Uppsala.
Stycktorv till träflis	16 (10 - 36)	186	Mälarenergi, Sydkraft i Örebro.
Torvbriketter till träpellets	152 (129 - 258)	576	Mälarenergi, Söderenergi, Vattenfall i Uppsala.
Nya bio-KVV (träflis)	306 (118 - 596)	474	Mälarenergi, Sydkraft i Malmö, Söderenergi.
Övrigt	483 (-396 - 2815)	239	De flesta nät.
Olja till träpellets	529 (337 - 564)	89	Sydkraft i Örebro, TVAB.
Kol till träpellets	614 (596 - 661)	275	Öresundskraft.
Totalt	228	2 169	
Totalt exklusive negativa åtgärds-kostnader	308	1 839	

Tabell 2: Tabellen redovisar de 24 koldioxidreducerande åtgärderna som genomförts år 2004 eller är möjliga att genomföra i framtiden. För mer information se tabelltexten i tabell 1.

Åtgärdstyp	SEK / ton CO ₂	Volym (kton)	Var är åtgärden aktuell / genomförd?
Ökning av tillgänglighet	-676 ((-829) - (-404))	64	Sydkraft i Norrköping och Örebro.
Nya avfallspannor	0 ((-475) - 249)	221	Sydkraft i Malmö, Norrköping och Örebro, TVAB och Vattenfall i Uppsala.
Stycktorv till träflis	16 (10 - 36)	186	Mälarenergi, Sydkraft i Örebro.
Torvbriketter till träpellets	152 (129 - 258)	576	Mälarenergi, Söderenergi, Vattenfall i Uppsala.
Nya bio-KVV (träflis)	306 (118 - 596)	474	Mälarenergi, Sydkraft i Malmö, Söderenergi.
Övrigt	647 ((-88) - 2815)	86	De flesta nät.
Olja till träpellets	529 (337 - 564)	89	Sydkraft i Örebro, TVAB.
Kol till träpellets	653 (622 - 661)	80	Öresundskraft.
Totalt	195	1 777	
Totalt exklusive negativa åtgärds-kostnader.	262	1 491	

Studien innefattar åtgärder som kan genomföras på kort till medellång sikt och tar därmed inte upp åtgärder på forskningsstadiet som exempelvis koldioxidlagring. Åtgärderna har varit av varierande slag och har delats in i: ökning av tillgängligheten hos produktionsenheterna, byggandet av nya avfallspannor, konvertering från stycktorv till träflis, konvertering från torvbriketter till träpellets, byggandet av nya biobränsleldade kraftvärmeverk, konvertering från olja till träpellets samt konvertering från kol till träpellets.

Av de 32 utsläppsminskande åtgärderna som identifierats i rapporten har 8 genomförts före 2004, 13 är beslutade eller genomförda år 2004 och 11 är möjliga att genomföra i framtiden. De 24 åtgärder som är beslutade eller genomförda under år 2004 eller är möjliga att genomföra i framtiden omfattar enligt tabell 2 knappt 1,8 miljoner ton fossil koldioxid och har en genomsnittlig kostnad på 195 kr / ton fossil koldioxid.

De två åtgärdstyperna, *Ökning av tillgänglighet* och *Nya avfallspannor*, skiljer sig något från övriga åtgärder. De sammanfattande resultaten exklusive de två åtgärdstyperna kan utläsas i tabell 1 och tabell 2.

Konverteringarna bort från torv är de till volymen största åtgärderna och tillsammans står de för en tredjedel av den totala reduceringsvolymen på knappt 2,2 miljoner ton koldioxid. Även konvertering bort från kol är en betydande åtgärd. Byggandet av träfliseldade kraftvärmeverk och avfallspannor leder till minskad användning av kol och torv, vilket ger stor minskning av koldioxidemissionerna.

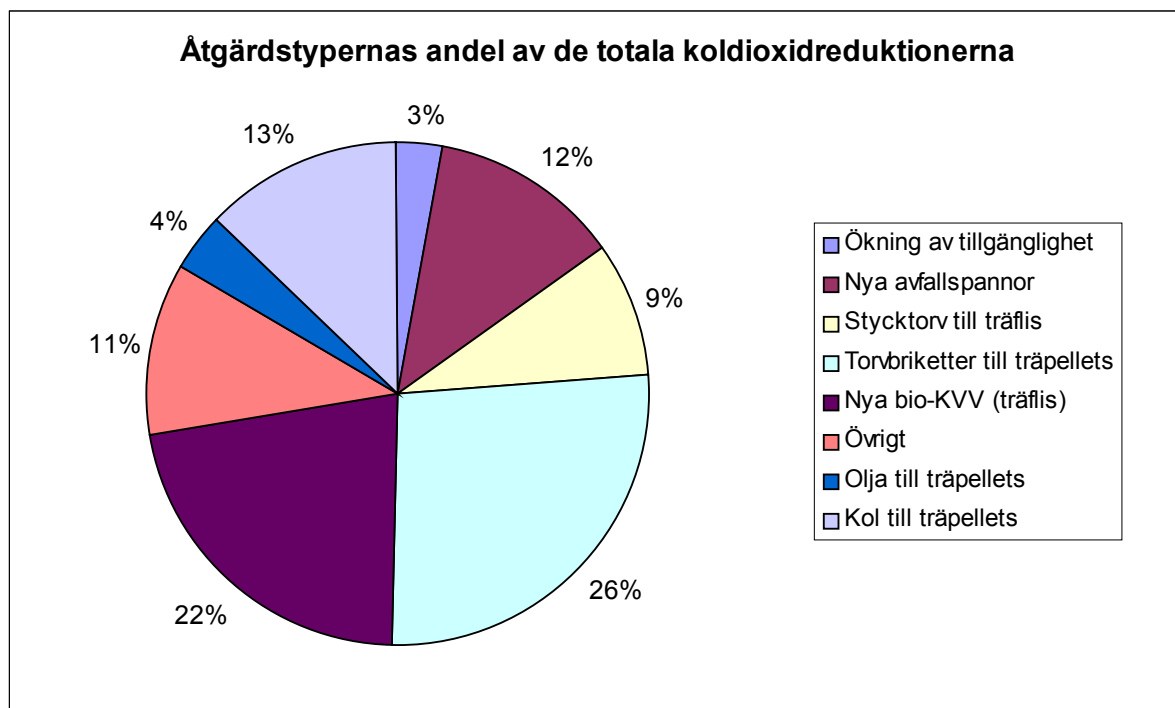
De 24 åtgärderna som är beslutade eller genomförda år 2004 eller är möjliga att genomföra i framtiden reducerar koldioxidutsläppen med cirka 2/3 från 2004 års nivå (exklusive kondensdrift). Resterande utsläpp är som regel väsentligt dyrare. För att minska utsläppen ytterligare behövs konvertering från avfallsbränslen och konvertering av den spetslast som används mycket sällan. På grund av de höga kostnaderna anses de av företagen inte vara realistiska att genomföra.

Ett fåtal utsläppshöjande 'åtgärder' i form av nyproduktion av naturgas-KV / KVV¹ har undersökts. Om de genomförs kan utsläppen komma att öka med upp till 2 miljoner ton fossil koldioxid på de aktuella anläggningarna². Beslutade 'åtgärder' som kommer att höja utsläppen från

¹ Kraftverk (KV) och kraftvärmeverk (KVV). Vid ett kraftverk produceras enbart el, medan vid ett kraftvärmeverk produceras el och värme parallellt.

² Hur stora utsläppen beror på hur mycket de används i kondensdrift vilket helt styrs av nivån på elpriset.

2004 års nivå omfattar knappt 0,5 miljoner ton fossil koldioxid. Åtgärderna är utsläppshöjande ur ett företagsperspektiv, men kan innebära en global minskning av koldioxidutsläpp eftersom åtgärderna kraftigt ökar elproduktion och därmed kan ersätta kondensbaserad elproduktion på annat håll.



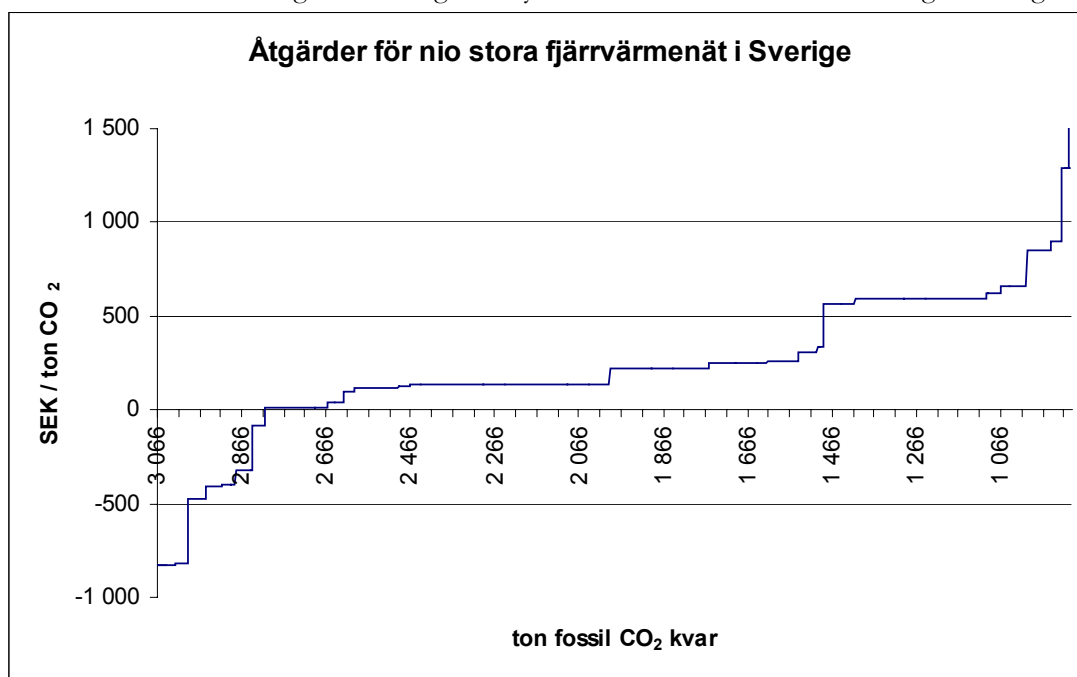
Figur 1 Åtgärdstypernas andel av den totala volymen av gjord och möjlig reduktion av koldioxid (inkluderar alla de 32 utsläppsminskande åtgärderna). Åtgärdstyperna är sorterade efter åtgärdskostnad. Data kommer från tabell 1.

En känslighetsanalys för åtgärdskostnaderna har gjorts. Den visar att störst påverkan på den totala åtgärdskostnaden för de utsläppsminskande åtgärdstyperna har realräntan, priset på olja samt priset på träpellets. För de utsläppshöjande åtgärdstyperna har elpriset störst inverkan. Den stora betydelsen bränslepriser har på åtgärdskostnaderna tillsammans med svårigheten att förutspå framtida bränslepriser gör att kostnaderna för vissa åtgärds blir mycket osäkra. Flera fossilfria bränslen prissätts utifrån de bränslen som de kan tänkas ersätta inklusive skatter och styrmedel.

Resultaten präglas mycket av studiens förutsättningar och val av bränslepriser. Goda insikter om förutsättningarnas behovs för att tolka resultaten. Det går till exempel inte att från Figur 2 utläsa vilka åtgärder som kommer att genomföras utifrån en viss prisnivå på utsläppsrätterna trots att studien har ett företagsperspektiv. Huvudskälet är att skatter och andra ekonomiska styrmedel inte är med i beräkningarna. En annan viktig förklaring är att fossila koldioxidemissioner från avfall inkluderas i denna studie till skillnad från hur avfall behandlas i utsläppshandelssystemet. Märk vidare att de beskrivna åtgärderna även är specifika för respektive anläggning. Det är därför inte säkert att åtgärdskostnaderna kan tillämpas på andra anläggningar.

Att inte ta med skatter och ekonomiska styrmedel innebär att en del till synes dyra åtgärder är lönsamma för företagen eftersom de inkluderar skatter och avgifter i sina beräkningar. Öresundskrafts konvertering från kol till träpellets som kostar cirka 600 kr / ton fossil koldioxid i

denna studie blir exempelvis lönsam ifall man räknar in koldioxidskatten samt höga nivåer på elcertifikaten (250 kr / MWh el) och utsläppsrätterna (270 kr / ton CO₂). Å andra sidan förekommer åtgärder som enligt rapportens beräkningar är lönsamma att göra, men anses av företagen var 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. Riskerna 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 2. Figuren visar de 32 utsläppsreducerande åtgärdernas kostnad och omfattning (storlek i ton CO₂). Åtgärderna är sorterade efter kostnad och inte efter den ordning som de har eller kommer att genomföras. Åtgärderna är beräknade efter den ordning de kan komma att genomföras. Ifall ordningen i figuren skulle följas är det möjligt att åtgärdernas omfattning och kostnad skulle vara annorlunda. Goda kunskaper om förutsättningarna behövs för att tolka resultaten.

Koldioxidutsläppen från fjärrvärmeföretagen 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 år med få kalla dagar förbrukas små mängder fossila bränslen. Men 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. Fjärrvärmesektorns utsläpp av fossil koldioxid är alltså starkt beroende av yttre omständigheter.

Emissionsfaktorerna för fossil koldioxid i denna studie är hämtade från NIR (Sweden's National Inventory Report) (2005). I den här studien belastas torv med fossila koldioxidutsläpp så som fossila bränslen och en del av avfallet belastas med fossila koldioxidutsläpp.

Vid vissa av fjärrvärmenäten 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 längre fram i rapporten. Mängden kondensbaserad produktion styrs helt från elpriset på Nord Pool samt de aktuella anläggningarnas marginalkostnad.

Innehållsförteckning

Sammanfattning.....	1
1 Inledning.....	6
1.1 Bakgrund.....	6
1.2 Syfte.....	7
2 Metod.....	7
2.1 Förutsättningar.....	8
2.2 Förutsättningar för produktion vid fjärrvärmenät.....	9
2.3 Åtgärdskostnadsberäkningarna.....	10
2.4 Kvalitetsbarometern för åtgärderna.....	11
2.5 Känslighetsanalys.....	12
3 Indata för åtgärdskostnadsberäkningarna.....	13
3.1 Bränslepriser.....	13
3.2 Drift och underhållskostnader (referensvärden).....	15
3.3 Emissionsfaktorer för CO ₂ och värmevärden för olika bränslen.....	16
3.4 Känslighetsanalysen.....	17
4 Resultat.....	18
4.1 Sammanfattning.....	18
4.2 Känslighetsanalys.....	22
4.3 Läsinstruktion för redovisningen av respektive åtgärd.....	24
4.4 Beskrivning av respektive åtgärd.....	25
5 Diskussion.....	45
6 Slutsatser.....	49
7 Referenser.....	50

Bilaga om Göteborg Energi

Bilaga om Mälarenergi, Västerås

Bilaga om E.ON nät i Malmö

Bilaga om E.ONs nät i Norrköping

Bilaga om E.ONs nät i Örebro

Bilaga om Söderenergi

Bilaga om Tekniska verken i Linköping

Bilaga om Vattenfalls nät i Uppsala

Bilaga om Öresundskrafts nät i Helsingborg

1 Inledning

Studien har genomförts av IVL Svenska Miljöinstitutet på uppdrag av Energimyndigheten. Kontaktpersoner på Energimyndigheten har varit Anna Andersson, Göran Andersson och Karin Sahlin. På IVL har Erik Särholm gjort utredningsarbetet. Lars Zetterberg har varit projektledare och stått för handledning.

1.1 Bakgrund

Arbetet med klimatfrågor har de senaste åren i allt större grad fokuserat på att ta fram åtgärdsstrategier för att reducera växthusgaser. Osäkerheten är dock stor över åtgärdspotentialer och deras kostnader i olika länder och sektorer.

Det har gjorts flera studier för att beräkna åtgärdskostnader, men de har varit av bristande kvalitet (Hjalmarsson, 2003). I denna rapport beräknas åtgärdskostnaderna med en bottom-up metod, vilket innebär att åtgärdskostnader beräknas på anläggningsnivå. Åtgärdskostnaderna från de olika anläggningarna summeras sedan ihop för att ge en heltäckande beskrivning av kostnader och potentialer för den aktuella sektorn.

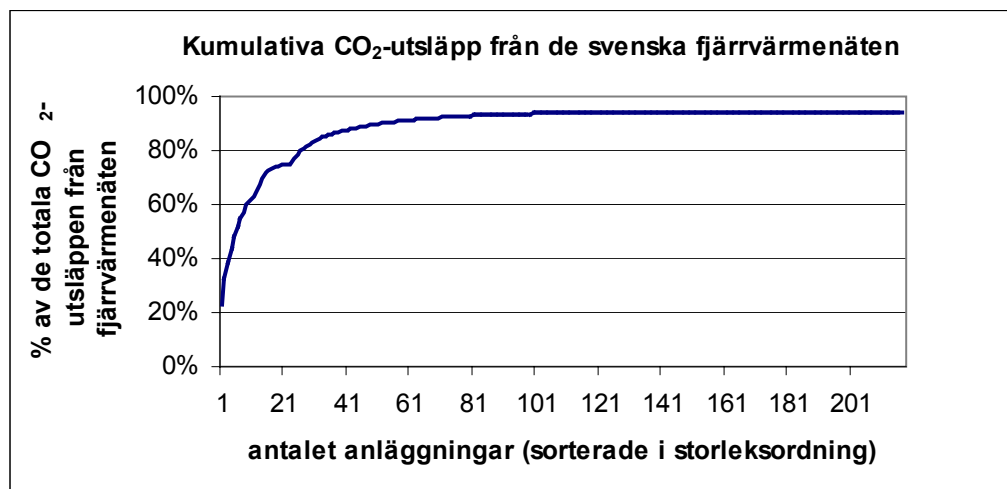
I Sverige står energisektorn för en relativt liten andel av de totala växthusgaserna jämfört med andra europeiska länder, men de är ändå betydelsefulla. Anledningen till att Sveriges energisektor har relativt låga utsläpp av koldioxid är att majoriteten av elektriciteten produceras med vattenkraft och kärnkraft. Koldioxidutsläppen som produceras inom energisektorn genereras till nästan 100% från värme- och elproduktion i anslutning till fjärrvärmenäten³.

I Sverige finns det ca 290 fjärrvärmeanläggningar. Fjärrvärmen i varje nät produceras av ett eller flera värmeverk och i 43 av näten används även kraftvärmeverk. År 2003 var de totala energileveranserna från fjärrvärmenäten 48 TWh värme och 6 TWh el⁴ (Svensk fjärrvärme, 2005). Produktionen genererade 5,6 miljoner ton fossil CO₂⁵ fördelat mellan fjärrvärmenäten enligt Figur 3. De 13 största näten står för ca 65% av koldioxidemissionerna.

³ Vid fjärrvärmenäten produceras främst värme. Till viss del produceras även el parallellt med värmen i kraftvärmeverk. I enstaka fall producerar dessa kraftvärmeverk ibland även el utan att det finns behov av värme i fjärrvärmenätet. Då körs anläggningen i så kallad kondensdrift och värmen kyls bort.

⁴ Exklusive kondensdrift

⁵ Exklusive kondensdrift



Figur 3: De kumulativa CO₂-utsläppen från de svenska fjärrvärmenäten enligt Svensk fjärrvärme bränslestatistik för år 2003 (Svensk fjärrvärme, 2005). De 13 största fjärrvärmenäten står för 65% och de 100 största för över 90%. Summan uppgår inte till 100% eftersom ca 70 fjärrvärmenät inte angivit bränslestatistik för år 2003.

1.2 Syfte

Syftet med den här studien är att uppskatta kostnaderna för att reducera koldioxidutsläppen från kraftvärme- och värmeproduktion vid de tretton största fjärrvärmenäten i Sverige. De står för ca 2/3 av de totala koldioxidemissionerna inom kraftvärme- och värmesektorn.

2 Metod

De 13 största fjärrvärmenäten står för ca 2/3 av de fossila koldioxidutsläppen inom kraftvärme- och värmesektorn. Genom att noggrant undersöka dessa 13 anläggningar fås kvalitativa åtgärdsdata som representerar en stor del av sektorns utsläpp. Metoden beskrivs i 4 steg nedan.

1. Först genomförs en teknisk beskrivning av de 13 största fjärrvärmenätens produktionsanläggningar utifrån deras miljörapporter. Den tekniska beskrivningen anger vilka pann typer som ingår och vilka bränslen som används samt prioriteringsordningen mellan pannorna.
2. Därefter görs intervjuer med personal på företagen, i första hand produktionschefen eller miljöansvarig, för att ta reda på vilka åtgärder de har gjort och vilka de funderar på att genomföra. Denna process leder fram till vilka åtgärder som är intressanta att undersöka närmare vid respektive fjärrvärmenät
3. Värderna för bränslepriser och emissionsfaktorer hämtas från referenslitteratur. Om inte tillräcklig information kunnat inhämtas i steg 1 och 2 för att kunna göra åtgärdsberäkningarna används referenslitteratur och insamlad information från andra fjärrvärmenät.
4. Utifrån data från miljörapporterna, intervjuerna och kompletterande källor görs beräkningarna för de åtgärder som valts ut för respektive fjärrvärmenät.

Åtgärderna har varit av varierande slag och bland annat innefattat en 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 och konvertering från kol till träpellets.

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 ej kopplat till utsläpp (utan ses i denna studie som en konsekvens av en given värmeproduktionsnivå) 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. För det andra tar vi enbart hänsyn till koldioxidutsläppen från fjärrvärmenätens produktionsanläggningar, det vill säga ej 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 fjärrvärmenätens produktionsanläggningar görs för att få ett företagsperspektiv på arbetet med att minska koldioxidutsläppen.

2.1 Förutsättningar

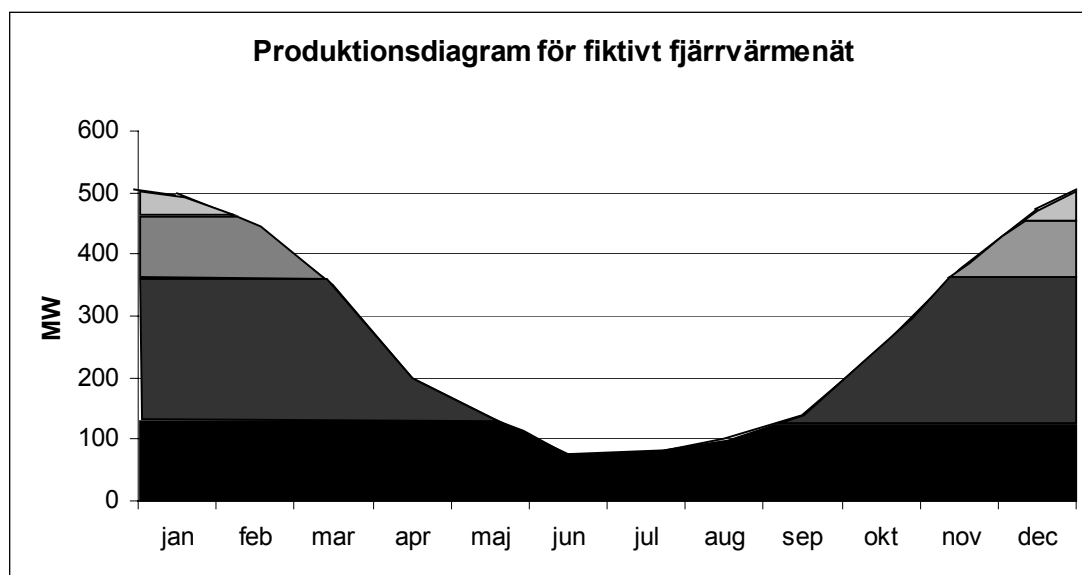
Nedan anges en sammanställning av de förutsättningar som legat till grund för beräkningarna.

- A. Vi undersöker kostnader för utsläppsreducerande åtgärder för värme- och elproduktionen som redan är gjorda eller planerade vid de tretton största fjärrvärmenäten i Sverige. Det innebär att enbart åtgärder som är möjliga att genomföra på kort till medellång sikt tas med i studien och inte åtgärder på forskningsstadiet som exempelvis koldioxidlagring. När data från en anläggning ej räcker till för att göra beräkningarna har vi utnyttjat referenslitteratur eller uppgifter från andra anläggningar.
- B. Enbart fossila koldioxidutsläpp genererade direkt av respektive fjärrvärmenäts kraftvärme- och värmeproduktion kommer att beaktas. Det innebär att koldioxidutsläpp för att producera ingående bränslen inte tas med i beräkningarna och att el betraktas som en vara utan koppling till utsläpp.
- C. 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.
- D. Åtgärdsberäkningarna utgår från CO₂-utsläppen år 2004 och inte från historiska eller framtida utsläppsnivåer. En del av de redovisade åtgärderna har dock genomförts före 2004, andra har genomförts 2004 eller är möjliga att genomföra i framtiden.
- E. Kostnader eller intäkter från skatter, elcertifikat och utsläppsrätter inkluderas inte i åtgärdskostnadsberäkningarna.
- F. Bieffekter som nettointäkter från minskad svavelskatt och förändrad NO_x-avgift inkluderas inte.
- G. Reala kalkylräntan är 6% och den tekniska livslängden är 20 år för alla åtgärder.

H. Emissionsfaktorerna för fossil koldioxid är hämtade från NIR⁶ (2005), (se vidare tabell 5). 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).

2.2 Förutsättningar för produktion vid fjärrvärmenät

Behovet av värme styrs framförallt av utomhustemperaturen, vilket innebär att ett fjärrvärmeföretag måste anpassa sin produktionsanläggning så att den kan producera rätt värmeeffekt vid varje tidpunkt. Årsvariationen för ett typiskt fjärrvärmenät ser ut som i figur 4. Denna kurva är jämnare än vad den är i verkligheten eftersom de dagliga förändringarna och dygnsförändringarna inte är med. Produktionen kan delas in i fyra olika kategorier enligt de fyra gråskalorna i figur 4. De fyra kategorierna är grundlast, baslast, höglast och spetslast. Kategorierna har inga fasta indelningar utan används bara som riktlinjer för att bättre förstå fjärrvärmenätets produktionsförutsättningar. Oftast pratar man bara om två kategorier, baslast och spetslast och då slås de 3 första kategorierna ihop under betäckningen baslast. Vid stora anläggningar är det vettigt att ha en finare indelning. De undersökta anläggningarna använder ofta spillvärme, avfallspannor och eller värmepumpar för grundlast, träflis- och eller torvpannor för baslast, träpellets, träflis, torv, tallbecksolja, olja, kol, naturgas etc för höglast och framförallt olja som spetslast. Grundlastpannorna är de pannor som har lägst marginalkostnad (lägst rörliga kostnader) därefter prioriteras baslastpannorna och så vidare. Vilken kategori en panna ska delas in i kan ofta utläsas av hur många drifttimmar pannan har per år. Det finns ingen definition av hur uppdelningen ska gå till men på ett ungefär så har grundlastpannor en drifttid på över 7000 timmar per år och spetslastpannor mindre än 500 timmar per år. De andra kategorierna befinner sig någonstans däremellan. För mer information om produktionsanläggningarna vid respektive fjärrvärmenät se bilagorna.



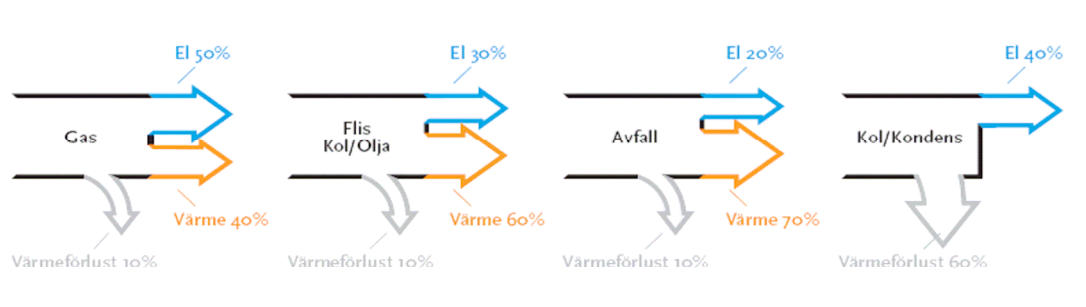
Figur 4: Effektbehovet av värme till fjärrvärmenäten varierar över året. Den årliga variationen gör att fjärrvärmeföretagen väljer olika sorters produktionsanläggningar beroende på hur ofta de behöver användas. De fyra gråskalorna utgörs av grundlast, baslast, höglast samt spetslast. Normalt används bara två indelningar, baslast och spetslast, och då sammanfattas de tre första under baslast.

⁶ Sweden's National Inventory Report

De åtgärder som genomförs för att minska koldioxidutsläppen kan påverka prioriteringsordningen för pannorna vid ett fjärrvärmenät. En konvertering av bränsle så som torvbriketter till träpellets påverkar i allmänhet inte prioriteringsordningen, men en konvertering från olja till träpellets gör ofta det. Om en panna ändrar plats i prioriteringsordningen beror på om marginalkostnaden⁷ för den aktuella pannan förändras i och med åtgärden. Om en panna prioriteras tidigare i och med en åtgärd ersätts inte bara den bränslemängd som användes i den specifika pannan före konverteringen utan även bränslen som används vid andra pannor före konverteringen.

Vid byggnation av en ny panna, exempelvis en avfallspanna, som prioriteras tidigt ersätts den produktion som vid varje tidpunkt skulle användas på marginalen⁸. Om en avfallspanna byggs innebär det att den under stora delar av året ersätter baslastproduktion, exempelvis biobränsleddat KVV, och på vintern när värmeefterfrågan är hög ersätts spetslastproduktion. Om mycket biobränsle och lite fossila bränslen ersätts kan det innebära att byggandet av en avfallspanna ökar utsläppen av fossil koldioxid eftersom en del av avfallet har fossilt ursprung.

De åtgärder som innebär en förändringen i prioriteringsordning är anläggnings-specifika. Det beror på att även andra pannor än den som är aktuell för åtgärden påverkas. Vilka pannor som påverkas beror på det specifika fjärrvärmenätets förutsättningar.



Figur 5: Principskiss över effektivitet och elutbyte vid kraftvärmeverks- och kraftverksproduktion med olika bränslen. (Svensk fjärrvärme, 2004)

De flesta av de större fjärrvärmeföretagen använder kraftvärmeverk och producerar då el parallellt med värmeproduktionen. Hur mycket el respektive värme som produceras från olika bränslen i kraftvärmeverk framgår av Figur 5. Vid kondensdrift produceras enbart el, men elverkningsgraden är i allmänhet något högre än för kraftvärmeverk med samma bränsle.

2.3 Åtgärdskostnadsberäkningarna

Åtgärdskostnaden (\AA) (SEK per ton fossil CO_2) för respektive åtgärd beräknas enligt ekvation 2. Beräkningen görs genom att addera olika kostnadskomponenter (enligt nedan) och därefter dividera summan med antalet reducerade ton fossil CO_2 (U). Kostnadskomponenterna som adderas är skillnaden i årskostnad för bränslekostnad (Br), skillnaden i årskostnad för drift- och underhållskostnad (DU), skillnad i intäkt för elproduktion⁹ (E) samt en annuitetsberäknad investeringskostnad (A).

⁷ Den kostnad per MWh som skiljer mellan att använda pannan eller att inte använda den. Inkluderar ofta bränslepris och den rörliga drift- och underhållskostnaden.

⁸ Den panna som tagits i bruk sist vid varje tidpunkt.

⁹ Elproduktionsförändringar vid kraftvärmeverken på grund av åtgärderna.

Annuitetsberäkningen görs enligt ekvation 1.

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

A = Annuitetberäknade årskostnaden för investeringen.

I = Investeringens storlek

r = realränta efter skatt (inkluderar vinst, kapitalkostnad och risk)

n = avskrivningstiden

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 elbörsen¹⁰. 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.

$$\hat{A} = \frac{Br + DU + E + A}{U} \quad (\text{ekv 2})$$

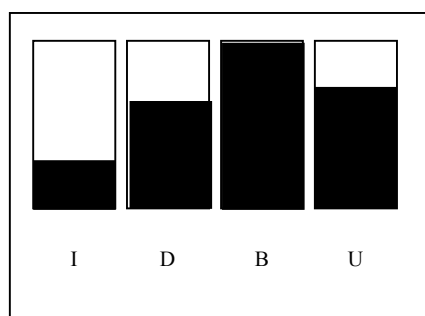
2.4 Kvalitetsbarometern för åtgärderna

De indata som behövs för åtgärdskostnadsberäkningarna (se föregående rubrik) har i de flesta fall inhämtats från respektive företag (företagens miljörapporter eller personlig kommunikation) eller från referenslitteratur (för emissionsfaktorer och bränslepriser). I vissa fall har rapportförfattaren dock varit tvungen att göra antaganden för de indata som behövs för beräkningarna. Orsaken kan vara att de undersökta företagen inte har tid att ta fram underlag eller inte har möjlighet att lämna ut information på grund av konkurrensskäl. Våra antagandena bygger på erfarenheterna från de andra undersökta företagen samt på referenslitteratur. Beroende på hur tillämpbara dessa data från andra källor är för det aktuella företaget blir kvaliteten på antagandena olika. De påverkar även starkt hur mycket tillförlitlighet man ska ha på åtgärdskostnadsberäkningarna. Därför har vi valt att åskådliggöra kvaliteten på beräkningarna i ett diagram som vi valt att kalla kvalitetsbarometern.

¹⁰ Se tabell 2 för det pris som antagits.

Barometern (se figur 6) är uppdelad i fyra stycken olika parametrar; investering (I), drift- och underhåll (D), bränslepriser (B) och utsläpp¹¹ (U). Om staplarna är helt fyllda (svarta) kommer all information från företagen eller referenslitteratur (bränslepriser) och då har de parametrarna hög tillförlitlighet. Om antaganden har gjorts för respektive parameter är en del av stapeln vit och ju osäkrare antagande som gjorts desto vitare stapel. Hur antagandena har gjorts framgår av bilagorna och grundar sig ofta på information från andra fjärrvärmenät, men anpassat till det aktuella fjärrvärmenätets förutsättningar.

Var uppmärksam på att kvalitetsbarometern bara visar på skillnaden i tillförlitlighet mellan de data vi har antagit jämfört med om uppgifterna skulle ha kommit från företaget eller referenslitteratur (bränslepriser). Barometern tar alltså ingen hänsyn till osäkerheten i företagens eller referenslitteraturens uppgifter. Exempelvis har vissa bränslepriser varierat kraftigt de senaste åren och det råder osäkerhet om värdena i referenslitteraturen är rimliga. Bara för att staplarna är svarta behöver det alltså inte betyda att kvaliteten på åtgärdskostnadsberäkningen är hög. Företagen kan ha gjort missbedömningar i de uppgifter som har lämnats och referenslitteraturen kan ha fel.



Figur 6 : Barometern som används för att snabbt få överblick på kvaliteten i varje åtgärdskostnadsberäkning. Större andel svart innebär högre kvalitet. Barometern är indelad i fyra stycken parametrar: I (investeringens storlek), D (förändringen i drift- och underhållskostnader), B (bränslepriserna för ingående bränslen) och U (utsläppen som beror på förändringarna i bränsleanvändning).

2.5 Känslighetsanalys

Känslighetsbarometern har kompletterats med en känslighetsanalys som undersöker resultatens känslighet för osäkerheter i inparametrarna. Känslighetsbarometern undersöker trovärdigheten i inparametrarna jämfört om vi skulle fått informationen direkt från företagen. Känslighetsanalysen däremot undersöker hur mycket resultatet påverkas om någon inparameter skulle ändras.

I denna studie har ingen fullständig känslighetsanalys genomförts. De inparametrar som valts för känslighetsanalysen är ett urval av bränslepriser samt realräntan. Det innebär inte att de är de enda parametrarna som har stor påverkan på resultaten. Det har dock inte varit möjligt att inom detta projekts ram göra en fullständig analys.

För de valda parametrarna har ett min- respektive maxvärde använts. De min- respektive maxvärden som valts har tagits fram i samråd med uppdragsgivaren (Energimyndigheten). I nästa

¹¹ Här inkluderas alla förändringar av bränslemängder (även sådana som inte har med fossil koldioxid att göra). Även förändring av elproduktionen tas med i denna parameter.

kapitel, indata för åtgärdskostnadsberäkningarna, framgår det vilka min- respektive maxvärden som använts för de valda parametrarna.

I verkligheten är bränslepriserna i olika stor utsträckning beroende av varandra. I denna känslighetsanalys tas ingen hänsyn till att de olika bränslepriserna kan påverka varandra.

3 Indata för åtgärdskostnadsberäkningarna

3.1 Bränslepriser

Bränslepriserna har i de flesta fall hämtats från referenslitteratur (se tabell 3). 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 utsläppen av koldioxid' (Ekström et al, 2005). Den källan har i vissa fall kompletterats med andra källor där bränslepriser saknats. I några andra fall har bränslepriser antagits utifrån kostnader för andra bränslen. Det gäller till exempel bränslepriser för torvpellets, gummiflis och torrflis.

Tabell 3: Bränslepriser (SEK / MWh, bränsle). Främst används samma bränslepriser som används i det pågående Elforsksprojektet (Ekström et al, 2005). Priser från andra källor anges också för att ha något att jämföra med. Priserna i fet stil kommer från andra källor och kommenteras i rapporttexten.

	Används i detta projekt	Prisdatatabladet för biobränslen (STEM, 2005)	Elforsks projekt ang. Åtgärdskost. (Ekström et al, 2005) (förslag för värmeverk)	El från nya anläggningar Zähring et al, 2003
	[SEK / MWh]	[SEK / MWh]	[SEK / MWh]	[SEK / MWh]
Olja (Eo1)	224		271	
Olja (Eo5)	177		177	
Naturgas	152		152	130
Gasol	224			
Stenkol	60		60	60
Torvpellets	200			
Torvbriketter	200			
Stycktorv	126	126		120
Hushållsavfall	-200			-200
Gummiflis	90			
Skogsflis	130	138	130	130
Träpellets	250	205	250	230
Tallbecksolja	304			
Vegitabiliska fetter	300			
Animaliska fetter	180			
Returträ	80	74	80	
El	295			
Torrflis	169			
Bark	50			
Plastrejekt	-100			
Bränslekross	0			

Priserna från Elforsks projekt 'Kostnader och potential för åtgärder i Sverige att minska utsläpp av koldioxid' (Ekström et al, 2005) har beräknats från "price paths" för råolja, naturgas och kol som tagits fram inom IEA WEO¹² för 2004. Dessa "price paths" är inte prognoser utan avspeglar de

¹² IEA (International Energy Agency) WEO (World Energy Outlook) 2004, OECD / IEA

priser som bedöms behövas för att det ska investeras tillräckligt i utvinning och produktionskapacitet av dessa bränslen för att möta den efterfrågan som IEA har räknat fram med makroekonomiska modeller. Enligt Elforsks projekt hamnar priserna uträknade från IEA WEO i SEK på ungefär samma prisnivå som gällde 2003-2004 för alla fossila bränslen, vilket dock är betydligt högre än vad som valts i tidigare studier.

Eftersom de priser Elforsksprojektet har valt för de fossila bränslena hamnar på ungefär 2003-2004 års prisnivå, väljs de priser för biobränslen som avspeglar prisnivåerna för år 2003-2004. De priserna hämtas de framförallt från 'Prisbladet för biobränslen och torv mm.' (STEM, 2005).

För frästorv och stycktorv tas priserna för 2004 från 'Prisbladet för biobränslen och torv mm.' (STEM, 2005) eftersom de priserna inte anges i Ekström et al (2005).

De fetstilade bränslepriserna har inte tagits från referenslitteratur och har beräknats på olika sätt. Nedan följer en genomgång hur de olika priserna har beräknats.

- Olja (Eo1) anges i Ekström et al (2005), men då som villaolja. Omvandlingen från villaolja till Eo1 för industrikunder har gjorts utifrån data från Kullendorff (2005) där priser för 2004 för både industrikunder och villakunder ingår. Under 2004 var i genomsnittspriset för industrikunder 82,6% av priset för villakunder. Den siffran multiplicerat med den från Ekström et al (2005) ger 224 kr / MWh bränsle som används i denna undersökning.
- Gasol antas ha samma pris som Eo1 eftersom referens saknas. Gasol har väldigt liten betydelse för åtgärdsberäkningarna.
- Torvpellets antas ha samma pris som torvbriketter. Träpellets anges av Ryk (2005) till att kosta 20-25% mer än torvbriketter. Med det som utgångspunkt beräknas priset för torvpellets och torvbriketter till 20% lägre än träpellets, det vill säga 200 kr / MWh bränsle.
- Priserna för tallbecksolja och vegetabiliska fetter är beräknade som genomsnitt från företag som använt dessa bränslen i värmeverk.
- Priset för animaliskt fett prissätts utifrån alternativa bränslens pris. Här beräknas priset för animaliskt fett utifrån priset på olja som används i kraftvärmeverk¹³. Oljepriset inklusive koldioxidskatt (21% av 91 öre / kg fossil CO₂ för den produktion som går till värme (ca 2/3), elproduktionen är obeskattad) är 212 kr / MWh bränsle utgående från priset på Eo5 ovan (177 kr / MWh bränsle) och emissionsfaktorn nedan. Eftersom animaliskt fett har något högre driftkostnader och kräver vissa mindre investeringar för att kunna användas antar vi ett pris på 180 kr / MWh bränsle.
- Elpriset är ett genomsnittspris på nordiska elbörsen Nord Pool under 2003 och 2004 (Nord Pool, 2005-10-03)
- Torrflis är en restprodukt från sågindustrin när de sågar torkat timmer. Bränslepriset för torrflis antas vara 30% dyrare än skogsflis vilket ger ett pris på 169 kr / MWh bränsle.
- Gummiflis är gamla bildäck som flisats i förbränningsyfte. Bränslepriset för gummiflis antas till 90 kr / MWh bränsle vilket bygger på att det är något billigare än kol inklusive koldioxidskatt (gummiflis betalar ej koldioxidskatt). Kolpriset inklusive koldioxidskatt (21% av 91 öre / kg fossil

¹³ Om animaliskt fett ersätter olja i värmeverk skulle priset antagligen vara betydligt högre eftersom skatterna för att använda olja i värmeverk är betydligt högre. Samma skillnad återfinns antagligen även för vegetabiliska fetter och tallbecksolja. Därför är antagligen inte prisskillnaden så stor mellan exempelvis animaliskt och vegetabiliskt fett som återges i den här rapporten. Priset för vegetabiliskt fett kommer nämligen från källor med värmeverk medan animaliska fett är uträknat för ett KVV.

CO₂ för den produktion som går till värme (ca 2/3), elproduktionen är obeskattad) är 103 kr / MWh bränsle utgående från priset på kol ovan och med emissionsfaktorn enligt nedan.

- Bark antas ha något lägre pris än returflis och antas kosta 50 kr / MWh bränsle.
- Plastrejekt är ett avfall från kartongåtervinning och har ingen alternativ användning. Därför prissätts det med utgångspunkt från avfall, men antas ha ett högre pris (mindre negativt) än avfall eftersom det är enklare att elda. Priset på plastrejekt antas till -100 kr / MWh bränsle.
- Bränslekross är processat avfall. Det bearbetas för att det ska kunna eldas i mindre avancerade pannor (än avfallspannor). Det har dessutom högre värmevärde och är lättare att frakta. Priset antas vara betydligt dyrare än avfall, men fortfarande mycket billigare än andra bränslen och sätts i denna undersökning till 0 kr / MWh bränsle.

3.2 Drift och underhållskostnader (referensvärden)

För nya anläggningar har data för fasta drift- och underhållskostnader tagits från 'El från nya anläggningar' (Bärring et al, 2003), se tabell 4 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 4: Data för nybyggnation av olika elproduktionsanläggningar (Bärring et al, 2003). 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.

Bränsle	Cykel	Storlek	Elverk.	Tot verk.	Invest.- kostnad kr / Wel	Rörlig D&U kr / MWhbr	Fast D&U % av invest.
		MWel	grad (%)	grad (%)			
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

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' (Bärring et al, 2003), se tabell 4. 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, men detta anges i så fall i respektive fjärrvärmenäts bilaga.

Även annan data från 'El från nya anläggningar – 2003' (Bärring et al, 2003) används för beräkningar av nya anläggningar när data inte har kunnat fås från respektive företag.

3.3 Emissionsfaktorer för CO₂ och värmevärden för olika bränslen

Emissionsfaktorerna för CO₂ för olika bränslen varierar. En del 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 tabell 5 nedan). De avviker ibland på grund av ovanstående anledningar från de emissionsfaktorer som de undersökta företagen använt. Därför avviker våra beräknade utsläpp i vissa fall 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 5 är några värden fetstilmarkerade och det beror på att de emissionsfaktorerna inte är hämtade från NIR (2005). Värdet för gummiflis kommer från Uppenberget et al (2001), värdet för plastrejekt är beräknat utifrån data angivet av Nilsson (2005) och värdet för bränslekross är beräknat utifrån Söderenergis miljörapport (Söderenergi, 2005).

Tabell 5: Emissionsfaktorerna som används i beräkningarna. Uppgifterna kommer från Naturvårdsverket (NIR, 2004) med kompletteringar för de emissionsfaktorer med fet stil enligt rapporttexten.

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
Gasol	234,4	65,1
Stenkol	334,8	93,0
Torvpellets	386,3	107,3
Torvbriketter	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
Tallbecksolja	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

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 6 använts för att omvandla dem till bränslevärden uttryckta i GWh.

Tabell 6: Energiinnehåll och densitet för olika bränslen. 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).

	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
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)	848	3,1	0,33	2 570	9,3
Torv (35% fukthalt)	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
Vegitabiliska fetter (Safacidol)	9 711	35,0	0,92	10 556	38
Animaliska fetter	9 456	34,0	0,92	10 278	37

3.4 Känslighetsanalys

Känslighetsanalysen har genomförts genom att ändra bränslepriserna var och en för sig i den beräkningsmodell som använts för beräkningar av åtgärdskostnaderna.

Max- och minvärden för de inparametrar som varierats i känslighetsanalysen återges i Tabell 7. Nedan ges en förklaring till de valda max- och minvärdena, vilka har tagits fram i samråd med uppdragsgivaren (Energimyndigheten).

Tabell 7: I känslighetsanalysen har ett antal inparametrar varierats. Defaultvärdet anges i kolumnen "valt värde". Kolumnerna "Använda värden" anger valda min- och maxvärden för vår känslighetsanalys. Kolumnerna "Avvikelse från valt värde" anger hur stor avvikelse från defaultvärdet som min-/maxvärdet innebär. Kolumnerna "statistik 01-04" visar de lägsta respektive högsta årsgenomsnittspriserna under perioden 2001 till 2004, vilka har varit utgångspunkten vid känslighetsanalysen.

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

För olja är skillnaden mellan valt värde och min- och maxvärde stort eftersom variationen på oljepriset har varit väldigt stor de senaste åren. Maxpriset utgår från ett pris på 70 USD\$ / fat råolja och minimipriset från ett pris på 15 USD\$ / fat råolja med en växelkurs på 8,23 kr / USD\$ (DI, 2005-11-15). Priset på råolja har de senaste åren varit uppe på ca 70 USD\$ / fat råolja som mest. Under slutet av 90-talet kunde man köpa olja för under 15 USD\$ / fat råolja. Det priset används som minpris även om det är få som tror att oljepriset kommer 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.

Det finns ingen statistik på bränslepriset för avfall de senaste åren. Därför används utgångspunkten +/- 30% för min- respektive maxvärde.

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 (Ekström et al, 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 SEK / MWh till 333 SEK / MWh. Månadsvärdena har varierat mellan 157 och 668 SEK / MWh. I känslighetsanalysen har elpriset varierats mellan 200 SEK / MWh och 400 SEK / MWh vilket är något mer än +/- 30%.

För räntan väljs 4% och 12% för att kunna jämföra med resultaten i andra studier (Ekström et al, 2005; Holmgren et al, 2005; Stripple et al, 2005). 4% representerar ett samhällsperspektiv medan 12% representerar ett företagsperspektiv med högt avkastningskrav.

4 Resultat

Nedan presenteras först en sammanfattning och en känslighetsanalys av resultaten. Därefter presenteras de olika åtgärderna mer ingående under respektive fjärrvärmenät. Vid varje åtgärd återfinns en kvalitetsbarometer som åskådliggör tillförlitligheten i åtgärdskostnadsberäkningarna, se även kapitel 2.4.

4.1 Sammanfattning

Resultaten för de 32 utsläppsreducerande åtgärderna redovisas i Tabell 8 grupperade i åtgärdstyper. Åtgärderna har varit av varierande slag och har delats in i: ökning av tillgängligheten hos produktionsenheterna, byggandet av nya avfallspannor, konvertering från stycktorv till träflis, konvertering från torvbriketter till träpellets, byggandet av nya biobränsleldade kraftvärmeverk, konvertering från olja till träpellets, konvertering från kol till träpellets samt övrigt (Bland annat konverteringar från naturgasvärmeverk).

24 av de utsläppsreducerande åtgärderna var inte genomförda år 2004. De 24 åtgärderna är sammanfattade i Tabell 9 enligt samma åtgärdstyper som i Tabell 8.

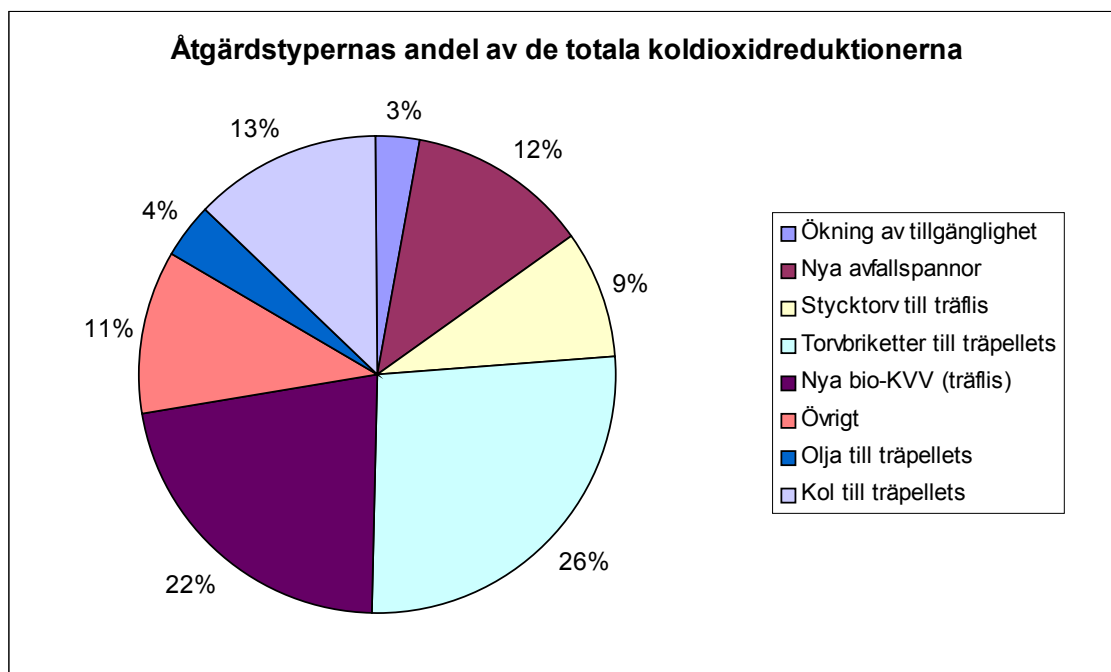
I både Tabell 8 och Tabell 9 återfinns även genomsnittskostnaden för åtgärderna exklusive de två åtgärdstyperna: *ökning av tillgänglighet* och *nya avfallspannor*. Det beror på att dessa åtgärdstyper avviker från de övriga. *Ökning av tillgängligheten* till 2005 kan genomföras på grund av driftstopp eller driftproblem med baslastpannor under 2004. *Nya avfallspannor* byggs i huvudsak för att energiåtervinna avfall och inte för att minska fossila koldioxidutsläpp.

Tabell 8: Tabellen redovisar de 32 koldioxidreducerande åtgärder i de nio undersökta näten indelade i åtgärdstyper. Genomsnittskostnaden (SEK / ton CO₂) är den genomsnittliga kostnaden för de ingående åtgärderna viktade efter deras storlek (i ton reducerad CO₂). För varje åtgärdstyp redovisas även intervallet för de ingående åtgärdernas kostnader. Längst ner redovisas även den totala genomsnittskostnaden och den totala potentiella volymen om de två översta åtgärdstyperna inte tas med. Se även figurtexten i Figur 8

Åtgärdstyp	SEK / ton CO ₂	Volym (kton)	Var är åtgärden aktuell / genomförd?
Ökning av tillgänglighet	-676 ((-829) - (-404))	64	Sydkraft i Norrköping och Örebro.
Nya avfallspannor	-111 ((-820) - 249)	265	Sydkraft i Malmö, Norrköping och Örebro, TVAB och Vattenfall i Uppsala.
Stycktorv till träflis	16 (10 - 36)	186	Mälarenergi, Sydkraft i Örebro.
Torvbriketter till träpellets	152 (129 - 258)	576	Mälarenergi, Söderenergi, Vattenfall i Uppsala.
Nya bio-KVV (träflis)	306 (118 - 596)	474	Mälarenergi, Sydkraft i Malmö, Söderenergi.
Övrigt	483 (-396 - 2815)	239	De flesta nät.
Olja till träpellets	529 (337 - 564)	89	Sydkraft i Örebro, TVAB.
Kol till träpellets	614 (596 - 661)	275	Öresundskraft.
Totalt	228	2 169	
Totalt exklusive negativa åtgärds-kostnader	308	1 839	

Tabell 9: Tabellen redovisar de 24 koldioxidreducerande åtgärder som inte var genomförda före 2004. För mer information se tabelltexten i Tabell 8.

Åtgärdstyp	SEK / ton CO ₂	Volym (kton)	Var är åtgärden aktuell / genomförd?
Ökning av tillgänglighet	-676 ((-829) - (-404))	64	Sydkraft i Norrköping och Örebro.
Nya avfallspannor	0 ((-475) - 249)	221	Sydkraft i Malmö, Norrköping och Örebro, TVAB och Vattenfall i Uppsala.
Stycktorv till träflis	16 (10 - 36)	186	Mälarenergi, Sydkraft i Örebro.
Torvbriketter till träpellets	152 (129 - 258)	576	Mälarenergi, Söderenergi, Vattenfall i Uppsala.
Nya bio-KVV (träflis)	306 (118 - 596)	474	Mälarenergi, Sydkraft i Malmö, Söderenergi.
Övrigt	647 ((-88) - 2815)	86	De flesta nät.
Olja till träpellets	529 (337 - 564)	89	Sydkraft i Örebro, TVAB.
Kol till träpellets	653 (622 - 661)	80	Öresundskraft.
Totalt	195	1 777	
Totalt exklusive negativa åtgärds-kostnader.	262	1 491	



Figur 7: Åtgärdstypernas andel av den totala volymen av gjord och möjlig reduktion av koldioxid (inkluderar alla de 32 utsläppsminskande åtgärderna). Åtgärdstyperna är redovisade sorterade efter åtgärdskostnad som framgår av Tabell 8.

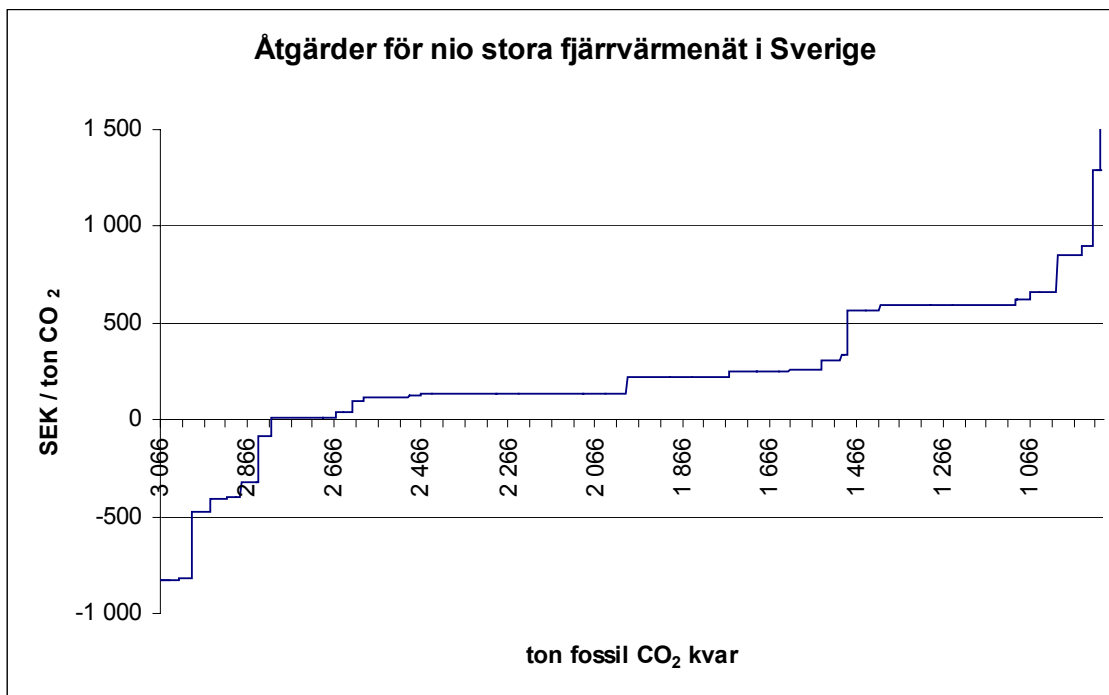
Förutom de utsläppsminskande åtgärder som anges i Tabell 8 och Tabell 9 ovan finns en utsläppsminskande åtgärd (åtgärd B7) som enbart rör kondensdrift. Den finns inte med i tabellerna ovan eller de sammanfattande figurerna eftersom den styrs av andra förutsättningar än de andra åtgärderna.

Ett antal av de åtgärder som identifierats resulterar i ökade koldioxidutsläpp istället för minskade. Dessa åtgärder redovisas i Tabell 10.

Tabell 10: Utsläppshöjande investeringar (totalt 5 stycken) fördelade på två typer. Byggandet av nya naturgas-KVV ger stor ökning av elproduktionen, speciellt i för E.ON i Malmö samt Mälarenergi i Västerås eftersom de antas använda anläggningen även för kondensdrift. Investeringarna är utsläppshöjande hos företagen, men är troligen utsläppssänkande i ett europeiskt perspektiv eftersom oljeeldning respektive kondenskraftsproduktion ersätts. Åtgärdskostnadsbegreppet är inte lika entydigt vid utsläppsökningar. I denna tabell innebär en positivt åtgärdskostnad att det kostar företagen att öka sina utsläpp. Om den är negativ så är det lönsamt att öka utsläppen med de förutsättningar som används i studien.

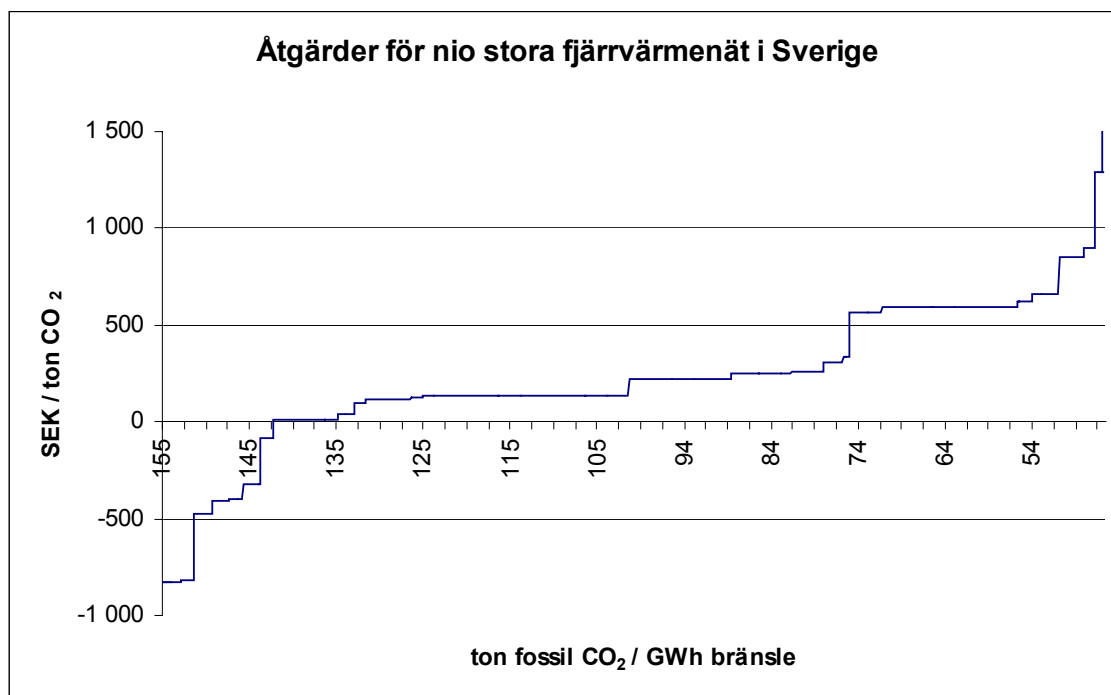
Åtgärdstyp	SEK / ton CO ₂	Volym (kton)	Var är åtgärden aktuell / genomförd?
Nytt naturgas-KV /-KVV	58 ((-43) - 104)	2 057	Göteborg Energi, Sydkraft i Malmö, Mälarenergi
Överföringsledning	-46 ((-925) - 362)	8	Mälarenergi, Sydkraft i Örebro
Totalt	58	2 065	

De 32 utsläppsreducerande åtgärderna har i Figur 8 sorterats efter kostnad och inte enligt den ordning som de har genomförts eller troligen kommer att genomföras. I figuren fås en översikt av åtgärdernas olika kostnad och storlek (mätt i ton koldioxid). Åtgärderna reducerar cirka 2 / 3 av utsläppen från fjärrvärmeföretagen. Majoriteten av resterande utsläpp är dyrare att genomföra eftersom det innebär ersättning av avfallsbränsle eller spetslastproduktion som används väldigt sällan.



Figur 8: Figuren visar de 32 utsläppsreducerande åtgärdernas kostnad och omfattning (storlek i ton CO₂). Åtgärderna är sorterade efter kostnad och inte i den ordning som de har eller kommer att genomföras. Åtgärderna är dock beräknade efter den ordning de kan komma att genomföras. Ifall ordningen i figuren skulle följas är det möjligt att åtgärdernas omfattning och kostnad skulle vara annorlunda. Goda kunskaper om förutsättningarna behövs för att tolka resultaten.

Figur 9 ger ett annat perspektiv på hur långt ifrån koldioxidneutralitet fjärrvärmesystemen har kommit. Skalan på x-axeln visar ton fossil koldioxid / GWh bränsle och ska jämföras med emissionsfaktorerna för olika bränslen som återfinns i Tabell 5. Jämför till exempel med kol som har 335 ton / GWh bränsle, olja 274 ton / GWh , torv 386 ton / GWh och avfall 90 ton / GWh.



Figur 9. Figuren visar de 32 utsläppsreducerande åtgärdernas kostnad och omfattning (storlek i ton CO₂) sorterade efter kostnad. X-axeln visar hur långt ifrån koldioxidneutralitet de nio fjärrvärmenäten har kommit efter att genomfört de olika åtgärderna. Som jämförelse har kol 335 ton fossila koldioxidutsläpp per GWh bränsle. Olja har 274 ton / GWh bränsle, torv har 386 ton / GWh bränsle och avfall 90 ton / GWh.

4.2 Känslighetsanalys

Åtgärdskostnadernas känslighet för variation av ett antal bränslepriser och realräntan har undersökts. Resultaten från känslighetsanalysen återges i Tabell 11 och

Tabell 12. För de aktuella bränslepriserna och realräntan har ett min- respektive maxvärde tagits fram i samråd med Energimyndigheten (se kapitel 3.4 för mer information). Trots att bränslepriserna i verkligheten påverkar varandra har inga kopplingar mellan bränslepriserna antagits i känslighetsanalysen.

Störst påverkan på den totala åtgärdskostnaden för de utsläppsminskande åtgärdstyperna har maxvärdet för realräntan, minvärdet för träpellets samt maxvärdet för olja. För de utsläppshöjande åtgärdstyperna har elpriset störst inverkan.

Tabell 11: Åtgärdskostnadernas känslighet för variation av ett urval av bränslepriser och realräntan har undersökts. Under varje inparameter anges det min- respektive ett maxvärde som använts i känslighetsanalysen. De siffror som anges för åtgärdstyperna i de kolumnerna är förändringar av de åtgärdskostnader som anges i kolumn nummer 2.

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

Tabell 12: Samma som tabellen ovan, men de andra inparametrarna har varierats.

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

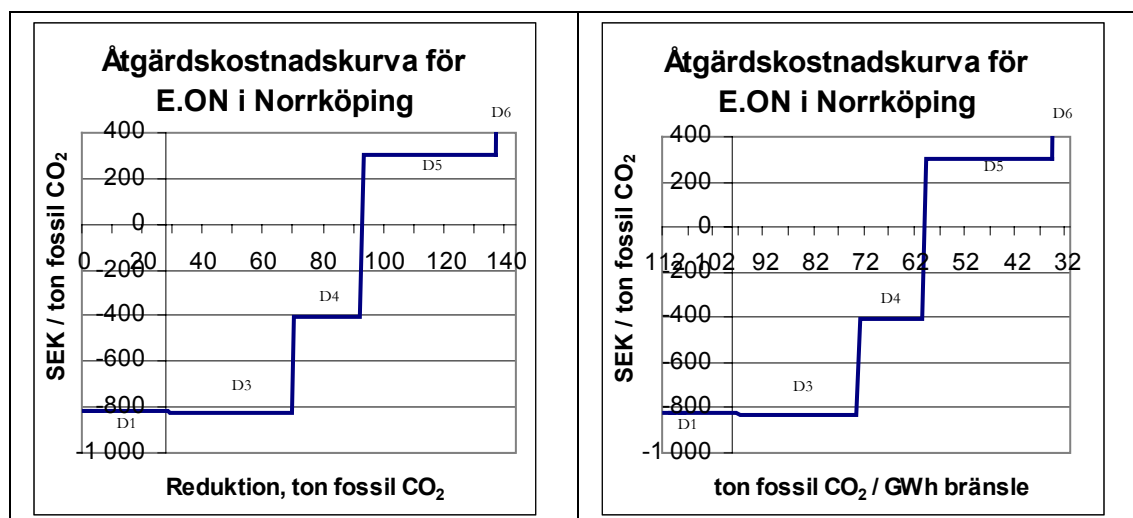
Den utsläppshöjande åtgärdstypen, *Överföringsledning*, påverkas i allmänhet stort av känslighetsanalysen. Det beror på att både fossila och icke-fossila bränslen är inblandade både före och efter åtgärden. Det innebär att en stor mängd bränslen ersätts genom åtgärden men nettoförändringen på utsläppen blir liten. Vid åtgärdskostnadsberäkningen innebär det att två stora tal subtraheras från

varandra i täljaren och divideras med ett litet tal. Förändras resultatet i täljaren på grund av känslighetsanalysen förändras åtgärdskostnaden mycket eftersom nämnaren är liten. Samma effekt, om än inte lika tydlig, finns för nya avfallspannor, nya bio-KVV och nya naturgas-KV / -KVV.

4.3 Läsinstruktion för redovisningen av respektive åtgärd

Nedan följer de nio undersökta fjärrvärmenäten efter varandra med sina respektive åtgärder. I presentationen av respektive fjärrvärmenät används samma upplägg. För att lättare ta till sig informationen följer här en beskrivning av upplägget.

- Inledningsvis finns en kort sammanfattning av respektive fjärrvärmenät och dess åtgärder.
- Därefter presenteras två tabeller där den första återger fjärrvärmenätets produktionen och fossila koldioxidutsläpp för år 2004. Den andra tabellen visar hur produktionen och de fossila koldioxidutsläppen förändras ifall alla koldioxidreducerande åtgärder samt de beslutade koldioxidhöjande åtgärderna genomförs. Vissa av åtgärderna har dock genomförts långt före 2004 och har redan fått effekt i de siffror som redovisas i den första tabellen för produktionen år 2004.
- Tabellerna följs av en tidsaxel som visar när de olika åtgärderna har genomförts, planeras att genomföras eller om det inte är bestämt när eller om de ska genomföras.
- Presentationen av de olika åtgärderna åtföljs av en kvalitetsbarometer. Kvalitetsbarometern beskriver tillförlitligheten hos den data som ligger till grund för åtgärdskostnadsberäkningarna. Barometern tar dock inte hänsyn till osäkerheter i uppgifter från företag eller i prisuppgifterna för bränsle redovisade i referenslitteratur. Se kapitel 2.4 för mer information.
- Avslutningsvis visas två stycken åtgärdskostnadskurvor. Normalt stiger de kurvorna ju mer som har reducerats eftersom det logiskt sett borde bli dyrare ju mer produktionen måste förändras. Ett bra exempel är E.ON i Norrköping som återfinns både här i figur 10 samt i figur 19. I vissa fall har dock kurvorna ett annat utseende eftersom kostnaden för någon av de senare åtgärderna är billigare än för de första åtgärderna. Det beror på att åtgärderna är sorterade efter den ordning de har genomförts eller sannolikt kommer att genomföras. (Se diskussionskapitlet för mer information). Y-axeln i åtgärdskostnadsdiagramen är placerad där utsläppsreduktionen och produktionen befinner sig år 2004. Y-axelns position motsvarar alltså situationen som återges av den övre av tabellerna. De två olika Åtgärdskostnadskurvorna är relativt lika, men har olika x-axlar. Den ena visar den totala reduktionen av fossil koldioxid i och med åtgärderna. Den andra visar utsläppsnivån dividerat med mängden använt bränsle, vilket åskådliggör hur långt företaget har kommit i att minska sina fossila koldioxidutsläpp. Åtgärdskostnadsdiagramet med den senare x-axeln underlättar en jämförelse mellan olika nät av olika storlek.



Figur 10 åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Norrköping. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (112 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)¹⁴. Dessförinnan har åtgärd D1 genomförts medan de andra åtgärderna återstår att göras. För D2 har ingen åtgärdskostnad kunnat beräknas. Den sista åtgärden (D6) kostar 2815 kr / ton fossil CO₂, men går utanför skalan i diagrammen.

4.4 Beskrivning av respektive åtgärd

Göteborg Energi (Se bilagan om Göteborg Energi för mer information)

De åtgärderna som redovisas här för Göteborg Energi har till största delen redan genomförts vilket kan utläsas ur Figur 11. Åtgärd A1-A3 har till stor del även fått genomslag i de siffror som redovisas för år 2004 i Tabell 13. Resterande effekt från dessa åtgärder samt åtgärd A4 (som kraftigt ökar koldioxidutsläppen) ger resultatet i nedre tabellen i Tabell 13. Åtgärd A1-A3's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 12. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om Göteborg Energi.

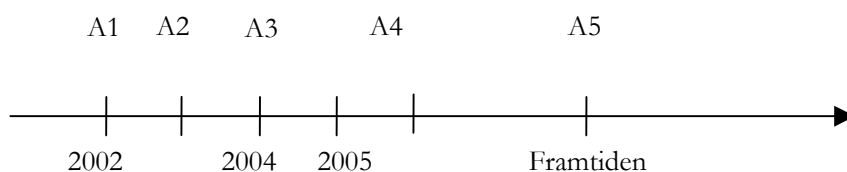
¹⁴ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxidintensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För olja är utsläppen 274 ton CO₂ / GWh bränsle, naturgas 203 ton CO₂ / GWh bränsle och avfall 90 ton CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Tabell 13: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när / om åtgärd A1-A4 har genomförts (se ovan för mer information). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004	Värme	El	Andel	Bränsle	fossil	ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd A1, A2 och halva A3. Före åtgärd A4	GWh	GWh	av totala	GWh	CO ₂	CO ₂ per	bränsle
			värmepr.		kton	GWh bränsle	
Spillvärme (raffinaderier) (ca)	1 000		26%	1 000	0	0	Spillv.
Renovas avfallsförbränning	1 173	213	31%	1 357	112	83	Avfall
Göteborgs Energi	1 642	166	43%	1 462	158	108	
varav KVV	413	166	11%	591	119	201	Naturgas
varav VV	689		18%	703	39	56	NG, biobr.
varav värmepumpar	540		14%	168	0	0	El
Totalt Göteborgs fj. nät.	3 815		100%	3 819	270	71	

Produktion	Värme	El	Andel	Bränsle	fossil	ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd A1-A4	GWh	GWh	av totala	GWh	CO ₂	CO ₂ per	bränsle
			värmepr.		kton	GWh bränsle	
Spillvärme (raffinaderier) (ca)	1 000		26%	1 000	0	0	Spillv.
Renovas avfallsförbränning	1 173	213	31%	1 357	112	83	Avfall
Göteborgs Energi	1 642	1 250	43%	3 120	598	192	
varav nya KVV:et	1 450	1 250	38%	2 900	590	203	Naturgas
varav gamla KVV	0	0	0%	0	0	0	Naturgas
varav VV	192		5%	220	8	35	Biobr.
varav värmepumpar	0		0%	0	0	0	El
Totalt Göteborgs fj. nät.	3 815		100%	5 477	710	130	

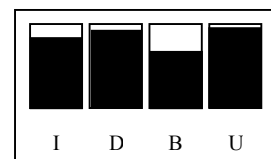
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



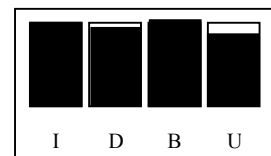
Figur 11: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel. Åtgärd A1-A3 är redan genomförda, medan A4 håller på att genomföras. A5 kanske genomföras i framtiden.

Gjorda åtgärder

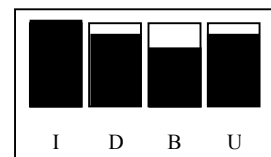
- A. 1. Konvertering av en av pannorna (HP2) i värmeverksanläggningen i Sävenäs från naturgas till vegetabiliska fetter år 2002.
 Åtgärdskostnad: 902 kr / ton CO₂. Omfattning: 25 000 ton CO₂.



- A. 2. Konvertering av två stycken pannor (HP6 och HP7) i Rya värmecentral från naturgas till träpellets år 2003. Åtgärdskostnad: 852 kr / ton CO₂. Omfattning: 56 000 ton CO₂



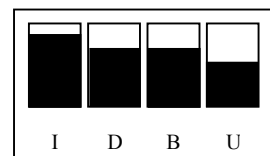
- A. 3. Konvertering av en panna (HP3) i värmeverksanläggningen i Sävenäs från tallbecksolja till fasta biobränslen (främst skogsflis) år 2004. I och med konverteringen kommer HP3 att användas tidigare i prioriteringsordningen vilket medför att det inte är bara tallbecksolja



som ersätts utan även naturgas. Åtgärdskostnad: -88 kr / ton CO₂.
Omfattning: 31 000 ton CO₂

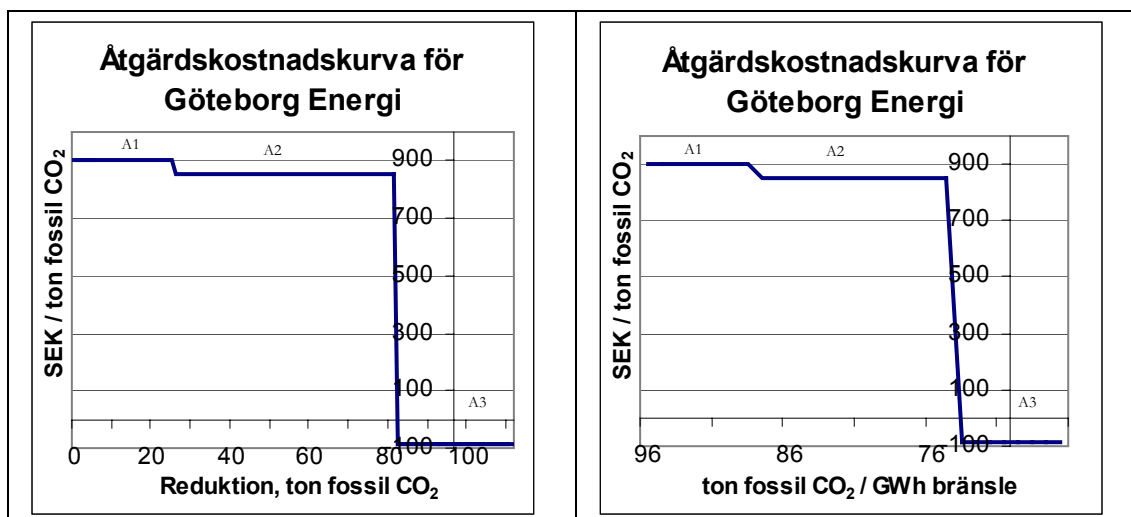
Beslutade åtgärder

A. 4. Byggandet av nytt naturgas-KVV, klart 2005-2006. Det blir ett stort modernt KVV som ersätter en stor del av den värmeproduktion som Göteborg Energi hade 2004. 'Åtgärden' innebär en ökning av de fossila CO₂-utsläppen. Kostnaden är 98 kr / ton CO₂ för att öka utsläppen. Omfattning: En ökning på 470 000 ton CO₂.



Troliga åtgärder

A 5. Byggandet av en ackumulatortank. Det är dock mycket svårt att räkna på, se bilagan om E.ON i Norrköping.



Figur 12. Åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Göteborg. A4, byggandet av det nya KVV är inte med i graferna ovan eftersom det innebär en ökning av koldioxidutsläppen. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (71 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)¹⁵.

Mälarenergi (Se bilagan om Mälarenergi för mer information)

De åtgärderna som redovisas här för Mälarenergi har inte genomförts vilket kan utläsas ur Figur 13 utan är sådan som kan komma att genomföras. Åtgärderna B1-B7:s totala effekt kan utläsas genom att jämföra produktionsförhållandena före respektive efter åtgärderna i Tabell 14. Åtgärd B2-A7's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 14. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om Mälarenergi.

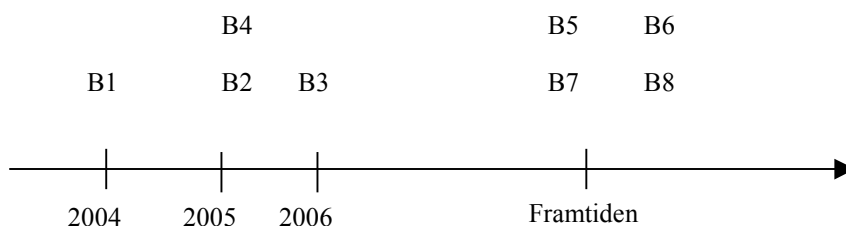
¹⁵ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Tabell 14: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när / om åtgärd B1-B7 har genomförts (se ovan för mer information). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004 Före åtgärd B1-B7	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmepr. %	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
varav KVV (Västerås)	1 649	1 124	98%	3 463	899	259	Kol, torv, träflis
varav KV (Västerås)	0	1	0%	4	1	274	Olja
varav VV (Västerås)	1	0	0%	1	0	274	Olja
varav VV (Halstahammar)	35	0	2%	39	8	197	Olja, träpulver
Totalt Västerås fj. nät.	1 685	1 125	100%	3 507	908	259	

Produktion efter åtgärd B1 till B7	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmepr. %	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
varav KVV (Västerås)	1 649	903	100%	2 702	47	17	Träflis, träp
varav KV (Västerås)	0	1	0%	4	1	274	Olja
varav VV (Västerås)	1	0	0%	1	0	274	Olja
varav VV (Halstahammar)	2	0	0%	2	0,5	274	Olja
Totalt Västerås fj. nät.	1 652	904	100%	2 708	49	18	

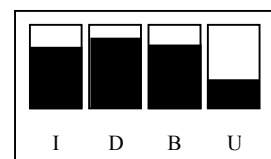
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



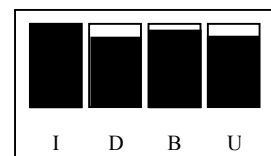
Figur 13: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när de är möjligt att de kommer att genomföras. Åtgärd B5-B8 är inte beslutade än och det är svårt att förutspå om och i så fall när de skulle kunna genomföras. B6 och B8 kan som tidigast genomföras 2009.

Beslutade åtgärder

- B. 1. Överföringsledningen till Hallstahammar blev klar 2004. Produktionen i Hallstahammar under 2004 bestod av olja och träpulver vilket ersattes med produktionsmixen från KVV i Västerås (träflis, torv och kol). Kostnaden är 2 Mkr per år och innebär en ökning på 5 000 ton CO₂.

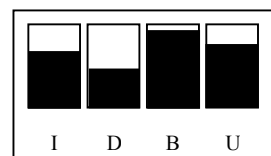


- B. 2. Ökning av träflisanvändningen i panna 5 i KVV:et på bekostnad av stycktorven. Mälarenergi ersätter successivt stycktorven i panna 5 med träflis eftersom utsläppsrätterna har medfört att det är ofördelaktigt att använda stycktorv i den panna. Åtgärdskostnad: 10 kr / ton CO₂. Omfattning: 94 000 ton CO₂

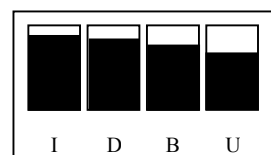


Troliga åtgärder

- B. 3. Ytterligare ökning av träflisanvändningen i panna 5 i KVV:et på bekostnad av stycktorven. När den sista torven också ersätts finns det risk för beläggningar. För att undvika de problemen är det möjligt att de får tillsätta svavel vilket medför extra kostnader. Åtgärdskostnad: 36 kr / ton CO₂. Omfattning: 39 000 ton CO₂.

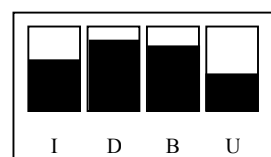


- B. 4. Ökning av träpelletsanvändningen i panna 4 i KVV:et på bekostnad av torvbriketter. Av samma anledning som ovan minskar man även ner användningen av torvbriketter om det går att komma över tillräckligt billigt träpellets. Åtgärdskostnad: 129 kr / ton CO₂. Omfattning: 28 000 ton CO₂.

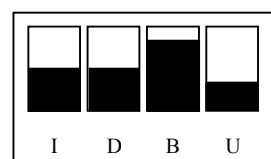


Möjliga åtgärder

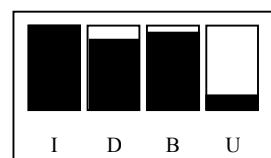
- B. 5. Ytterligare ökning av träpelletsanvändningen i panna 4 i KVV:et på bekostnad av torvbriketter. Antar att det även är möjligt att ersätta resterande mängd torvbriketter med träpellets. Åtgärdskostnad: 134 kr / ton CO₂. Omfattning: 212 000 ton CO₂.



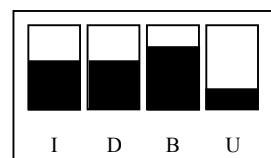
- B. 6. Ny träflispanna som skulle ersätta delar av panna 4. Åtgärden antas ersätta det kol som används i mottrycksdrift i panna 4 samt en del träpellets. Kondensdriften i panna 4 antas inte ersättas. Det finns dock viss risk för träflisbrist i området om denna panna byggs. Åtgärdskostnad: 225 kr / ton CO₂. Omfattning: 237 000 ton CO₂.

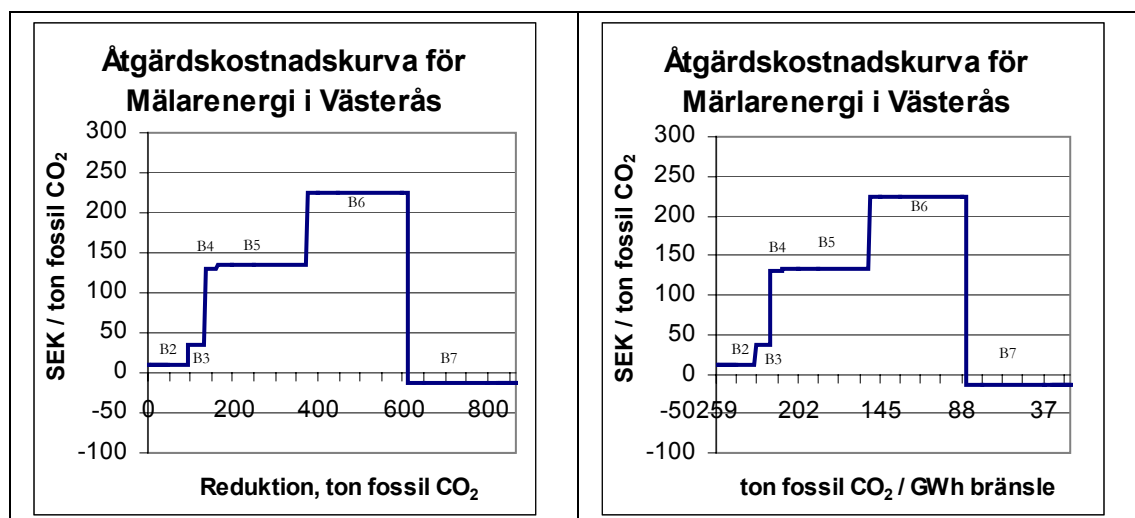


- B. 7. Sluta använda kondensdrift. Om elpriset (relativt bränslepriset, främst kol) är lågt sker denna åtgärd automatiskt, men blir elpriset högt (relativt bränslekostnaden) kommer anläggningen användas mer i kondensdrift. Åtgärdskostnaden styrs helt och hållet av vilket elpris som antas. Åtgärdskostnad: -13 kr / ton CO₂. Omfattning: 255 000 ton CO₂.



- B. 8. Nytt stort naturgas KV (lika stort som det som E.ON funderar på att bygga i Malmö) antas byggas som ersättning för panna 4. Det nya KV antas producera än mer el i kondensdrift, 3000 GWh samt ersätta panna 4:s värmeproduktion. Kostnaden är -43 kr / ton CO₂ för att öka utsläppen. Omfattning: En ökning på 623 000 ton CO₂.





Figur 14 Åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Västerås. Y-axeln är satt där satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (259 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)¹⁶.

E.ON i Malmö (Se bilagan om E.ON i Malmö för mer information).

De åtgärderna som redovisas här för E.ON i Malmö har inte genomförts än, vilket kan utläsas ur Figur 16. Åtgärd C1-C2:s totala effekt kan utläsas att jämföra produktionsförhållandena före respektive efter åtgärdernas genomförande i tabellen nedan. Åtgärd C1-C2's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 17. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om E.ON i Malmö.

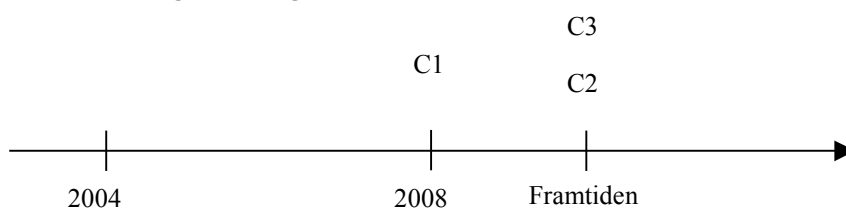
Tabell 15: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när / om åtgärd C1 och C2 (se nedan för mer information) har genomförts. Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004 Före åtgärd C1-C2	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmep.	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
Spillv. (Nordic Carbon Black)	130	0	5%		0		Spillv.
Sydkraft (Malmö)	1 262	231	52%	1 417	230	162	
varav KVV	811	231	33%	1 084	223	206	Naturgas
varav Flintrännans VV	278		11%	257	0	0	Träflis
varav övriga VV	27		1%	34	7	203	Naturgas
varav värmepumpar	147		6%	43	0	0	El
Totalt Malmös fj. nät.	2 424	370	100%	2 520	328	130	

¹⁶ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Produktion Efter åtgärd C1-C2	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmep.	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
Sysav (avfallsförbränning)	1 432	288	59%	1 653	147	89	Avfall
Spillv. (Nordic Carbon Black)	130	0	5%		0		Spillv.
Sydskraft (Malmö)	863	238	36%	1 037	7	7	
varav KVV gamla	0	0	0%	0	0		
varav Flintrännans VV	0		0%	0	0		
varav övriga VV	27		1%	34	7	203	Naturgas
varav värmepumpar	0		0%	0	0		
varav nya bio-KVV	836	238	34%	1 003	0	0	Träflis
Totalt Malmös fj. nät.	2 424	527	100%	2 689	154	57	

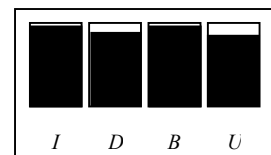
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



Figur 16: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när det är möjligt att de kommer att genomföras. Åtgärd C1 är beslutad och kommer att vara färdig 2008, medan åtgärd C2-C3 inte är beslutade. De kan tidigast vara klara 2009 om de genomförs.

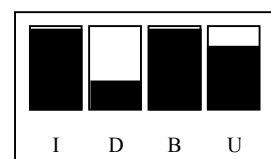
Beslutade åtgärder

- C. 1. Ny avfallsförbränningspanna hos Sysav som beräknas vara färdig under 2008. Avfallsförbränningen ersätter framförallt naturgas i Helenelunds KVV, men även en del el (värmepumpar) och biobränslen. Åtgärdskostnad: -319 kr / ton CO₂. Omfattning: 40 000 ton CO₂.

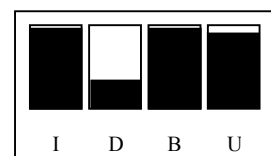


Möjliga åtgärder

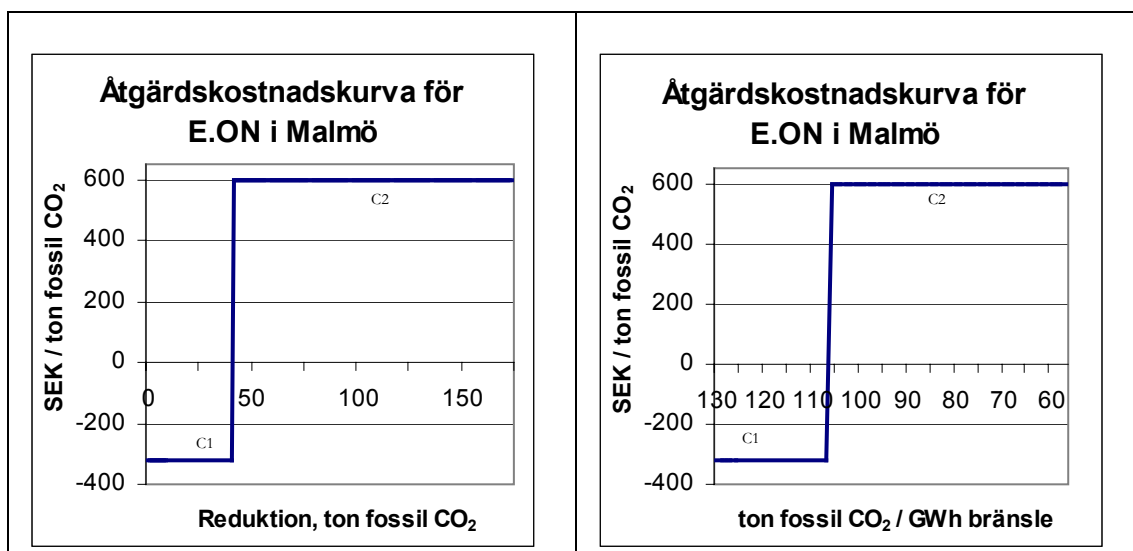
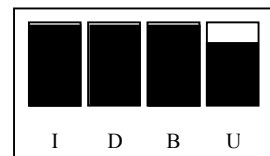
- C. 2. Nytt biobränsleeldat KVV som skulle kunna stå klart år 2009. Det är oklart om E.ON väljer att bygga ett bio-KVV eller ett naturgas-KV (främst avsett för elproduktion, men kommer även att kunna leverera värme till fjärrvärmenätet). Vilket det än blir ersätts all nuvarande produktion förutom spetslasten (naturgasvärmeverken). Ett bio-KVV skulle ge 238 GWh el och 836 GWh värme. Om bio-KVV:et byggs blir åtgärdskostnaden: 596 kr / ton CO₂. Omfattning: 133 000 ton CO₂.



- C. 3. Nytt naturgaseldat KV (se även åtgärd C2 för mer information) som skulle kunna vara klart år 2009. Ett naturgas-KV antas ge 3000 GWh el och beräknas ge 836 GWh värme. Om naturgas-KVV:et byggs kostar det 104 kr / ton CO₂ att öka utsläppen. Omfattning: En ökning på 965 000 ton CO₂.



C. 4. Skillnaden med att bygga ett bio-KVV och ett naturgas-KV. Om ovanstående bio-KVV byggs istället för ovanstående naturgas-KV blir åtgärdskostnaden: -19 kr / ton CO₂. Omfattning: 1 098 000 ton CO₂.



Figur 17 åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Malmö (exklusive naturgas-KVV som ökar koldioxidutsläppen). Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (130 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)¹⁷.

E.ON i Norrköping (Se bilagan om E.ON i Norrköping för mer information).

De åtgärderna som redovisas här för E.ON i Norrköping har endast delvis genomförts, vilket kan utläsas ur Figur 18. I Tabell 15 för produktionen 2004 har åtgärd D1-D3 redan genomförts. Åtgärd D1, D3-D6's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 19. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om E.ON i Norrköping.

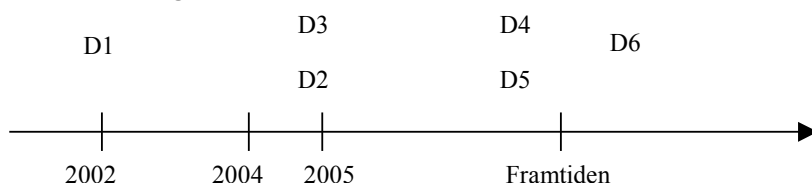
¹⁷ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Tabell 15: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när / om åtgärd D1, D3-D6 har genomförts (se nedan för mer information). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004	Andel			ton fossil			Huvud-
Efter åtgärd D1-D3	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	bränsle
Före åtgärd D4-D6	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Sydkraft (Norrköping)	1 196	382	100%	1 764	198	112	
varav avfallspannan	332	58	28%	508	45	89	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	768	271	64%	1 078	104	96	Trä, kol, gummi
varav KV Bråvalla	83	53	7%	164	45	274	Olja
varav VV	13		1%	14	4	286	Olja
Totalt Norrköpings fj. nät.	1 196	382	100%	1 764	198	112	

Produktion	Andel			ton fossil			Huvud-
Efter åtgärd D1-D6	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	bränsle
	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Sydkraft (Norrköping)	1 196	351	100%	1 737	84	48	
varav avfallspannan	457	89	38%	672	60	89	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	675	231	56%	958	0	0	Träflis
varav KV Bråvalla	51	31	4%	93	19	204	Naturgås
varav VV	13		1%	14	4	286	Olja
Totalt Norrköpings fj. nät.	1 196	351	100%	1 737	84	48	

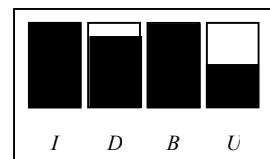
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



Figur 18: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när de är möjligt att de kommer att genomföras. Åtgärd D4-D6 är inte beslutade än och det är svårt att förutspå när de skulle kunna genomföras. D6 kan som tidigast genomföras 2009.

Gjorda åtgärder

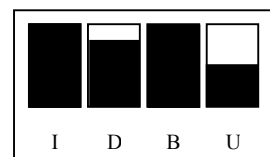
- D. 1. Byggandet av ny avfallsförbränningspanna som stod klar år 2002. Avfallet ersatte biobränsle, kol och olja i de andra pannorna i KVV samt i värmeverken. Åtgärdskostnad: -820 kr / ton CO₂. Omfattning: 28 000 ton CO₂.



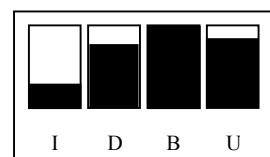
Beslutade åtgärder

- D. 2. Uppgradering av ackumulatortank. Det är dock mycket svårt att räkna på, se bilagan om E.ON i Norrköping.

- D. 3. Återgång till normala omständigheter från att använda Bråvalla verket och oljeeldad spetslast till att använda fastbränslepannorna. Tveksamt om detta borde kallas åtgärd eftersom det bara är en återgång till normala förhållanden. Olja ersattes med avfall och träflis i KVV:et. Åtgärdskostnad: -829 kr / ton CO₂. Omfattning: 41 000 ton CO₂.

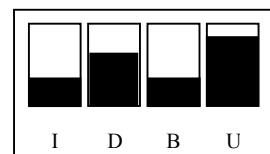


- D. 4. Öka tillgängligheten hos träflis- och avfallspannorna i KVV:et genom att minska driftstörningarna. Det innebär minskad användning av kol i KVV:et. Åtgärdskostnad: -404 kr / ton CO₂. Omfattning: 23 000 ton CO₂.



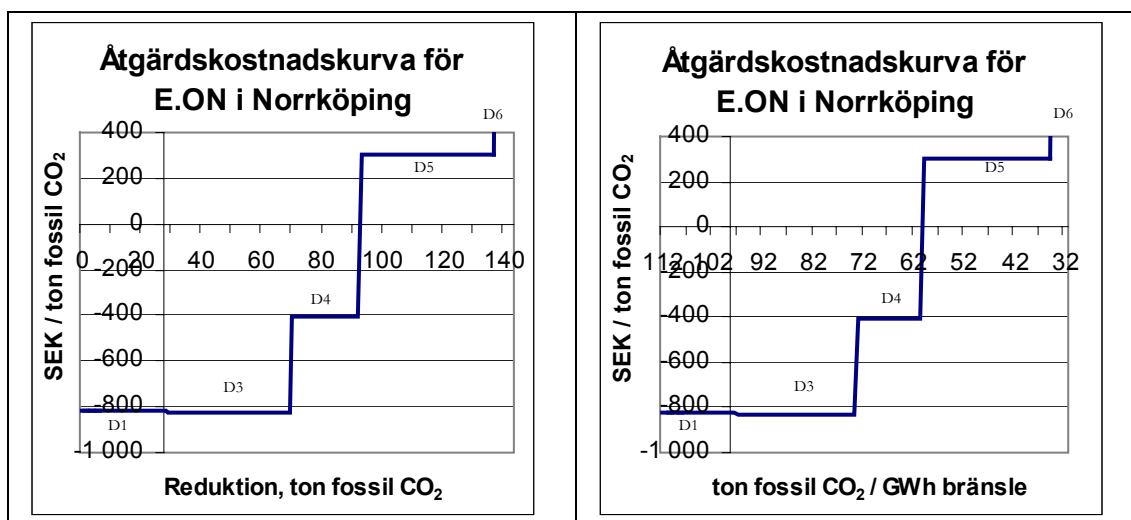
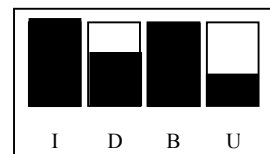
Troliga åtgärder

- D. 5. Ersättning av gummlis med torrflis i träflispannan i KVV:et. Gummlisen kommer antagligen ersättas, men det är osäkert om det blir torrflis, torv eller kol som ersätter. Här antas att torrflis blir ersättningsbränslet. Åtgärdskostnad: 303 kr / ton CO₂. Omfattning: 44 000 ton CO₂.



Möjliga åtgärder

- D. 6. Konvertering av Bråvalla från olja till naturgas. När Bråvalla eldas med naturgas antas den kunna ersätta användningen av kol i KVV:et i Händelöverket. Åtgärdskostnad: 2815 kr / ton CO₂. Omfattning: 6 000 ton CO₂.



Figur 19 åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Norrköping. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (112 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)¹⁸. Dessförinnan har åtgärd D1 genomförts medan de andra åtgärderna återstår att göra. För D2 har ingen åtgärdskostnad kunnat beräknas. Den sista åtgärden (D4) kostar 2815 kr / ton fossil CO₂, men går utanför skalan i diagrammen.

¹⁸ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

E.ON i Örebro (Se bilagan om E.ON i Örebro för mer information)

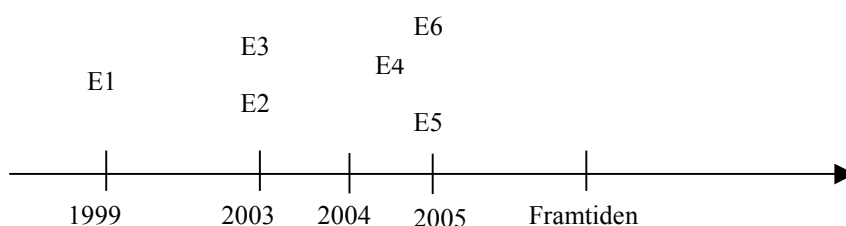
De åtgärderna som redovisas här för E.ON i Örebro har delvis redan genomförts, vilket kan utläsas ur Figur 20. Skillnaden i produktion mellan tabellerna i Tabell 16 beror endast åtgärd E4-E6. Åtgärd E2-E6's effekt återges i åtgärdskostnadskurvan i Figur 21. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om E.ON i Örebro.

Tabell 16: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när / om åtgärd E4-E6 har genomförts (se nedan för mer information). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004			Andel			ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd E1-E3	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	bränsle
Före åtgärd E4-E6	GWh	GWh	värmep.	GWh	kton	GWh bränsle	
SAKAB	229	41	18%	271	24	90	Avfall
Sydkraft (Örebro)	1 032	267	82%	1 116	153	137	
varav KVV	854	267	68%	1 035	149	144	Träflis, torv
varav VV	14		1%	16	4	259	Olja
varav värmepumpar	160		13%	65	0	0	El
varav elpannor	4		0%	5			El
Totalt Örebros fj. nät.	1 262	308	100%	1 387	178	128	

Produktion			Andel			ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd E1-E6	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	bränsle
	GWh	GWh	värmep.	GWh	kton	GWh bränsle	
SAKAB	248	45	20%	294	26	90	Avfall
Sydkraft (Örebro)	1 013	263	80%	1 093	54	50	
varav KVV	835	263	66%	1 012	50	49	Biobr, torv
varav VV	14		1%	16	4	259	Olja
varav värmepumpar	160		13%	65	0	0	El
varav elpannor	4		0%	5			El
Totalt Örebros fj. nät.	1 262	308	100%	1 387	81	58	

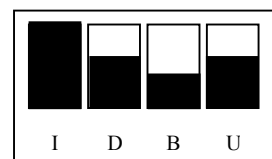
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



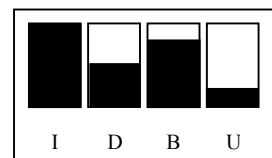
Figur 20 De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när de är möjligt att de kommer att genomföras.

Gjorda åtgärder

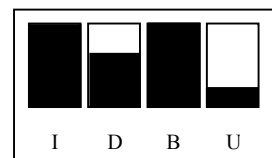
E. 1. Överföringsledning Örebro-Hallsberg-Kumla byggdes 1999 och binder samman de tidigare separata fjärrvärmenäten i Örebro, Hallsberg och Kumla. Åtgärden innebär att en stor del av den tidigare produktionen i Hallsberg och Kumla (träpellets, gasol, kol och olja) ersattes med bränslemixen från KVV:et i Örebro samt att elproduktionen vid fjärrvärmenätet ökade. De årliga kostnaderna sjunker med ca 2,5 Mkr per år i och med åtgärden. Omfattning: En ökning på ca 2 500 ton CO₂.



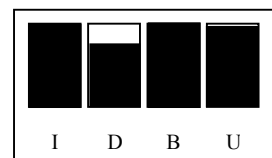
E. 2. SAKAB byggde en ny avfallsförbränningspanna 2003 och i samband med det förstärktes överföringsledningen mellan SAKAB och Kumla för att klara de ökande leveranserna. Det är oklart exakt vilken produktion som ersattes med den nya avfallsförbränningspannan. Här antas att framförallt olja, träflis, men även stycktorv och träpellets minskade vid KVV:et i Örebro och värmeverken. Åtgärdskostnad: -406 kr / ton CO₂. Omfattning: 15 000 ton CO₂.



E. 3. Rök-gaskondensering installerades under 2003 för panna 5 (träflispannan) i KVV:et i Örebro. På samma sätt som ovan är det oklart exakt vilken produktion som ersattes med den nya avfallsförbränningspannan. Här antas att det var samma bränslemix som ovan som ersattes i och med denna åtgärd. Åtgärdskostnad: -396 kr / ton CO₂. Omfattning: 30 000 ton CO₂.

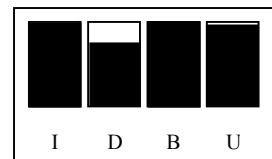


E. 4. Konvertering från olja till träpellets i panna 2 i KVV:et i Örebro. Åtgärdskostnad: 337 kr / ton CO₂. Omfattning: 14 000 ton CO₂.

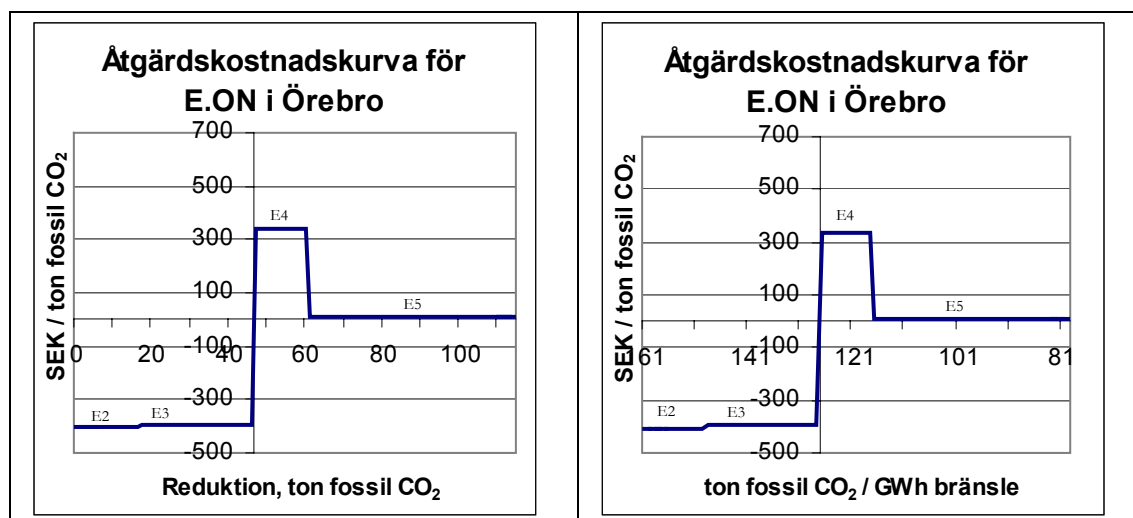


Beslutade åtgärder

E. 5. Ökad andel träflis istället för torv. Från och med 2005 minskar de ner användningen av torv i panna 5 i KVV:et i Örebro så mycket som möjligt och ersätter det med träflis. All torv kan inte ersättas på grund av förbränningstekniska begränsningar. Åtgärdskostnad: 10 kr / ton CO₂. Omfattning: 54 000 ton CO₂.



E. 6. Oljeanvändningen beräknas för år 2005 bli 65 GWh. Det är en minskning från de 193 GWh som användes 2004. 50 GWh kan förklaras med konvertering av panna 2 till träpellets (åtg. E4). Resterande minskning beror på att januari och februari 2005 var betydligt varmare än januari och februari 2004 samt att de hade ett längre driftstopp på en av baslastpannorna under 2004. Oljepannorna används bara när temperaturen är lägre än -5 grader samt som reserv.



Figur 21 Åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Örebro. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (128 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)¹⁹.

Söderenergi (Se bilagan om Söderenergi för mer information).

De åtgärderna som redovisas här för Söderenergi har än så länge inte genomförts, vilket kan utläsas ur Figur 22. Den totala effekten av åtgärd F1 och F2 fås genom att jämföra de två tabellerna i Tabell 17. Åtgärd F1-F2's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 23. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om Söderenergi.

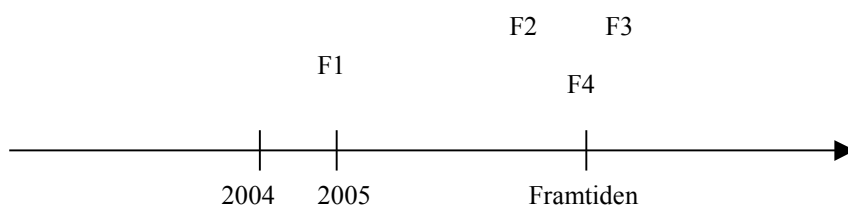
Tabell 17: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när / om åtgärd F1-F2 har genomförts (se nedan för mer information). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004 Före åtgärd F1-F2	Värme	El	Andel	Bränsle	Fossil	ton fossil	Huvud- bränsle
	GWh	GWh	av totala värmep.:	GWh	CO ₂ kton	CO ₂ per GWh bränsle	
Söderenergi (Södertälje etc.)	1 756	0	100%	1 841	230	125	
varav VV (Igelsta)	1 374	0	78%	1 428	203	142	Br.kross, trä, torv
varav VV (Fittja)	264	0	15%	292	16	56	Tallbecksolja
varav övriga VV	18	0	1%	21	6	271	Olja
varav EP	13	0	1%	13	0	0	El
varav spillvärme	26		1%	26	0	0	Spillvärme
varav köp från Fortum	61		3%	61	5	90	Avfall
Totalt Söderenergis fj. nät.	1 756	0	100%	1 841	230	125	

¹⁹ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Produktion Efter åtgärd F1-F2	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmepr.	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
Söderenergi (Södertälje etc.)	1 839	368	100%	2 207	90	41	
varav KVV	1 004	368	55%	1 372	43	32	Br.kross, träflis
varav VV (Igelsta)	725	0	39%	725	42	59	Br.kross, träflis
varav VV (Fittja)	60	0	3%	60	2	27	Tallbecksolja
varav övriga VV	5	0	0%	5	1	274	Olja
varav EP	4		0%	4	0	0	El
varav spillvärme	26		1%	26	0	0	Spillvärme
varav köp från Fortum	15		1%	15	1	90	Avfall
Totalt Söderenergis fj. nät.	1 839	368	100%	2 207	90	41	

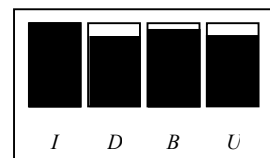
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



Figur 22: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när de är möjligt att de kommer att genomföras. Åtgärd F2-F4 är inte beslutade än och kan komma att genomföras i framtid.

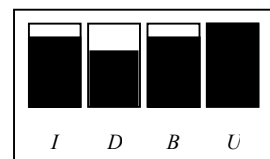
Beslutade åtgärder

- F. 1. Ersättning av torv med träpellets i värmeverket i Igelsta. All torv ersätts inte på en gång bland annat på grund av långa kontrakt med torvleverantörer i Estland. Åtgärdskostnad: 132 kr / ton CO₂.
Omfattning: 36 000 ton CO₂.



Troliga åtgärder

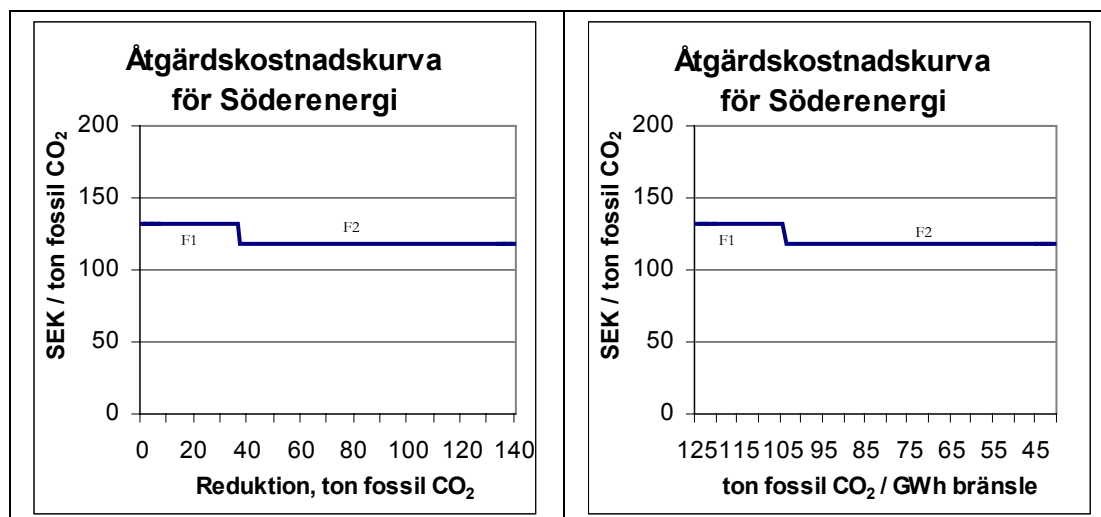
- F. 2. Det nya KVV:et beräknas stå klart 2009 om det byggs. Idag (2005) har inte Söderenergi något KVV, men de planerar att bygga ett. Om de bygger ett KVV beräknas bränslekonsumtionen öka en hel del eftersom de även kommer att producera el. Genom åtgärden beräknas bland annat skogsflisanvändningen öka betydligt, medan användningen av bland annat torv, tallbecksolja och olja minskar (alla dagens anläggningar påverkas). Åtgärdskostnad: 118 kr / ton CO₂.
Omfattning: 104 000 ton CO₂.



- F. 3. Det är möjligt att den oljebaserad spetslastproduktion i Huddinge för Fortums södra nät ersätts när Fortum bygger ett nytt KVV i Värtahamnen. Denna åtgärd räknas inte till Söderenergi och beräknas därmed inte här.

Möjliga åtgärder

- F. 4. Konvertering av en före detta oljepanna i Fittja verken från tallbecksolja till träpellets. Eftersom ingen koldioxidreduktion sker kan dock ingen åtgärdskostnad beräknas.



Figur 23 åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid det fjärrvärmenät där Söderenergi producerar.. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (125 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)²⁰.

Tekniska verken i Linköping (Se bilagan om Tekniska verken i Linköping för mer information)

Av de åtgärderna som redovisas här för Tekniska verken i Linköping (IVAB) har bara en genomförts, vilket kan utläsas ur Figur 24. Den effekt som åtgärd G2-G4 får på produktionen kan utläsas i Tabell 18. Åtgärd G2-G4's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 25. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om Tekniska verken i Linköping.

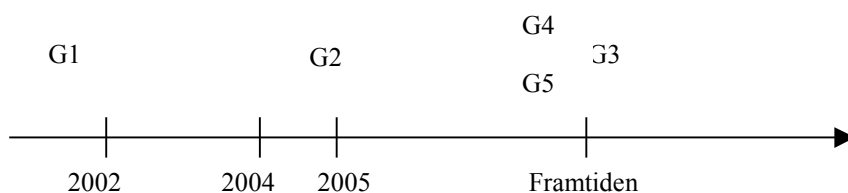
²⁰ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Tabell 18: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när / om åtgärd G1-G4 har genomförts (se nedan för mer information). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004			Andel		ton fossil		Huvudbränsle
	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	
Efter åtgärd G1	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Före åtgärd G2-G4							
Tekniska v. (Linköping)	1 448	253	100%	1 765	277	157	
varav avfallsanl. inkl GT	643	9	44%	659	65	98	Avfall
varav KVV1	731	231	50%	1 005	193	192	Olja, trä, kol
varav Tornby KVV3	10	13	1%	32	9	268	Olja
varav VV	64		4%	69	11	162	Olja
Totalt Linköpings fj. nät.	1 448	253	100%	1 765	277	157	

Produktion			Andel		ton fossil		Huvudbränsle
	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	
Efter åtgärd G1-G4	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Före åtgärd G2-G4							
Tekniska v. (Linköping)	1 474	315	100%	2 009	114	57	
varav avfallsanl. inkl C	1 003	130	68%	1 088	65	59	Avfall
varav KVV1	444	172	30%	868	35	40	träbr, kol
varav Tornby KVV3	10	13	1%	31	9	276	Olja
varav VV	17		1%	22	6	276	Olja
Totalt Linköpings fj. nät.	1 474	315	100%	2 009	114	57	

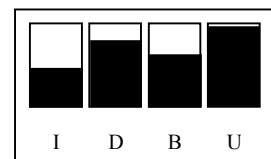
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



Figur 24: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när de är möjligt att de kommer att genomföras. Åtgärd G3-G4 är inte beslutade än och det är svårt att förutspå när de skulle kunna genomföras (om de genomförs).

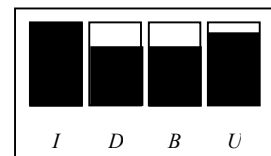
Gjorda åtgärder

G. 1. Användning av animaliska fetter dels i oljepannan i KVV1 och i en av värmeverkspannorna. Animaliska fetter ersatte en del av oljan under ett antal år. År 2005 slutade de dock med animaliska fetter inför det nya avfallsdirektivet. Åtgärdskostnad för konverteringen till animaliska fetter är 99 kr / ton CO₂. Omfattning: 26 000 ton CO₂.



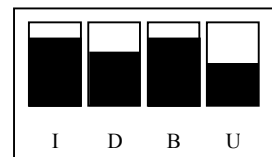
Beslutade åtgärder

G. 2. Byggandet av en ny avfallsförbränningspanna. Avfallet ersätter framförallt olja i KVV1 och i värmeverken, men även en del kol och andra bränslen i KVV1. Åtgärdskostnad: -475 kr / ton CO₂. Omfattning: 45 000 ton CO₂.

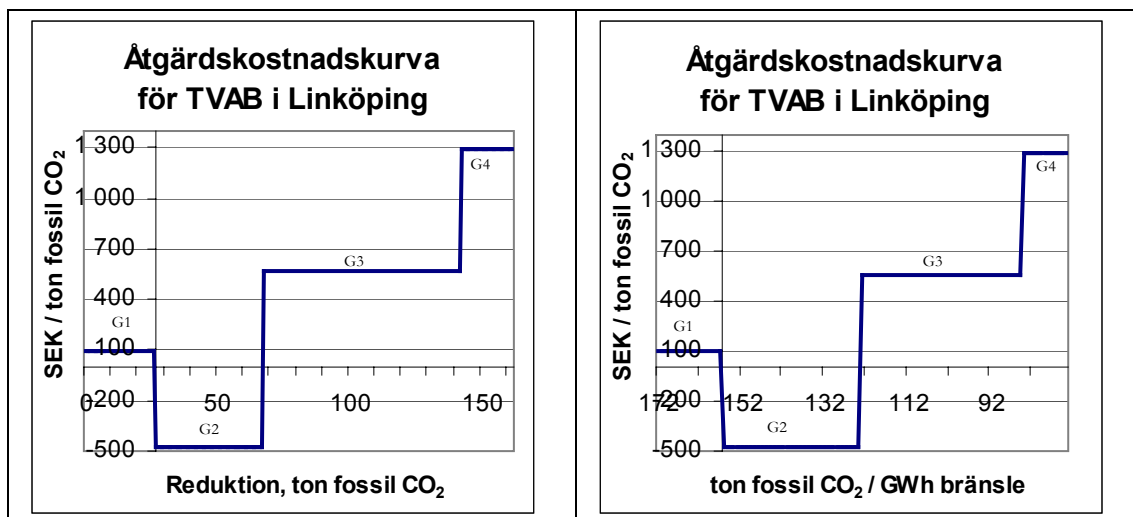
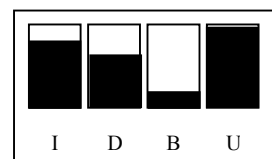


Möjliga åtgärder

G. 3. Konverteringen av oljepannan i KVV1 till träpellets. I och med avfallsdirektivet (svårighet att byta till animaliska fetter) och de ökande oljepriserna har det blivit intressant att undersöka konvertering från olja till träpellets. Träpelletsanvändningen antas ersätta främst olja i panna 2 i KVV1, men även en del kol och andra bränslen i panna 1 i KVV1. Åtgärdskostnad: 564 kr / ton CO₂. Omfattning: 75 000 ton CO₂.



G. 4. Ersättning av plastrejekt i returträpannan (panna 3 i KVV1). Plastrejektet är i princip ett avfall som inte har någon alternativ användning. Därför är det osannolikt att de kommer byta från plastrejekt som bränsle, men ifall det blir aktuellt kommer även barkanvändningen minska och returbränsleanvändningen att öka. Åtgärdskostnad: 1288 kr / ton CO₂. Omfattning: 20 000 ton CO₂.



Figur 25 åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Linköping. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (157 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)²¹. Dessförinnan har åtgärd G1 genomförts medan de andra åtgärderna återstår att göra.

Vattenfall i Uppsala (Se bilagan om Vattenfall i Uppsala för mer information).

De åtgärderna som redovisas här för Vattenfall i Uppsala har endast delvis genomförts, vilket kan utläsas ur Figur 26. Ingen av åtgärderna har i alla fall fått genomslag i produktionen för 2004 vilket kan utläsas ur Tabell 19. Åtgärd H1-H3's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 27. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om Vattenfall i Uppsala.

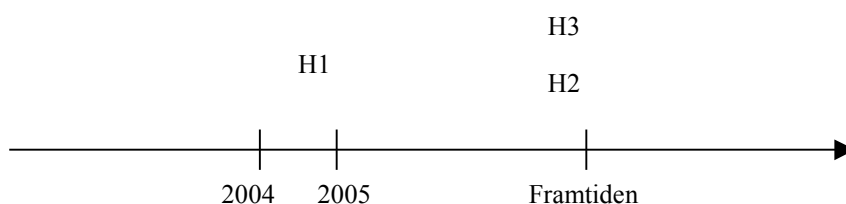
²¹ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Tabell 19: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när åtgärd H1-H3 har genomförts (se mer information ovan). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004			Andel		Fossil	ton fossil	Huvud-
Före åtg H1-H3	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	CO ₂ per	bränsle
	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Vattenfall (Uppsala)	1 763	338	100%	2 147	555	258	
varav avfallspannan	727	0	41%	693	62	90	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	746	338	42%	1 212	427	353	Torv, kol
varav VV	183		10%	200	65	326	Torv, olja
varav VP	99		6%	34	0	0	El
varav elpanna	8		0%	8	0	0	El
Totalt Uppsalas fj. nät.	1 763	338	100%	2 147	555	258	

Antagen produktion			Andel		Fossil	ton fossil	Huvud-
efter åtg H1-H3 införts	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	CO ₂ per	bränsle
	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Vattenfall (Uppsala)	1 763	200	100%	2 082	119	57	
varav avfallspannorna	1 097	0	62%	1 153	104	90	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	446	200	25%	762	4	5	Träp.
varav VV	113		6%	125	11	91	Träp., olja
varav VP	99		6%	34	0	0	El
varav elpanna	8		0%	8	0	0	El
Totalt Uppsalas fj. nät.	1 763	200	100%	2 082	119	57	

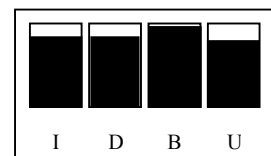
Tidsaxel för åtgärdernas genomförande



Figur 26: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när de är möjligt att de kommer att genomföras. Åtgärd H2-H3 är inte beslutade än och det är svårt att förutspå när de skulle kunna genomföras (om de genomförs).

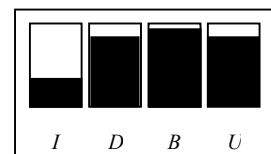
Beslutade åtgärder

H. 1. Nybyggnation av avfallsförbränningspanna som stod klar 2005. Avfallsbränslet ersätter olja, kol och torv i både KVV:et och i värmeverken. Samtidigt minskar elproduktionen eftersom den nya avfallsförbränningsanläggningen inte är ett KVV. Åtgärdskostnad: 249 kr / ton CO₂. Omfattning: 136 000 ton CO₂.



Troliga åtgärder

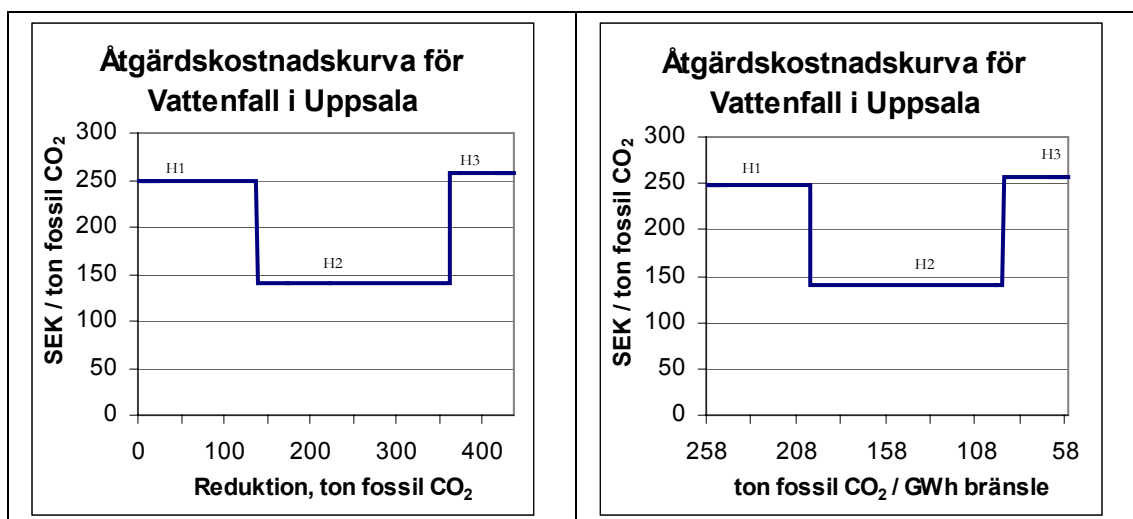
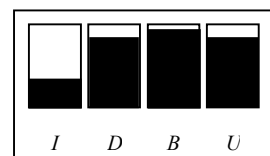
H. 2. Bränslebyte från torv till träpellets i KVV:et och i ett av värmeverken. 75% av torven antas kunna ersättas med träpellets utan stora investeringar. Åtgärdskostnad: 140 kr / ton CO₂. Omfattning: 225 000 ton CO₂.



Möjliga åtgärder

H. 3. Ytterligare bränslebyte från torv till träpellets i KVV:et och ett av värmeverken. Att ersätta resterande mängd torv är svårare och kräver större investeringar (om det överhuvudtaget är möjligt).

Åtgärdskostnad: 258 kr / ton CO₂. Omfattning: 75 000 ton CO₂.



Figur 27 åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Uppsala. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (258 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)²².

Öresundskraft i Helsingborg (Se bilagan om Öresundskraft för mer information).

De åtgärderna som redovisas här för Öresundskraft har till största delen redan genomförts vilket kan utläsas ur Figur 28. Åtgärd I1-I3 har till stor del även fått genomslag i de siffror som redovisas för år 2004 i Tabell 20. Resterande effekt från dessa åtgärder samt åtgärd I4 ger resultatet i nedre tabellen i Tabell 20. Åtgärd I1-I4's effekt återges även i åtgärdskostnadskurvan i Figur 29. Nedan finns en kortfattad beskrivning av de olika åtgärderna åtföljda av en barometer för varje åtgärd som ger en indikation om tillförlitligheten i beräkningarna. Utförligare beskrivning av åtgärderna återfinns i bilagan om Öresundskraft.

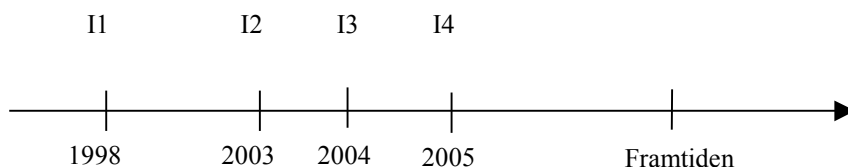
²² Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara bio-bränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

Tabell 20: Översikt av de olika produktionsenheterna och deras fossila koldioxidutsläpp. Översta tabellen visar situationen för 2004 och den nedre tabellen situationen när åtgärd I1-I4 har genomförts (se nedan för mer information). Med bränsle menas alla former av bränslen; fossila, icke fossila, el och spillvärme.

Produktion 2004			Andel		Fossil	ton fossil	Huvud-
Efter åtg I1, I2 o halva I3	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	CO ₂ per	bränsle
Före halva I3 och hela I4	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Öresundskraft (Helsingborg)	659	295	62%	1 062	109	103	
varav KVV Västhamnsverket	562	286	53%	956	107	112	Träp, NG, kol
varav KVV biogas	59	10	6%	86	0	0	Biogas
varav VV Israel	9	0	1%	10	2	232	Olja, NG
varav övriga VV	0	0	0%	0	0		Olja
varav VP	30	0	3%	10	0	0	El
Spillvärme från Kemira	402	0	38%	402	0		Spillv.
Totalt Helsingborgs fj. nät.	1 061	295	100%	1 464	109	75	

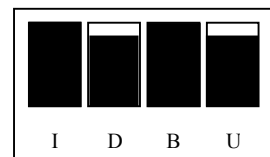
Antagen produktion			Andel		Fossil	ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd I1-I4	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	CO ₂ per	bränsle
	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Öresundskraft (Helsingborg)	659	295	62%	1 062	30	28	
varav KVV Västhamnsverket	562	286	53%	956	27	29	Träp., NG
varav KVV biogas	59	10	6%	86	0	0	Biogas
varav VV Israel	9	0	1%	10	2	232	Olja, NG
varav övriga VV	0	0	0%	0	0		Olja
varav VP	30	0	3%	10	0	0	El
Spillvärme från Kemira	402	0	38%	402	0		Spillv.
Totalt Helsingborgs fj. nät.	1 061	295	100%	1 464	30	20	

Tidsaxel för åtgärdernas genomförande

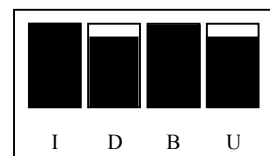


Figur 28: De olika gjorda och föreslagna åtgärderna utplacerade på en tidsaxel när de är möjligt att de kommer att genomföras. Åtgärd I1-I3 har genomförts och I4 är under genomförande.

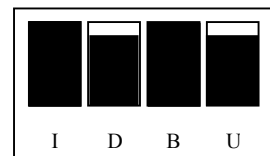
- I. 1. Denna åtgärd innebar byggnation av en lada och transportband för att kunna börja använda träpellets i stor omfattning. Åtgärden gjordes 1998. Över 60 % av kolet ersattes med träpellets i och med denna åtgärd. Åtgärdskostnad: 596 kr / ton CO₂. Omfattning: 178 000 ton CO₂.



- I. 2. Byggandet av ny kvarn år 2003 för att kunna mala än mer träpellets till träpulver. Åtgärdskostnad: 622 kr / ton CO₂. Omfattning: 18 000 ton CO₂.

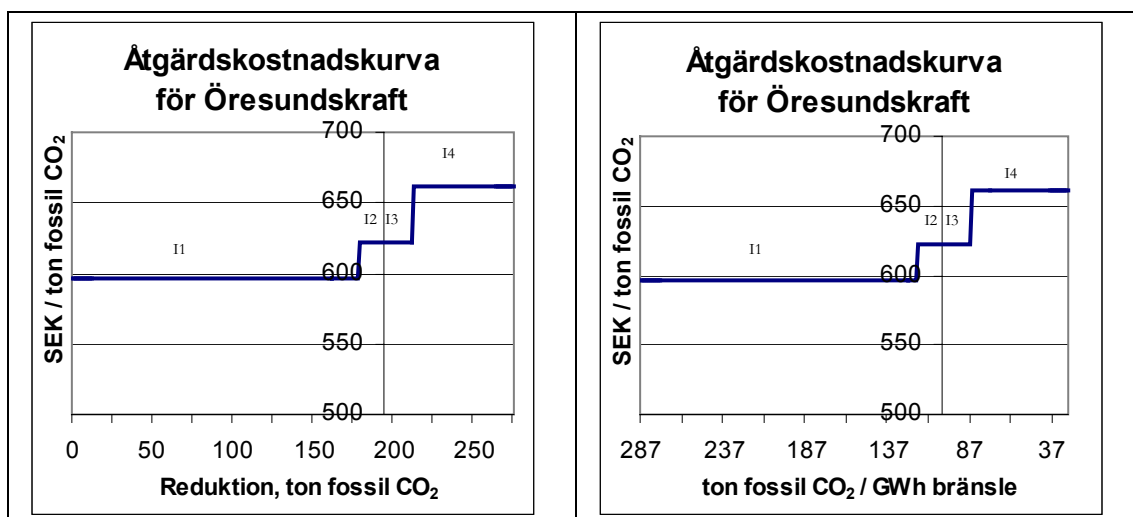
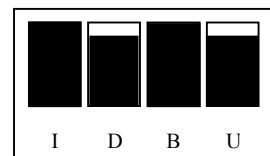


- I. 3. Ytterligare en kvarn byggdes år 2004 av samma anledning som tidigare. Åtgärdskostnad: 622 kr / ton CO₂. Omfattning: 17 000 ton CO₂.



Beslutade åtgärder

- I. 4. Ombyggnation av ekonomiser mm för att klara de ökande rökgasmängderna under år 2005. Träpellets producerar mer rökgaser per MWh. För att få ut samma effekt behövde alltså vissa delar av anläggningen byggas ut. I och med denna åtgärd kan Öresundskraft helt sluta med kolanvändningen. Enda fossila bränslet i denna panna efter åtgärden är lite olja för uppstart. Åtgärdskostnad: 661 kr / ton CO₂. Omfattning: 63 000 ton CO₂.



Figur 29 åskådliggör kostnaderna (exklusive skatt och andra styrmedel) och omfattningen för de åtgärder som har gjorts och som är möjliga att genomföra vid fjärrvärmenätet i Helsingborg. Y-axeln är satt där fjärrvärmenätet befinner sig år 2004 (103 ton fossil CO₂ / GWh bränsle)²³. Dessförinnan har åtgärd I1 o I2 genomförts medan de andra åtgärderna inte gett effekt än.

5 Diskussion

Systemavgränsningarna har stor betydelse för beräkningarna av åtgärdskostnader. Problemet med att enbart undersöka åtgärdernas effekt på det aktuella företagens koldioxidutsläpp är att vissa globala effekter inte tas med. Exempelvis tas ingen hänsyn till att nyanslutning av kunder ökar fjärrvärmeföretagets utsläpp men minskar de globala utsläppen eftersom många nyanslutna tidigare använde olja. Ökad produktion av el eller ersättning av eluppvärmning vid nyanslutningar ger också ökade utsläpp av koldioxid hos fjärrvärmeföretaget, men eftersom elen annars troligen skulle

²³ Om bara kol skulle använts som bränsle blir utsläppen 335 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. När andra bränslen med lägre koldioxid intensitet används sjunker värdet. Om bara biobränslen används blir utsläppen 0 ton fossil CO₂ / GWh bränsle. För fler emissionsfaktorer se tabell 4.

produceras med kol- eller naturgaskondenskraft minskar de globala utsläppen. Ett exempel är den överföringsledning som E.ON i Örebro byggde för att binda ihop Hallsbergs, Örebros och Kumlas fjärrvärmenät. Den har inneburit en ökning i elproduktionen vid fjärrvärmenäten samt möjlighet att anslutna nya fjärrvärmekunder. Dessa faktorer ger en sänkning av de fossila koldioxidutsläppen globalt, men med systemavgränsningarna i denna rapport innebar byggandet av överföringsledningen en ökning av koldioxidutsläppen för de tre fjärrvärmenäten tillsammans.

Bränslepriser har stor betydelse för kostnadsnivån i åtgärdskostnadsberäkningarna, se känslighetsanalysen. Bränsleprisernas stora betydelse tillsammans med att förändringarna av bränslepriserna är stora och att det är svårt att förutspå framtida nivåer gör att beräkningarna för vissa åtgärds-kostnader blir väldigt osäkra. Bränslepriserna styrs av utbud och efterfrågan på respektive marknad och är i olika grad kopplade till varandra. Vissa bränslepriser, exempelvis på olja och kol som har hög energitäthet och är relativt enkelt att frakta över långa avstånd, styrs av utbudet och efterfrågan på den globala marknaden. Andra bränslen så som träflis och stycktorv har hög fukthalt och relativt låg energitäthet och är därmed dyrare att transportera och styrs mer av utbud och efterfrågan på en regional marknad. För att dessa bränslen ska kunna transporteras längre förädlas de ibland till pellets eller briketter som har lägre fukthalt och därmed en högre energitäthet vilket innebär att de blir billigare att frakta. En större marknad betyder i teorin ett mer stabilt pris, men de senaste åren har variationerna på oljemarknaden varit mycket stora även om det är en av de mest globala varorna. Det beror på stora osäkerheterna i oljeproduktionskapacitet och ett ökat energibehov i framförallt Kina.

Resterande bränslen inklusive torv prissätts i verkligheten framförallt utifrån bränslena ovan och det beror bland annat på att marknaden är mindre för dessa bränslen. Många av de resterande bränslena är olika former av avfall eller restprodukter. Vissa av dem som exempelvis tallbecksolja, animaliskt fett och vegetabiliskt fett är flytande bränslen som har hög energitäthet och är relativt lätta att elda utan stora föroreningar. Detta innebär att de kan konkurrera med olja som bränsle och prissätts då efter det. Returträ är ofta byggavfall eller gamla slipers som flisas sönder och konkurrerar därmed med träflis och prissätts därefter. Andra avfall som eldas är bland annat gummiplis (flisade gummidäck) och plastrejekt (avfall vid kartongåtervinning) och de prissätts efter förbränningskvalitet och vad alternativa bränslen kostar att använda. Hushållsavfall är det bränsle som har sämst egenskaper och är det som är billigast per MWh. Det beror på att det har ett lågt energiinnehåll, men även på att det ställs väldigt höga krav på rening och kontroll på utsläppen samt att det sliter hårt på avfallsförbränningsanläggningarna. Anledningen att man ändå eldar avfall är att leverantörerna betalar för att bli av med avfallet vilket beror på att de alternativa lösningarna för att bli av med avfallet är ännu dyrare.

För att göra det ännu krångligare varierar bränslepriserna för samma bränsle i vissa fall mellan olika kunder beroende på olika effekter som exempelvis läge och förhandlingsposition, men också beroende på skattesystemet. Det är nämligen så att värmeverk måste betala mycket mer skatt på de fossila bränslen som används där än vad kraftvärmeverken gör för sina fossila bränslen. Det innebär att en försäljare av till exempel tallbecksolja kan ta ut mycket mer i betalt från ett företag som har värmeverk än ett som har kraftvärmeverk. Om försäljaren har så mycket tallbecksolja så att det räcker till båda kunderna kommer priset för kunderna att variera stort eftersom försäljaren är noga med att inte sprida hur mycket olika kunder betalar för sitt bränsle.

De uträkningar som gjorts i denna rapport är exklusive skatter och ekonomiska styrmedel. Det innebär att en del till synes dyra åtgärder är lönsamma för företagen eftersom de inkluderar skatter och avgifter i sina beräkningar. Öresundskrafts konvertering från kol till träpellets som kostar cirka 600 kr / ton fossil koldioxid blir exempelvis lönsam ifall man räknar in koldioxidskatten, elcertifikat

och utsläppsrätter. Å andra sidan förekommer åtgärder som enligt rapportens beräkningar är lönsamma att göra, men anses var mindre ekonomiskt fördelaktiga enligt företagen. 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. Riskerna 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.

Några av företagen har påtalat att energimarknadens många ekonomiska styrmedel samt dess beroende av politiska beslut gör att osäkerheten för energinvesteringar är stor. Om energipolitiken blev mer långsiktig skulle fler våga agera i den riktning som energipolitiken förespråkar och de ekonomiska styrmedlen skulle inte behöva vara lika starka. Med en mer långsiktig energipolitik minskar företagens risker och de skulle kunna använda längre avskrivningstider och lägre räntor i sina investeringskalkyler. Det minskar deras åtgärdskostnader och styrmedlen för att åstadkomma dessa åtgärder behöver inte vara lika starka.

Koldioxidutsläppen från fjärrvärmeföretagen kan variera väldigt mycket från år till år beroende på väder och tillgängligheten hos baslastproduktionen. Den produktion som används för att producera majoriteten av energin till fjärrvärmenätet har i de flesta fall konverterats från fossila bränslen²⁴, men spetslastproduktionen har i mycket mindre omfattning konverterats. Optimala år med få kalla dagar och inga haverier på baslastanläggningarna behövs spetslastanläggningarna väldigt lite och därmed används små mängder fossila bränslen. Men de år med många kalla dagar samt driftstopp på någon baslastanläggning måste spetslastproduktionen användas mer och användningen av fossila bränslen ökar många gånger om. Fjärrvärmesektorns utsläpp av fossil koldioxid är alltså starkt beroende av faktorer som de själva har svårt att styra över.

Emissionsfaktorerna för fossil koldioxid i denna studie är hämtade från NIR (Sweden's National Inventory Report) (2005). Det innebär bland annat att torv belastas med fossila koldioxidutsläpp så som fossila bränslen och att en del av avfallet belastas med fossila koldioxidutsläpp. (Se tabell 5 för mer information).

I rapporten har ingen hänsyn tagits till framtida bristsituation på biobränslen. Den ökade användningen av biobränslen som många av åtgärderna innebär kan dock ge bristsituationer av vissa typer av biobränslen i specifika regioner. Träflis innehåller till exempel så mycket vatten att det inte är rimligt att frakta det över stora avstånd. Därför kan det bli en bristsituation i vissa tätbebyggda områden som exempelvis Mälardalen där behovet av fjärrvärme är stort. Träpellets har inte samma begränsning eftersom den innehåller betydligt lägre andel vatten och fraktas redan idag med båt från andra länder. Där är det dock möjligt att en brist situation kan uppkomma om efterfrågan i exportländerna ökar.

Byggandet av avfallsförbränningspannor är i regel en billig åtgärd. Anledningen till att de är så billiga är att de annars inte skulle byggas. Avfallspannorna kräver nämligen stora investeringar och företagen behöver då större marginaler för att våga satsa på en sådan åtgärd. De större marginalerna (som täcker riskerna med investeringen) återspeglas i deras kostnadsanalyser av en högre kalkylränta och kortare avskrivningstid än vad som används i denna studie. Trots att de flesta avfallspannorna enligt denna undersökning är mycket lönsamma är siffrorna för avfallspannorna speciellt känsliga för förändring av realräntan, se känslighetsanalysen. Det beror på att investeringskostnaden är stor samt att både fossila och icke-fossila bränslen är inblandade både före och efter åtgärden. Det innebär att en stor mängd bränslen ersätts genom åtgärden men nettoförändringen på utsläppen blir

²⁴ Finns dock en hel del kol- och torvanvändning kvar på vissa ställen.

liten. Vid åtgärdskostnadsberäkningen innebär det att två stora tal subtraheras från varandra i täljaren och divideras med ett litet tal. Förändras resultatet i täljaren på grund av känslighetsanalysen förändras åtgärdskostnaden mycket eftersom nämnaren är liten. Samma resonemang kan även föras för andra åtgärdsstyper så som byggandet av överföringsledningar, nya bio-KVV och nya naturgas-KV / -KVV eftersom fossila och icke-fossila bränslen används åtminstone före eller efter åtgärderna.

Den ökande mängden avfallsförbränning i fjärrvärmesystemet har i de undersökta fallen gett en viss minskning av de fossila koldioxidutsläppen, men avfallen genererar också en del fossil koldioxid. Avfallspannorna går in som baslastpannor och minskar användningen av både biobränsle- och fossileldade pannor. Därför ger inte byggandet av avfallspannor någon större minskning av utsläppen. I vissa fall skulle även byggandet av avfallspannor kunna öka utsläppen av fossil koldioxid, så har dock inte varit fallet för någon av de avfallspannor som undersökts i detta projekt. Med utökad avfallsförbränning byggs fjärrvärmesystemet in i ett system där en stor mängd avfall kommer användas som bränsle under lång tid. Det kan om det vill sig illa förhindra bättre användning av avfallet. När väl avfallsanläggningarna står på plats kommer det kosta mycket att minska de fossila koldioxidutsläppen som är förknippade med avfallet. Priset på avfall kommer kunna öka relativt mycket innan det blir lönsamt att konvertera till andra bränslen. Det innebär att de alternativa behandlingsalternativen för avfallet måste förbättra sina ekonomiska kalkyler än mer för att kunna konkurrera om avfallet.

Naturgas är ett fossilt bränsle som enligt Svensk fjärrvärme spås få ökat utrymme i fjärrvärmesystemet (Svensk fjärrvärme, 2004). En anledning till det är att naturgas är bra som spetslastbränsle där det är svårt att ersätta olja. En annan anledning är att naturgaskombikraftvärmeverk har väldigt hög elverkningsgrad. Om naturgas ersätter andra bränslen vid fjärrvärmenätens produktionsanläggningar ökar den parallella elproduktion kraftigt. Utbyggnad av detta fossila bränsle argumenteras med att det kommer minska oljeanvändningen samt att den ökande elproduktionen vid fjärrvärmenäten kommer att ersätta konsenskraftsbaserad (kol eller naturgas) elproduktion. Om kolkondenskraftsproduktion ersätts sker en global minskning av de fossila koldioxidutsläppen, men de svenska utsläppen skulle bli mycket högre.

Vid vissa av fjärrvärmenäten sker det kondensdrift när det är ekonomiskt fördelaktigt, alltså elproduktion utan att samtidigt ha avsättning för värmen. Den här rapporten är uppbyggd kring oförändrad värmeproduktion och då är det svårt att ta med kondensdrift som inte producerar någon värme till fjärrvärmenätet. Mängden kondensbaserad produktion styrs helt från elpriset på Nord Pool samt de aktuella anläggningarnas marginalkostnad. Hur mycket som produceras i kondensdrift är mycket svårt att förutspå eftersom det varierar mycket från år till år beroende på elprisets stora fluktuationer. I denna rapport har åtgärdskostnadsberäkningar gjorts för minskad kolkondensbaserad elproduktion för Mälarenergi. Resultaten visar på att det är lönsamt att minska kolkondensproduktionen, men de resultaten är inte rättvisande. Det beror på att det elpris som används i beräkningarna är genomsnittspriset för 2003 och 2004. Det priset är dock lägre än det pris som krävs för att Mälarenergi ska producera el med kondensdrift. Att veta hur mycket de tjänar på att producera el när priset är över deras marginalkostnad kräver noggrann analys av elpriset vilket går utanför detta projekts avgränsning. Dessutom är variationerna för elpriset helt olika för olika år och beror på yttre omständigheter. Ett styrmedel på fossil koldioxid skulle göra kolkondenskraft mindre ekonomiskt fördelaktigt jämfört med andra elproduktionsanläggningar, men om effekten från andra anläggningar inte räcker till måste elpriset höjas till den nivån så att det blir lönsamt att producera med kolkondenskraft.

Vid byggnation av nya anläggningar har data för investeringskostnad, förändring av rörliga drift- och underhållskostnader samt förändring i bränslekostnader behandlats som för övriga åtgärder. Vid nybyggnation har dessa uppgifter kompletterats med fasta drift- och underhållskostnader för den nya anläggningen. Däremot har ingen hänsyn tagits till den minskning i fasta drift- och underhållskostnader som kan uppstå i den anläggning som ersätts. I de flesta åtgärder redovisade i denna studie kommer den anläggning som ersätts även fortsättningsvis att användas, men i mindre omfattning. Därför är det inte orimligt att anta att de fasta drift- och underhållskostnaderna för den anläggning som ersätts inte sjunker. Om en nybyggnation inte skulle ha genomförts skulle antagligen andra investeringar behövt göras, antingen i befintliga anläggningar eller i annan ny produktionskapacitet. Dessa alternativa investeringar är i de flesta fall inte med i åtgärdskostnadsberäkningarna.

6 Slutsatser

Det har varit möjligt att beräkna åtgärdskostnader på 9 av de 13 fjärrvärmenät som var syftet med studien. Norrenergi och Fortum (tre nät i Stockholm) innefattas tyvärr ej i underlagen²⁵. De 9 näten stod år 2004 för knappt 50% av de totala emissionerna inom kraftvärme- och värmesektorn (exklusive kondensdrift). För de 9 fjärrvärmenäten har 32 utsläppsreducerande åtgärder med en total reduktion på knappt 2,2 miljoner ton fossil koldioxid identifierats. Av åtgärderna har en del åtgärder redan genomförts, en del är under genomförande och en del är möjliga att genomföra i framtiden. Genomsnittskostnaden för dessa åtgärder är 228 kr / ton fossil koldioxid. Samtidigt har ett antal 'åtgärder' som ökar utsläppen identifierats. Dessa 'åtgärder' i form av nybyggnation av naturgas-KV / KVV som om de alla genomförs kan komma att öka utsläppen med upp till 2 miljoner ton fossil koldioxid på de aktuella anläggningarna, men samtidigt ge ett stort tillskott av elproduktion.

Av de 32 utsläppsminskande åtgärderna som identifierats i rapporten har 8 redan genomförts, 13 är planerade och 11 möjliga att genomföras i framtiden. De 24 åtgärder som genomförts under år 2004 eller är möjliga att genomföra i framtiden omfattar enligt tabell 2 knappt 1,8 miljoner ton fossil koldioxid och har en genomsnittlig kostnad på 195 kr / ton fossil koldioxid.

De 24 åtgärderna som genomförts år 2004 eller är möjliga att genomföra i framtiden reducerar koldioxidutsläppen med cirka 2/3 från 2004 års nivå. Resterande utsläpp är som regel mycket dyra. För att minska utsläppen ytterligare behövs konvertering från avfallsbränslen och konvertering av den spetslast som används mycket sällan. Dessa åtgärder är mycket dyra och anses av företagen inte vara realistiska att genomföra.

En känslighetsanalys för åtgärdskostnaderna har gjorts. Den visar att störst påverkan på den totala åtgärdskostnaden för de utsläppsminskande åtgärdstyperna har realräntan, priset på olja samt priset på träpellets. För de utsläppshöjande åtgärdstyperna har elpriset störst inverkan.

Åtgärdskostnaderna är anläggningsspecifika. Kostnaden och omfattningen av respektive åtgärd beror till stor del på vid vilken anläggning åtgärden genomförs. Exempelvis beror konsekvenserna av byggandet av en ny panna oftast på vilken spetslastsproduktion just det fjärrvärmenätet har.

²⁵ Beräkningar för Fortums tre nät i Stockholm kommer att genomföras och redovisas i en kommande publikation.

Konverteringarna bort från torv är de potentiellt sett största koldioxidreducerande åtgärderna och tillsammans utgör de ca en tredjedel av den totala volymen koldioxidreduktion som identifierats i denna studie. Även konvertering bort från kol är en betydande åtgärd. Byggandet av träfliseldade kraftvärmeverk och avfalls pannor leder till minskad användning av kol och torv, vilket ger stor minskning av koldioxidemissionerna.

De lönsammaste åtgärderna är att bygga avfallsförbränningspannor samt att öka tillgängligheten i existerande pannor. Avfalls pannor kan dock om de byggs vid ett fjärrvärmenät som använder mycket biobränslen ge en ökning av de fossila koldioxidutsläppen. Ökad tillgänglighet är något företagen arbetar kontinuerligt med eftersom de kan tjäna mycket pengar på det. Även om de vill minska driftstoppen och därmed öka tillgängligheten styrs detta av yttre omständigheter.

Åtgärdskostnadsberäkningarna styrs mycket av de systemavgränsningar som väljs. I denna rapport tas bara utsläppen från produktionsanläggningarna vid fjärrvärmenätet med, men åtgärderna får även konsekvenser för utsläppen utanför denna systemavgränsning. Exempelvis kan fjärrvärmenäten bidra med minskad kondensbaserad elproduktion samt minskad uppvärmning av el och olja i hus och fastigheter.

Den osäkerhetsfaktor som påverkar åtgärdskostnaderna mest är prisnivån för bränslen, se känslighetsanalysen. Prissättningen av bränslen är mycket komplicerad. Det gäller både bränslen som inte har någon stor omsättning, och kanske bara handlas lokalt, och för kol och olja som har enorm omsättning och handlas över hela världen. Ifall åtgärdskostnaderna ska gälla hela den avskrivningstid som antagits i beräkningarna måste bränslepriserna i genomsnitt ha samma pris som antas i studien. Det är inte speciellt troligt att så kommer vara fallet. Men för att minska osäkerheten i prisnivåerna har bränslepriser i så stor utsträckning som möjligt hämtats från källor som gjorda kvalificerade uppskattningar av de långsiktiga bränslepriserna.

7 Referenser

- Bärring, M., Nyström, O, Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se
- DI, 2005-11-15, Dagens Industris hemsida, www.di.se
- Ekström et al, 2005, Preliminär rapport med titeln 'Kostnader och potential för åtgärder i Sverige att minska utsläppen av koldioxid' som slutgiltigt kommer att publiceras under 2005 eller 2006.
- Energifakta, 1998, Utgiven av AB Svensk Energiförsörjning i oktober 1998.
- Fortum, Årsta, 2005, Miljörapporten för Årstaverken för år 2004.
- Hjalmarsson, A-K., Björklund, C., Stenkvist, M., 2003, Utvärdering av klimatåtgärders kostnadseffektivitet.
- Holmgren, K., Klingspor, M., Ribbenhed, M., Sternhufvud, C., Thorén, M., 2005. Utredning om möjligheterna att minska utsläppen av fossil koldioxid från järn- och stålindustrin. IVL B-rapport 1649, Stockholm.
- Kullendorff, M., 2005, personlig kommunikation med Martin Kullendorff på SCB (Statistiska central byrån).
- Nilsson, M. 2005, personlig kommunikation med Marcus Nilsson på tekniska verken i Linköping.

- NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency.
- Nord Pool, 2005-10-03, Nordiska elbörsens hemsida, www.nordpool.no
- Ryk, L., 2005, personlig kommunikation med Lennart Ryk, Söderenergi.
- STEM, 2005, Prisblad för biobränslen, torv, mm. Nr 3 år 2005.
- Stripple, H., Sternhufvud, C., Skårman, T., 2005. Utredning om möjligheterna att minska utsläppen av fossil koldioxid från mineralindustrin. IVL B-rapport, Göteborg.
- Svensk fjärrvärme, 2004, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, www.svenskfjarrvarme.se
- Svensk fjärrvärme, 2005, Statistik 2003, www.svenskfjarrvarme.se
- Söderenergi, 2005, Miljörapporten för Söderenergi för år 2004.
- Uppenberg, S., Almemark, M., Brandel, M., Lindfors, L-G., Marcus, H-O., Stripple, H., Wachtmeister, A., Zetterberg, L., 2001, Miljöfaktaboken för bränslen, IVL Svenska miljöinstitutet B-rapport B1334B-2, Stockholm.
- Referenser för företagsspecifika data finns under respektive fjärrvärmenäts bilaga

Bilaga om Göteborg Energi

Produktionen vid Göteborg Energis fjärrvärmenät år 2004 kan utläsas ur tabell 1. Nedan återfinns motsvarande informationen uppdelad på respektive panna där även annan data så som bränsleslag och drifttider återfinns.

Tabell 1: Produktionen vid Göteborg Energis fjärrvärmenät. (Göteborg Energi, 2005). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen²⁶ och utsläppen per GWh bränsle²⁷. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle²⁸. Mängden spillvärme är något osäker. Bränslemängden för spillvärmen antas vara samma som den producerade värmen.

Produktion 2004	Värme	El	Andel	Bränsle	fossil	ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd A1, A2 och halva A3. Före åtgärd A4	GWh	GWh	av totala värmepr.	GWh	CO ₂ kton	CO ₂ per GWh bränsle	bränsle
Spillvärme (raffinaderier) (ca)	1 000		26%	1 000	0	0	Spillv.
Renovas avfallsförbränning	1 173	213	31%	1 357	112	83	Avfall
Göteborg Energi	1 642	166	43%	1 462	158	108	
varav KVV	413	166	11%	591	119	201	Naturgas
varav VV	689		18%	703	39	56	NG, biobr.
varav värmepumpar	540		14%	168	0	0	El
Totalt Göteborgs fj. nät.	3 815		100%	3 819	270	71	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos Göteborg Energi

Per Gustafsson (2005) har gjort beräkningar för hur deras produktionsmix och bränslen förändras med konverteringarna. Görs varje åtgärd individuellt blir resultatet annorlunda än om alla åtgärder genomförs tillsammans. Det beror på att de konverterade pannorna delvis konkurrerar med varandra i större utsträckning än om bara någon panna har konverterats. Nedan anges konverteringarnas omfattning till den omfattning de skulle få när alla pannorna tillsammans har genomförts trots att de nedan redovisas som individuella åtgärder.

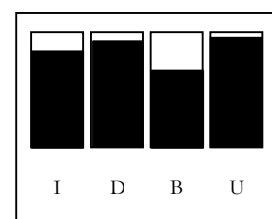
Ivarsson (2005) har bidragit med drift- och underhållskostnader för pannorna före respektive efter varje åtgärd. För de pannor som än så länge inte använts ett helt år används den prognostiserade kostnaden.

A1. Konvertering av HP2 i Sävenäs från naturgas till bioolja år 2002

Sommaren 2002 konverterades hetvattenpanna 2 i Sävenäs från naturgas till bioolja, framförallt vegetabiliska fetter eftersom animaliska fetter räknas som avfall och kräver speciell reningsutrustning. De 125 GWh bioolja som enligt Gustafssons (2005) beräkningar antas användas i denna panna ersätter motsvarande mängd naturgas använd i denna panna före konverteringen. För konverteringen behövdes inga stora investeringar, men efterhand upptäcktes att de behövde byta några pumpar och köpa ett nytt filter.

Drift- och underhållskostnaderna steg rejält vid konverteringen (Ivarsson, 2005).

Åtgärdskostnaden har i denna studie beräknats till 902 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 25 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i



²⁶ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2005). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget vilka har möjlighet att använda emissionsfaktorer som är bättre anpassade för deras bränslen.

²⁷ Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

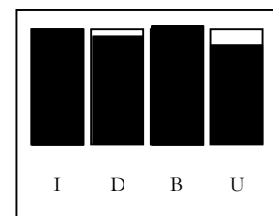
²⁸ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och förändring i drift- och underhållskostnad har erhållits från Göteborg Energi, men anges inte här på grund av konkurrensskäl.

Denna åtgärd har genomförts, men har år 2004 inte fått riktigt så stort genomslag som antas i beräkningarna (Göteborg Energi, 2005).

A2. Konvertering av HP6 och HP7 i Rya värmecentral från naturgas till träpellets

Båda pannorna (hetvattenpannor) konverterades 2003 från naturgas till träpellets. De 275 GWh träpellets som enligt Gustafssons (2005) beräkningar antas användas i dessa pannor ersätter motsvarande mängd naturgas använd i dessa pannor före konverteringen. För konverteringen behövdes en hel del investeringar. Drift- och underhållskostnaderna steg i och med konverteringen eftersom naturgas är ett bränsle som behöver väldigt lite drift och underhåll medan ett fast bränsle alltid kräver mycket mer av drift och underhåll.

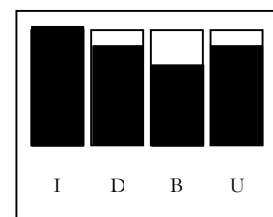


Åtgärdskostnaden har beräknats till 852 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 56 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och förändring i drift- och underhållskostnad har erhållits från Göteborg Energi, men anges inte här på grund av konkurrensskäl.

Denna åtgärd har genomförts, men har under år 2004 inte fått riktigt så stort genomslag som antas i beräkningarna (Göteborg Energi, 2005).

A3. Konvertering av HP3 i Sävenäs

Hetvattenpanna 3 i Sävenäs konverterades första gången hösten 1994 från koleldning till eldning med tallbecksolja genom att täckta rosten. Under 2004 har pannan byggts om för förbränning med oförädlade biobränslen, främst skogsflis. Eftersom pannan kommer tidigare i prioriteringsordningen används den mer och ersätter inte bara den produktion som den hade tidigare utan även produktion i andra pannor som producerar energi till Göteborg Energis fjärrvärmenät. De 350 GWh skogsflis som enligt Gustafssons (2005) beräkningar antas användas i denna panna efter åtgärden ersätter 200 GWh tallbecksolja som antas ha använts i HP3 före konverteringen samt 150 GWh naturgas producerade i andra enheter²⁹. Drift- och underhållskostnaden för naturgasen approximeras med att ta genomsnittliga kostnaden per MWh mellan Rya värmecentral och Sävenäs HP2 (Data för dessa anläggningar kommer från Ivarsson (2005)). För konverteringen behövdes stor investeringar. Drift- och underhållskostnaderna steg i och med konverteringen eftersom tallbecksolja och naturgas kräver mindre drift och underhåll än fasta bränslen så som skogsflis. Bränslepriserna minskade. Det berodde till stor del på att bland annat tallbecksolja (som är ett dyrare biobränsle) användes före konverteringen.



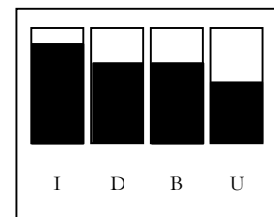
Med uppgifterna från Gustafsson (2005) och Ivarsson (2005) och ovanstående antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till -88 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 31 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och förändring i drift- och underhållskostnad har erhållits från Göteborg Energi, men anges inte här på grund av konkurrensskäl.

Denna åtgärd genomfördes under sommaren 2004 och har endast till liten del fått genomslag i de siffror som redovisas för 2004 (Göteborg Energi, 2005).

²⁹ Användningen av tallbecksolja varierade väldigt mycket i HP3 åren före konverteringen. Anledningen var svårigheten att få tag på tallbecksolja. Här antas att anläggningen bara använde tallbecksolja och att användandet uppgick till 200 GWh.

A4. Bygandet av nytt naturgas KVV

Göteborg Energi färdigställer under 2005 ett nytt stort KVV som kommer att använda naturgas som bränsle. Det beräknas producera 1450 GWh värme och 1250 GWh el per år (Göteborg Energi, 2005-08-31). Med antagandet att ovanstående åtgärder (A1-A3) fått fullt genomslag så antas det nya KVV få följande konsekvenser om produktionen från det nya KVV blir så stor som Göteborg Energi anger på sin hemsida. Det nya KVV antas ersätta 169 GWh el i värmepumparna (540 GWh värme), 125 GWh bioolja (123 GWh värme antas), 275 GWh träpellets (motsvarande mängd värmeenergi antas), 117 GWh naturgas (51 GWh värme, 45 GWh el) i Högsbo KVV, 474 GWh naturgas (361 GWh värme, 121 GWh el) i Rosenlunds KVV och 100 GWh skogsflis (100 GWh värme antas). Efter bygandet av det nya KVV antas värmen till fjärrvärmenätet produceras med motsvarande mängd spillvärme och avfallspannorna samt med skogsflis i HP3 Sävenäs (159 GWh), med naturgas i HP4 Sävenäs (13 GWh) (högtemperatursystem) samt med olja (15 GWh) och med naturgas (5 GWh). Det nya KVV kommer att använda 3000 GWh naturgas (92% verkningsgrad (Göteborg Energi, 2005-08-31)). Den totala värmeproduktionen ändras alltså inte, men elproduktionen stiger med 1084 GWh. Detta är relativt osäkra antaganden. Vilka enheter som kommer att ersättas beror på marginalkostnaderna för att producera värme. Det kan innebära att det nya KVV inte används så mycket som planerat, eller att det är de gamla KVV som är kvar istället för den fliseldade värmeproduktionen, eller kanske att värmepumparna får vara kvar på bekostnad av något annat. För denna åtgärd antas dock att åtgärden innebär ovanstående förändringar.



De rörliga drift- och underhållskostnaderna antas vara 8 kr / MWh naturgas, 23 kr / MWh skogsflis (Bärring et al, 2003). För VP antas 5 kr / MWh el, för träpellets 30 kr / MWh bränsle och för bioolja 45 kr / MWh bränsle³⁰. De årliga fasta drift- och underhållskostnaderna för den nya anläggningen antas vara 2 % av investeringskostnaden (Bärring et al, 2003). De fasta drift- och underhållskostnaderna i existerande anläggningar antas inte minska i och med bygandet av den nya anläggningen.

Investeringskostnaden för det nya KVV antas vara 6,5 Mkr / MW el (Bärring et al, 2003). Det innebär en investering på ca 1700 Mkr (den nya anläggningen är på 261 MW el).

Med ovanstående antaganden kostar det 98 kr / ton fossilt CO₂ att öka utsläppen genom att bygga det nya KVV och omfattar en ökning på 470 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

A5. Bygandet av en ackumulatortank

De för diskussioner om att bygga en ackumulatortank eftersom det kan ha fördelar framförallt vid KVV-produktion. Det är dock relativt svårt att räkna på hur stor en ackumulatortank ska behöva vara för att den praktiskt ska gå att använda (Andersson, 2005). Se även bilagan om Norrköpingsnätet.

Återstående utsläpp

De fossila koldioxidutsläpp som finns kvar efter det att ovanstående åtgärder (A1-A4) har genomförts och fått fullt genomslag visas i tabell 2.

³⁰ Dessa drift- och underhållskostnader är gissningar om hur mycket det kostar för dessa bränslen relativt andra bränslen.

Tabell 2: Om produktionen ändras enligt ovanstående åtgärder utifrån 2004 års situation (Tabell 1) skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell.

Produktion Efter åtgärd A1-A4	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmep.r.	Bränsle GWh	fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
Spillvärme (raffinaderier) (ca)	1 000		26%	1 000	0	0	Spillv.
Renovas avfallsförbränning	1 173	213	31%	1 357	112	83	Avfall
Göteborg Energi	1 642	1 250	43%	3 120	598	192	
varav nya KVV:et	1 450	1 250	38%	2 900	590	203	Naturgas
varav gamla KVV	0	0	0%	0	0		Naturgas
varav VV	192		5%	220	8	35	Biobr.
varav värmepumpar	0		0%	0	0		El
Totalt Göteborgs fj. nät.	3 815		100%	5 477	710	130	

Koldioxidutsläppen kommer alltså att öka relativt drastiskt. Man ska dock komma ihåg att investeringen i nytt naturgas-KVV kommer att öka elproduktionen med nästan 1100 GWh och elkonsumenterna vid värmepumparna kommer att minska med ca 150 GWh. Med antagandet att marginalelen produceras med kolkondenskraft så reduceras de fossila koldioxidutsläppen globalt.

Presentation av de olika produktionsenheterna

Nedanstående enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att producera efterfrågad värmemängd. Göteborg Energi har tillgång till spillvärme från närliggande raffinaderier vilken används före annan produktion. Efter spillvärmen från raffinaderierna används värmeproduktion från RENOVA's avfallsförbränningsanläggning. Vilken av produktionsanläggningarna som startas när inte spillvärmen och avfallsförbränningen klarar av att täcka värmebehovet beror till stor del på elpriset på SPOT-marknaden. Om elpriset är högt används naturgas-KVV:en, men om elpriset är lågt används värmepumparna som då konsumerar el för att producera värme. I vissa fall kan även träflispannan (HP3 i Sävenäs) vara den enhet som används först när inte spillvärmen och avfallet räcker till. Prioriteringsordningen efter dessa kommer enheter är träpellets pannorna i Rya värmecentral och sedan HP2 i Sävenäs, vilka ändock har relativt många drifttimmar. Under kalla vinterdagar eller när andra enheter av någon anledning inte kan användas produceras värme även i värmeverken som eldas med naturgas eller olja.

När det nya naturgaseldade KVV är byggt ändras detta drastiskt. Efter spillvärmen och avfallsförbränningen kommer det nya KVV att täcka upp nästan all värmeproduktion. Med resonemanget ovan under åtgärdsbeskrivningen av det nya KVV så antas träflispannan (HP3 i Sävenäs) täcka upp största delen av det värmebehov som inte spillvärmen, avfallspannan och det nya KVV klarar av. En del kommer även att täckas av oljeeldade och naturgaseldade spets- och reservanläggningar.

Renova avfallsförbränningsanläggning i Sävenäs

Tabell 3: Avfallsförbränningsanläggningen ägs av Renova och säljer sin överblivna värme och el till Göteborg Energi. (Renova, 2005)

	Ugn 1	Ugn 4	Ugn 5
Drifttid (h)	7 725	7 752	7 509
Max avgiven eleffekt (MW)	37		
Tillförd bränsleffekt (MW)	45	56	56
Avg (prod) värme (GWh)	1 173		
varav RGK o ekonomisrar	300		
Avgiven (prod) el (GWh)	213		
Avfall (GWh)	1 357		
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	112 398		

Sävenäsverket

Tabell 4: Data för 2004 för Sävenäsverkets fyra stycken pannor (Göteborg Energi, 2005). På drifttimmarna ser man att de inte används som baslast, men användes för mycket för att egentligen kallas spetslast. År 2004 är HP2 redan konverterad, medan HP3 konverterades under 2004. Det innebär att pannan kördes med tallbecksolja under våren och testkördes under hösten med skogsflis. HP står för Hetvattenpanna.

	HP1	HP2	HP3	HP4
Drifttid (h)	1 254	1 896	2 302	3 463
Max avg värmeeffekt (MW)	80	80	100	13
Rökgaskondensering (MW)	10		25	2
Bränsleslag	Naturgas	Biolja	Fast biobr	Naturgas
Reservbränsle	Eo5	Eo5	Eo5/N.gas	Eo5
Avg (prod) värme (GWh)	64	83	216	13
Träflis (GWh), skogsflis			59	
Naturgas (GWh)	62	4		13
Tallbecksolja (GWh)			138	
Biolja (GWh)		91		
Olja, Eo5 (GWh)			1	
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	12 482	803	304	2 688

Pannan HP4 är i kontinuerlig drift hela året eftersom den försörjer ett mindre högtemperatursystem inom Sävenäs.

Rosenlunds kraftvärmeverket

Tabell 5: (Göteborg Energi, 2005)

	ÄP1	ÄP2	HP1	HP2	HP3	HP4	HP5
Drifttid (h)	3 487	3 503		98	63	29	1 033
Max avg värmeeffekt (MW)	87+15		40	140	140	140	140
Max avgiven eleffekt (MW)	36						
Avg (prod) värme (GWh)	181	181	0	5	3	1	55
Avg (prod) el (GWh)	60	61					
Naturgas (GWh)	241	233					61
Olja, Eo5 (GWh)				6	3	1	
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	48 512	46 942	0	1 616	860	408	12 241

Högsbo kraftvärmeverk

Tabell 6: (Göteborg Energi, 2005)

	GM1	GM2	GM3
Drifttid (h)	3982	3826	3752
Avg (prod) värme (GWh)	51		
Avg (prod) el (GWh)	45		
Naturgas (GWh)	40	39	38
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	8 134	7 816	7 664

Rya värmecentral

Tabell 7: (Göteborg Energi, 2005)

	HP6	HP7	VP1	VP2	VP3	VP4
Drifttid (h)	3 095	3 244	3 435	3 489	3 565	4 198
Max avg värmeeffekt (MW)	50	50	30	30	50	50
Bränsleslag	Träpellets	Träpellets				
Reservbränsle	Naturgas	Naturgas				
Avg (prod) värme (GWh)	116	121	77	88	181	194
Träpellets (GWh)	108	114				
Naturgas (GWh)	14	15				
El till värmepumpar (GWh)			24	27	56	61
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	2 920	3 061	0	0	0	0

Ångeredens värmecentral

Tabell 8: (Göteborgs Energi, 2005)

	HP1	HP2	HP3
Drifftid (h)	69	4	0
Inst tillf eff (MW)	45	45	45
Avg (prod) värme (GWh)	1,2	0,0	0,0
Olja, Eo5 (GWh)	1,2	0,0	
Olja, Eo1 (GWh)	0,1		
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	375	4	0

Marconicentralen

Tabell 9: (Göteborgs Energi, 2005)

	HP2	CP1	CP2
Drifftid (h)	0	339	403
Tillf bränsleeff (MW)	16	14	9
Bränsleslag	Eo1	Eo1	Eo1
Avg (prod) värme (GWh)	0,0	2,3	2,0
Olja, Eo1 (GWh)	0,0	2,5	2,1
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	0	670	586

En ny ledning byggs höst 2005, vilken ska kunna försörja hela området utan stöttning från Marconicentralen (Gustafsson, 2005). Gissningsvis ersätts då oljan i Marconi med naturgas och lite biobränsle (efter 2006 med naturgas-KVV). Tyvärr har ingen åtgärdskostnad beräknats för denna åtgärd.

Backa panncentral

Tabell 10: (Göteborgs Energi, 2005)

	PUP 1	PUP 2	PUP 3
Drifftid (h)	18	0	0
Max avg värmeeff (MW)	12,5	8	8
Bränsleslag	Eo1	Eo1	Eo1
Avg (prod) värme (GWh)	0,214		
Olja, Eo1 (GWh)	0,3		
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	0	0	0

Sisjöns panncentral

Tabell 11: (Göteborgs Energi, 2005)

	CP	HP2	PUP
Drifftid (h)	462	2 694	
Max avg värmeeff (MW)	8	7	5
Bränsleslag	Naturgas	Naturgas	Eo1
Avg (prod) värme (GWh)	0,9	4,8	0,0
Naturgas (GWh)	0,9	5,6	
Fossila CO ₂ -utsläpp (ton)	177	1 128	0

Referenser:

Andersson, G., 2005, Personlig kommunikation med Göran Andersson, E.ON öst värme i Norrköping.

Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

Gustafsson, P., 2005, Personlig kommunikation med Per Gustafsson, Göteborgs Energi

Göteborgs Energi, 2005, Miljörapporterna för 2004 rörande Göteborgs Energis produktionsanläggningar.

Göteborgs Energi, 2005-08-31, hemsidan www.goteborgenergi.se

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under

United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

Renova, 2005, Miljörapporten för år 2004 rörande Renovas avfallsförbränningsanläggning i Sävenäs.

Uppenberg, S., Almemark, M., Brandel, M., Lindfors, L., Marcus, H., Stripple, H., Wactmeister, A., Zetterberg, L., 2001, Miljöfaktabok för bränslen, IVL B-rapport nr B 1334B-2, Stockholm

Bilaga om Mälarenergi, Västerås

Mälarenergi producerade knappt 1700 GWh värme under 2004. Samtidigt producerades drygt 1100 GWh el (inklusive kondensdrift). I tabell 1 visas information om produktionen vid Mälarenergi. För ytterligare information se presentation av produktionsenheterna sist i rapporten.

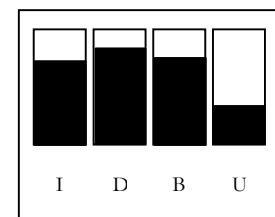
Tabell 1 visar produktionen vid Mälarenergis fjärrvärmenät under 2004. (Mälarenergi, 2005). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen³¹ och utsläppen per GWh bränsle³². För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle³³.

Produktion 2004			Andel	Fossil	ton fossil	Huvud-	
Före åtgärd B1-B7	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	bränsle	
	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	CO ₂ per	
						GWh bränsle	
Mälarenergi (Västerås etc.)	1 685	1 125	100%	3 507	908	259	
varav KVV (Västerås)	1 649	1 124	98%	3 463	899	259	Kol, torv, träflis
varav KV (Västerås)	0	1	0%	4	1	274	Olja
varav VV (Västerås)	1	0	0%	1	0	274	Olja
varav VV (Halstahammar)	35	0	2%	39	8	197	Olja, träpulver
Totalt Västerås fj. nät.	1 685	1 125	100%	3 507	908	259	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos Mälarenergi

B1. Överföringsledning till Hallstahammar, 2004

Under 2004 blev överföringsledningen mellan Västerås och Hallstahammar, något försenad, klar. Förseningen innebar att de fick använda mer olja i Hallstahammar under 2004 än normalt eftersom leveransavtalet för träpulver hade gått ut. Överföringsledningen byggs för att Mälarenergi vill använda Hallsbergs värmeunderlag för elproduktion i KVV i Västerås. Under 2005 antas bränsleanvändningen i Hallstahammar ha minskat till 2 GWh olja (används som spetslast när inte överföringsledningen klarar av att leverera tillräckligt med värme). Värme som levereras med överföringsledningen antas vara producerad av KVV i Västerås. Utifrån 2004 års nivåer antas alltså bränsleanvändningen i Hallstahammar minska med 27 GWh olja och 10 GWh träpellets. Den bränslemängden antas ersättas med 18 GWh träflis, 0,5 GWh träpellets, 1,5 GWh olja, 20 GWh torvbriketter och 14 GWh kol.³⁴(Ökningen beror på att el produceras samtidigt). Elproduktionen ökar med 18 GWh. Drift- och underhållskostnaderna antas vara konstanta trots att det sker ett byte från olja till fastbränsle och att överföringsledningen kräver vissa kostnader, men det kompenseras med att KVV är en mycket större anläggning samt att vissa fasta drift- och underhållskostnader minskar när inte Hallstahammar-anläggningen används lika mycket. Tyvärr har inte Mälarenergi kunnat leverera någon investeringskostnad, men en uppskattning hamnar på 80 Mkr³⁵.



³¹ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2005). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget vilka har möjlighet att använda emissionsfaktorer som är bättre anpassade för deras bränslen.

³² Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

³³ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

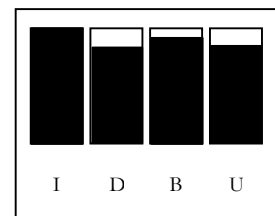
³⁴ Bränslesammansättning för den energi som levereras med överföringsledningen antas vara samma som den produktionsmix som KVV hade under 2004 (kondensproduktion enligt tabell 2 borträknat).

³⁵ Genomsnittskostnaden för E.ON i Örebro:s två överföringsledningar är 4 kr / meter. Avståndet mellan Västerås och Hallstahammar är ca 20 km vilket ger en kostnad på 80 Mkr.

Med dessa antaganden har kostnaderna *ökat* med 2 Mkr och utsläppen av fossilt CO₂ har *ökat* med 5 000 ton. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

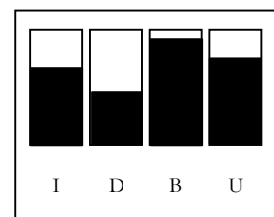
B2. Ökning av träflis på bekostnad av stycktorv i panna 5 i KVV:et

Beroende på bränslepriser, skatter och ekonomiska styrmedel kommer Mälarenergi minska användningen av torv i panna 5 i KVV:et. De kommer att göra det stegvis för att förstå hur pannan reagerar med en ny bränslesammansättning, men målet är att helt ersätta torven i denna panna. Under 2005 minskar de ner användningen av stycktorv från 343 GWh (år 2004) till 100 GWh (Karlsson, 2005) och träflisanvändningen antas öka i motsvarande omfattning (el- och värmeverkningsgrad antas vara oförändrade). Enligt Mälarenergi (Karlsson, 2005) behövs ingen investeringskostnad för denna åtgärd. Det antas att drift- och underhållskostnaden inte ändras. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 10 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 94 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



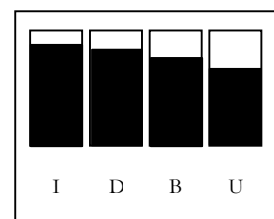
B3. Ytterligare ökning av träflis på bekostnad av torv i panna 5 i KVV:et

Denna åtgärd är en fortsättning på föregående. Dock behövs antagligen visst tillskott av svavel för att hindra beläggningar för att kunna genomföra denna åtgärd (Karlsson, 2005). De återstående 100 GWh skogstorv antas ersättas med motsvarande mängd träflis (samma el- respektive värmeverkningsgrad antas). Drift- och underhållskostnaden antas stiga med 10 kr / MWh på grund av behovet av svavel. Det antas att det inte behövs någon investeringskostnad. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 36 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 39 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



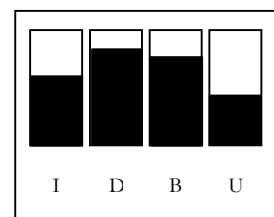
B4. Ökning av träpellets på bekostnad av torvbriketter i panna 4 i KVV:et

Fördelningen mellan träpellets och torvbriketter hänger framförallt på priset. Är träpellets billigare används det, men det är problem att hitta tillräckliga mängder av billigt träpellets (Karlsson, 2005). Under 2005 kommer förhållandet mellan träpellets och torvbriketter att vara ca 1 till 6, vilket innebär att träpelletsökningen ökar från 2004 års nivå. Med antagandet att användningen av torv plus träpellets är konstant i panna 4 så ökar träpelletsanvändningen mellan 2004 och 2005 med 72 GWh och torvbriketterna minskade i samma omfattning³⁶. Drift- och underhållskostnaderna antas vara oförändrade och det antas inte behövas någon investeringskostnad. Enligt Karlsson (2005) klarar deras kvarnar att mala träpellets utan problem. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 129 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 28 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



B5. Ytterligare ökning av träpellets på bekostnad av torvbriketter i panna 4 i KVV:et

På längre sikt antas det att träpelletsen kan ersätta alla torvbriketter i panna 4 om det går att få tag på tillräckliga volymer. Möjligtvis skulle man kunna anta

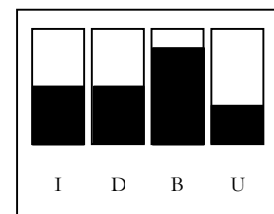


³⁶ El- och värmeverkningsgraden antas vara oförändrad.

att effekten skulle sjunka något eftersom träpelletsen har lägre värmevärde och att det då skulle kunna behövas något mer kol. Här antas dock att alla torvbriketter ersätts med träpellets. Det innebär att torvbriketterna minskar med 550 GWh och träpelletsen ökar i motsvarande utsträckning³⁷. Det antas att drift- och underhållskostnad inte förändras och att en investering på 10 Mkr behöver göras. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 134 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 212 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

B6. Bygandet av en ny träflispanna (P6) som ersätter delar av P4

För att veta vilka åtgärder som kan bli aktuella för att ersätta kolet i panna 4 är det av intresse att veta hur mycket el som produceras vid kondensdrift och hur mycket som produceras med mottryck. Den information har i brist på andra källor beräknats utifrån antagandena att elverkningsgraden på panna 4 har varit 27 % och värmeverkningsgraden 60% vid mottrycksdrift (värme och el produceras samtidigt). Vid kondensdrift antas elverkningsgraden vara 29%. Dessutom antas att det under 2004 enbart var kol som användes för kondensdrift. Därmed fås uppdelningen av panna 4 i mottrycksdrift och kondensdrift enligt tabell 2.



Tabell 2: Uppdelning av data från panna 4 mellan den del av energin som verkar vara producerad med mottrycksdrift (KVV) och den energi som verkar vara producerad med kondensdrift (KV).

	P4 (mottryck)	P4 (kondens)
Avg (prod) värme (GWh)	788	
Avg (prod) el (GWh)	355	221
Träpellets (GWh)	20	
Träflis (GWh)	0	
Tallbecksolja (GWh)	6	
Olja, Eo5 (GWh)	65	
Olja, Eo1 (GWh)	0	
Torv (GWh)	621	
Kol (GWh)	601	761
Fossil CO ₂ (kton)	714	
Bränslemängd	1 314	761
Värmeverkningsgrad	60%	0%
Elverkningsgrad	27%	29%
Alfavärde	0,45	---

Bygandet av en ny träflispanna (P6) antas kunna ersätta en stor del av den mottrycksdrift som panna 4 hade under 2004. En ny panna skulle troligen avlasta panna 4 så att den inte behövede använda något kol under mottrycksdrift. Under mottrycksdrift används kolet nämligen främst när effekten blir för låg med torvbriketter och träpellets (Karlsson, 2005). Kolet som med antagandena ovan används för kondensdrift antas inte ersättas med denna åtgärd. Bygandet av ny träflispanna ersätter alltså med dessa antaganden 601 GWh kol och antas även ersätta 150 GWh träpellets i panna 4 (i ovanstående åtgärder har torven ersatts med träpellets). Den energimängd som ersätts i panna 4 är med verkningsgrader från tabell 2; 451 GWh värme och 203 GWh el. Produktionen i panna 1 och panna 2 i KVV antas också minska i och med den nya pannan. Där antas kolförbrukningen minska med 95 GWh och torvbrikettanvändningen med 10 GWh. Deras genomsnittliga el- respektive värmeverkningsgrad är 21% respektive 61%. Energimängden som ersätts är 64 GWh värme och 21 GWh el.

Den nya träflispannan antas vara en 100 MW -panna som har 30% elverkningsgrad och 110% totalverkningsgrad (alltså 80% värmeverkningsgrad). Data för en sådan anläggning finns beskrivna i El från nya anläggningar – 2003 (Bärring et al, 2003) och återfinns även i huvudrapporten i kapitel 3. Utifrån det värmeunderlag som ersätts i panna 1,2 och 4 beräknas bränsleanvändningen bli 643 GWh skogsflis. Elproduktionen beräknas bli 193 GWh i den nya

³⁷ El- och värmeverkningsgraden antas vara oförändrad.

anläggningen, vilket innebär att elproduktionen totalt sett sjunker med 31 GWh i och med byggandet av den nya anläggningen. Investeringskostnaden för den nya pannan anges till 492 Mkr (Bärring et al, 2003).

De rörliga drift- och underhållskostnaderna för den nya anläggningen anges till 23 kr / MWh bränsle (Bärring et al, 2003) och antas för panna 1,2 och 4 vara 30 kr / MWh bränsle (värdet för ny kolpanna (Bärring et al, 2003)). De fasta drift- och underhållskostnaderna antas för den nya anläggningen vara 2% av investeringskostnaderna (Bärring et al, 2003). För panna 1,2 och 4 antas den fasta drift- och underhållskostnaden inte minska eftersom anläggningen kommer att fortsätta användas.

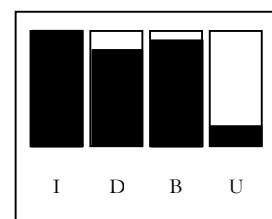
Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 225 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 237 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

Enligt Karlsson (2005) har de undersökt förutsättningarna för en sådan här anläggning och kommit fram till att bränslesituationen för denna typ av anläggning är något osäker. Redan idag hämtas bränsle från ett relativt stort område. Bränslesituationen samt att det är en väldigt stor investering att göra för en kommun gör att en ny panna än så länge inte har projekterats vidare.

B7. Sluta använda kondensdrift

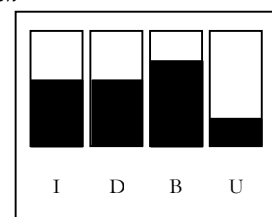
Ifall annan elproduktion expanderar (utanför Mälarenergi) som har lägre marginalkostnad än Mälarenergis kondensproduktion kan det innebära att Mälarenergi inte längre kommer att producera el vid kondensdrift³⁸.

Om de skulle sluta använda kondensdrift skulle de med ovanstående antaganden (för tabell 2) minska sin kolanvändning med 761 GWh kol och minska elproduktionen med 221 GWh. De rörliga drift- och underhållskostnaderna antas för kol vara 30 kr / MWh bränsle (för ny kolkondensanläggning (Bärring et al, 2003)). Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till -13 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 255 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Anledningen till att det är lönsamt att sluta producera el med kondenskraft är att beräkningarna grundar sig på ett genomsnittspris på el. Anläggningen används dock bara i kondensdrift när det är lönsamt, alltså när elpriset är betydligt högre än genomsnittspriset.



B8. Byggandet av ett nytt naturgas-KVV som ersätter kondensdriften i kolanläggningen

Om man även är intresserad av att ersätta kolet, men samtidigt fortsättningsvis är intresserad av att producera kondensel bör man istället för en ny skogsflispanna satsa på ett naturgas-KVV som även kan användas i kondensdrift. Ett naturgas-KVV förutsätter dock att en naturgasledning byggs och en sådan kan antagligen inte vara klar förrän efter 2010. Vill man ersätta hela panna 4 med en ny anläggning bör man troligen bygga en lika stor anläggning som den som E.ON planerar att bygga i Malmö (400 MW el. Data för en sådan anläggning hämtas från El från nya anläggningar – 2003 (Bärring et al, 2003), vilka även återfinns i huvudrapporten. Ett nytt naturgas-KVV antas ersätta hela panna 4, men enbart den pannan. Därmed ersätts 1362 GWh kol, 641 GWh träpellets (torvbriketterna har ersatts med träpellets), 65 GWh olja och 6 GWh tallbecksolja med 5391 GWh naturgas. Elproduktionen i det nya KV antas bli 3000 GWh, samma som det projekterade i Malmö beräknas ha (Holm, 2005). Därmed ökar elproduktionen med 2424 GWh (kontinuerlig



³⁸ Se huvudrapporten för resonemang kring kondensdrift. Kondensdriften kan nämligen variera väldigt mycket från år till år beroende på det egna företagens marginalkostnad och på elmarknadens elpris vid olika tidpunkter.

drift hela året, vilket E.ON har antagit för sin anläggning) medan värmeproduktionen inte förändras från 788 GWh per år.

Rörliga drift- och underhållet antas vara 30 kr / MWh bränsle i genomsnitt för panna 4, medan den är 8 kr / MWh bränsle för naturgas (Barring et al, 2003). För den nya anläggningen antas de fasta drift- och underhållskostnaderna vara 2% av investeringskostnaden. För panna 4 antas den fasta drift- och underhållskostnaden vara dubbelt så stor i kronor räknat.

Med dessa antaganden har kostnaden för att öka utsläppen beräknats till -43 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar en ökning på 623 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

Frekvensstyrda fjärrvärmepumpar

De har gjort en del insatser för att minska elkonsumtionen, exempelvis har de installerat i nya pumpar för fjärrvärmesystemet som är frekvensstyrda, vilket minskar elförbrukningen (Karlsson, 2005). Eftersom det inte minskar koldioxidutsläppen på anläggningen har inte det undersökts närmare.

Allmän effektivisering

De har ett relativt stort program för att försöka öka den totala elverkningsgraden (Karlsson, 2005). Bland annat att minska elkonsumtionen och dels öka elutbytet från pannorna genom att försöka höja ångdata etc. Det kan även medföra ökad total systemverkningsgrad, vilket skulle kunna innebära lägre bränsleförbrukning. Detta har dock tyvärr inte undersökts, framförallt pga att det bara skulle ge små förbättringar och skulle kräva väldigt mycket uppgifter från Mälarenergi, något de inte har haft tid att ta fram.

Återstående utsläpp

Tabell 3: Om produktionen ändras enligt åtgärd B1 till B7 ovan utifrån 2004 års situation (Tabell 1) skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell.

Produktion efter åtgärd B1 till B7	Värme		Andel av totala värmepr.		Fossil CO ₂	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvudbränsle
	GWh	El GWh		Bränsle GWh	kton		
Mälarenergi (Västerås etc.)	1 652	904	100%	2 708	49	18	
varav KVV (Västerås)	1 649	903	100%	2 702	47	17	Träflis, träp
varav KV (Västerås)	0	1	0%	4	1	274	Olja
varav VV (Västerås)	1	0	0%	1	0	274	Olja
varav VV (Halstahammar)	2	0	0%	2	0,5	274	Olja
Totalt Västerås fj. nät.	1 652	904	100%	2 708	49	18	

De fossila bränslen som återstår efter att åtgärd B1 till B7 har genomförts ovan är en del olja i flera av pannorna i KVV:et, samt torv i panna 1 i KVV.

Presentation av de olika produktionsenheterna

Nedanstående enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att producera efterfrågad värmemängd. Först och främst används panna 5 och därefter panna 4 med träpellets och torvbriketter. När panna 4 inte klarar av värmebehovet med träpellets eller torvbriketter används kol (har högre värmevärde och panna 4 får då högre effekt). Räcker inte det heller till så används panna 1 och panna 2 och någon enstaka dag om året används även HVK och HVG.

Anläggningen i Hallstahammar kommer efter år 2004 bara att användas när överföringsledningen av någon anledning inte klarar av att leverera värmebehovet (riktigt kalla dagar eller driftavbrott på ledningen).

Anläggning, först och främst med kol i panna 4 i KVV:et, kan även drivas i kondensdrift. De producerar el med kondensdrift när elpriset är så högt att det är lönsamt. I och med elcertifikat och utsläppsrätter är det möjligt att det i vissa fall är mer lönsamt att producera kondensbaserad el från andra bränslen än el.

Panna 3 i KVV:et har varit upphandlad som effektreserv för elnätet av Svenska kraftnät. En sådan upphandling sker inför varje säsong.

KVV:et i Västerås

Tabell 4: Produktionen vid KVV:et i Västerås 2004 (Mälarenergi, 2005)

	P1	P2	P3	P4	P5	HVK
Drifttid (h)	1 210	539	26	6 750	7 940	13
Effekt (MW), installerad tillförd	165	165	710	710	170	70/45
Avg (prod) värme (GWh)	56	33		788	772	0,3
Avg (prod) el (GWh)	18	12	1,1	575	518	
Träpellets (GWh)				20		
Träflis (GWh)					890	
Tallbecksolja (GWh)	1,7			6		
Olja, Eo5 (GWh)	11	2,7	4,1	65	1,8	0,4
Olja, Eo1 (GWh)					0,3	
Torv (GWh)	36			621	343	
Kol (GWh)	43	52		1 362	7	
Fossil CO ₂ (kton)	31	18	1	714	135	0

4 stycken block och en extra panna (P5) som är kopplad till block 4. Dessutom finns en hetvattenpanna HVK i angränsning till KVV och en hetvattencentral HVG med två hetvattenpannor.

Hallstahammar HVC

Tabell 5: Produktionen vid Hallstahammar HVC 2004 (Mälarenergi, 2005)

	P1	P2	P3	P5
Drifttid (h)	568	1 426	849	877
Max avg värmeeff (MW)	7	3-6	3-6	18
Avg (prod) värme (GWh)	4	13	8	11
Träpellets (GWh)				10
Olja, Eo1 (GWh)	5	15	8	1,5
Fossil CO ₂ (kton)	1	4	2	0

Under 2004 blev den något försenade överföringsledningen mellan Västerås och Hallstahammar klar. Det innebär att uppgifterna från anläggningen inte är riktigt rättvisande. Panna 5 har använts betydligt mindre än den borde eftersom det har varit brist på träpulver (inget leveransavtal hade gjorts). Det innebär att de andra oljeeldade pannorna, speciellt panna 2, använts betydligt mer än tidigare år. Från informationen om att de inte hade leveransavtal kan man misstänka att de inte längre kommer att använda träpulver i panna 5 när nu överföringsledningen står klar. Antagligen kommer oljepannorna att användas som spetslast när inte överföringsledningen klarar av att leverera tillräckligt med värme.

Referenser

Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

Holm, K-G, 2005, personlig kommunikation med Karl-Gunnar Holm på E.ON Sverige.

Karlsson, P., 2005, personlig kommunikation med Peter Karlsson på Mälarenergi.

Mälarenergi, 2005, Miljörapporterna 2004 samt emissionsdeklarationerna för Mälarenergis produktionsenheter.

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

Bilaga om E.ON nät i Malmö

E.ONs fjärrvärmenät i Malmö levererar ca 2400 GWh fjärrvärme per år. Produktionen uppdelad på olika produktionsanläggningar kan utläsas ur tabell 1. För mer information om produktionsanläggningarna, se stycket 'Presentation av produktionsanläggningarna' nedan.

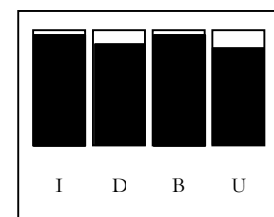
Tabell 1 visar produktionen vid E.ON i Malmös fjärrvärmenät under 2004 (E.ON, 2005). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen³⁹ och utsläppen per GWh bränsle⁴⁰. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle⁴¹.

Produktion 2004 Före åtgärd C1-C2	Värme GWh	El GWh	Andel		Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
			av totala värmep.	Bränsle GWh			
Sysav (avfallsförbränning)	1 032	138	43%	1 103	98	88	Avfall
Spillv. (Nordic Carbon Black)	130	0	5%		0		Spillv.
Sydskraft (Malmö)	1 262	231	52%	1 417	230	162	
varav KVV	811	231	33%	1 084	223	206	Naturgas
varav Flintrännans VV	278		11%	257	0	0	Träflis
varav övriga VV	27		1%	34	7	203	Naturgas
varav värmepumpar	147		6%	43	0	0	El
Totalt Malmös fj. nät.	2 424	370	100%	2 520	328	130	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos E.ON i Malmö

C1. Ny avfallsförbränningspanna hos Sysav

Sysav har beslutat att bygga en ny avfallsförbränningspanna som kommer att vara färdig i mitten av 2008 (Jönsson, 2005). Enligt Jönsson (2005) kommer den nya pannan tillsammans med effekthöjande åtgärder innebära att effekten från avfallsförbränningsanläggningen höjs från ca 140-150 MW till ca 250 MW och fjärrvärmeleveranserna kommer att öka med 300-400 GWh per år (Jönsson, 2005). Samtidigt kommer elproduktionen vid Sysavs anläggning att öka kraftigt eftersom den nya anläggningen är ett KVV och delvis kommer att ersätta äldre avfallspannor som bara är VV. Elproduktionen beräknas öka med ca 150 GWh (Sirviö, 2005). Investeringskostnaden beräknas till 1,3 mdr (Sirviö, 2005). Fasta och rörliga drift- och underhållskostnaderna tas från Barring et al (2003) och är årligen 3 % av investeringskostnaden samt 75 kr / MWh bränsle.



Den ökade produktionen av värme hos Sysav levereras som deras tidigare värmeproduktion till E.ONs fjärrvärmenät i Malmö. Där ersätter deras värme annan produktion. Enligt Jönsson (2005) ersätts till viss del användningen av värmepumpar (VP) i Sjölanda och biobränslen i Flintrännan. De produktionsanläggningarna får kortare driftsäsong eftersom avfallsförbränningen ensamt klarar av efterfrågan längre in på hösten och tidigare på våren när VP och biobränslena ligger på marginalen. Framförallt är det dock naturgas-KVV produktionen i Helenholmsverket som kommer att ersättas. Värmeverksproduktionen med naturgas och olja kommer antagligen inte påverkas eftersom den täcker in topparna som inte KVV klarar av att täcka i alla fall. (Jönsson, 2005)

³⁹ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvärdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2005). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget vilka har möjlighet att använda emissionsfaktorer som är bättre anpassade för deras bränslen.

⁴⁰ Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

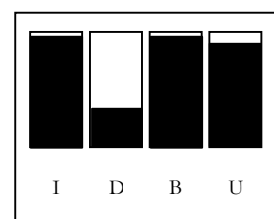
⁴¹ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

För beräkningarna antas att värmeproduktionen ökar med 400 GWh med den nya avfallspannan och den antas ersätta 40 GWh värmeproduktion i VP, 40 GWh i Flintrännen (skogsflis) och 320 GWh i Helenholmsverkets KVV-produktion. Den nya avfallspannan antas ha 100% verkningsgrad och därmed ökar avfallsförbrukningen med 550 GWh (400 GWh värme och 150 GWh el). Elförbrukningen i VP antas minska med 12 GWh (faktorn mellan el och värmeproduktion antas vara drygt 3,3). Flintrännen har nästan 110% verkningsgrad (inkl RGK) vilket innebär att skogsflisanvändningen minskar med 37 GWh. Helenholmsverkets KVV antas ha ca 96% totalverkningsgrad och ca 75% värmeverkningsgrad (genomsnitt av pannorna i Helenholmsverkets KVV) vilket innebär att oljeanvändningen minskar med 38 GWh, naturgasanvändningen minskar med 389 GWh och att elproduktionen minskar med 91 GWh där (totalt med åtgärden ökar fortfarande elproduktionen med 59 GWh eftersom avfallspannan ökar med 150 GWh).

Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till -319 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 40 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för vissa bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

C2. Nytt biobränsleeldat KVV

Antingen kommer ett nytt biobränsleeldat KVV byggas eller så kommer ett naturgaseldat KV (med möjlighet att avleda värmen under vintern) att byggas. Båda kommer att ha en kapacitet på 250 MW värme (Jönsson, 2005; Holm, 2005) vilket innebär att när den nya avfallspannan också har byggts så kommer Helenholms KVV, VP och Flintrännen att avvecklas (Jönsson, 2005). Det enda som kommer att återstå är spets- och reservlastproduktion och den kommer se ungefär lika dan ut som idag. De nya KVV kommer att ersätta följande produktion (de har redan minskats från 2004 års värden (E.ON i Malmö, 2005) med föregående åtgärd). VP minskar sin produktion med 107 GWh värme (elkonsumtionen minskar med 31 GWh). Flintrännen minskar sin produktion med 238 GWh värme (220 GWh skogsflis) och Helenholmsverket minskar sin produktion med 491 GWh värme och 140 GWh el (656 GWh naturgas).



De rörliga drift- och underhållskostnaderna för existerande anläggningar tas från Bärning et al (2003) förutom för VP som antas ha 5 kr / MWh. De fasta drift- och underhållskostnaderna antas inte minska i de existerande anläggningarna.

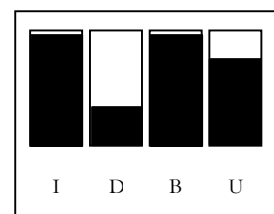
Här redovisas beräkningarna för ett nytt biobränsleeldat KVV på 250 MW värme (se nedan för det naturgaseldade KV). I tabell 2 nedan är Bärning et als (2003) värden för nytt biobränsle eldat KVV. Bio-KVV kommer att producera motsvarande värmeproduktion (836 GWh värme) samt 238 GWh el och ha en bränsleanvändning på 1003 GWh skogsflis. Elproduktionen kommer därmed öka med 98 GWh genom åtgärden.

Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 596 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 133 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis vissa bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

Det lutar dock åt att E.ONs koncernledning kommer att välja att bygga ett naturgaseldat KV eftersom de anser att det är brist på effektkapacitet i södra Sverige. Slutgiltigt beslut beror dock på beslut om skatter och tilldelning av utsläppsrätter.

C3. Nytt naturgaseldat KV

Se ovan (föregående åtgärd) angående vad ett naturgaseldat KV skulle ersätta för värmeproduktion.

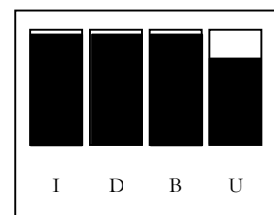


Här redovisas beräkningarna för ett nytt naturgaseldat KV på 400 MW el. I tabell 2 nedan är Barring et als (2003) värden för nytt naturgaseldat KVV. Naturgas-KVV kommer att producera motsvarande värmeproduktion (836 GWh värme) samt ca 3000 GWh el (Holm, 2005). Det nya naturgaseldade KV drivs nämligen under stor del av år i kondensdrift med möjlighet att avleda värme. När KV drift som ett KVV är totala verkningsgraden 90 %, medan det i kondensdrift har en verkningsgrad på 58 %. Det innebär att KV kommer att använda ca 5400 GWh. Elproduktionen kommer därmed öka med ca 2860 GWh genom åtgärden.

Med dessa antaganden har kostnaden för att öka utsläppen beräknats till 104 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar en ökning på 965 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

C4. Skillnaden mellan biobränsleeldat KVV och naturgaseldat KV

Eftersom E.ON står mellan att bygga ett naturgaseldat KV och ett bio-KVV är det intressant att titta på skillnaderna mellan att bygga ett nytt naturgaseldat KV med att bygga ett bio-KVV med ovanstående förutsättningar (836 GWh värmeunderlag och 3000 GWh el produktion för naturgas-KV⁴²). Resultaten visar att om man väljer att bygga ett bio-KVV istället för ett naturgas-KVV så kostar det -19 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar en minskning på 1 098 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis vissa bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



Tabell 2: Data från El från nya anläggningar – 2003 (Barring et al, 2003). Inom parentes anges data när naturgas kraftverket drivs som KVV, vilket ger något lägre elverkningsgrad.

Anläggning	Storlek	Elverk.	Tot verk.	Värme-	Invest.-	Rörlig	Fast
	MWel	grad	grad	effekt (ca)	kostnad	D&U	D&U
		(%)	(%)	MWv	Mkr / MWel	kr / MWhbr	% av invest.
Bio-KVV	80	34	110	250	12	23	2
NG-kraftverk	400 (340)	58 (52)	(90)	(250)	5,3	8	2

Om man antar att elproduktionen ersätter marginalet (kolkondensel) så innebär byggandet av naturgas kraftverket en global reduktion av de fossila koldioxidutsläppen.

Återstående koldioxid utsläpp

Utifrån 2004 års nivå antas att avfallspannan och bio-KVV byggs. Då fås det resultat som återfinns i tabell 3.

Tabell 3: Om produktionen ändras enligt ovanstående åtgärder utifrån 2004 års situation (Tabell 1) skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell.

Produktion Efter åtgärd C1-C2	Värme		Andel		Bränsle	Fossil CO ₂	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
	GWh	El GWh	av totala värmep.	GWh				
Sysav (avfallsförbränning)	1 432	288	59%	1 653	147	89	Avfall	
Spillv. (Nordic Carbon Black)	130	0	5%		0		Spillv.	
Sydkraft (Malmö)	863	238	36%	1 037	7	7		
varav KVV gamla	0	0	0%	0	0			
varav Flintränsnans VV	0		0%	0	0			
varav övriga VV	27		1%	34	7	203	Naturgas	
varav värmepumpar	0		0%	0	0			
varav nya bio-KVV	836	238	34%	1 003	0	0	Träflis	
Totalt Malmös fj. nät.	2 424	527	100%	2 689	154	57		

Presentation av de olika produktionsenheterna

Nedanstående enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att

⁴² Bio-KVV antas inte ha kondensdrift utan dess elproduktion blir 238 GWh med det värmeunderlaget.

producera efterfrågad värmemängd. Avfallspannorna fungerar som baslast och är den enda värmeproduktionen (tillsammans med spillvärmerna från Nordic Carbon Black) från våren till hösten. När inte den produktionen räcker till används värmepumparna och Flintrännen. Därefter används Helenholmsverkets KVV och vid riktigt kall väderlek, vid driftstörningar eller kortvariga värmebehov används i första hand de naturgaseldade värmeverken och i andra hand de oljeeldade värmeverken.

Helenholmsverket

Tabell 4: Produktionen vid Helenholmsverket 2004 (E.ON, 2005)

Panna	P10	P11	P12	P13
Max avg eleff (MW)	45		95	
Inst tillf eff (MW)	155	145	130	60
Avg (prod) värme (GWh)	416	154	219	21
Avg (prod) el (GWh)	112	46	66	7
Naturgas (GWh)	527	186	306	27
Olja, Eo5 (GWh)	0	31	2	5
Fossil CO ₂ (kton)	107	46	63	7

Helenholmsverkets utbyggnad har skett i tre etapper. Den första, omfattade två självcirkulerande ångpannor P10 och P11 samt en 45 MWe mottrycksturbin G11, togs i drift 1966. Ytterligare en ångpanna P12, lika de tidigare, och en 95 MWe mottrycksturbin G12 installerades under etapp 2 och togs i drift 1970. En fjärde ångpanna P13, hälften så stor som de tidigare nämnda, togs i drift hösten 1976.

Sysav

Tabell 5: Produktionen vid Sysav 2004 (Sysav, 2005). Bränslemängden i GWh har räknats ut från vikten med ett energivärde på 2,8 MWh / ton avfall (Energifakta, 1998).

	P1	P2	P3	GP	GM	Kremering
Drifttid (h)	6 765	7 535	7889			
Avgiven (prod) värme (GWh)	416		595	17	3	1,0
Avgiven (prod) el (GWh)			137		2	
Biogas (GWh)				21		
Naturgas (GWh)				1,3		
Avfall (GWh)	462		619			
Fossil CO ₂ (kton)	42		56	0	0	0

Flintrännans fjärrvärmecentral

Tabell 6: Produktionen vid Flintrännans fjärrvärmecentral 2004 (E.ON, 2005)

	P1
Avg (prod) värme (GWh)	278
varav RGK	49
Max avg värmeeff (MW)	46
RGK effekt (MW)	13
Träflis (GWh)	257
Fossil CO ₂ (kton)	0

FFC har en bibränsleeldad hetvattenpanna med snedrost och en kondensator för överföring av värme till Malmö stads fjärrvärmenät. Den tillförda effekten till pannan är ca 50 MW bränsle vid en fukthalt hos bränslet på 45%. FFC är konstruerad för eldning med oförädlad fuktigt biobränsle. Bränslet till pannan utgörs huvudsakligen av skogsrester, träindustri- och sågverksrester samt industriflis, men även andra typer av biobränsle inklusive torv kan vara aktuella. Huvuddelen av bränslet har hittills huvudsakligen kommit från södra Småland, norra Skåne, Lettland och Tyskland.

Helenholms fjärrvärmecentral och reservkraftverk

Tabell 7: Produktionen vid Helenholmsverket fjärrvärmecentral 2004 (E.ON, 2005)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Max avg värmeeff (MW)	10	12	17	19	19	19
Inst tillf eff (MW)	11	14	20	21	21	21
Avg (prod) värme (GWh)	20					
Naturgas (GWh)	22					
Fossil CO ₂ (kton)	4					

Heleneholms fjärrvärmecentral (HFC) byggdes som en oljeeldad hetvattencentral, med 6 pannor om idag totalt ca 110 MW_b, under första halvan av 1960-talet. Pannorna, som är kopplade direkt på fjärrvärmesystemet, försörjde fjärrvärmenätet runt Heleneholm, som under denna tid byggdes ut, i avvaktan på att Heleneholmsverket skulle färdigställas. Utbyggnaden skedde i två etapper, med driftsstart av pannorna P1 - P3 1962 och pannorna P4 - P6 1965.

4 st ackumulatörer å 2 500 m³ för lagring av fjärrvärmevatten

Limhamns fjärrvärmecentral LFC

Tabell 8: Produktionen vid Limhamns fjärrvärmecentral 2004 (E.ON, 2005)

Panna	P1	Hjälpångpanna
Inst tillf effekt (MW)	150	4
Tillförd energi (GWh)	5	3
Avg (prod) värme (GWh)	5	
Naturgas (GWh)		3
Olja, Eo5 (GWh)	5	
Fossil CO ₂ (kton)	1	1

LFC är en topplast anläggning med kort drifttid som används vid högre värme behov på fjärrvärmenät.

Sedan 1990 har LFC en naturgaseldad hjälpångpanna på 4 MW för produktion av ånga till anläggningen då huvudpannan är avställd. Ångan används för avgasning av processvatten och tryckhållning.

LFC är placerad långt bak i körordningen för SKVS produktionsanläggningar, vilket innebär att den endast används som topplastanläggning vid tidsperioder med kall väderlek, samt som reserv vid haverier. Under 2004 har hjälpångpannan ersatts med en elpanna vilket kommer att spara ca 3 300 MWh/år.

Jägersro fjärrvärmecentral JFC

Tabell 9: Produktionen vid Jägersro fjärrvärmecentral 2004 (E.ON, 2005)

Max avg värmeeff (MW)	2
Tillf bränsleeff (MW)	4
Bränsleslag	Stallhalm
Stallhalm (GWh)	1
Olja, Eo1 (GWh)	1
Fossil CO ₂ (kton)	0

Utklippans fjärrvärmecentral

Tabell 10: Produktionen vid Utklippans fjärrvärmecentral 2004 (E.ON, 2005)

	P1	P2
Max avg värmeeffekt (MW)	140	140
Inst tillförd effekt (MW)	150	150
Bränsleslag	Eo5	Eo5
Avg (prod) värme (GWh)	1	
Olja, Eo5 (GWh)	1	0
Fossil CO ₂ (kton)	0	0

Började användas 1973. Anläggningen består av två oljeeldade övertryckseldade tvångscirkulerade hetvattenpannor med en sammanlagd värmeeffekt av 280 MW_v.

UFC ligger som sista anläggning i körordning av E.ON Värme Syd ABs produktionsanläggningar i Malmö. P1 ligger alltid före P2 i körordningen. Energiåtgången sker främst för varmhållning av eldningsoljan och styrs av kravet på beredskap.

Öresundsverket

Anläggningen avställd och delvis nedmonterad. Produktion ej planerad inom överskådlig framtid.

Sjölunda värmepumpanläggning

Tabell 11: Produktionen vid Sjölunda värmepumpanläggning 2004 (E.ON, 2005)

	VP1	VP2	VP3
Max avg värmeeff (MW)	15	15	15
Tillförd effekt(MW)	4	4	4
Tillförd energi (GWh)	43		
Avg (prod) värme (GWh)	147		
Fossil CO ₂ (kton)	0		

Referenser

Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

Holm, K-G, 2005, personlig kommunikation med Karl-Gunnar Holm på E.ON (moderbolaget).

Jönsson, Å., 2005, personlig kommunikation med Åsa Jönsson på E.ON i Malmö.

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

Sirviö, J., 2005, personlig kommunikation med Juhani Sirviö på Sysav i Malmö.

E.ON, 2005, Miljörapporterna 2004 samt emissionsdeklarationerna för E.ONs produktionsenheter vid Malmö fjärrvärmenät.

Sysav, 2005, Miljörapport 2004 samt emissionsdeklaration för Sysavs anläggningar.

Sysav, 2005-10-05, Sysavs hemsida, www.sysav.se

Bilaga om E.ONs nät i Norrköping

E.ON producerar cirka 1200 GWh värme i anslutning till Norrköpings fjärrvärmenät (en del säljs som ånga). Under 2004 producerades även 382 GWh el. Uppdelningen anges i tabell 1 som även visar de fossila koldioxidutsläppen år 2004. Utförligare information om pannorna finns nedan i under presentation av produktionsenheterna.

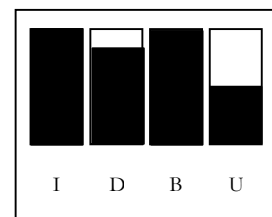
Tabell 1 visar produktionen vid Norrköpings fjärrvärmenät under 2004. (E.ON Östvärme, 2005; Bråkalla kraft, 2005). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen⁴³ och utsläppen per GWh bränsle⁴⁴. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle⁴⁵.

Produktion 2004	Värme		Andel		Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
	Efter åtgärd D1-D3 Före åtgärd D4-D6	El GWh	av totala värmepr.	Bränsle GWh			
Sydkraft (Norrköping)	1 196	382	100%	1 764	198	112	
varav avfallspannan	332	58	28%	508	45	89	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	768	271	64%	1 078	104	96	Trä, kol, gummi
varav KV Bråvalla	83	53	7%	164	45	274	Olja
varav VV	13	1	1%	14	4	286	Olja
Totalt Norrköpings fj. nät.	1 196	382	100%	1 764	198	112	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos E.ON i Norrköping

D1. Byggandet av avfallspannan år 2002

Det är svårt att separera olika effekter från historiska data. Effekten av byggandet av avfallspannan har undersökts genom att jämföra miljörapporterna för åren 2001 och 2004. Dock är det viktigt att veta att Bråvalla verket behövde användas 2004 (men inte 2001) vilket gjorde att de fossila koldioxidutsläppen var högre än de annars skulle varit år 2004 (se nästa åtgärd). Tabell 2 visar skillnaderna mellan åren 2001 och 2004 för Norrköpings fjärrvärmenät.



Produktionen har ökat med 35 GWh värme vilket till största delen beror på ökad produktion av ånga till etanolfabriken. På det ökande värmeunderlaget har elproduktionen kunnat öka med 16 GWh. Avfallspannan producerar sämre ångdata än andra enheter och genererar därmed mindre el. Det kompenseras dock under 2004 av att Bråvalla användes som har hög elverkningsgrad (se nästa åtgärd för mer info).

⁴³ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2005). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget som har möjlighet att använda emissionsfaktorer som bättre stämmer för deras bränslen.

⁴⁴ Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

⁴⁵ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

Tabell 2: Skillnaden i produktion och bränsleanvändning mellan 2001 och 2004 (E.ON Östvärme, 2002; E.ON Östvärme 2005). För att kunna göra en riktig jämförelse kompenseras 2001 års produktion så att den totala bränsleanvändningen 2001 och 2004 är lika stora.

	2001 GWh	2004 GWh	Ökning 2001 till 2004 GWh	Kompenserat 2001 GWh	Fejlad ökn. 2001 till 2004 GWh
Elenergi	327	343	16	343	0
Värmeenergi	1161	1196	35	1196	0
Gummidäck	152	164	12	157	7
RT- o skogsflis	1086	759	-327	1120	-361
Avfall	0	484	484	0	484
Olja (Eo1)	1	7	5	1	5
Olja (Eo5)	70	199	129	72	127
Kol	401	151	-250	414	-262

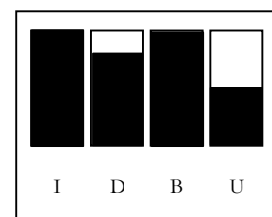
Byggandet av avfallspannan var en stor investering som i dagsläget kanske inte skulle vara försvarbar med det höga avkastningskrav som E.ON har och de förutsättningar som gäller idag (Andersson, 2005). Drift- och underhållskostnaderna steg relativt mycket genom åtgärden. Förutom rörliga drift- och underhållskostnader är även fasta drift- och underhållskostnader med i beräkningen vilket för avfallsförbränningsanläggningar årligen utgör 3% av investeringskostnaden (Bärring et al, 2003)⁴⁶. Åtgärdskostnaden har beräknats till -820 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 28 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med indata från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och drift- och underhållskostnader kommer från E.ON i Norrköping, men de vill inte att de uppgifterna ska publiceras. Den extrema åtgärdskostnaden beror på att det är en mycket stor investering som visade sig vara relativt lönsam, men gav väldigt liten reduktion i fossila koldioxidutsläpp.

Denna åtgärd genomfördes 2002 och har fått genomslag i 2004 års siffror i tabell 1 ovan.

D2. Återgång från att använda Bråvalla och NE-stationerna

Under normala omständigheter används inte Bråvallaverket eller NE-stationerna panna 6 och panna 7. Under 2004 användes de dock mer än normalt på grund av en olycka i överföringsledningen från Händelöverket (E.ON Östvärme, 2005). Produktionen i Bråvallaverket och i NE-stationerna antas under ett normalår ha ersatts av produktion i panna 11 och panna 14 (returträbränsle respektive avfallsbränsle). Det innebär att 185 GWh olja ersätts med 106 GWh avfall och 39 GWh returträ och att elproduktionen sjunker med 33 GWh⁴⁷. Det krävs ingen investeringskostnad, men drift- och underhållskostnaden stiger en hel del eftersom avfallspannor är mycket dyrare i drift och underhåll än oljepannor⁴⁸. Om man kan kalla detta en åtgärd så är åtgärdskostnaden -829 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 41 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med indata från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

Denna åtgärd genomförs 'automatiskt' eftersom det bara var ett undantagsfall att Bråvalla och NE-stationerna användes under 2004.



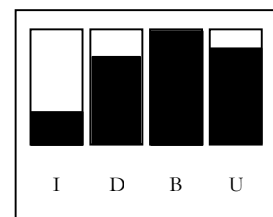
⁴⁶ Det antas att inga andra anläggningar läggs ner på grund av denna åtgärd. Det är alltså inga fasta drift- och underhållskostnader som minskar i och med åtgärden. Det antas även att inga andra investeringar hade behövt göras ifall inte avfallspannan hade byggts. Det är dock mycket möjligt att kompletterande investeringar hade gjorts i existerande anläggningar om avfallsförbränningen inte hade byggts.

⁴⁷ Oljan och ersättningsbränslena stämmer inte överens bränsleenergimässigt eftersom värme och elverkningsgraderna är olika.

⁴⁸ Avfallspannan antas vara 60 kr / MWh bränsle dyrare i drift och underhåll än oljepannan och returträbränslepannan antas vara 15 kr / MWh bränsle dyrare. Det bygger på avfallspannors rörliga drift- och underhållskostnade på 75 kr / MWh (Bärring et al, 2003), kolpannors på 30 kr / MWh (Bärring et al, 2003) vilket motsvarar returträbränslepannan och oljepannors på 15 kr / MWh vilket ha antagits utifrån att de är dyrare än naturgas som har en rörlig drift- och underhållskostnad på 8 kr / MWh bränsle (Bärring et al, 2003).

D3. Ökad tillgängligheten hos P11 och P14 för att minska användningen av P12.

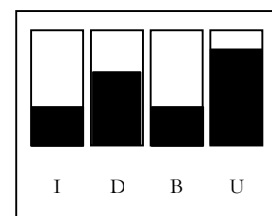
E.ON är missnöjda med tillgängligheten på panna 11 och panna 14. De räknar med att det inte är orimligt att höja tillgängligheten på dessa pannor så att bränsleåtgången i panna 12 kan minskas från 160 till 75 GWh (Andersson, 2005). Detta arbetar de kontinuerligt med eftersom det är mycket billigare att använda panna 11 och panna 14 än att använda panna 12. Den kolbaserade produktionen antas ersättas med 58 GWh avfall och 22 GWh returflis⁴⁹. Anledningen till de lägre bränslemängden beror på högre värmeverkningsgrad i P11 och P14 jämfört med P12, men samtidigt sjunker även elproduktionen med 9 GWh. Med antagandet att drift- och underhållskostnaden är 45 kr / MWh⁵⁰ högre för avfall än för kol (Barring et al, 2003) och att drift- och underhållskostnaden för returträ är samma som för kol och att investeringskostnaden är 5 Mkr för att åstadkomma åtgärder kan en åtgärdskostnad beräknas. Åtgärdskostnaden har beräknats till -404 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 23 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med indata från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



E.ON i Norrköping arbetar kontinuerligt med denna åtgärd och det är något som successivt troligen kommer att förbättras undan för undan de kommande åren.

D4. Ersättning av gummiflis med torrflis

I panna 13 används träflis och gummiflis. Fördelen med gummiflis är att det har hög energitäthet samt att det innehåller svavel vilket man tror är bra för minskningen av beläggningar i pannan (Andersson, 2005). Beläggningar är annars ett stort problem för biobränsleddade pannor. Man tittar ändå på ett alternativt bränsle eftersom stålnehållet (armeringen i däck) sliter på pannan samt att existerande och kommande styrmedel missgynnar användandet av gummiflis⁵¹ (Andersson, 2005). Ersättningsbränslet är inte bestämt än och kommer kanske att variera beroende på pris, skatter och lämplighet i pannan. De troligaste ersättningsbränslena är torv och torrflis⁵² (Andersson, 2005). Båda har högre värmevärde än skogsflis vilket är en förutsättning för att kunna användas som ersättningsbränsle. I denna åtgärd antas att gummiflisen ersätts med torrflis. Eftersom företaget inte vill lämna ut bränslepriser och eftersom det inte finns statistik över dessa bränslen måste bränslepriser antas. Dessa blir därmed mycket osäkra. Bränslepriset för torrflis antas vara 30% dyrare än för skogsflis vilket ger ett pris på 169 kr / MWh. Bränslepriset för gummiflis antas till 90 kr / MWh vilket bygger på att det är något billigare än kol när kolet beskattas med koldioxidskatt⁵³ och gummiflisen inte beskattas. Drift- och underhållskostnaderna antas öka med 1 Mkr (cirka 6 kr / MWh bränsle) och det antas att det behövs en investering på 5 Mkr. Ingen skillnad i producerad el antas. Med alla dessa antaganden som gör beräkningarna ytterst osäkra blir åtgärdskostnaden 303 kr / ton CO₂ och omfattningen är 44 000 ton CO₂.



⁴⁹ Uppdelningen mellan avfall och returflis bygger på den uppskattning Andersson (2005) gjorde angående vilka pannor som troligtvis kommer att få högre tillgänglighet i framtiden.

⁵⁰ Detta gäller för nya anläggningar men antas gälla även här.

⁵¹ Med det nya avfallsdirektivet klassas gummiflisen som avfall och från 2007 kommer avfall enligt Andersson (2005) sannolikt betala koldioxidskatt för den fossila andelen. Den fossila andelen i gummiflis är väldigt hög.

⁵² Ungefär samma sak som skogsflis, men torrflisen är en restprodukt som uppstår inom sågindustrin efter att timret har torkats. Det innehåller inte svavel vilket kan vara en nackdel i konkurrens med andra bränslen.

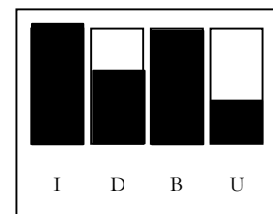
⁵³ Kolet kostar 60 kr / MWh (se tabell i huvudrapporten). Koldioxidskatten är 91 öre / kg CO₂ och för kraftvärmeverk betalas 21 % koldioxidskatt (på värmeproduktionen (antas vara 2/3 av totala produktionen) och ingen på elproduktionen) och ingen energiskatt. Skatten för kol blir då 43 kr / MWh med emissionsfaktorn 334,8 kg CO₂ / MWh kol (Se tabell i huvudrapporten). Totalkostnaden för kolet blir alltså 103 kr.

Beräkningarna har utförts med indata från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

Åtgärden kommer inte införas under 2006, men därefter är det möjligt att den kommer att genomföras. Det är dock osäkert om bränslebytet sker till ett koldioxidneutralt bränsle så som torrflis eller till torv eller kanske även kol.

D5. Konverteringen av Brävalla från olja till naturgas som ersättning för kol i P12

Den troligaste ersättning för den resterande kolbaserade produktionen i panna 12 är en ombyggnation av Brävalla kraftverk från oljeeldning till naturgaseldning. Detta skulle kunna bli möjligt efter att en naturgasledning till Norrköping har byggts. Om den byggs är den klar tidigast 2009 och kommer troligast att byggas från Oxelösund dit naturgasen i flytande form transporteras med båt (Andersson, 2005).



Brävalla är ett oljeeldat kraftverk som även har möjlighet att avleda överskottsvärme till fjärrvärmenätet. Verket var under säsongen 2004/2005 effektereserv för elnätet som årligen upphandlas av Svenska kraftnät (Norrköping, 2005). Efter ombyggnad till naturgaseldning är det möjligt att den kan konkurrera med spetslastproduktionen i P12 och kanske även med P11 (Andersson, 2005). Vi antar för denna åtgärd att all kvarvarande produktion⁵⁴ i P12 ersätts med naturgasproducerad kraftvärme i Brävalla. En elverkningsgrad på 32% och en totalverkningsgrad på 83% antas för Brävalla⁵⁵. Det innebär att för samma värmeunderlag (50 GWh) skulle Brävalla producera 11 GWh mer el och använda knappt 18 GWh mer bränsle. En mindre minskning i drift- och underhållskostnad antas. Åtgärdskostnaden har beräknats till 2 815 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 6 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med indata från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad har angivits av E.ON, men lämnas inte ut eftersom det är affärskritisk information.

Det är svårt att ersätta kolet i P12. Enligt Andersson (2005) är det inte rimligt att konvertera P12 till biobränsle. De gjorde det med P12's systerpanna P11, men det var en omfattande ombyggnad som inte är lönt att göra när pannan används så lite som P12 gör. Dessutom har de haft stora driftproblem med P11. Den åtgärd som kräver minst investering och som idagsläget är mest trolig är att efter konvertering av Brävalla till naturgas använda Brävalla verket istället för P12. Det finns dock andra alternativ så som byggandet av nytt naturgas-KVV eller nytt biobränsle-KVV. Dessa kräver dock stora investeringar vilket inte är motiverat när P12 används så få timmar per år⁵⁶. Det skulle dock kunna bli aktuellt ifall dessa nyinvesteringar skulle ersätta även annan produktion i Norrköping. Idagsläget verkar det dock inte troligt.

D6. Uppgradering av ackumulatortank 2005

En ackumulatortank optimerar driften av en anläggning och minskar användningen av spetslastproduktion så som oljebaserade pannor. Det är dock väldigt svårt att räkna på hur stor effekten är och speciellt vad en uppgradering av en ackumulatortank kan ge. Enligt Andersson (2005) behövs det teoretiskt sett en väldigt liten ackumulatortank för att optimera processen, t ex att utjämna dag och natt produktion. Men praktiskt sett behövs en mycket större. Det beror på att man under drift inte vet tillräckligt mycket om vad som kommer hända med driften och värmebehovet. Det man framförallt kommer fram till när man försöker räkna på en uppgradering av en ackumulatortank är att den man har redan idag används väldigt dåligt. En ackumulatortank ger alltså effekt, men det är mycket svårt att uppskatta storleken på effekten.

⁵⁴ 2004 användes 160 GWh bränsle i P12 men genom åtgärd C ovan antas pannans användning minskat till 75 GWh bränsle.

⁵⁵ Uträknat från den elverkningsgrad och totalverkningsgrad Brävalla verket idag har med oljeeldning.

⁵⁶ Efter att P12's användning reducerats genom åtgärd C skulle den användas mindre än 1000 timmar per år, vilket är väldigt lite för en fastbränslepanna.

Återstående utsläpp

Genom dessa åtgärder har utsläppen reducerats från 198 000 ton fossilt CO₂ till 84 000 ton. De återstående utsläppen härrör från förbränning av avfall (drygt 60 000 ton inklusive cirka 1 000 ton från olja i avfallspannan), naturgas i Bråvalla (drygt 19 000 ton) och olja i spetslastanläggningar (drygt 4 000 ton). Undersökning av reduktion av dess utsläpp har inte undersökts i detta projekt. Motsvarande bild av produktionsuppdelningen som ges i tabell 1 ovan skulle se ut som i tabell 3 efter de redovisade åtgärderna.

Tabell 3: Om produktionen ändras enligt ovanstående åtgärder utifrån den situation som var 2004 skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell. Den totala värmeproduktionen är lika stor, men elproduktionen har minskat och de olika produktionsenheterna har förändrat sin produktion. Bland annat har avfallspannan ökat sin produktion betydligt. Emissionerna per GWh bränsle har även de fallit kraftigt. Siffrorna är framtagna med antagandet att alla åtgärder ovan genomförs. Det är alltså inte någon prognos av hur den framtida produktionen kommer att se ut.

Produktion Efter åtgärd D1-D6	Värme		Andel		ton fossil		Huvud- bränsle
	GWh	El GWh	av totala värmep.	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	CO ₂ per GWh bränsle	
Sydkraft (Norrköping)	1 196	351	100%	1 737	84	48	
varav avfallspannan	457	89	38%	672	60	89	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	675	231	56%	958	0	0	Träflis
varav KV Bråvalla	51	31	4%	93	19	204	Naturgas
varav VV	13		1%	14	4	286	Olja
Totalt Norrköpings fj. nät.	1 196	351	100%	1 737	84	48	

Presentation av de olika produktionsenheterna

Tabell 4: Data från anläggningarna vid Norrköpings fjärrvärmenät. P11-P14 ligger i Händelöverket medan resterande ligger på andra ställen i Norrköping. Bråvalla är effektreserv för elkraft, men användes under två veckors tid för fjärrvärmeproduktion när Händelöverket låg nere på grund av olycka. (E.ON i Norrköping, 2005).

	P11	P12	P13	P14	NE-stat P6	NE-stat P7	Skepps- dockan	Nave- stad	Bråvalla
Drifttid (h)	3 431	1 690	6 189	6 668	392	289	261	157	336
Inst tillf eff (MW)	105	152	143	85	52	61	197		600
Avg (prod) värme (GWh)	181	101	470	332	9	6	8	5	83
varav RGK	28		59						
Avg (prod) el (GWh)	66	41	162	58	1,8	1,2			53
Träflis (GWh)	38		497	8					
Biobr G. Däck (GWh)	3,1	9	152						
Olja, Eo5 (GWh)						21	9	5	164
Olja, Eo1 (GWh)	0,0		0,3	6					
Avfall (GWh)				484					
Returflis (GWh)	207			9					
Kol (GWh)		151							
Fossil CO ₂ (kton)	1	53	44	45		6	3	1	45

Det har gjorts en hel del förändringar av produktionsenheterna genom åren för att minska den fossila bränsleandelen. P11 som är en syster panna till P12 har konverterades från fossila bränslen, P13 byggdes under slutet av 90-talet och år 2002 byggdes avfallspannan P14.

Prioriteringsordningen för pannorna kan läsas ut av drifttimmarna. Först går avfallspannan, P14, som baslast och därefter används P13 som också har väldigt många drifttimmar. Dessa två pannor klarar en stor del av årets produktion, men under vintern räcker inte effekten till. Då kompletteras produktionen främst av P11 och under december och januari även av P12. Om produktionen under vissa fall inte räcker till (under kalla mornar när inte alla fastbränslepannor inte startats eller under de kallaste dagarna på vintern) används spetslasten i Skeppsdockan och Navestad. NE-stationerna P6 och P7 har från och med säsongen 2005/2006 lagts i malpåse (Andersson, 2005). Bråvalla verket är från och med säsongen 2004/2005 med i Svenska kraftnäts

upphandling om effektreserver för elproduktionen. När den används finns möjlighet att avleda spillvärmerna till fjärrvärmenätet.

Ovan anges prioriteringsordningen under normaldrift, men det är inte alltid som prioriteringsordningen gäller. T ex så har pannorna emellanåt planerade driftstopp och ibland blir det stopp i pannorna. Då måste reservenheterna (oftast samma som spetslastenheterna) användas. Därför används t ex P12, och de oljebaserade anläggningarna mer än vad man teoretiskt tycker att de borde användas. Ibland inträffar även en så stor olycka som hände i överföringsledningen mellan Händelöverket och Norrköping i januari 2004. Produktionen i Händelöverket fick avbrytas under två veckor mitt i vintern. Det värsta tänkbara, men som tur är testkördes Bråvalla verket som kunde ta över baslastproduktionen under denna tid och den produktionen kompletterades med de andra reservenheterna. Detta medförde dock att de fossila koldioxidutsläppen blev rejält högre under 2004 än under andra år.

Referenser

Andersson, G. 2005, personlig kommunikation med Göran Andersson, produktionschef för Händelöverket i Norrköping.

Bråvalla kraft, 2005, Bråvalla krafts miljörapport för 2004 för Bråvalla verket, samt emissionsdeklarationen (bilaga till miljörapporten). Bråvalla kraft AB är ett dotterbolag till E.ON.

Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

E.ON Östvärme, 2002, E.ON Östvärmes miljörapport för 2004 för Händelöverket och spets- och reservlast anläggningar, samt emissionsdeklarationen (bilaga till miljörapporten).

E.ON Östvärme, 2005, E.ON Östvärmes miljörapport för 2004 för Händelöverket och spets- och reservlast anläggningar, samt emissionsdeklarationen (bilaga till miljörapporten).

Bilaga om E.ONs nät i Örebro

Örebros fjärrvärmenät sträcker sig över en hel region. Genom en stor överföringsledning knyts Kumla, Halsberg, Örebro och SAKAB (avfallsförämningsanläggning ägt av E.ON) ihop. Produktionen till detta, till ytan stora nät, fördelar sig enligt tabel 1, vilken även visar de fossila koldioxidutsläppen. För mer information om produktionen se nedan under 'Presentation av produktionsenheterna'.

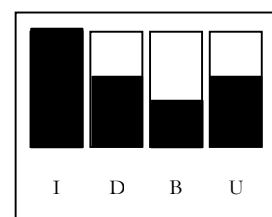
Tabell 1 visar produktionen vid Örebros fjärrvärmenät under 2004. (E.ON i Örebro, 2005). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen⁵⁷ och utsläppen per GWh bränsle⁵⁸. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle⁵⁹.

Produktion 2004			Andel			ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd E1-E3	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	bränsle
Före åtgärd E4-E6	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
SAKAB	229	41	18%	271	24	90	Avfall
Sydkraft (Örebro)	1 032	267	82%	1 116	153	137	
varav KVV	854	267	68%	1 035	149	144	Träflis, torv
varav VV	14		1%	16	4	259	Olja
varav värmepumpar	160		13%	65	0	0	El
varav elpannor	4		0%	5			El
Totalt Örebros fj. nät.	1 262	308	100%	1 387	178	128	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos E.ON i Örebro

E1. Överföringsledning Örebro- Halsberg-Kumla

Överföringsledningen byggdes år 1999 och sammanbinder de före detta separata fjärrvärmenäten i Halsberg och Kumla med Örebros fjärrvärmenät. Överföringsledningen kostade 110 Mkr och finansierades delvis med LIP-pengar (Lokalt Investerings Program) (von Kronhelm, 2005). Konsekvenser av denna åtgärd för de fossila koldioxidutsläppen är relativt svåra att beräkna. En första konsekvens var att produktionen i Halsberg och Kumla ersattes med produktionen i Åbyverket. Även elproduktionen ökade något⁶⁰. Den nya överföringsledningen ökade fjärrvärmeunderlaget än mer. Det var inte bara Halsbergs och Kumlas nät som blev anslutna utan ledningen gick genom områden som tidigare inte haft möjlighet att ansluta sig, exempelvis så har något eller några stormarknader anslutit sig och de är stora kunder. Beräkningarna avgränsas dock till att bara undersöka den ursprungliga effekten; vilken produktion som ersatte den i Halsberg och Kumla. Totalt har användningen minskat med 18 GWh olja, 25 GWh gasol, 50 GWh träpellets, 7 GWh kol i Halsberg och Kumla tillsammans mellan 1998 och 2004 (före respektive efter byggandet av överföringsledningen (von Kronhelm, 2005)). Den produktionen antas ha ersättas av Åbyverkets produktionsmix (KVV) år 2004. Samtidigt antas elproduktionen öka med 17 GWh⁶¹. Det innebär



⁵⁷ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2004). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget vilka har möjlighet att använda emissionsfaktorer som är bättre anpassade för deras bränslen.

⁵⁸ Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

⁵⁹ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

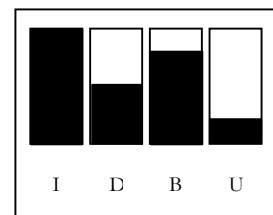
⁶⁰ Åbyverket är ett KVV. Det var även Halsberg, men inte Kumla vilket innebär att elproduktionen tidigare var lägre från samma värmeunderlag.

⁶¹ Träbränsle- och kolanvändningen (totalt 57 GWh) i Halsberg antas ha en elverkningsgrad på 20% och det antas att oljan inte producerade någon el, vilket ger en elproduktion på 11 GWh. 100% verkningsgrad

även en ökad bränsleanvändning. Därför ersätts ovanstående bränslemängder i Hallsberg och Kumla med 8 GWh träpellets, 54 GWh träflis, 18 GWh olja, 27 GWh torv och knappt 0,5 GWh kol. Drift- och underhållskostnaderna kan antas vara oförändrade i och med åtgärden (von Kronhelm, 2005). Denna åtgärd ledde med dessa antaganden till en ökning av de fossila koldioxidutsläppen med ca 2500 ton per år och det till en årlig minskad kostnad på ca 2 Mkr. Ökningen sker till en kostnad på -925 kr / ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. OBS Beräkningarna, speciellt per ton CO₂ eftersom det är en relativt stor åtgärd som netto ger väldigt liten effekt på CO₂-utsläppen.

E2. Ny avfallsspanna och överföringsledning

Avfallsförbränningsanläggningen SAKAB byggde 2003 en ny avfallsspanna och för att Örebros fjärrvärmenät skulle få nytta av den energin förstärktes även en överföringsledning mellan SAKAB och Kumla. Det är svårt att avgöra exakt vilken produktion den nya avfallsförbränningsspannan ersatte. Anledningen är bland annat att rökgaskondenseringen på panna 5 byggdes samtidigt och det är svårt att veta vilken åtgärd som gav vilken effekt. Det man vet är att värmeleveranserna genom SÖK-ledningen ökade från 80 GWh till 229 GWh (SAKAB, 2005) i och med denna åtgärd (von Kronhelm, 2005). Elproduktionen vid SAKAB ökade med 41 GWh, vilket innebär att avfallsmängden totalt ökade med ca 190 GWh⁶². Vilken produktion dessa ca 150 GWh värme ersatte är mycket svårt att uppskatta. Eftersom avfallsspannan är den panna som alltid används först så minskas användningen av de pannor som tidigare låg på marginalen. Under sommaren och en bit in på höst och vår var det antagligen träflispannan i Åbyverket, medan det under vintern var oljeeldade värmeverk. På höst och vår var det kanske andra träbränslepannor eller oljeeldat KVV. (Värmepumparna antas inte minska eftersom de samtidigt kyler fjärrkyla nätet). Hur mycket är dock väldigt svårt att uppskatta, speciellt som åtgärden gjordes samtidigt som RGK på panna 5 i Åbyverket.

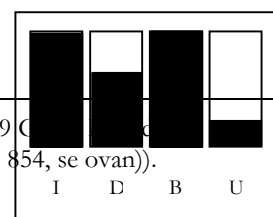


Med mycket osäkra antaganden skulle man kunna uppskatta att den ökade produktionen vid SAKAB ersatte 10 GWh värme från olja i värmeverk, 80 GWh värme i träflispannan i Åbyverket, 10 GWh värme i träpelletsspannan i Åbyverket och ca 50 GWh värme i oljebaserade KVV-produktion. Med antagandet om ett alfavärde på 0,30 för Åbyverkets KVV minskar även elproduktionen med 42 GWh (totalt sett sker en minskning på 1 GWh i och med åtgärden). Med antagandet om 100% verkningsgrad på alla pannor minskar därmed bränslemängderna med 75 GWh olja, 73 GWh träflis, 31 GWh stycktorv och 13 GWh träpellets. Den fasta drift- och underhållskostnaden antas vara 3 % av investeringskostnaden för avfallsförbränningsanläggningen (Barring et al, 2003) och de rörliga drift- och underhållskostnaderna är 75 kr / MWh bränsle för avfall (Barring et al, 2003), 23 kr / MWh bränsle för träflis (Barring et al, 2003) och antas vara 30 kr / MWh bränsle för träpellets och torv, samt antas vara 15 kr / MWh bränsle för olja. Inga fasta drift- och underhållskostnader antas minska för existerande enheter. Investeringskostnaden för avfallsspannan var ca 400 Mkr (Thell, 2005) och för överföringsledningen 50 Mkr (von Kronhelm, 2005). Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till -406 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar ca 15 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. OBS Kostnaden per ton är mycket osäker eftersom det är svårt att veta hur många ton CO₂ som egentligen ersattes.

E3. Rökgaskondenseringen

antas för Kumlas och Hallsbergs anläggningar vilket ger ett värmeunderlag på 89 GWh. Om värmeunderlaget kan Åbyverket producera 28 GWh el (alfavärde på 0,31 (267 / 854, se ovan)).

⁶² Antagandet om 100% verkningsgrad för avfallsförbränningsanläggningen.

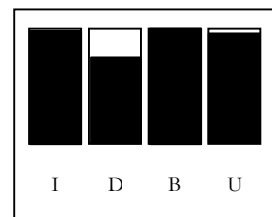


Rökgaskondensering på panna 5 började användas under 2003 och den har rejält ökat värmeutbytet från panna 5. Under 2004 gav RGK 140 GWh värme. Det är svårt att exakt avgöra vilken produktion det har ersatt. Samma resonemang kan göras här som för byggandet av avfallspannan ovan. Näst efter avfallspannan används panna 5 i Åbyverket som baslast panna. Det innebär att vid varje tidpunkt (som den används) puttar den bort den produktion som används på marginalen. Det innebär att RGK då träflispannan ligger på marginalen minskar användning av bränslen i träflispannan. På vintern minskar spetslastanvändningen av olja, medan RGK på hösten och våren minskar produktionen från andra enheter så som träpellets-pannan och oljepannan i KVV:et.

Uppskattningen av vilka bränslen som ersätts av de 140 GWh RGK ger grundar sig på samma mycket osäkra antaganden som i åtgärden ovan. Det antas att fördelningen mellan de bränslen som ersatts är samma i denna åtgärd som i förra (åtgärderna gjordes ju samtidigt). Dock är det totalt ca 10 GWh värme mindre som ersattes i denna åtgärd. RGK har med dessa antaganden ersatt 70 GWh olja, 68 GWh träflis, 29 GWh torv och 12 GWh träpellets. Samtidigt sjunker elproduktionen med 39 GWh. Drift- och underhållskostnaderna antas vara konstanta trots att bränslemängderna minskar eftersom RGK antas ha motsvarande drift- och underhållskostnad. Fasta drift- och underhållskostnaderna antas inte förändras i och med åtgärden. Investeringskostnaden har av E.ON i Örebro angivits till 50 Mkr. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till -396 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 30 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. OBS Kostnaden per ton är mycket osäker eftersom det är svårt att veta hur många ton CO₂ som egentligen ersattes.

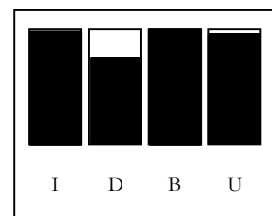
E4. Konvertering till träpellets i P2 i Åbyverket

En tidigare oljepanna konverterades under 2004 till träpellets. Denna panna var relativt lätt att konverterad eftersom den var en gammal rosterpanna ursprungligen avsedd för eldning med kol. De hade dessutom sedan tidigare gjort en liknande konvertering av panna 1 i Åbyverket vilket innebär att riskerna med konverteringen minskade. Åtgärden innebär att oljeanvändningen minskar med 50 GWh (von Kronhelm, 2005). Det har beräknats genom att jämföra den simulerade bränsleanvändningen för 2005 med respektive utan konverteringen av panna 2. Det antas att el- eller värmeverkningsgraden inte ändras i och med åtgärden vilket innebär att oljan ersätts med 50 GWh träpellets. Drift- och underhållskostnaden antas öka något i och med åtgärden. Investeringskostnaden har av E.ON i Örebro angivits till 2,5 Mkr. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 337 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 14 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



E5. Ökad andel träflis istället för torv

I och med att torv kräver utsläppsrätter minskar de användningen maximalt i panna 5 i Åbyverket. Från att ha använt 259 GWh torv i panna 5 under 2004 så beräknar de att de bara kommer att använda 120 GWh under 2005 och att träflisen ökar i motsvarande utsträckning. Mer går det dock inte att öka biobränsleandelen (von Kronhelm, 2005). Det beror på de ökade rökgasmängderna som biobränsleanvändningen medför. För att ersätta mer torv med biobränsle krävs ombyggnad av hela pannan. För åtgärden antas inga investeringar krävas och drift- och underhållskostnaderna antas inte ändras. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 10 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 54 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



E6. Minskad oljeanvändning beroende på yttre faktorer

Under 2005 beräknar de använda 65 GWh olja (von Kronhelm, 2005). Det är en minskning från 193 GWh år 2004. 50 GWh av minskningen härrör från konverteringen av panna 2 på Åbyverket. Resterande minskning hänger ihop med att oljepannorna bara behöver användas när utomhus temperaturen är under cirka -5 grader och under januari och februari år 2005 var vädret mycket varmare än under januari och februari 2004. Dessutom hade de ett driftstopp under 2004 som gjorde att oljepannorna var tvungna att användas mer än planerat. Dessa orsaker betyder att användningen av olja beräknas bli betydligt lägre under år 2005 än under år 2004. Om vädret blir väldigt kallt i december eller det blir driftproblem på någon av baslastpannorna är det dock inte alls säkert att användningen stannar vid 65 GWh. Endast 50 GWh av minskningen från 193 GWh till 65 GWh kan alltså förklaras med en åtgärd. Resterande minskning beror bara på yttre omständigheter och det går inte att beräkna någon åtgärdskostnad för den utsläppsminskningen. Utsläppsminskningen på 31 000 ton CO₂ finns med i tabell 2 nedan och i sammanfattningen av Örebro i huvudrapporten, men finns inte med i sammanfattningen av alla resultat eftersom det inte går att beräkna någon åtgärdskostnad.

Återstående utsläpp

Tabell 2: Om produktionen ändras enligt ovanstående åtgärder utifrån 2004 års situation (Tabell 1) skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell.

Produktion Efter åtgärd E1-E6	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmepr. %	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
SAKAB	248	45	20%	294	26	90	Avfall
Sydskraft (Örebro)	1 013	263	80%	1 093	54	50	
varav KVV	835	263	66%	1 012	50	49	Biobr, torv
varav VV	14		1%	16	4	259	Olja
varav värmepumpar	160		13%	65	0	0	El
varav elpannor	4		0%	5			El
Totalt Örebros fj. nät.	1 262	308	100%	1 387	81	58	

Presentation av de olika produktionsenheterna

Nedanstående enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att producera efterfrågad värmemängd. Först används avfallsförbränningen hos SAKAB och därefter värmepumparna och skogsflispannan i Åbyverket⁶³. Därefter används träpellets pannan P1 i Åbyverket och därefter de oljeeldade pannorna i Åbyverket. Om dessa enheter inte räcker till eller om överföringsnätet till Hallsberg och Kumla inte räcker till används de reserv- och spetslastpannor som är placerade i Kumla och Hallsberg. Dessutom finns några elpannor som stöttar produktionen vid Åbyverket samt ett antal små oljepannor utplacerade i näten som används väldigt sällan.

⁶³ Värmepumparna används så mycket på grund av att de driver fjärrkylanätet samtidigt som de producerar värme. Om de bara skulle ha värmeproduktion skulle de inte prioriteras så tidigt.

Åbyverket

Tabell 3: Produktionen vid Åbyverket 2004 (E.ON i Örebro, 2005)

	Kraftvärmeverket						HVP1	VP1	VP2	EP1	EP2	EP3
	P1	P2	P3	P4	P5							
Drifftid (h)	2 598	596	662	1 274	4 981	98	5 085	7 739	853	149	1 679	
Fejk Max avg värmeeff (MW)	35	35	72	143	107	124	18	18	3	4	2	
Fejkade Max avg eleff (MW)	11	11	22	45	43							
Rökgaskond. (MW)					25-30							
Bränsleslag	FB	FB	Olja	Olja	FB	Olja, öp						
Panntyp	ÅP	ÅP	ÅP	ÅP	ÅP	HP						
Prioriteringsordning	Bas				Bas		Bas	Bas				
Avg (prod) värme (GWh)	64	10	24	109	647	4	64	96	2	0	2	
Avg (prod) el (GWh)	20	3	7	34	202							
Träpellets (GWh)	76											
Träflis (GWh)					521							
Olja, Eo5 (GWh)		13	28	132	0,5	4						
Olja, Eo1 (GWh)			0,4		0,1							
Torv (GWh)					259							
Kol (GWh)	1,1				3							
El värmepumpar (GWh)							26	39				
El direktuppv. (GWh)									2	1	2	
Fossil CO ₂ (kton)	0	3	8	36	101	1						

SAKAB

Tabell 4: Produktionen vid SAKAB:s avfallsförbränning 2004 (SAKAB, 2005). Avfallsmängden är beräknad utifrån värme- och elproduktionen med antagandet att totalverkningsgraden är 100%. Koldioxidutsläppen är beräknade utifrån bränslemängden med emissionsfaktor från NIR (2005).

	WTE1	WTE2
Max avg värmeeff (MW)	10	25
Avg (prod) värme (GWh)	229	
Avg (prod) el (GWh)	41	
Avfall (GWh)	271	
Fossil CO ₂ (kton)	24	

Hallsbergs kraftvärme och värmecentral

Tabell 5: Produktionen vid Hallsbergs värmecentral 2004 (E.ON i Örebro, 2005)

	P96	P97	P98	VME1	VME2	Söder 1	Söder 2
Drifftid (h)	319	420	0	7	21	8	31
Inst tillf eff (MW)	10	9	4				
Prioriteringsordning	Spets	Spets	Spets	Spets	Spets	Spets	Spets
Avg (prod) värme (GWh)	2,0	2,4					
Olja, Eo5 (GWh)	2,2	2,7					
Olja, Eo1 (GWh)				0,0	0,1	0,0	0,1
Fossil CO ₂ (kton)	1	1	0	0	0	0	0

Produktionsanläggningen, KVV, blev under 2004 såld och nedmonterad. Detta innebär att hela KVV-anläggningen inklusive fastbränslepannan och tillhörande kringutrustning (bränslelager etc.) är avlägsnad. Likaså har hela gasolinstallationen avlägsnats; det enda som är kvar är den konserverade gasoltanken.

Hetvattencentralen, HVC, som kvarstår består av två oljeeldade hetvattenpannor och en elpanna. Hetvattencentralen används för spetslastproduktion och reservanläggning för produktion av fjärrvärme under den kallaste tiden på året. Dessutom finns fyra mindre reservpannor utplacerade på fjärrvärmenätet.

Basleverans till fjärrvärmenätet kommer via kulverten HÖK från Kumla och Örebro.

Kumla hetvattencentral

Tabell 6: Produktionen vid Kumla hetvattencentral 2004 (E.ON i Örebro, 2005)

	P1	P2	P3	Sörby
Fejkad drifttid (h)	0	688	176	11
Inst tillf eff (MW)	20	10	10	6
Prioriteringsordning	Spets	Spets	Spets	
Avg. (prod) värme (GWh)		5	1,2	0,0
Olja, Eo5 (GWh)		6	1,4	0,0
Fossil CO ₂ (kton)	0	1	0	0

Det finns även en ackumulatortank för utjämning av produktionen.

GFC hetvattencentral

Tabell 7: Produktionen vid GFC hetvattencentral 2004 (E.ON i Örebro, 2005)

	Panna 1	Panna 2
Drifttid (h)	15	1
Installerad tillförd effekt (MW)	70	70
Avgiven (producerad) värme (GWh)	0,12	0,01
Olja, Eo1 (GWh)	0,21	0,02
Fossil CO ₂ (kton)	0	0

Anläggningen är inte aktuell för investeringar då den används så lite.

Referenser

Bärring, M., Nyström, O, Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

SAKAB, 2005, SAKAB:s miljöredovisning för 2004.

E.ON i Örebro, 2005, Sykraft i Örebros miljöredovisning för 2004, samt emissionsdeklarationerna som är bilagor till miljörapporten 2004.

von Kronhelm, K., 2005, personlig kommunikation med Karin von Kronhelm på Sykraft i Örebro.

Bilaga om Söderenergi

Söderenergi producerade knappt 1800 GWh värme under 2004. Söderenergi är bara ett produktionsbolag medan försäljningen till slutkund sköts av Telge Energi och SFAB (Södertörns Fjärrvärme). Söderenergi har dessutom ett produktionssamarbete med Fortum Värme i Södra Storstockholm (Ryk, 2005). Söderenergi har det största fjärrvärmenätet i Sverige som inte har någon KVV-produktion.

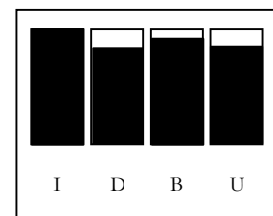
Tabell 1 visar produktionen vid Söderenergis fjärrvärmenät under 2004. (Söderenergi, 2005a). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen⁶⁴ och utsläppen per GWh bränsle⁶⁵. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle⁶⁶. Värden för spillvärme och köp från Fortum kommer från annan rapport hos Söderenergi (2005b). Söderenergi har även oljebaserad spetslastproduktion om ca 50 GWh som säljs till Fortum vilket inte redovisas nedan (Ryk, 2005)

Produktion 2004			Andel		Fossil	ton fossil	Huvud-
Före åtgärd F1-F2	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	CO ₂ per	bränsle
	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Söderenergi (Södertälje etc.)	1 756	0	100%	1 841	230	125	
varav VV (Igelsta)	1 374	0	78%	1 428	203	142	Br.kross, trä, torv
varav VV (Fittja)	264	0	15%	292	16	56	Tallbecksolja
varav övriga VV	18	0	1%	21	6	271	Olja
varav EP	13	0	1%	13	0	0	El
varav spillvärme	26		1%	26	0	0	Spillvärme
varav köp från Fortum	61		3%	61	5	90	Avfall
Totalt Söderenergis fj. nät.	1 756	0	100%	1 841	230	125	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos Söderenergi

F1. Ersättning av torv med träpellets

På grund av blöta somrar i Estland (varifrån de importerar sina torvbriketter) har det inte kunnat användas så mycket torv som de tänkt sig varken år 2004 eller 2005 (Söderenergi, 2005a). Torvbriketterna har till viss del ersatts med träpellets⁶⁷. För att kunna göra det behövde de göra några mindre investeringar i kvarnarna (mindre än en miljon kronor) (Ryk, 2005). Den normala mängden på 100 000 ton torv har halverats till 2005 (Ryk, 2005). (År 2004 var användningen 77 000 ton) (Söderenergi, 2005). En minskning från 77 000 ton till 50 000 ton innebär en minskning av torvbrikettanvändandet med 94 GWh från 2004 års användning. I denna åtgärdskostnadsberäkning antas den mängden torvbriketter ha ersatts med träpellets. Priset på träpellets är ca 20-25% högre än för torvbriketter (Ryk, 2005)⁶⁸. För åtgärden antas att investeringen är 1 Mkr, att inga förändringar sker i drift- och underhållskostnaderna och att inga förändringar sker av energiproduktionen (samma prioriteringsordning och verkningsgrad antas



⁶⁴ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2005). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget vilka har möjlighet att använda emissionsfaktorer som är bättre anpassade för deras bränslen.

⁶⁵ Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

⁶⁶ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

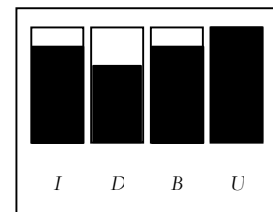
⁶⁷ Söderenergi trodde det skulle bli svårt och att det skulle bli en förlustaffär, men det gick bättre att elda träpellets än vad de hade förutspått. Dessutom sammanföll det med införandet av utsläppshandeln vilket gjort att det till och med blev billigare att använda träpellets än torvbriketter.

⁶⁸ Utifrån denna uppgift beräknas ett pris på torvbriketterna eftersom det finns referensvärden att använda för träpellets. Torvbriketterna antas vara 20% billigare än träpellets.

alltså). Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 132 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 36 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis vissa bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

F2. Det nya KVV:et

Söderenergis fjärrvärmenät är det största nät som inte har något KVV. Med dagens förutsättningar är det gynnsamt att utnyttja fjärrvärmeverken som mottryck vid KVV-produktion. Om tillståndsansökningarna går snabbt och smidigt kan ett KVV stå klart och vara redo att börja köras för fullt i januari 2009 (Söderenergi, 2005b). Det nya KVV kommer (ifall det byggs) att köras först i prioriteringsordningen vilket innebär att alla andra enheter kommer att användas mindre. Det nya KVV kommer att ha en effekt på ca 150 MW värme och 50 MW el (Söderenergi, 2005b). Enligt den prognos som har gjorts kommer bränslekonsumtionen att förändras på flera sätt. Se tabell 2 och tabell 3.



Tabell 2: Dessa siffror är Söderenergis prognos för hur produktionen skulle förändras i och med byggandet av ett 150 MWvärme och 50 MWel stort KVV (Söderenergi, 2005b). KVV beräknas använda 75 % flis och 25% bränslekross. KVV byggs för att kunna ha flexibel bränslemix och den slutgiltiga bränslemixen kan förändras. 'Dagens system' utgår antagligen från ett normalår. I tabell 3 har en jämförelse gjorts mellan produktionen år 2004 och en anpassad framtidsprognos.

Värmeproduktion	Dagens system (GWh)	Med KVV (GWh)	Förändring (GWh)
Spillvärme	26	26	0
KVV flis		754	754
KVV br.kross		252	252
Br kross (P1, Igelsta)	524	355	-169
RT-flis (P3, Igelsta)	448	256	-192
Torvbr. (P2, Igelsta)	426	153	-273
Örigt träbr. (Igelsta)			0
TB	326	54	-272
Olja	56	11	-45
Elp	13	4	-9
Köp från Fortum	61	15	-46
Summa	1880	1880	0
Elproduktion			
KVV flis		276	276
KVV br.kross		92	92

Tabell 3: En jämförelse mellan 2004 års produktion och en anpassad variant av den prognos över hur produktionen skulle vara inklusive KVV som Söderenergi gjort (Söderenergi, 2005b). 2004 års siffror har hämtats från miljörapporterna för 2004 (Söderenergi, 2005a). De siffrorna har kompletterats med spillvärme och köp från Fortum som avges i tabell 2 ovan. Eftersom värmeproduktionen var knappt 40 GWh lägre 2004 än enligt prognosen har prognosen anpassats genom att minska Igelstaverkets pannor proportionerligt med totalt knappt 40 GWh. Prognosen har även anpassats till att torv helt ersätts med träpellets⁶⁹ när det nya KVV är byggt. Det är ett inte omöjligt scenario enligt Ryk (2005).

⁶⁹ Framförallt ersätts torvbriketterna med träpellets. Vad stycketorven ersätts med framgår inte av framtidsprognosen, men antagligen ersätts den med returflis.

Värmeproduktion	2004 års siffror	Projektets prognos med KVV	Förändring
Spillvärme	26	26	0
KVV flis		754	754
KVV br.kross		252	252
Br kross (Igelsta)	587	337	-250
RT-flis (Igelsta)	405	243	-162
Torvbr. (Igelsta)	330	0	-330
Örigt träbr. (Igelsta)	21	145	124
TB	312	54	-258
Olja	86	11	-75
Elp	13	4	-9
Köp från Fortum	61	15	-46
	1 841	1 841	0
Elproduktion			
KVV flis		276	276
KVV br.kross		92	92

Utgående från tabell 3 kommer alltså ett nytt KVV innebära att mängden bränslekross ökar med 94 GWh, skogsflis ökar med 1030 GWh, returflis minskar med 162 GWh, torven minskar med 236 GWh⁷⁰, träpellets ökar med 30 GWh⁷¹, tallbecksoljan minskar med 258 GWh, oljan minskar med 75 GWh och elen till elpannorna minskar med 9 GWh. Dessutom minskar leveranserna från Fortum med 46 GWh vilka är producerade med hushållsavfall. Samtidigt så ökar elproduktionen med 366 GWh⁷².

Investeringskostnaden uppgår till 1,2 mdr kr (Söderenergi, 2005b). En del drift- och underhållskostnaderna anges i Energi från nya anläggningar – 2003 (Bärring et al, 2003). De rörliga drift- och underhållskostnader antas vara 23 kr / MWh bränsle för skogsflis (Bärring et al, 2003), 30 kr / MWh bränsle⁷³ för torv, returflis och övriga träbränslen, 45 kr / MWh bränsle för bränslekross, 75 kr / MWh bränsle för hushållsavfall (Bärring et al, 2003), 15 kr / MWh bränsle för Tallbecksolja (TB) och olja samt 5 kr / MWh för el. De fasta drift- och underhållskostnaderna för den nya anläggningen antas vara 2% av investeringen (Bärring et al, 2003) vilket blir 24 Mkr per år. Om KVV inte skulle byggas måste nybyggnation av anläggningarna sannolikt att ske då exempelvis Fittjaverket är mer än 33 år gammalt. Dessa investeringar antas uppgå till 150 Mkr⁷⁴. Det antas att de fasta drift- och underhållskostnaderna inte minskar i och med byggandet av den nya KVV eftersom alla enheter kommer att fortsätta användas.

Ungefärligt pris för bränslekross har angivits av Söderenergi, men anges inte i denna rapport på grund av konkurrensskäl. Det går i alla fall att säga så mycket som att det inte är lika billigt som hushållsavfall eftersom det är bearbetat avfall. Det är dock ett sämre bränsle än de flesta andra bränslen. Priset på träpellets är ca 20-25% högre än för torvbriketter (Ryk, 2005)⁷⁵.

Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 118 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 104 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

⁷⁰ De 330 GWh minskas med 94 GWh eftersom torvbriketterna redan i föregående åtgärd minskade med 94 GWh.

⁷¹ De 124 GWh minskas med 94 GWh eftersom träpellets redan i föregående åtgärd ökade med 94 GWh.

⁷² Antar 100% verkningsgrad för elproduktionen. De bränslen som anges för elproduktion antas leda till lika stor volym såld el.

⁷³ Samma som för stenkol (Bärring et al, 2003).

⁷⁴ Det är svårt att uppskatta de alternativa investeringskostnaderna, men 150 Mkr är inte en helt orimlig siffra.

⁷⁵ Utifrån denna uppgift beräknas ett pris på torvbriketterna eftersom det finns referensvärden att använda för träpellets. Torvbriketterna antas vara 20% billigare än träpellets.

F3. Huddinge ersätts med Värtaverket

Under vintern producerar Söderenergi under kalla dagar till Fortums södra nät. Den produktionen sker med olja i Huddinge maskincentral och uppgår till ca 50 GWh (Ryk, 2005). Det är möjligt att den produktionen kommer att försvinna när Fortum bygger sitt nya KVV i Värtahamnen samt bygger överföringsledning från sitt centrala till sitt södra nät. Denna åtgärd tillgodoräknas Fortum, och tas inte med här även om det är utsläpp som Söderenergi står för (Denna energimängd är inte redovisad för Söderenergi i denna rapport).

F4. Konvertering av P4 i Fittja från tallbecksolja till träpellets

De har undersökt hur P4 i Fittja verket skulle kunna konverteras till träpellets. När de konverterade denna panna vid mitten av 90-talet från olja till tallbecksolja installerades ett elektrofilter för att minska stoftutsläppen. Det filtret räcker även för konverteringen till träpellets. Dock behövs investeringar i lagringssilo, hanteringsutrustning (transportörer, blåsledningar, doserutrustning, blåsmaskiner, mm), samt kvarnar, brännare, ställverk och elinstallation. Därutöver krävs en del markarbete. (Ryk, 2005) Detta är dock ingen åtgärd som kommer att bli aktuellt som koldioxidreducerande åtgärd för Söderenergi eftersom de skulle konvertera ifrån tallbeck till träpellets.

Allmän kommentar om Tallbecksolja

Under slutet av 90-talet använde de tallbecksolja även i Igelsta verket och tillsammans med andra fjärrvärmeföretag i Sverige (Bland annat föregångarna till Fortum och Göteborg Energi) gjorde de av med ca 60% av världens produktion av tallbecksolja (som är en biprodukt vid massaframställning). Sedan dess har efterfrågan ökat på andra håll (energiföretag och kemiföretag) och massabruken behåller också gärna tallbecksoljan eftersom de vill ersätta egen oljekonsumtion. Det har medfört ökade priser på tallbecksoljan om det alls går att få tag på tillräckligt stora mängder. Tallbecksoljan prissätts något billigare än olja (inklusive skatter) och nu när oljepriset ökar följer priset på tallbecksolja med upp. Då ökar incitamentet att konvertera till andra bränslen. I pannor som klarar fasta bränslen konverterade man bort från tallbecksolja långt tidigare. (Ryk, 2005)

Kommentar om bränslekross

Enligt Ryk (2005) undersöker de även att byta ut bränslekrossen som bränsle eftersom de troligen missgynnas relativt andra företag som använder avfall som bränsle i och med den nya skatten som föreslås på avfall. Det har dock inte utförts några beräkningar på detta.

Återstående utsläpp

Tabell 4: Om produktionen ändras enligt ovanstående åtgärder utifrån 2004 års situation (Tabell 1) skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell.⁷⁶

Produktion			Andel	Fossil		Huvud-	
Efter åtgärd F1-F2	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	bränsle	
	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	CO ₂ per GWh bränsle	
Söderenergi (Södertälje etc.)	1 839	368	100%	2 207	90	41	
varav KVV	1 004	368	55%	1 372	43	32	Br.kross, träflis
varav VV (Igelsta)	725	0	39%	725	42	59	Br.kross, träflis
varav VV (Fittja)	60	0	3%	60	2	27	Tallbecksolja
varav övriga VV	5	0	0%	5	1	274	Olja
varav EP	4		0%	4	0	0	El
varav spillvärme	26		1%	26	0	0	Spillvärme
varav köp från Fortum	15		1%	15	1	90	Avfall
Totalt Söderenergis fj. nät.	1 839	368	100%	2 207	90	41	

⁷⁶ I tabellen har 100% verkningsgrad antagits. Produktion har antagits var det samma som bränslemängd, vilket naturligtvis inte blir helt korrekt, men avvikelserna blir inte jättestora. Det är dock anledningen till att de redovisade siffrorna är något högre här för värmeproduktionen än vad det var för 2004, så borde det dock inte vara. Bränslemängderna stämmer bättre.

Presentation av de olika produktionsenheterna

Nedanstående enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att producera efterfrågad värmemängd. Under sommarmånaderna använder sig Söderenergi av köpt värme från Fortum eftersom de har en avfallspanna som producerar mer värme än vad deras södra nät har användning för. När Fortums värmeefterfrågan blir lite större framåt hösten startar Söderenergi panna 1 i Igelsta och ganska snart därefter även panna 3 också den i Igelsta. Dessa utgör baslastproduktionen i Söderenergis fjärrvärmenät (vilket kan utläsas av att de har många drifttimmar). När inte de två pannorna räcker till används P2 i Igelsta och därefter P4 i Fittja. Vilken som används först beror på typen av värmeefterfråga. Pannan i Fittja är mer snabbstartad eftersom den använder flytande bränsle och kan täcka de toppar som bara är några timmar per dag. För så korta driftperioder är det ingen idé att starta en fastbränslepanna. Om dessa pannor inte heller räcker till finns oljeeldade pannor att använda. Exempelvis används Geneta panncentral bara när det är varaktiga temperaturer under -10 grader C.

På vintern producerar även Söderenergi oljebaserad spetslastproduktion till Fortum.

Igelstaverket

Tabell 5: Produktionen vid Igelstaverket 2004 (Söderenergi, 2005a)

	P1	P2	P3	EP
Fejkad drifttid (h)	6 875	2 986	6 167	433
Installerad tillförd effekt (MW)	90	135	90	30
Avg. (prod) värme (GWh)	532	354	488	13
Träpellets (GWh)		16		
Träflis (GWh), skogsflis			5	
Bränslekross (GWh)				
(Söderenergi: en del av detta har fossilt ursprung)	567		20	
Returflis (GWh)	12		393	
Tallbecksolja (GWh)				
(Söderenergi kallar det beckolja)	4	76	0,0	
Olja, Eo5 (GWh)	4	0,0	1,0	
Torvpellets (GWh)		21		
Torvbriketter (GWh)	0,8	270	0,3	
Stycketorv / Frästorv (GWh)			38	
Fossil CO2 (kton)	73	112	18	0

Igelsta togs i drift 1982 med tre hetvattenpannor som ursprungligen eldades med kolpulver. 1994 byggdes panna 3 om för förbränning av fuktiga bränslen i bubblande bädd. Pannans maximala effekt blev efter ombyggnad 80 MW. Rökgaskondenseringen ger ytterligare 20 MW. 1997 byggdes panna 1 om för returbränslen. Pannan försågs med vattenkyld rost och dess maximala effekt blev efter ombyggnaden 85 MW. I slutet av 2001 byggdes panna 2 om för att kunna eldas med enbart torvpulver. Vid låg effekt eldas panna 2 med beckolja. Effekten på panna 2 är 120 MW. (Söderenergi, 2005a)

Stycketorv, retur- och skogsflis till panna 3 kommer i huvudsak med lastbil från närområdet. (Söderenergi, 2005a)

Bränslekross består av papper, trä och plast från affärs-, industri- och kontorsverksamhet. Platandelen (fossila delen) har varit mindre än 10 vikt-% i bränsleblandningen. (Söderenergi, 2005a)

Fittjaverket

Tabell 6: Produktionen vid Fittjaverket 2004 (Söderenergi, 2005a)

	P1	P3	P4	EP
Drifttid (h)	127	945	3 224	0
Installerad tillförd effekt (MW)	90	176	176/110	80
Avgiven (prod) värme (GWh)	3,0	48	213	
Tallbecksolja (GWh)				
(Söderenergi kallar det becksolja?)			232	
Olja, Eo5 (GWh)	4,0	56		
Fossil CO ₂ (kton)	1	15	0	0

Togs i drift 1972

Konverterat P4 från olja till TB 1995 och pannans maximala effekt är med TB 110 MW. (Söderenergi, 2005a)

Huddinge maskincentral

Tabell 7: Produktionen vid Huddinge maskincentral 2004 (Söderenergi, 2005a)

	P1	P2
Drifttid (h)	502	580
Installerad tillförd effekt (MW)	80	80
Bränsleslag	Eo5	Eo5
Avg. (prod) värme (GWh)	5	6
Olja, Eo5 (GWh)	6	7
Fossil CO ₂ (kton)	2	2

Detta är enbart mängden som produceras för Söderenergis nät. De producerar även med ca 50 GWh olja till Fortums nät vintertid. (Ryk, 2005)

Geneta panncentral

Tabell 8: Produktionen vid Geneta panncentral 2004 (Söderenergi, 2005a)

	Panna 2	Panna 3
Drifttid (h)	129	127
Installerad tillförd effekt (MW)	50	50
Avgiven (producerad) värme (GWh)	3,5	3,3
Olja, Eo5 (GWh)	4,0	4,0
Fossil CO ₂ (kton)	1	1

Var länge endast reservanläggning (sedan Igelsta byggdes 1982). De senaste årens konverteringar på Igelsta med sänkt effekt som följd har medfört att Geneta panncentral används som spetslastanläggning vid varaktiga temperaturer under -10 grader C. (Söderenergi, 2005a)

Referenser:

Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

Ryk, L., 2005, personlig kommunikation med Lennart Ryk, bränslechef på Söderenergi.

Söderenergi, 2005a, Söderenergis miljöredovisning 2004, samt emissionsdeklarationen som är en bilaga till miljörapporten 2004.

Söderenergi, 2005b, Kraftvärme i Söderenergi –Underlag för principbeslut, januari 2005.

Bilaga om Tekniska verken i Linköping

Tekniska verken i Linköping (TVAB) producerar drygt 1400 GWh värme i anslutning till Linköpings fjärrvärmenät. Under 2004 producerades även ca 250 GWh el. En del av denna värme överfördes till Mjölby-Svartådalen Energi (MSE)⁷⁷. Uppdelningen mellan produktionsanläggningarna anges i tabell 1 som även visar de fossila koldioxidutsläppen år 2004. Utförligare information om pannorna finns nedan under presentation av produktionsenheterna.

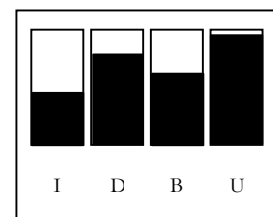
Tabell 1 visar produktionen vid Linköpings fjärrvärmenät under 2004 (Tekniska verken, 2005). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen⁷⁸ och utsläppen per GWh bränsle⁷⁹. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle⁸⁰.

Produktion 2004			Andel			ton fossil	Huvud-
Efter åtgärd G1	Värme	El	av totala	Bränsle	Fossil CO ₂	CO ₂ per	bränsle
Före åtgärd G2-G4	GWh	GWh	värmepr.	GWh	kton	GWh bränsle	
Tekniska v. (Linköping)	1 448	253	100%	1 765	277	157	
varav avfallsanl. inkl GT	643	9	44%	659	65	98	Avfall
varav KVV1	731	231	50%	1 005	193	192	Olja, trä, kol
varav Tornby KVV3	10	13	1%	32	9	268	Olja
varav VV	64		4%	69	11	162	Olja
Totalt Linköpings fj. nät.	1 448	253	100%	1 765	277	157	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos Tekniska verken i Linköping

G1. Användning av animaliska fetter i oljepannorna

Tekniska verken har arbetat mycket med att komma bort ifrån fossila bränslen och istället använda olika former av alternativa bränslen. De bränslena är ofta olika former av avfall. Ett avfall med högt energivärde och bra egenskaper är animaliska fetter. Sedan ett antal år har de använt sig av animaliska fetter. För att kunna använda animaliska fetter behövde de göra vissa investeringar, vilka här antas uppgå till ca 10 Mkr. Drift- och underhållskostnaderna antas ha stigit med 15 kr / MWh bränsle i och med denna åtgärd. Eftersom animaliska fetter prissätts efter priset på olja inklusive skatt antas här ett pris på 180 kr / MWh⁸¹. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 99 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 26 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (bland annat bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



Denna åtgärd har varit lönsam att genomföra men under år 2005 slutar de använda animaliska fetter på grund av det nya direktivet om förbränning av avfall som träder i kraft i slutet av 2005.

⁷⁷ De har en överföringsledning till Mjölby –Svartådalen energi (MSE) så att värme kan överföras mellan företagen.

⁷⁸ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2005). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget som har möjlighet att använda emissionsfaktorer som bättre stämmer för deras bränslen.

⁷⁹ I bränslemängden ingår alla bränslen både fossila och icke fossila.

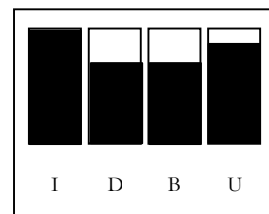
⁸⁰ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

⁸¹ Oljepriset inklusive koldioxidskatt (21% av 91 öre / kg fossil CO₂ för den produktion som går till värme (ca 2/3), elproduktionen är obeskattad) är 212 kr / MWh (utgående från 177 kr / MWh olja (Eo5) som anges i huvudrapporten). Därmed antas priset för animaliskt fett till 200 kr / MWh. Det priset är lägre än det som anges i huvudrapporten. Det beror på att värmeverk betalar ett betydligt högre pris för animaliskt fett eftersom de betalar full koldioxidskatt och energiskatt när de använder olja.

Om animaliskt fett klassas som avfall ställs väldigt hårda krav på rening, till och med hårdare än för oljeeldning. Kostnaden för sådan reningsutrustning är så dyr att de väljer att återgå till att använda olja trots att de tidigare valt att gå över till animaliska fetter och byggt upp erfarenhet av att använda det bränslet (Nordenstam, 2005).

G2. Byggandet av en ny avfallsförbränningspanna

Den nya avfallspannan som stod klar 2005 kommer att generera ca 450 GWh värme och ca 130 GWh el (Nilsson, 2005). Med hjälp av prognoser från Nilsson (2005) för hur produktionen blir 2008 med respektive utan den nya avfallsförbränningsanläggningen har uppskattningar gjorts angående förändringar av 2004 års bränsleförbrukning. Parallellt har de slutat använda animaliskt fett



(se föregående åtgärd). Effekterna av byggandet av den nya avfallspannan och återgång från animaliska fetter kommer att behandlas tillsammans⁸². Produktionen år 2008 beräknas till 1870 GWh (värme, el och bortkylt) ifall inte den nya pannan räknas med. Om avfallspannan är med i prognosen för 2008 är den totala produktionen 2009 GWh med samma värmeunderlag för Linköping. Den ökade energimängden beror på att leveranserna till MSE ökar med 26 GWh (12 GWh olje- och 13,6 GWh träflisproduktion ersätts) och ökad elproduktion med 62 GWh (varav 14,5 GWh vid kondensdrift). I tabell 2 görs en jämförelse mellan dagens bränsleanvändning och produktionen enligt prognoserna för år 2008 med respektive utan den nya avfallspannan. Det som Nilsson (2005) bidragit med är procentsatserna och den totala producerade energin. För att använda siffrorna antas att verkningsgraden är samma i alla pannor⁸³.

Tabell 2: Jämförelse mellan 2004 års bränsleanvändning och produktionsutfallen för 2008 med respektive utan den nya avfallsförbränningspannan. Användningen av animaliskt fett avbryts och finns därför inte med i prognosen för 2008. För prognoserna antas att animaliska fettets ersätts med olja. Observera att för 2004 anges bränsleanvändningen medan det är produktionen som anges för 2008.

	Bränsleanv. år 2004 (GWh)	utan nya Avfp. (GWh)	med nya Avfp. (GWh)	avfp. (GWh)	år 2008 med avfp. (GWh)
Årsproduktion	1 959	1870	2009		
Trä	20% 395	20% 374	22% 442	68	47
Animaliskt fett	5% 95	0% 0	0% 0	0	-95
Olja	19% 374	25% 468	10% 201	-267	-173
Kol	9% 173	9% 168	6% 121	-48	-52
P1 övrigt	8% 147	8% 150	6% 121	-29	-26
Plastavfall	7% 132	6% 112	5% 100	-12	-32
Avfall	33% 643	32% 598	51% 1025	426	382

Det är små skillnader mellan siffrorna för 2004 års bränsleanvändning och för produktionen år 2008 utan den nya avfallspannan, se tabell 2. Därför antas att bränsleanvändningen för 2004 kan jämföras med produktionen år 2008 inklusive den nya avfallspannan för att se effekterna från byggandet av den nya avfallspannan.

Till 2004 års produktion adderas den produktion som produceras av MSE och som ersätts i och med den nya avfallspannan (12 GWh olja och 13,6 GWh träflis).

⁸²Prognosen från Nilsson (2005) är gjord utifrån antagandet att de inte kommer att använda animaliska fetter. Det är dock önskvärt att utgå från 2004 års siffror vilket inkluderar animaliska fetter. Därför kommer åtgärden att bygga avfallspannan även inkludera minskad användning av animaliska fetter.

⁸³ Avfallspannan och P3 har rökgaskondensering (RKG) vilket innebär att de normalt har en högre verkningsgrad än andra pannor.

Med dessa antaganden antas alltså den nya avfallspannan innebära att användningen av träflis⁸⁴ ökar med 33 GWh (47-13,6), olja minskar med 185 GWh (173+12), animaliskt fett minskar med 95 GWh, kol minskar med 52 GWh, P1 övrigt (ca 20% träflis och 80% gummiflis) minskar med 26 GWh, plastavfall minskar med 32 GWh och mängden avfall ökar med 382 GWh. Samtidigt så ökar elproduktionen med 62 GWh.

Priset på gummiflis antas vara ca 90 kr / MWh (se antaganden för E.ON i Norrköping). Priset på animaliskt fett antas vara 180 kr / MWh (se ovan under föregående åtgärd). Priset på plastrejektet (plastavfall) antas vara -100 kr / MWh⁸⁵.

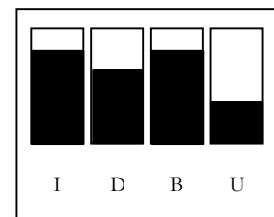
Den årliga fasta drift- och underhållskostnaden för den nya avfallspannan antas till 3% av investeringskostnaden (Bärring et al, 2003). De fasta drift- och underhållskostnaderna för existerande anläggningar antas inte ändras i och med åtgärden. De rörliga drift- och underhållskostnaderna antas för avfall vara 75 kr / MWh bränsle (Bärring et al, 2003), för träflis, gummiflis, kol och animaliska fetter 30 kr / MWh bränsle (värdet för kol (Bärring et al, 2003)), för plastrejekt 45 kr / MWh bränsle och för olja 15 kr / MWh bränsle. Investeringskostnaden har angivits av Nordenstam (2005), men lämnas inte ut på grund av att det är känslig information⁸⁶.

Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden för åtgärden att bygga en ny avfallsförbränningspanna beräknats till -475 kr / ton fossil CO₂ och omfattar 45 000 ton fossil CO₂⁸⁷. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

Den nya avfallspannan började användas 2005.

G3. Konverteringen av oljepannan (Panna 2) i KVV1 till träpellets

TVAB har börjat undersöka möjligheterna att konvertera oljepannan (panna 2 i KVV1) till träpellets. Med dagens höga oljepriser är det av stort intresse att hitta vägar från oljan. Vid en konvertering är det troligt att panna 2 kommer att prioriteras före panna 1 (kolpannan). Därmed skulle en konvertering ersätta dels oljeanvändningen i KVV och en del av kolet och gummiflisen i P1. Hur mycket är däremot svårt att uppskatta. Investeringen för att konvertera P2 från oljeeldning till träpellets uppskattas till 100 Mkr⁸⁸. Rörliga drift- och



underhållskostnaden antas vara 15 kr / GWh bränsle för olja och 30 kr / GWh bränsle för P1 och för träpellets. Enligt tabell 1 används 200 GWh olja när den nya avfallspannan används som planerat. Av dessa beräknas ca 50 GWh användas i VV och i Tornby verket år 2008⁸⁹, alltså antas oljeanvändningen minska med 150 GWh i och med denna åtgärd (Den mängd olja som används i P2 i KVV1). Användningen i P1 antas kunna halveras med en konvertering av P2. Det ger en minskning av användandet av kol med 60 GWh, av gummiflis⁹⁰ med 48 GWh och av träflis med

⁸⁴ Träflis inbegriper flera olika fraktioner biobränsle, exempelvis skogsflis, torrflis och returflis.

Förändringen antas bara ske i skogsflis. Var förändringen sker får ingen större betydelse för uträkningen.

⁸⁵ Plastrejektet är den plastfilmen som finns i mjölkkartonger och som blir över vid

förpackningsåtervinning. Det är ett avfall som inte har ett har någon alternativ användning. Här antas att återvinningensföretaget behöver betala något mindre för att bli av med det avfallet än vad andra företag behöver betala för att bli av med hushållsavfall (100 kr / MWh bränsle istället för 200 kr / MWh bränsle)

⁸⁶ Det har inte tagits någon hänsyn till att andra investeringar kanske hade blivit nödvändiga om inte den nya avfallspannan byggts. Det har inte heller tagits

⁸⁷ Det finns flera effekter som påverkar stort och som inte är direkt i anknytning till reduktionen av de fossila koldioxidutsläppen. Bland annat att det används biobränslen före åtgärden som är relativt dyra (exempelvis animaliska fetter) som ersätts med avfallsbränslen.

⁸⁸ Grundar sig på uppgifter från olika uppgiftslämnare samt antaganden.

⁸⁹ År 2004 användes ca 100 GWh i dessa enheter, men även den oljemängden antas reduceras i och med den nya avfallsförbränningsanläggningen.

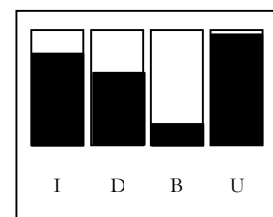
⁹⁰ Se ovan för pris på gummiflis.

12 GWh⁹¹. Det antas att samma mängd bränsle går åt för att producera samma värmebehov och att elproduktionen inte förändras. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 564 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 75 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

Eftersom det blir för dyrt att använda animaliska fetter i oljepannan i KVV (om förslaget till nytt avfallsdirektiv går igenom) funderar Tekniska verken på att konvertera oljepannan till träpellets. De har bara gjort en första översiktlig undersökning, men med de höga oljepriserna tror de att det skulle vara en lönsam investering. Det har dock inte fattats något beslut om en konvertering, så det kommer antagligen ta ett antal år innan åtgärden kan genomföras.

G4. Ersättning av plasten i Panna 3 i KVV

En möjlighet att ersätta plastrejektet⁹² i panna 3 skulle vara att ersätta det med returträ. Det skulle dock innebära att även barken måste ersättas med returträ för att bra värmevärde ska uppnås. Tidigare har pannan eldats med endast returträ. Investeringen för att byta ut plastrejektet är väldigt liten och här antas att den är 0 Mkr. Drift- och underhållskostnaderna antas vara oförändrade. Värme- och elverkningsgraderna samt prioriteringsordningen antas inte förändras för pannan på grund av konverteringen vilket innebär att de 100 GWh plastrejekt (som skulle användas efter att avfallspannan konverterats) och de ca 75 GWh bark antas ersättas av 175 GWh returträ.



Det är svårt att uppskatta ett pris för plastrejektet eftersom de egentligen klassificeras som avfall. Här antas ett pris för plastrejektet på -100 kr / MWh bränsle⁹³ och för barken ett pris på 50 kr / MWh bränsle. Med alla dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 1288 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 20 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. OBS, mycket osäkerhet i dessa beräkningar eftersom det är svårt att veta priserna på dessa ovanliga bränslen.

Prisbildningen för alternativa bränslen är väldigt oklar. De sätts oftast i relation till vad andra bränslen kostar och vilka avgiftssystem som finns. Det innebär att deras priser kanske ändras när skatter, avgifter och andra styrmedel ändras. Om de ändras beror på vilka alternativa användningsområden som finns för bränslena.

Denna åtgärd kan bli aktuell de närmaste åren i och med en koldioxidskatt på den fossila andelen av avfallsbränslen. Det är dock möjligt att priset på plastrejektet sjunker i motsvarande utsträckning som koldioxidskatten ökar eftersom det inte finns någon alternativ användning av plastrejektet och i så fall kommer inte denna åtgärd att genomföras.

G5. Ersättning av kolet i panna 1 i KVV1

Det finns inget möjligt konverteringsalternativ till kolet i panna 1 i KVV1 och det kommer troligen inte ersättas förrän ett nytt KVV byggs och det förutspås hända om tidigast ca 10 år (Nordenstam, 2005). KVV1:et håller på att bli riktigt gammalt och det kan bli aktuellt att ersätta det om drygt 10 år. De tre pannorna byggdes som oljepannor på 60-talet så de är ca 40 år gamla.

⁹¹ blandning av torrflis, RDF-pellets och Returträ, men genomsnittspriset antas vara detsamma som för träflis (torrflis är dyrare, men returträ är billigare).

⁹² Plastrejekt är ett avfall från kartongåtervinning. Plastrejektet är den plastfilm som finns på insidan av bland annat fil- och mjölkförpackningar.

⁹³ Eftersom plastrejekt är ett avfall som inte har någon alternativ användning är det mycket möjligt att priset för plastrejektet sjunker om kostnaderna för att använda plastrejektet ökar (t ex genom koldioxidbeskattning på den fossila delen av avfall eller stigande utsläppsrättigheter).

Men än så länge har det varit mer lönsamt att investera i existerande pannor och bland annat konvertera vissa av pannorna än att bygga ett nytt KVV.

Vad för slags nytt KVV som skulle byggas är oklart. De två alternativ som verkar vara troligast är ett träflis-KVV eller ett naturgas-KVV (det senare förutsätter att det byggs en naturgasledning).

Eftersom byggandet av nya KVV ligger långt fram i tiden väljer vi att inte beräkna någon åtgärdskostnad för ersättning av kolet. Detsamma gäller för Tornbyverket som har svårt att ersättas med något annat eftersom det har en speciell funktion som ångproducent till det lokala ångnätet. Om de väljer att bygga ett träflis-KVV i framtiden kommer de lokala fossila koldioxidutsläppen minska ytterligare medan om de väljer att bygga ett naturgas-KVV kommer de att öka (hur mycket beror på dess storlek och hur mycket det kommer användas i kondensdrift).

Återstående koldioxidutsläpp efter ovanstående åtgärder

Tabell 3. Exakt hur bränslemängder förändras etc är osäkert och därför ska nedanstående siffror tas försiktigt. Detta är dock en bild av hur det skulle kunna se ut efter att åtgärd G2 till G4 ovan har genomförts.

Produktion Efter åtgärd G1-G4	Värme GWh	El GWh	Andel		Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
			av totala värmep.	Bränsle GWh			
Tekniska v. (Linköping)	1 474	315	100%	2 009	114	57	
varav avfallsanl. inkl GT	1 003	130	68%	1 088	65	59	Avfall
varav KVV1	444	172	30%	868	35	40	träbr, kol
varav Tornby KVV3	10	13	1%	31	9	276	Olja
varav VV	17		1%	22	6	276	Olja
Totalt Linköpings fj. nät.	1 474	315	100%	2 009	114	57	

Presentation av de olika produktionsenheterna

Nedanstående enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att producera efterfrågad värmemängd. Avfallspannorna är de enheter som används i första hand eftersom de har lågt bränslepris (oftast negativt). När inte avfallspannorna räcker till för att täcka värmebehovet (under höst, vinter och vår), används i första hand panna 3 i KVV1 och sedan i turordning panna 1 och panna 2 i KVV1. Ifall deras effekt inte heller räcker till (eller om någon anläggning får tillfälligt stopp) används värmeverken (vilka framförallt eldas med olja). Torbys KVV drivs för att i första hand försörja ångnätet, men kan även producera till fjärrvärmenätet vid behov. I och med den nya avfallspannan kommer de pannorna som ligger sist i prioriteringsordningen vid respektive tillfälle att minska sin användning.

Tekniska verken har möjlighet att kyla varmvattnet med åvatten och vid de tillfällena körs anläggningen (eller en del av anläggningen) i kondensdrift. Det kan dels hända under sommaren när de måste förbränna mer avfall än vad det finns värmeunderlag för. De har i och för sig möjlighet att spara en del avfall, men det är i vissa fall svårt att spara avfall. De kyler även bort varmvattnet när elpriset är så högt att det är lönsamt att bara framställa el utan att ha avsättning för värmen. I de fallen är det främst kolpannan (P1 i KVV1) som används.

Linköping expanderar och därför växer värmeunderlaget kontinuerligt till skillnad från många andra städer. Effektiviseringarna i uppvärmning hinner inte kompensera utökningen av nya kunder som på många andra ställen.

Kraftvärmeverket (KVV1)

Tabell 4: Produktionen vid KVV1 2004 (Tekniska verken, 2005)

	P1	P2	P3	Reserv	Reserv	EP
Drifftid (h)	5 542	3 606	7 052			
Max avgiven eleffekt (MW)	94					
Eleffekt vid kondensdrift (MW)	32					
Installerad tillförd effekt (MW)	83	154	78	80	100	25
varav RGK			20			
Bränsleslag	Kol	Olja	Träbr			
Tillförda bränslen (GWh)	304	348	422			
Avgiven (producerad) värme (GWh)	129	232	370			
Avgiven (producerad) el (GWh)	114	84	33			
varav kondensb. elprod. (GWh)	17	1	18			
varav mottrycksb. elprod. (GWh)	95	83	15			
Träflis (GWh)			0			
Bark och RT-trä tillsammans (GWh)			379			
Svensk torrflis (GWh)	12					
RDF pellets (GWh)	15					
Gummiförbrukning (GWh)	120					
Animaliskt fett (GWh)		65				
Plastförbrukning (GWh)			132			
Olja, Eo5 (GWh)		279				
Kol (ton)	173					
Fossil CO ₂ (kton)	93	77	23			

I dessa pannor experimenteras det en hel del med olika typer av bränslen för att sänka bränslekostnaderna. Detta är möjligt genom att de har ett tillstånd för anläggningen som tillåter det.

Tornbyverket (KVV3)

Tabell 5: Produktionen vid Tornbyverket 2004 (Tekniska verken, 2005)

	D1	D2	Oljepannor
Drifftid (h)	1 026	1 460	
Installerad tillförd effekt (MW)	33		
Bränsleslag	Diesel	Diesel	Olja
Tillförda bränslen (GWh)	32		7
Avgiven (prod) värme (GWh)	10		6
Avgiven (prod) el (GWh)	13		
varav kondensb. elprod (GWh)	2		
varav mottrycksb. elprod (GWh)	11		
Olja, Eo5 (GWh)	31		5
Olja, Eo1 (GWh)	1		2,2
Fossil CO ₂ (kton)	9		2

Producerar ånga till Arla Foods och Swedish Meats inom Tornby. Linköpings ångnät är väldigt litet, i princip bara från denna anläggning till dessa kunder.

Hetvattencentralerna

Tabell 6: Produktionen vid hetvattencentralerna 2004 (Tekniska verken, 2005)

	HVC10	HVC20	HVC30	HVC60	HVC70	HVC80	HVC90	Mob cent
Drifftid (h)	419	0	130	491	92	12	44	0
Inst. Tillf. effekt (MW)	2*60	2*60	40	40	40	15	58	20
Prioritering	Topp	Und. fall						
Bränsleslag	Oja / A. fett	Oja / A. fett						
Tillförda bränslen (GWh)	39		4	15	3	0,3	3	
Avg. (prod) värme (GWh)	35		4	14	3	0,1	2	
Animaliskt fett (GWh)	30							
Olja, Eo5 (GWh)	9		4	15	3	0,3		
Olja, Eo1 (GWh)							2,4	
Fossil CO ₂ (kton)	2,6	0,0	1,0	4,1	0,8	0,1	0,6	

Gärstadsverket (avfallsförbränningsanläggningen)

Tabell 7: Produktionen vid Gärstadsverket 2004 (Tekniska verken, 2005)

	P1	P2	P3	GT
Drifftid (h)	7 923	7 712	7 544	506
Tillförda bränslen (GWh)	658			22
Avgiven (prod) värme (GWh)	635			8
Avgiven (prod) el (GWh)				9
Träflis (GWh)	16			
Olja, Eo5 (GWh)				25
Avfall (GWh)	643			
Fossil CO ₂ (kton)	58			7

Gärstadsverkets tre avfallseldade ångpannor (KV50) byggdes i tre etapper. Etapp 1 och 2 togs i drift 1982 och etapp 3 1984. Under 1994 togs en gas- och ångturbin för elproduktion i drift. År 1996 höjdes pannornas effektivitet samtidigt som rökgasreningen förbättrades i och med att en gemensam rökgaskondenseringsanläggning för de tre pannorna installerades. Vid elproduktion överhettas ånga från de avfallseldade pannorna i gasturbinens avgaspanna och leds sedan vidare till en ångturbin. Med avfallspannor, rökgaskondensering samt gas- och ångturbin blir den totalt genererade effekten vid Gärstadsverket 50 MW el och 100 MW värme. Under 2004 färdigställdes Gärstadsverkets fjärde avfallspanna (KV60) på 68 MW ånga samt rökgaskondensering bestående av en kondensator och en värmepump som ger totalt 15 MW värme. Möjlighet till elproduktion finns genom ångturbin med 18 MW eleffekt. Eftersom den nya pannan, panna 4 (KV60), inte varit i reguljär drift under 2004 beskriver miljörapporten främst panna 1-3 (KV50). (Tekniska verken, 2005)

Referenser

Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

Nilsson, M., 2005, personlig kommunikation med Marcus Nilsson, Tekniska verken i Linköping.

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

Nordenstam, L. (2005), personlig kommunikation med Lena Nordenstam, Tekniska verken i Linköping.

Tekniska verken, 2005, Miljörapporterna 2004 för anläggningarna som producerar energi vid Linköpings fjärrvärmenät.

Bilaga om Vattenfalls nät i Uppsala

Vattenfall producerar cirka 1800 GWh värme i anslutning till Uppsala fjärrvärmenät. Under 2004 producerades även 338 GWh el. En uppdelning visas i tabell 1 som även visar de fossila koldioxidutsläppen år 2004. Utförligare information om produktionsenheterna finns nedan under presentation av produktionsenheterna.

Tabell 1 produktionen vid Uppsalas fjärrvärmenät under 2004. (Vattenfall, 2005a). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen⁹⁴ och utsläppen per GWh bränsle⁹⁵. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle⁹⁶.

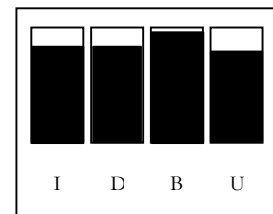
Produktion 2004 Före åtg H1-H3	Värme		Andel		Fossil		Huvud- bränsle
	GWh	El GWh	av totala värmep.:	Bränsle GWh	CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	
Vattenfall (Uppsala)	1 763	338	100%	2 147	555	258	
varav avfallspannan	727	0	41%	693	62	90	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	746	338	42%	1 212	427	353	Torv, kol
varav VV	183		10%	200	65	326	Torv, olja
varav VP	99		6%	34	0	0	El
varav elpanna	8		0%	8	0	0	El
Totalt Uppsalas fj. nät.	1 763	338	100%	2 147	555	258	

De emissionsfaktorer som projektet använder avviker en hel del från dem som Vattenfall i Uppsala använder vilket medför att de utsläpp som redovisas här inte stämmer överens med de som Vattenfall i Uppsala redovisar (NIR, 2005; Vattenfall, 2005a)

Åtgärder gjorda eller möjliga hos Vattenfall i Uppsala

H1. Nybyggnation av avfallsförbränningspanna, klar 2005

Den nya avfallspannan började användas under 2005 och får fullt genomslag i statistiken från och med 2006. Genom att jämföra bränslebehovet för 2004 och det prognostiserade bränslebehovet 2006 (Kling, 2005) ser man effekten av byggandet av avfallspannan. I och med åtgärden har avfallsmängden ökat med 460 GWh, olja (Eo5) minskat med 50 GWh, kol minskat med 375 GWh och torv minskat med 100 GWh⁹⁷. Samtidigt sjunker elproduktionen med 138 GWh eftersom avfallspannan inte är ett KVV (Vattenfall, 2005b) medan värmeproduktionen antas vara konstant. Torvpellets antas ha samma pris som torvbriketter och torvbriketter antas vara ca 20% billigare än träpellets⁹⁸. För drift- och underhållskostnaderna antas avfall ha rörlig kostnad på 75 kr / MWh bränsle (Bärring et al, 2003), kol och torv 30 kr / MWh bränsle (värdet för kol (Bärring et al, 2003)) och olja 15 kr / MWh bränsle. De årliga fasta drift- och underhållskostnaderna för den nyproducerade anläggningen är 3% av investeringskostnaden (Bärring et al, 2003). Investeringskostnaden antas vara 1 miljard (Uppsala tidningen, 2005). Det antas att inga investeringar skulle ha behövts i de andra anläggningarna om inte den nya avfallspannan skulle byggas samt att de fasta drift- och



⁹⁴ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2005). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget vilka har möjlighet att använda emissionsfaktorer som är bättre anpassade för deras bränslen.

⁹⁵ Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

⁹⁶ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

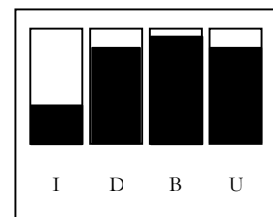
⁹⁷ Mellan åren 2004 och 2006 fasas kolet ut och ersätts med torv. Det är en åtgärd som är helt oberoende av byggandet av avfallspannan, men inkluderas i beräkningarna för avfallspannan i alla fall.

⁹⁸ Enligt Ryk (2005) är priset på träpellets 20-25% dyrare än torvbriketter. Utifrån denna uppgift beräknas ett pris på torvbriketterna eftersom det finns referensvärden att använda för träpellets. Torvbriketterna antas vara 20% billigare än träpellets.

underhållskostnaderna inte minskar i och med byggandet av den nya avfallspannan eftersom alla enheter kommer att fortsätta användas⁹⁹. Åtgärdskostnaden har beräknats till 249 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 136 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med data ovan och indata (bland annat bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.

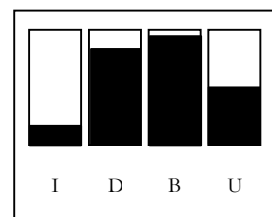
H2. Bränslebyte från torv till träpellets

Vattenfall har börjat undersöka om det är möjligt att konvertera från torvpellets till träpellets eftersom det är oklart hur torv kommer att behandlas inom skattesystemet och de olika styrmedlen. Denna åtgärd påminner om de som har gjorts hos Öresundskraft och Söderenergi. Genom investeringar i logistik och nya kvarnar beräknas träpelletsandelen kunna bli upp till 75%. Det antas att torvpelletsen byts ut mot träpellets till 75% i både KVV och i VV (581 GWh) och att det inte sker någon förändring i värmeproduktion, elproduktion eller bränsleåtgång. Torvpellets antas ha samma pris som torvbriketter och torvbriketter antas vara ca 20% billigare än träpellets¹⁰⁰. Kostnader för drift- och underhåll antas inte ändras i och med åtgärden. Investeringskostnaden antas vara ett genomsnitt av investeringskostnaderna för Öresundskraft och Söderenergi för motsvarande konvertering. Åtgärdskostnaden har med dessa uppskattningar beräknats till 140 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 225 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med data ovan och indata (bland annat bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



H3. Ytterligare bränslebyte från torv till träpellets

För att öka andelen träpellets över 75% så behövs ytterligare insatser. Det är dock osäkert om det blir billigast att fortsätta konvertera pannorna eller att bygga en helt ny. Här antas dock att en pannorna konverteras. Det antas att resterande torvpellets byts ut mot träpellets i både KVV och i VV (194 GWh) och att det inte sker någon förändring i värmeproduktion, elproduktion eller bränsleåtgång¹⁰¹. Torvpellets antas ha samma pris som torvbriketter och torvbriketter antas vara ca 20% billigare än träpellets¹⁰². Drift- och underhåll antas inte förändras i och med åtgärden. Investeringskostnaden har hämtats från Öresundskraft, men har ökat på eftersom Vattenfall har en större anläggning. Åtgärdskostnaden har med dessa uppskattningar beräknats till 258 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 75 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med data ovan och indata (bland annat bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten.



Återstående koldioxidutsläpp

Efter att ovanstående åtgärder har tillämpats på 2004 års produktion återstår 119 000 ton fossil koldioxid. Den härrör från 1153 GWh avfall i avfallspannan (104 000 ton fossil CO₂), 15 GWh olja i KVV:et (4 000 ton fossil CO₂) och 40 GWh olja i VV (11 000 ton fossil CO₂). Se tabell 2.

⁹⁹ Dessa två antaganden är inte helt sanna. Eftersom de ändå behöver ny effekt och att de befintliga anläggningarna är gamla så skulle de säkert behöva investera i upprustning av befintliga anläggningar samt i exempelvis en ny oljepanna för att klara effektbehovet. Det är dock osäkert hur mycket och därför antas det att det inte skulle ske några alternativa investeringar.

¹⁰⁰ Enligt Ryk (2005) är priset på träpellets 20-25% dyrare än torvbriketter. Utifrån denna uppgift beräknas ett pris på torvbriketterna eftersom det finns referensvärden att använda för träpellets. Torvbriketterna antas vara 20% billigare än träpellets.

¹⁰¹ Antagligen kommer dock effekten på pannan att påverkas en del av att man byter ut det sista av torvpelletsen vilket medför att värmeproduktion, elproduktion och bränsleåtgång kommer ändras om åtgärden genomförs. I beräkningarna antas dock att det inte sker någon förändring.

¹⁰² Enligt Ryk (2005) är priset på träpellets 20-25% dyrare än torvbriketter. Utifrån denna uppgift beräknas ett pris på torvbriketterna eftersom det finns referensvärden att använda för träpellets. Torvbriketterna antas vara 20% billigare än träpellets.

Tabell 2: Om produktionen ändras enligt ovanstående åtgärder utifrån den situation som var 2004 skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell. Den totala värmeproduktionen är lika stor, men elproduktionen har minskat och de olika produktionsenheterna har förändrat sin produktion. Bland annat har avfallspannan ökat sin produktion betydligt. Emissionerna per GWh bränsle har även de fallit kraftigt. Siffrorna är framtagna med antagandet att alla åtgärder ovan genomförs. Det är alltså inte någon prognos av hur den framtida produktionen kommer att se ut.

Antagen produktion efter åtg H1-H3 införts	Värme		Andel		Fossil		Huvudbränsle
	GWh	El GWh	av totala värmepr.	Bränsle GWh	CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	
Vattenfall (Uppsala)	1 763	200	100%	2 082	119	57	
varav avfallspannorna	1 097	0	62%	1 153	104	90	Avfall
varav KVV exkl avfallsp.	446	200	25%	762	4	5	Träp.
varav VV	113		6%	125	11	91	olja
varav VP	99		6%	34	0	0	El
varav elpanna	8		0%	8	0	0	El
Totalt Uppsalas fj. nät.	1 763	200	100%	2 082	119	57	

Presentation av de olika produktionsenheterna

Nedanstående enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att producera efterfrågad värmemängd. De enheter som är billigast att använda är avfallspannorna eftersom de som lämnar hushållsavfall måste betala för att soporna ska förbrännas. Om inte avfallspannorna täcker värmebehovet, vilket inträffar från hösten till våren, så används även KVV och eller värmepumparna. Under de kallast månaderna räcker inte effekten från dessa pannor heller till utan HVC får användas. Under de kallaste dagarna (eller för korta användningsperioder) behövs även den oljebaserade spetslastproduktionen i Boland och Husby.

Boländerna

Tabell 3: Produktionen vid Boländerna 2004 (Vattenfall, 2005a).

	KVV	AVF	GT	HVC	Boland
Installerad tillförd effekt (MW)	800	85			
Avgiven (producerad) värme (GWh)	746	727		123	41
Avgiven (producerad) el (GWh)	338		0,1		
Biobränsle ospecificerat (GWh)	51			7	
Olja, Eo5 (GWh)	23		0,4	16	45
Avfall (GWh)		693			
Torv (GWh)	772			105	
Kol (GWh)	366			6	
Fossila CO ₂ (kton)	427	62	0	47	12

Husbyverket, Elpannor och värmepumpar

Tabell 4: Produktionen vid Husby, elpannor och värmepannor 2004 (Vattenfall, 2005a).

	Husbyverket	El	VP
Installerad tillförd effekt (MW)	170		
Avg. (prod) värme (GWh)	19	8	99
Olja, Eo5 (GWh)	21		
El för direktuppvärmning (GWh)		8	
El till värmepumpar (GWh)			34
Fossila CO ₂ (kton)	6		

Referenser

Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., 2003, El från nya anläggningar – 2003, Elforskrapport 03:14. www.elforsk.se

Kling, 2005, personlig kommunikation med Åsa Kling, Vattenfall i Uppsala

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

Uppsala tidningen, 2005, Uppsala tidningen nr 37, 18-24 september 2005, sid 8.

Vattenfall, 2005a, Vattenfalls miljörapport för de fjärrvärmeproducerande anläggningarna i Uppsala.

Vattenfall, 2005b, Underlag för tidigt samråd - Tillståndsprövning enligt miljöbalken av avfallsförbränningen i Uppsala.

Bilaga om Öresundskrafts nät i Helsingborg

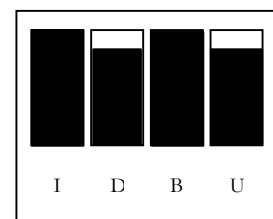
Tabell 1 visar produktionen vid Öresundskrafts fjärrvärmenät under 2004. (Öresundskraft, 2005). Det går även att utläsa de fossila koldioxidutsläppen¹⁰³ och utsläppen per GWh bränsle¹⁰⁴. För jämförelse släpper kol ut 335 ton fossil koldioxid per GWh bränsle¹⁰⁵.

Produktion 2004			Andel	Fossil	ton fossil	Huvud-	
Efter åtg I1, I2 o halva I3	Värme	El	av totala	Bränsle	CO ₂	CO ₂ per	
Före halva I3 och hela I4	GWh	GWh	värmepwr.	GWh	kton	GWh bränsle	bränsle
Öresundskraft (Helsingborg)	659	295	62%	1 062	109	103	
varav KVV Västhamnsverket	562	286	53%	956	107	112	Träp, NG, kol
varav KVV biogas	59	10	6%	86	0	0	Biogas
varav VV Israel	9	0	1%	10	2	232	Olja, NG
varav övriga VV	0	0	0%	0	0		Olja
varav VP	30	0	3%	10	0	0	El
Spillvärme från Kemira	402	0	38%	402	0		Spillv.
Totalt Helsingborgs fj. nät.	1 061	295	100%	1 464	109	75	

Åtgärder gjorda eller möjliga hos Öresundskraft i Helsingborg

I1. Byggandet av lada etc för att kunna minska kolanvändningen (1998)

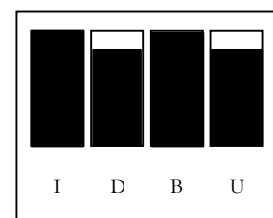
År 1998 byggde Öresundskraft en lagerbyggnad för biobränslen, byggde om hamnen och transportsystemet för att kunna använda biobränslen. Denna åtgärd gjorde att de kunde ställa om från att använt 97 % kol och 3 % olja i ångpannan (Västhamnsverket exklusive gasturbinen) till att använda 64% träpellets, 35 % kol och knappt 1% olja (Snygg, 2005). Den totala bränsleanvändningen år 2004 för ångpannan (Västhamnsverket exklusive gasturbinen) uppgick till ca 830



GWh (Öresundskraft, 2005). Vi antar här att samma värden gällde 1998 och att värme- respektive elverkningsgraderna inte förändrades genom åtgärden. Det innebär att användningen av träpellets ökade med 534 GWh, kol minskade med 515 GWh och olja minskade med 19 GWh. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 596 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 178 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och drift- och underhållskostnader från Öresundskraft har använts¹⁰⁶, men publiceras inte eftersom det är affärskritisk information.

I2. Byggandet av ny kvarn (2003)

Under 2003 installerades en ny kvarn för att kunna öka mängden träpellets ytterligare. En ny kvarn behövdes därför att träpellets är något svårare att mala samtidigt som man måste mala en större mängd träpellets (i volym och vikt) för att få samma energimängd som för kol (Snygg, 2005). Med motsvarande antaganden som ovan innebär denna åtgärd att användningen av träpellets ökade med 53 GWh och kol



¹⁰³ Beräknade utifrån bränslemängderna med naturvårdsverkets emissionsfaktorer (NIR, 2004). Därmed kan i vissa fall dessa fossila utsläpp skilja sig från dem som redovisas av företaget vilka har möjlighet att använda emissionsfaktorer som är bättre anpassade för deras bränslen.

¹⁰⁴ Allt bränsle, både fossilt och icke-fossilt inklusive el för elpannor och värmepumpar.

¹⁰⁵ Det förutsätter att kol har samma värmeverkningsgrad och elverkningsgrad som andra bränslen, vilket dock inte alltid är fallet. Exempelvis har kol högre elverkningsgrad än avfall vilket oftast innebär att kol får lägre värmeverkningsgrad och att det skulle krävas en större mängd bränsle (mätt i GWh) för att producera samma mängd värme.

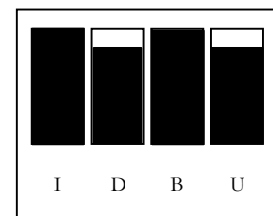
¹⁰⁶ Drift- och underhållskostnaden för oljan har inte erhållits från Öresundskraft och där antas en kostnad på 15 kr / MWh bränsle.

minskade med 53 GWh. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 622 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 18 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och drift- och underhållskostnader från Öresundskraft har använts, men publiceras inte eftersom det är affärskritisk information.

13. Ytterligare en kvarn (2004)

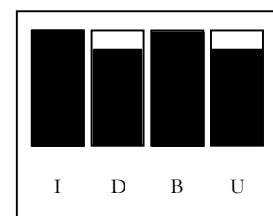
Under 2004 installerades ytterligare en kvarn av samma anledning som föregående åtgärd. Med motsvarande antaganden som ovan innebär denna åtgärd att användningen av pellets ökade med 50 GWh och kol minskade med 50 GWh. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 622 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 17 000 ton fossilt CO₂.

Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och drift- och underhållskostnader från Öresundskraft har använts, men publiceras inte eftersom det är affärskritisk information.



14. Ombyggnation av ekonomiser mm för att klara de ökande rökgasmängderna (2005)

Under 2005 görs en relativt stor ombyggnad av delar av ångpannan för att klara av att ersätta allt kol med träpellets. Träpellets genererar nämligen större rökgasmängder än kol och det ställer andra krav på anläggningen (Snygg, 2005). Med motsvarande antaganden som ovan innebär denna åtgärd att användningen av träpellets ökar med 188 GWh och kol minskar med 188 GWh. Med dessa antaganden har åtgärdskostnaden beräknats till 661 kr / ton fossilt CO₂ och omfattar 63 000 ton fossilt CO₂. Beräkningarna har utförts med ovanstående data samt referensvärden (för exempelvis bränslepriser) från kapitel 3 i huvudrapporten enligt metoden beskriven i metodkapitlet i huvudrapporten. Investeringskostnad och drift- och underhållskostnader från Öresundskraft har använts, men publiceras inte eftersom det är affärskritisk information.



15. Byggandet av gasturbinen (ca 2001)

Öresundskraft byggde en gasturbin i anslutning till sin tidigare anläggning i Västhamnsverket. De samverkar på ett effektivt sätt så att elverkningsgraden kan höjas. Gasturbinen har inneburit att värmeverket Israel och övriga värmeverk har minskat sin produktion rejält. Dock har detta inte inneburit någon minskning av koldioxidutsläppen lokalt. Naturgas som används i gasturbinen har lägre fossila koldioxidutsläpp per MWh bränsle än olja (som används i värmeverken), men eftersom el produceras samtidigt i gasturbinen (med hög elverkningsgrad) så ökar bränsleanvändningen så kraftigt att de totala utsläppen från Öresundskrafts anläggningar ökar något i och med övergången till gasturbinen. Därför beräknas ingen åtgärdskostnad för denna 'åtgärd'. Det är dock möjligt att de globala utsläppen minskade på grund av denna åtgärd.

Återstående utsläpp

Tabell 2: Om produktionen ändras enligt ovanstående åtgärder utifrån 2004 års situation (Tabell 1) skulle produktionen och koldioxidutsläppen se ut som i denna tabell. Ovanstående åtgärder kommer att ha fått fullt genomslag år 2006.

Antagen produktion Efter åtgärd I1-I4	Värme GWh	El GWh	Andel av totala värmepr.	Bränsle GWh	Fossil CO ₂ kton	ton fossil CO ₂ per GWh bränsle	Huvud- bränsle
Öresundskraft (Helsingborg)	659	295	62%	1 062	30	28	
varav KVV Västhamnsverket	562	286	53%	956	27	29	Träp., NG
varav KVV biogas	59	10	6%	86	0	0	Biogas
varav VV Israel	9	0	1%	10	2	232	Olja, NG
varav övriga VV	0	0	0%	0	0		Olja
varav VP	30	0	3%	10	0	0	El
Spillvärme från Kemira	402	0	38%	402	0		Spillv.
Totalt Helsingborgs fj. nät.	1 061	295	100%	1 464	30	20	

Presentation av de olika produktionsenheterna

Öresundskrafts olika enheter används olika mycket på grund av att deras marginalkostnader för att producera värme varierar. Hela tiden sker en optimering för att minimera kostnaderna för att producera efterfrågad värmemängd. Som basproduktion används spillvärmerna från närliggande kemifabrik. När den värmen inte räcker till så används normalt Västhamnsverkets ångpanna som eldas med träpellets (och till sommaren 2005 med kol). För kort driftperioder när man inte vill starta fastbränslepannan eller när elpriset är högt används gasturbinen före ångpannan. Gasturbinen eldas med naturgas och har hög elverkningsgrad. Vid högt elpris kan det därmed bli väldigt billigt (t o m negativ kostnad) att producera värme med gasturbinen. Vid några få kalla vinterdagar eller när de drabbas av oförutsedda stopp så används även värmeverken vid Israel FC. Övriga anläggningar används ytterst sällan och behövde inte alls användas under 2004.

Öresundskraft har nära nog den optimala anläggningen. De producerar el på nästan hela sitt värmeunderlag (förutom spillvärmerna). I och för sig skulle de kunna ha en större naturgasanläggning och producera mer el på samma fjärrvärmeunderlag, men som baslastproduktion är det idag mer lönsamt att ha en fastbränsleeldad panna. De rörliga kostnaderna skulle dock vara billigare om de kunde använda skogsflis istället för träpellets, men det skulle kräva omfattande investeringar.

Öresundskraft har vissa tankar på att bygga ledning ner till havet så att de kan kyla av ett överskott av varmvatten. Det innebär att de skulle kunna köra sina anläggningar i kondensdrift vid höga elpriser.

Västhamnsverket

Tabell 3: Produktionen vid Västhamnsverket 2004 (Öresundskraft, 2005)

	Ångpanna	Gasturbinen	VP
Drifttid (h)	4 730	1 137	1 009
Max avg värmeeffekt (MW)		186	
Max avg eleffekt (MW)		126	
Inst tillf effekt (MW)		352	
Avg (prod) värme (GWh)		592	
Avg (prod) el (GWh)		286	
Träpellets (GWh)		587	
Naturgas (GWh)		124	
Olja, Eo5 (GWh)		6	
Olja, Eo1 (GWh)		3	
Kol (GWh)		237	
Fossil CO ₂ (kton)		107	

Västhamnsverket är baslastanläggningen

Fjärrvärmecentral Israel

Tabell 4: Produktionen vid Fjärrvärmecentralen 2004 (Öresundskraft, 2005)

	FBC	P2	P3	P4, gas	P5
Drifttid (h)	0	84		155	
Inst tillf effekt (MW)	28	45	140	60/160	12
Bränsleslag	Träpellets	Eo5	Eo5	gas/olja o gas	gas/olja
Avg (prod) värme (GWh)		9			
Naturgas (GWh)		6			
Olja, Eo5 (GWh)		4			
Fossil CO ₂ (kton)		2			

Spets- och reservlast anläggning som används mycket mindre sedan gasturbinen byggdes.

Biogasanläggningen

Tabell 5: Produktionen vid Biogasanläggningen 2004 (Öresundskraft, 2005)

	GM 1	GM 2	GP 1	GP2	GT
Drifttid (h)	7739	6976	4075	8385	6476
Max avg värmeeff (MW)	0,75	0,86	4,00	5,00	1,50
Max avg eleff (MW)	0,51	0,66			0,81
Avg (prod) värme (GWh)	59				
Avg (prod) el (GWh)	10				
Biogas (GWh)	86				

Biogasanläggningen ligger vid soptippen och förbränner metan som samlas in därifrån. Man har utökat insamlingen de senaste åren.

Övriga anläggningar

Tabell 6: Produktionen vid övriga anläggningar 2004 (Öresundskraft, 2005)

	FC-Fredriksdal	FC-Ödåkra	FC-Åttekulla	FC-S-ta Maria
Allmänt	Avställd			
Inst tillf eff (MW)	2*14+1*23	2*6	1*5,5+1*11,6	1*11,6

Referenser

NIR, 2005, Benediktsson, G., Feldhusen, K., Mjureke, D., Pettersson, S., Sandberg, T., Staaf, H., Svensson U., and Österberg, K., Sweden's National Inventory Report 2005 – Submitted under United Nations Framework Convention on Climate Change, Swedish Environmental Protection Agency

Snygg, Ulrik, 2005, personlig kommunikation med Ulrik Snygg, Öresundskraft.

Öresundskraft, 2005, miljörapporterna för Öresundskrafts anläggningar år 2004.