



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 12 018

Examensarbete 30 hp
Juni 2012

Lönsamhetsanalys av tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme

Med hänsyn till elprisets variationer

Lovisa Jönsson
Amelie Parrow



UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

Lönsamhetsanalys av tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme

Profitability analysis of techniques for increased electricity generation in CHP plants

Lovisa Jönsson & Amelie Parrow

This thesis aims to examine the viability of various techniques for increased electricity generation in CHP plants and the effect of electricity price fluctuations on the profitability. The techniques examined are fuel dryer, pellet production, methane production, combined methane- and pellet production, seasonal heating storages in caverns and pit heat storages and condensing tail. Using Excel and Matlab, the prerequisites for investment costs, revenues and expenses were calculated. What affects the price of electricity is a combination of economic and technological development, energy prices, economic structure, population changes and weather. Different scenarios for the electricity price were therefore examined. In the base case, the electricity price was given by the Nord Pool electricity price statistics of area three in 2011. Thereafter, WiMo was used to design the electricity scenarios for 2030, which was then applied to the data to obtain the viability of various scenarios. The techniques examined were found to give greater profits to the CHP plant by increasing and optimizing the production of electricity. Methane production and combined methane and pellet production showed good revenue. These investments, however, require large initial capital and are somewhat sensitive to political fluctuations. Fuel drying is essential to invest in the polygeneration techniques but is according to this study, a risky single investment. Seasonal heat storages show signs of becoming a good investment. However, the technology is new and relatively untested. According to this study an investment in a condensing tail is not recommended, since it exhibits non-viability in all cases.

Handledare: Tobias Jakobsson
Ämnesgranskare: Mikael Höök
Examinator: Elisabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTec STS12 018

Sammanfattning

Detta examensarbete syftar till att undersöka lönsamheten i olika tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme. Elpriset, som påverkar intäkterna från den utökade elproduktionen, analyseras särskilt för att påvisa hur lönsamheten i de olika teknikerna påverkas av elprisets variationer. De tekniker som undersöks är bränsletork, energikombinat i form av pellets- och metanproduktion, säsongsvärmelager och kondenssvans. Examensarbetet har utförts i samarbete med Sweco Energuide.

Bakgrunden till rapporten är de förändringar som sker på värme- och elmarknaderna, där ökade krav på energieffektiviseringar i byggnader och utbyggnaden av förnyelsebar elproduktion kan leda till ett minskat värmebehov och mer varierande elpriser. Detta påverkar kraftvärmebranschens lönsamhet och kan leda till ett större intresse för att hitta nya användningsområden för värme och öka intresset för en mer flexibel elproduktion. Övriga faktorer som påverkar lönsamheten identifierades som tekniska förutsättningar, politiska styrmedel samt bränslepriser.

De undersökta teknikerna är:

- Bränsletork med hjälp av bäddtorksteknik. I en bränsletork värms bränslet upp innan det sätts in i pannan. Ett torrare bränsle ökar förbränningstemperaturen och reducerar rökgasflödet, vilket innebär att pannans effektivitet ökar. På detta sätt kan elverkningsgraden ökas samtidigt som det ger kraftvärmeproducenten mer flexibilitet då värmen från kraftvärmeverket antingen kan användas till att torka bränslet eller skickas ut på fjärrvärmenätet.
- Energikombinatsystem som kan producera ytterligare nyttighet, i denna rapport i form av pellets och/eller metan, utöver att producera el och värme. För att framställa pellets och bränsle genom förgasning krävs att bränslet först torkas. Intäkter kan bestå i längre drifttid, ökad elproduktion och försäljning av kombinatet.
- Säsongsvärmelager i form av bergrumslager och groplager. Säsongsvärmelager ökar möjligheten att frikoppla värmeproduktionen från elproduktion genom lagring av värme. Genom att lagra värme när värmebehovet hos fjärrvärmekunderna är lågt kan verket köras på fullast under större delar av året och producera mer el under denna tid. Värme från lagret kan sedan användas när efterfrågan på värme är stor och på så sätt minimera användningen av kostsamma oljepannor.
- Kondenssvans som kopplas på den existerande kraftvärmeproduktionen. Genom att installera en kondensurbin efter den vanliga fjärrvärmeturbinen kan operatören välja mellan att producera både el och värme eller att leda ångan genom kondensurbinen och därmed endast producera el med högre elverkningsgrad. Detta kan vara lönsamt i situationer då efterfrågan på el är hög medan efterfrågan på värme är liten.

Med hjälp av Excel och Matlab har grundförutsättningar för investeringskostnader, intäkter och utgifter räknats ut. I grundfallet har elprisdata använts från NordPools statistik för år 2011. Därefter har programmet WiMo, Swecos egna prognosprogram, använts för att utforma elprisscenarier för år 2030 som sedan applicerats på data för att få fram lönsamheten i olika scenarier.

Att optimera elproduktionen mot elpriset visade sig ge större lönsamhet från elintäkterna i kraftvärmeverk för de undersöka teknikerna. De energikombinattekniker som i denna studie visar god lönsamhet är metanproduktion och kombinerad metan- och pelletsproduktion. Dessa investeringar kräver dock ett stort startkapital och lönsamheten påverkas till stor del av politiska styrmedel och marknadssvängningar. Bränsletork är en förutsättning för att kunna investera i energikombinatteknikerna men är enligt denna studie en riskfylld enskild investering. Säsongsvärmelager har goda förutsättningar att bli en god investering. För att säsongsvärmelager skall vara lönsamt krävs dock att det finns en olje användning på vintern att minimera. Enligt denna studie är en investering i kondenssvans inte att rekommendera då den uppvisar olönsamhet i alla olika fall.

Förord

Vi vill tacka vår handledare på Sweco, Tobias Jakobsson, och vår grupp Energy Markets, ledd av Peter Fritz, för all hjälp och stöd under arbetets gång. Vi vill även tacka vår ämnesgranskare Mikael Höök för många bra tankar och kommentarer kring arbetet. Till slut vill vi särskilt tacka alla som ställt upp på intervjuer, det har varit otroligt givande och vi är mycket tacksamma över att ni tagit er tid att svara på alla våra frågor och låtit oss ta del av er verksamhet.

Lovisa Jönsson & Amelie Parrow

Innehållsförteckning

Ordlista	3
1. Inledning	4
1.1 Syfte	5
1.2 Frågeställning	5
1.3 Avgränsningar	5
1.4 Disposition	6
2. Teknisk översikt	7
2.1 Kraftvärme i Sverige	7
2.2 Elproduktion i ångkraftanläggningar	8
2.3 Tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme	10
2.3.1 Öka värmeunderlaget	10
2.3.2 Förtorkning av bränsle	10
2.3.3 Energikombinat	11
2.3.4 Säsongsvärmelager	14
2.3.5 Kondenssvans	15
3. Samhällsmässig utveckling	17
3.1 Politiska beslut	17
3.1.1 Styrmedel	18
3.2 Värmemarknaden	21
3.3 Bränsletillgång	23
4. Prisutveckling av el	25
4.1 Elmarknadens uppbyggnad	25
4.1.1 Elprisets utveckling	26
5. Metod	29
5.1 Källkritik	29
5.2 Beräkningsmetoder	30
5.3 Antaganden	31
5.3.1 Kraftvärmeverkets utformning	31
5.3.2 Ekonomiska antaganden	32
6. Datainsamling och beräkningar	34
6.1 Förtorkning av bränsle	34
6.1.1 Investeringskostnader för bränsletork	34
6.1.2 Intäkter och utgifter för bränsletork	35
6.2 Energikombinat	35

6.2.1 Gemensamma investeringskostnader för energikombinat.....	36
6.2.2 Investeringskostnader för pelletsproduktion	37
6.2.3 Intäkter och utgifter för pelletsproduktion	37
6.2.4 Investeringskostnader för metanproduktion	38
6.2.5 Intäkter och utgifter för metanproduktion	38
6.2.6 Investeringskostnader för kombinerad metan- och pelletsproduktion	39
6.2.7 Intäkter och utgifter för kombinerad metan- och pelletsproduktion	39
6.3 Säsongsvärmelager	40
6.3.1 Investeringskostnader för värmelager	40
6.3.2 Lagrets värmeinhåll	41
6.3.3 Intäkter för säsongsvärmelager.....	42
6.4 Kondenssvans	45
6.4.1 Investeringskostnader för kondenssvans	45
6.4.2 Intäkter och utgifter för kondenssvans	46
6.5 Scenarier	46
6.5.1 Grundscenario år 2030	47
6.5.2 Mer varierande elpris år 2030.....	48
6.5.3 Ökad och minskad efterfrågan år 2030	49
7. Resultat	51
7.1 Grundfall 2011.....	51
7.2 Resultatsammanställning.....	54
8. Känslighetsanalys	60
9. Analys.....	63
10. Slutsatser.....	68
10.1 Förslag till vidare studier.....	68
Källförteckning	70
Skriftliga källor.....	70
Intervjuer	71
Information från Internet	71
Bilagor	73
Bilaga 1: Grundläggande termodynamik.....	73
Bilaga 2: Åtgärder för att höja elverkningsgraden i kraftvärmeanläggningar.....	78
Bilaga 3: Koderna till Matlabsimuleringarna av säsongsvärmelagret.....	81

Ordlista

Alfavärde – Kvoten mellan producerad el och producerad värme

Bubblande fluidbäddsreaktor/panna – En pannteknik som bygger på att bränslet förbränns i en flytande bädd. Bädden hålls svävande ovanför pannans botten genom att förbränningsluften tillförs underifrån.

Cyklon - Skiljer stoftpartiklar från en luftström och används i industriell rökgasrening

Energikombinat - Anläggning som producerar el, värme och annan nytthet som t.ex. pellets eller biodrivmedel

Gaskombikraftverk - Anläggning som eldas med naturgas och producerar el

Gaskombikraftvärmeverk - Naturgaseldad anläggning som producerar både el och värme

Gengas - En gas som uppstår vid ofullständig förbränning av trä eller kol

Kondenskraftverk - Anläggning som producerar enbart el

Kondenssvans – Teknik för att öka elproduktionen i ett kraftvärmeverk. Tekniken går ut på att en extra kondensator ansluts till den ordinarie mottrycksturbinen.

Kraftvärmeverk - Anläggning som producerar el och värme till fjärrvärmekunder eller industri, till skillnad från ett värmeverk som enbart producerar värme.

Mottrycksanläggning - Anläggning som producerar både el och värme.

MW, Megawatt - Mått på effekt, en miljon joule/s

MWh, Megawattimme - Mått på energi. En anläggning som producerar 1 MW har under en timme producerat 1 MWh energi

Nuvärde - Är det beräknade värdet av en investering framtida intäkter, diskonterat med hänsyn till en given kalkylräntesats

Nuvärdeskvot – Mått på lönsamhet, nuvärdet dividerat med grundinvesteringskostnaden.

RME – Rapsmetylester, används i reningsprocessen för metanproduktion

Rökgaser - Bildas vid förbränning

Rökgaskondensering - Metod för att öka värmeproduktionen i kraftvärmeverk

Skrubber – Används för rening av luftföroreningar som partiklar, svaveldioxid, och tungmetaller i rökgaser från kraftverk eller annan industri

1. Inledning

Kraftvärme är idag en betydande del av den svenska energimixen. Sedan det första kraftvärmeverket i Sverige byggdes år 1948 har tekniken expanderat rejält och elproduktionen från kraftvärmeverk stod år 2010 för 8,8 % av Sveriges totala elproduktion (Energimyndigheten, ER2011:12). Av de 400 fjärrvärmesystem som levererar hälften av Sveriges värmebehov finns cirka 60 system som levererar både el och värme i så kallade kraftvärmeverk. Många av de 340 fjärrvärmesystem som inte levererar el är relativt små och har därför ingen elproduktion (Åberg, 2012). De bränslen som används i kraftvärmeverk dominerades länge av olja, kol och gas men med de senaste årens ökade fokus på koldioxidutsläpp har avfall och biobränslen blivit en allt större del av bränslemixen. År 2010 utgjorde skogsbränsle och avfall tillsammans 63 % av bränslemixen i fjärrvärmesystemen medan olja, kol och naturgas tillsammans stod för 15 % (Svensk Fjärrvärme a, 2012).

Idag står kraftvärmebranschen inför en rad problem. Ett ökat fokus på energieffektivisering av byggnader gör att värmebehovet i framtiden kan minska, samtidigt som värmepumpar blir en allt större konkurrent till fjärrvärmesystemen (Eklund, 2012). Elcertifikat är ett styrmedel som premierat utbyggnaden av kraftvärme, men då det är ett tidsbegränsat stöd kommer många anläggningar att fasas ut de närmsta åren (Svebio m.fl., 2011). Det gör att många anläggningar förlorar intäkterna från elcertifikaten utan att någon av kostnaderna minskar. En annan utmaning för branschen är att hitta bränslen som är både miljömässigt och ekonomiskt lönsamma. Restprodukter från skogsindustrin har blivit populära som bränsle på senare år. Att bli beroende av en annan industri innebär dock en större känslighet för konjunktursvängningar, något som visade sig under den senaste finanskrisen då skogsbränslepriserna sköt i höjden (Eklund, 2012). Samtidigt har hårdare miljökrav på utsläpp gjort att efterfrågan på biobränslen har stigit och därmed ytterligare ökat priserna för dessa. Allt detta har bidragit till att kraftvärmebranschen idag har svårt att hitta möjligheter för att öka lönsamheten.

Samtidigt är det framtida elpriset något som starkt påverkar kraftvärmeproducenternas intäkter. Den övergripande omställningen till förnyelsebara energikällor som vindkraft ger en mer intermittent elproduktion vilket i sin tur kan leda till mer varierande elpriser. Det är därför intressant att undersöka i hur stor utsträckning kraftvärmesystemen kan ha en mer flexibel elproduktion och optimera elproduktionen mot elprisets variationer.

Traditionellt är det värmebehovet hos fjärrvärmekunderna som styr hur mycket el och värme som produceras eftersom värme- och elproduktionen är starkt sammankopplade. Men med tekniker som möjliggör alternativa användningsområden för värmen, kan både el- och värmeproduktion bli mer flexibel. Ett exempel på en sådan teknik är en bränsletork, där värme från kraftvärmeanläggningen torkar bränslet. Det torra bränslet ger sedan en högre verkningsgrad i pannan, vilket ger en större elproduktion. Ett annat sätt att öka intäkterna är att sälja ytterligare en produkt, som exempelvis förädlad biobränsle i form av pellets. Även i detta fall används värme från kraftvärmeverket för att torka och förädla biobränsle. Alternativa biodrivmedel som metan kan också framställas i samverkan med ett kraftvärmeverk, då värme används för att torka råvaran och ånga från produktionsprocessen kan ge en utökad elproduktion. Säsongsvarmelager är en annan teknik för att frikoppla elproduktionen från värmeproduktionen och minimera dyr oljeanvändning. Principen går ut på att lagra värme i vatten under sommar, vår och höst, för att sedan kunna användas på vintern när värmebehovet hos kunderna överstiger den ordinarie kapaciteten för

kraftvärmeverket. Det finns även tekniker för att utöka elproduktionen utan samtidigt öka värmeproduktionen. Ett sådant exempel är kondenssvansen, som går ut på att en kondensator turbin kopplas på efter den ordinarie fjärrvärmeturbinen. På detta sätt kan kraftvärmeproducenten välja att köra i kondensdrift (och kyla bort överskottsvärmen) när elpriset är högt.

Kraftvärmen, som tidigare mest producerat el utifrån rådande värmebehov, står alltså inför flera investeringsbeslut för att kunna möta den framtida marknaden med minskande värmeunderlag och mer varierande elpriser. Det är därför intressant att undersöka vilka tekniker för utökad elproduktion som är lönsamma, samt hur lönsamheten kan komma att påverkas av det framtida elpriset.

1.1 Syfte

Syftet med rapporten är att undersöka lönsamheten för investeringar i ökad elproduktion i kraftvärmeverk och hur den påverkas av elprisets variationer idag och i framtiden. De tekniker som utreds närmare är bränsletork, energikombinat i form av pellets- och metanproduktion, säsongsvärmelager samt kondensdrift.

1.2 Frågeställning

Studien ämnar besvara följande frågeställningar:

- Vilka av teknikerna bränsletork, energikombinat i form av pellets- och metanproduktion, säsongsvärmelager samt kondenssvans är lönsamma med dagens elpriser?
- Vilka av teknikerna är lönsamma vid elprissituationen 2030?
- Hur påverkas lönsamheten för teknikerna av hög efterfrågan på el, låg efterfrågan på el samt mer varierande elpriser?

1.3 Avgränsningar

Detta arbete avser att enligt en enkel modell beskriva investeringspotentialen i olika tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme. Arbetet avser enbart att undersöka tekniker som är kommersiella eller nära kommersialisering. Arbetet undersöker bara tekniker där data finns gällande kostnader för uppförande. Tekniker som redan är installerade på merparten av de svenska kraftvärmeverken som olika tekniker för fjärrkyla och återkylning tas ej upp i denna undersökning då kunskapen kring dessa tekniker redan är väl utbredd. Studiens syftar till att undersöka lönsamheten i en tilläggsinvestering, beräkningarna för kostnader och intäkter förutsätter därmed att det redan finns ett kraftvärmeverk på plats. Lönsamheten för tilläggsinvestering i dessa tekniker kan därmed skilja sig åt jämfört med lönsamheten i att bygga ett nytt kraftvärmeverk där teknikerna är integrerade. Ytterligare en avgränsning gäller att enbart ångcykelbaserade kraftverk undersöks i arbetet vilket innebär att gaskombikraftverk ej ingår i rapporten. De elprisscenarier som undersöks är baserade på elprisdata från 2011 och en prognos framtagna av Sweco Energy Markets för år 2030. Framtidsscenarierna är sedan baserade på prognosen för år 2030 och omfattar inte alla möjligheter för elprisets formation. Endast tre fall är framtagna som representerar ett ökande, ett fallande och ett mer fluktuerande elpris utifrån den givna prognosen. Rapporten har därmed inte till syfte att förutse elprisets utveckling utan endast se hur lönsamheten påverkas för de olika teknikerna vid olika elprissituationer.

1.4 Disposition

I kapitel 2 ges en teknisk översikt över hur ett kraftvärmeverk fungerar samt de tekniker för utökad elproduktion som undersöks. Kapitel 3 behandlar den samhällsmässiga utvecklingen kring kraftvärmen och i kapitel 4 ges en översikt över prisutvecklingen av el och bränsle samt hur den påverkar kraftvärmen.

Om läsaren är insatt i hur teknikerna fungerar och den samhällsmässiga utvecklingen kring kraftvärme kan kapitel 2, 3 och 4 hoppas över för att komma direkt till den utförda undersökningen.

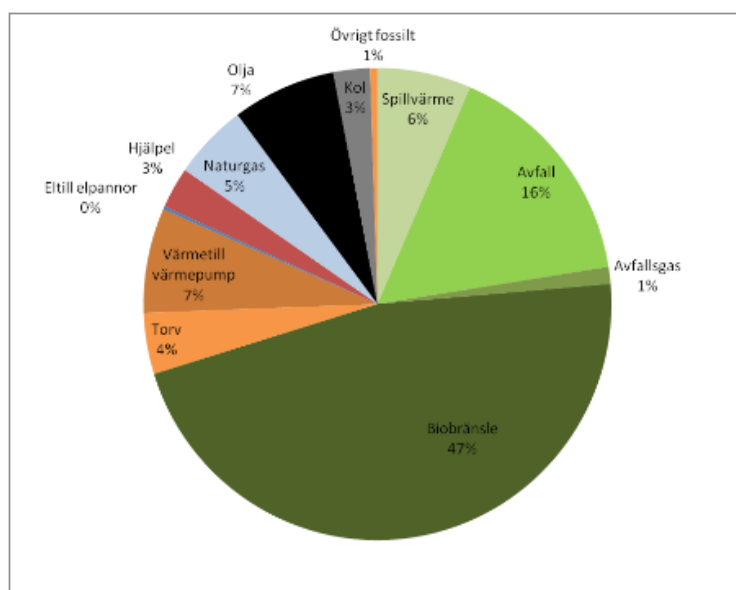
Kapitel 5 beskriver den metod som används och de antaganden som gjorts. I kapitel 6 beskrivs hur datainsamlingen gjorts samt de beräkningar som ligger till grund för resultaten. Resultaten för alla olika elprisscenarier finns i kapitel 7 och följs av en känslighetsanalys över de största påverkansfaktorerna i kapitel 8. Analys och slutsatser finns i kapitel 9 och 10.

2. Teknisk översikt

I detta kapitel ges en teknisk översikt över elproduktion i ångkraftanläggningar och de tekniker som avses undersökas för utökad elproduktion. Teknikerna som undersöks är bränsletork, energikombinat i form av pellets- och metanproduktion, säsongsvärmelager och kondenssvans.

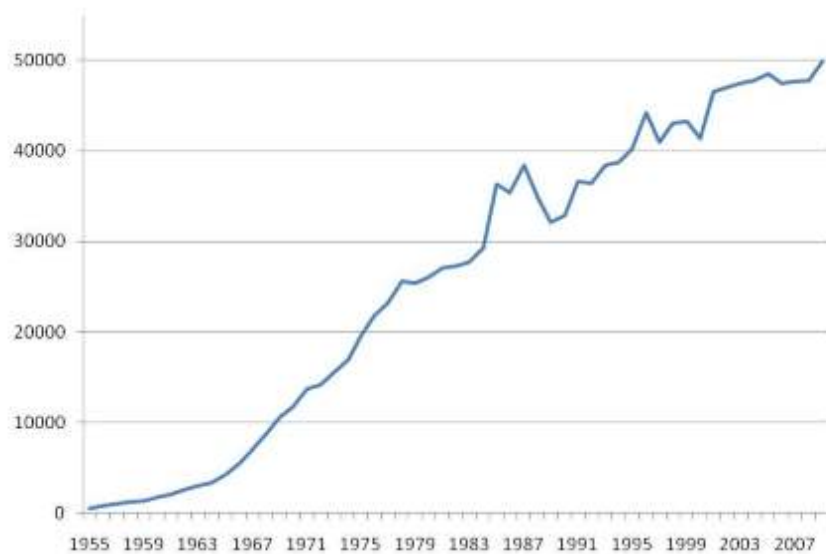
2.1 Kraftvärme i Sverige

Ett kraftvärmeverk producerar både el och värme. Värmen distribueras via fjärrvärmenät till bostadskunder eller till industrier som behöver hett vatten för sina processer medan elen matas ut på elnätet (NE, 2012). Kombinationen av både el- och värmeproduktion medför att totalverkningsgraden för ett kraftvärmeverk kan bli upp till 90 %, medan den för ett kondenskraftverk normalt ligger runt 40 % (Naturvårdsverket, 2005). Verkningsgraden beror till stor del på bränslets kvalitet och på vilka temperaturer och tryck anläggningen klarar av (Alvarez, 2006). I Sverige är biobränsle och avfall de vanligaste bränslena för fjärrvärmeproduktion. I figur 2.1 visas bränslemixen för Sveriges fjärrvärmeanläggningar 2010.



Figur 2.1 Bränslefördelning i fjärrvärmeproduktionen 2010 (Svensk Fjärrvärme a, 2012)

I Sverige har den levererade fjärrvärmen ökat kontinuerligt sedan år 1955, se figur 2.2. Kraftvärmen började i Sverige byggas ut på 1950-talet och det var då elbehovet som styrde utbyggnaden. Detta förändrades med sjunkande elpriser och i dagsläget är elproduktionen till stor del beroende av den värme som finns att skicka ut på fjärrvärmenätet (Eklund, 2012).

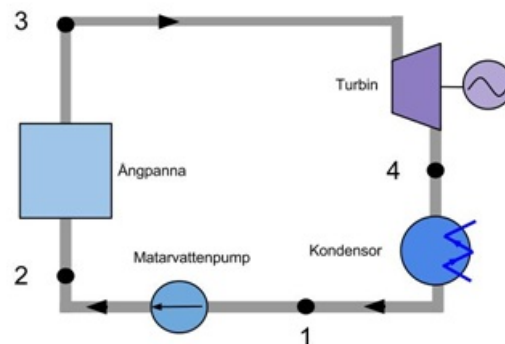


Figur 2.2 Levererad fjärrvärme i Sverige 1955-2009, i GWh. (Svensk Fjärrvärme b, 2012)

2.2 Elproduktion i ångkraftanläggningar

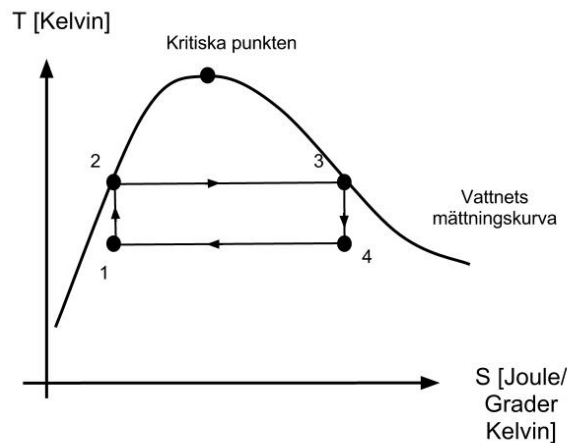
De flesta kraftvärmeverken är ångkraftanläggningar som omvandlar värme till el via ångturbiner. Nedan följer därför en tillämpad beskrivning av hur en ångkraftanläggning fungerar. För en mer detaljerad redogörelse av de termodynamiska begreppen som ligger bakom processen hänvisas till bilaga 1. I bilaga 2 finns sedan förklarade åtgärder som kan höja elverkningsgraden i en ångkraftanläggning.

I en ångkraftanläggning används ett arbetsmedium som är i ångform under den arbetsproducerande delen av processen. Flera vätskor kan användas men den vanligaste är vatten. Därmed är Carnot-processen (se bilaga 1) teoretiskt realiserbar eftersom den isothermiska värmetillförseln och värmebortförseln kan ske genom att vattnet kokar respektive kondenserar (Alvarez, 2006). Figur 2.3 visar en schematisk bild av hur en ångkraftanläggning ser ut, medan figur 2.4 visar den ideala processen i ett TS-diagram. T står för temperatur medan S står för entropi.



Figur 2.3 Schematisk bild över ångkraftsprocessen (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

Figur 2.3 visar hur vattnet cirkulerar i ångkraftsanläggningen. Mellan punkt 2 och 3 förångas vattnet under konstant tillförsel av värme. Ångan leds sedan in i turbinen och utför ett arbete (punkt 3 till 4). Efter turbinen kyls ångan av och kondenserar. Trycket i kondensorn är bunden till kylvattentemperaturen enligt ångtryckskurvan. Efter att ångan kondenserat till vatten pumpas det åter in i ångpannan (Alvarez, 2006).



Figur 2.4 TS-diagram (Alvarez, 2006, egen bearbetning)

I figur 2.4 är även vattnets mättningskurva utritad, vilket betyder att vattnet i punkt 2 är mättad vätska, och i punkt 3 är torr mättad ånga. Den kritiska punkten visar gränsen mellan mättat vatten och mättad ånga. Om punkt 3 hade varit ovanför kurvan, hade detta visat att arbetsmediet är torr överhettad ånga, medan en punkt under kurvan visar att arbetsmediet är fuktig ånga. (Alvarez, 2006)

Beroende på om målet med anläggningen är att producera el, värme eller en kombination av de två, kan ett antal åtgärder utföras för att höja verkningsgraden. I ett kondenskraftverk produceras endast el och målet är därför att få en hög elverkningsgrad. Trycket i kondensorn ska då vara det lägsta möjliga, för att turbinen ska få ut det största möjliga arbetet. Kondenseringstrycket bestäms av kylmediets temperatur och brukar vara cirka 0,02-0,06 bar i ett kondenskraftverk. I ett kraftvärmeverk, där kondensorn är kopplad till fjärrvärmenätet, är det kundernas värmebehov som styr kondenseringstemperaturen. Detta innebär att både tryck och temperatur i kondensatorn är betydligt högre än i ett kondenskraftverk. (Alvarez, 2006)

Verkliga ångkraftsanläggningar skiljer sig en del från den teoretiskt genomförbara Carnot-processen. Det beror på att det finns praktiska begränsningar för turbinen i fråga om fukthalt, vilket innebär problem då avloppsånga (punkt 4 i figur 2.4) ligger i den fuktiga ångans område. Även i kompressionen (punkt 1 till 2) uppkommer praktiska problem då pumpen som ska öka arbetsmediets tryck kräver fullständig kondensation. (Alvarez, 2006)

I ångpannan bildas heta rökgaser som vanligtvis släpps ut i luften. För att tillvarata värmen i dessa kan rökgaserna tas om hand och kondenseras. Det gör att anläggningens totalverkningsgrad ökar samtidigt som föroreningar i rökgaserna kan tas om hand. Metoden kallas för rökgaskondensering. (Naturvårdsverket 2005)

2.3 Tekniker för utökad elproduktion i kraftvärme

Det finns många olika sätt att öka elproduktionen i ett kraftvärmeverk. Vissa innebär att öka värmeunderlaget för att på så sätt kunna ta ut mer el och vissa innebär direkt ökade elverkningsgrader i pannan. Metoder för att öka elverkningsgraden i kraftvärmeverket som förvärmning, mellanöverhettning och överhettare går igenom i bilaga 2. I detta avsnitt avhandlas metoder för att öka elproduktionen genom att öka värmeunderlaget samt kondenssvans som innebär en ökad elverkningsgrad.

2.3.1 Öka värmeunderlaget

I kraftvärmeverk är värme- och elproduktionen kopplade till varandra eftersom fjärrvärmetemperaturen styr kondenseringsstrycket efter turbinen. För varje MWh energi som omvandlas genom förbränning av bränsle produceras cirka en tredjedel el och två tredjedelar värme. Behoven av el och värme är dock oberoende av varandra, vilket leder till att produktionen ofta styrs efter ett av behoven. Som tidigare nämnts är det oftast värmebehovet som styr i Sverige och elproduktionen anpassas därefter. Detta beror på att elpriset legat relativt lågt och det har därför inte varit lönsamt att finna sätt att öka värmeunderlaget enbart i syfte att producera mer el. År 2006 var dock ett undantag då elpriserna på Nord Pool var så pass höga att det var lönt att hålla kraftvärmen igång genom att kyla bort värmen till luft, vattendrag eller hav (Zinko & Gebremedhin, 2008). Energieffektiviseringar som minskar det befintliga värmeunderlaget kombinerat med ett högre elpris kan leda till ett större intresse för att hitta nya användningsområden för värme och därmed kunna producera mer el. Några metoder som används för att öka värmeunderlaget är att tillverka biodrivmedel, pellets eller torka det egna bränslet. Energilager är ett annat sätt att öka elproduktionen; principen går ut på att lagra värmen när värmebehovet är litet (till exempel på sommaren) för att sedan utnyttja värmen då värmebehovet stiger. Med ett energilager kan kraftvärmeverket köras mer beroende på elpris istället för värmeunderlag. En annan fördel är att kraftvärmeverket kan köras på fullast en större del av året.

2.3.2 Förtorkning av bränsle

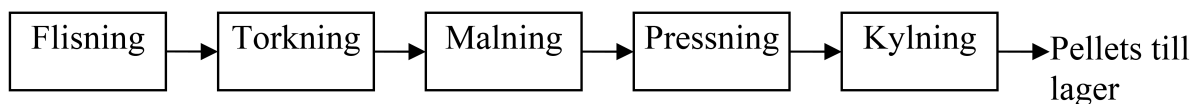
Bränsletorkning innebär att bränslet förvärms innan det sätts in i pannan. Detta för att bli av med fukt och därmed höja verkningsgraden. Ett torrare bränsle innebär ökad förbränningstemperatur i pannan och minskad rökgasvolym vilket innebär att pannverkningsgraden ökar. Torkprocessen kan genomföras på flera sätt, genom exempelvis bäddtorkning, fluidbäddstorkning eller strömtorkning. Enligt Rodin m.fl., (2012) är den mest fördelaktiga metoden bäddtorkning då den ger en utökning av fjärrvärmeunderlaget och är en robust teknik. Flera rapporter visar att förtorkning av biobränsle kan ge ett betydligt högre elutbyte. Enligt Berntsson m.fl. (2010) kan elverkningsgraden för en kraftvärmeanläggning med förtorkning överstiga 40 %, vilket är i klass med ett kondenskraftverk. Förtorkning innebär fördelar i form av ett ökat effektivt värmevärde per kilogram torrs substans och därigenom ett mer effektivt utnyttjande av bränslet för elproduktion, ett ökat värmeunderlag och därigenom möjlighet till ökad elproduktion. Beräkningar på ENA Energi AB:s kraftvärmeanläggning med integrerad bäddtork visade att ökad elproduktion med 10 % var möjlig vid torkning från 50 % till 38 % fukthalt i bränslet. Lönsamheten för förtorkning av bränsle är dock starkt beroende av kvoten mellan intäkten på elen och priset på bränsle (kr/MWh). Enligt Berntsson m.fl. (2010) ska denna kvot överstiga två för att förtorkning ska vara lönsamt. Jönsson m.fl. (2010) menar dock att elpriset bör vara betydligt högre om förtorkningen avser grot (grenar och toppar) som kan användas antingen som bränsle eller som pellets till försäljning. Grotpellets innehåller dock mer föroreningar än sågspåns pellets och har därför en något snävare kundkrets.

2.3.3 Energikombinat

Energikombinat innebär att verket förutom att tillverka el och värme även tillverkar ytterligare en nytting i form av exempelvis pellets eller olika biodrivmedel. För att kunna producera pellets eller drivmedel genom förgasning krävs att bränslet först torkas. En investering i denna typ av energikombinat kräver alltså först en investering i en bränsletork. Inkomsterna kan bestå i längre driftsäsong, utökad elproduktion samt försäljning av kombinatet.

2.3.3.1 Pelletsproduktion

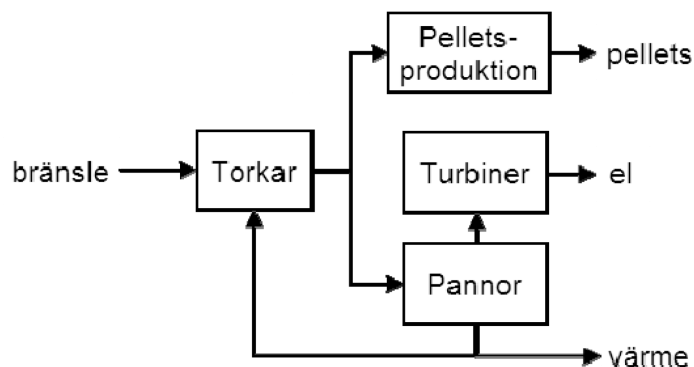
Pellets tillverkas av trä som flisas och mals till lämplig storlek. Flisen måste torkas till en fukthalt på 10-15 % för att pelleteringsprocessen ska fungera optimalt. När sågspånet lämnar torken mals det med en hammarkvarn till ett grovt pulver med en kornstorlek på maximalt 3 mm. Därefter omvandlas pulvret till pellets med en diameter på runt 8 mm. För att förbättra stabiliteten kyls pelletsen med luft i en värmeväxlare. I figur 2.5 kan ett blockschema för pelletsproduktion ses.



Figur 2.5 Blockschema för pelletsproduktion (Rodin m.fl., 2012)

En rapport från Swedish Environmental Research Institute, IVL, påvisar att processen för pelletstillverkning kräver en värmeförsörjning på 20 % av pelletsens slutliga energiinnehåll. Processen kräver även el motsvarande 4 – 8 % av det slutliga energiinnehållet i pelletsen. I denna studie har den färdiga pelletsen en fukthalt på 8 %.

Merparten av den pellets som produceras i Sverige utnyttjas under vinterhalvåret. En anläggning som producerar pellets under hela året kommer därför också att behöva ha ett relativt stort lager (Hagberg m.fl., 2009). Den tork som krävs för att torka flisen utgör ytterligare ett värmeunderlag för kraftvärmepannan och medför därmed möjligheter till utökad elproduktion även under den varmare delen av året. Eftersom processen kräver en viss tillförsel av el, kan elnettot vara både positivt och negativt beroende på pelletsanläggningens uppbyggnad och om en turbin ingår i processen. En mindre mängd ånga av lågt tryck ingår också i processen. Den pellets som tillverkas kan säljas eller användas i egna värmeproduktionsanläggningar. (Rodin m.fl., 2012) Figur 2.6 visar en schematisk bild över hur ett kraftvärmeverk med pelletsproduktion fungerar.

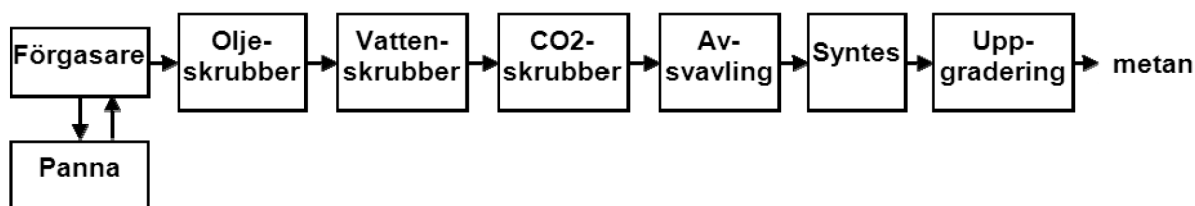


Figur 2.6 Kraftvärmeverk med pelletsproduktion (Rodin m.fl., 2012)

År 2008 fanns 94 pelletsfabriker i Sverige. Cirka 50 producenter tillverkade mindre än 5 000 ton pellets/år medan sex storproducenter tillverkade mer än 100 000 ton pellets/år (Bioenergitidningen, 2008). Den största producenten SCA BioNorr i Härnösand tillverkade 180 000 ton pellets år 2011 (SCA, 2012).

2.3.3.2 Metanproduktion

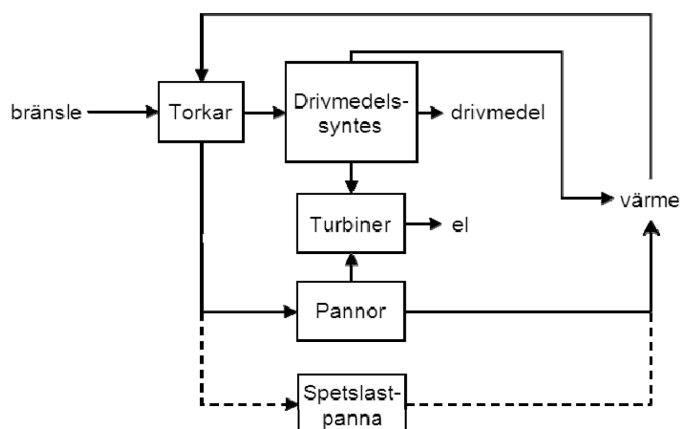
Förgasning av biomassa och efterföljande syntes kan vara basen till produktion av många olika biodrivmedel som metan, metanol, DME, Fischer-Tropsch-diesel och vätgas. I detta projekt studeras produktion av metan. Förgasning av ett bränsle för gengasproduktion sker i en understökiometrisk (fet) miljö. Ur fasta, flytande eller gasformiga bränslen fås en gas som i huvudsak består av vätgas, kolmonoxid, koldioxid, vattenånga och metan. Gasen består också av partiklar, tjäror och mindre mängder svavelgaser, kväveinnehållande gaser och klorgaser. De förstnämnda ämnena kan användas för produktion av drivmedel, de sistnämnda måste renas bort för att inte skada drivmedelsproduktionsprocessen. Det finns olika sätt att rena processgasen på och uppgradera den till drivmedel, i denna rapport används den process som togs fram för beräkningar kring metangasproduktion i Rodin & Wennberg (2010). Trädbränslet i form av flis med en fukthalt på 10 % matas in i förgasaren, som är en bubblande fluidbäddsreaktor. Gengasen passerar därefter en cyklon där merparten av partiklarna separeras. Efter cyklonen sänks temperaturen i en kylare. Gasen renas därefter från tjära i fyra tjärskrubbar, därefter renas den från vattenlösliga ämnen som ammoniak och väteklorid. I denna undersökning är det RME, rapsmetylester, som används som skrubberolja vid rening av tjäror i gasen. Nästa steg är att ta bort svavelväte och merparten av koldioxiden. Därefter sker en metansyntes där temperaturen sänks succesivt. Efter reaktorerna kondenseras vatten ut i en kondensor. Processgasen som nu består av metan och små mängder vätgas, kolmonoxid och koldioxid, passerar ytterligare en aminskrubber, som tar bort koldioxiden. Därefter torkas gasen genom att vattnet absorberas på torkmassa. (Rodin m.fl., 2012) I figur 2.7 kan ett blockschema för metanproduktionen ses.



Figur 2.7 Blockschema för metanproduktion.(Rodin m.fl., 2012)

På samma sätt som för pelletsanläggningen medför en drivmedelproduktionsanläggning ett utökat värmeunderlag då en bäddtork driven av värme av låg temperatur används för att torka flisen till lämplig fukthalt. Förutom att producera drivmedel genererar förgasningsanläggningen också ånga och värme. Ångan kan användas för elproduktion. Det är främst vid kylning av den varma gengasen från förgasningsreaktorn samt vid metansyntessteget som högtrycksånga kan produceras. I övrigt kan vatten med fjärrvärmetemperatur produceras. I processen åtgår både el, kylvatten och ånga av lägre tryck. Sammantaget är förgasningsanläggningen (exklusive tork) en nettoproducent av värme. Denna värme kan antingen användas till fjärrvärme eller för att torka trädbränsle. Det krävs ungefär lika mycket värme för torkning av bränslet till förgasaren, som den mängd fjärrvärme

som kan utvinnas ur drivmedelproduktionsanläggningen. Figur 2.8 visar hur ett kraftvärmeverk med drivmedelsproduktion schematiskt fungerar.

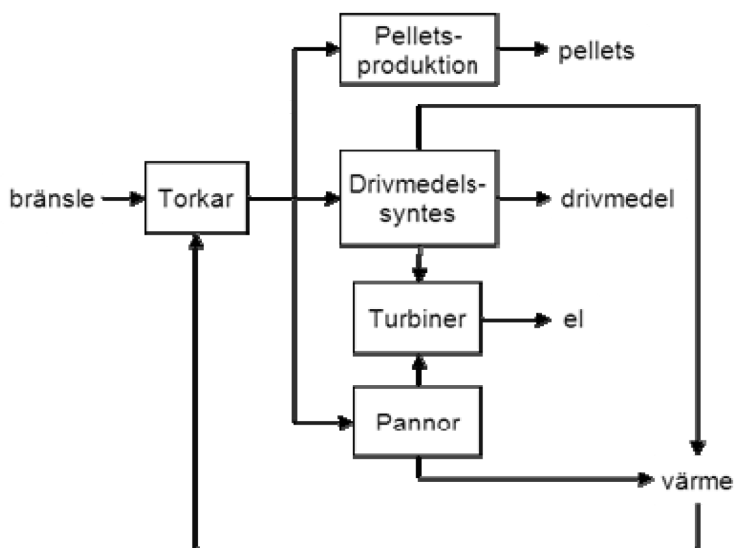


Figur 2.8 Kraftvärmeverk med drivmedelsproduktion. (Rodin m.fl., 2012)

Ett pågående biogasprojekt är GoBiGas som är Göteborg Energis satsning på produktion av biogas genom förgasning av biobränsle och spill från skogsbruk. Göteborg Energi räknar med att år 2020 kunna producera 1 TWh biogas, vilket motsvarar drivmedel till cirka 100 000 bilar. En fördel med biogas är att den kan användas i det befintliga gasnätet för distribution vilket kan vara fördelaktigt i sydvästra Sverige där gasnät finns. (Göteborg Energi, 2012)

2.3.3.3 Kombinerad pellets- och metanproduktion

I denna rapport studeras även storkombinat i form av kombinerad pellets- och metanproduktion. Storkombinat innebär en större investering men har i flera fall visat god lönsamhet (Rodin m.fl., 2012). I figur 2.9 kan en schematisk bild över hur en kombinerad pellets- och metanproduktion kan se ut. Teknikerna för att tillverka metan och pellets är desamma som beskrivits i föregående stycken. Verket behöver dock bara investera i en bäddtork som kan torka bränslet till både pellets- och metanproduktionen.

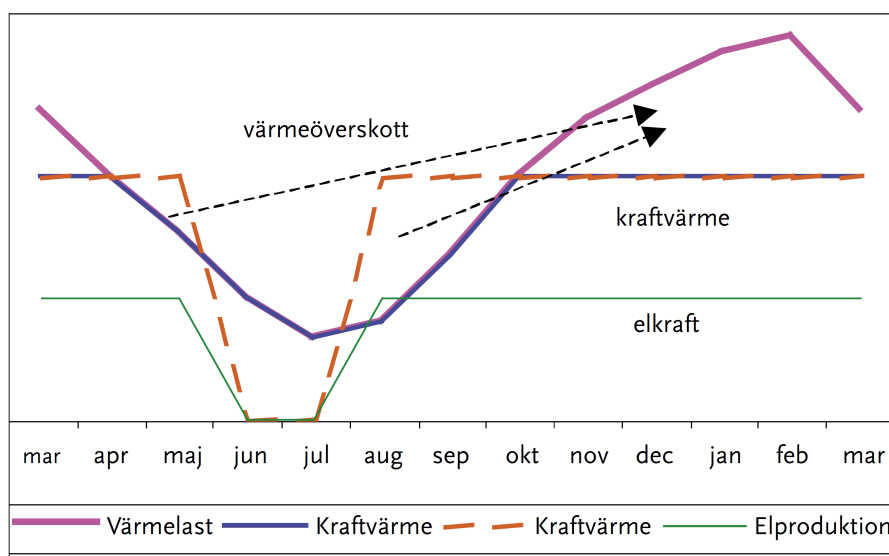


Figur 2.9 Kraftvärmeverk med pellets- och drivmedelsproduktion. (Rodin m.fl., 2012)

2.3.4 Säsongsvärmelager

Säsongsvärmelager ökar möjligheten att frikoppla värmeproduktionen från elproduktionen genom lagring av värme. Genom att styra elproduktionen till tider med höga elpriser kan ekonomiska vinster göras. Samtidigt kan värme från lagret användas när effektbehovet är som högst och på detta sätt minimera dyr spetslastproduktion. Många kraftvärmeverk har idag korttidsvärmelager i form av ackumulatortankar som kan lagra varmvatten. De största ackumulatortankarna i Sverige har en storlek på ca 50 000 m³ (Zinko & Gebremedhin, 2008).

Med långtidsvärmelager menas ett värmelager som kan behålla lagrat varmvatten med god värmekvalitet i upp till ett halvår. Långtidslagring är mest intressant under sommaren då värmebehovet är litet. Under vintern kan sedan lagret användas för att ersätta toppeffektpannorna i verket. Dessa är ofta oljepannor så verket kan därmed minska användningen av fossilt spetsbränsle vintertid. Principen för hur ett säsongsvärmelager kan minimera spetslast under vinterhalvåret visas i figur 2.10.



Figur 2.10 Principbild över hur ett långtidsvärmelager kan användas. (Zinko & Gebremedhin, 2008)

Värme kan lagras i olika medier; i vatten, berg, mark eller i någon kemisk förening. När det gäller stora mängder värme är det i dagsläget endast intressant med vatten eller mark/berg för lagring. Kemiska värmelager är under utveckling men inga ekonomiska lösningar finns ännu i större system (Zinko & Gebremedhin, 2008). I denna rapport undersöks två alternativ för värmelagring i vatten; bergrum och groplager. Vilken typ av lager som är mest fördelaktigt beror till stor del på platsspecifika geologiska förutsättningar.

För att ett värmelager ska vara lönsamt krävs att den extra elen plus den insparade topplastdriften under vintern kan finansiera värmelagret. Enligt en kartläggning av Zinko och Gebremedhin (2008) finns den bästa ekonomin i system där oljepannor används som topplast. De två tekniker för långtidsvärmelager på över 100 000 m³ som bedöms vara intressanta för kraftvärmesystem är enligt Zinko och Gebremedhin (2008) bergrum och borrhålslager. Med dessa tekniker kan värmelagringsvolymerna på upp till flera miljoner m³ uppnås. I denna rapport studeras enbart bergrumslager och inte borrhålslager.

Groplager är en relativt ny teknik för stora värmelager, men intressant då det nu ingår i ett pilotprojekt i Marstal, Danmark. Där byggs ett 75 000 m³ stort groplager tillsammans med solpaneler och småskalig kraftvärme. (Töcksberg, 2012)

2.3.4.1 Säsongsvärmelager i bergrum

För att lagra varmt vatten i bergrum kan antingen befintliga oljebergrum konverteras eller helt nya bergrum byggas. Bergrumslager är framförallt intressant för stora lager eftersom berg har ett högt värmeledningstal. Detta innebär att ett litet lager får för stora värmeförluster i förhållande till den mängd värme som kan lagras (Jönsson, 2011) Förlusterna minskar dock drastiskt de första 5-6 åren, varpå de första åren får ses som en uppstartsperiod då bergrummet intill det heta vattnet även laddas upp. Om säsongslagret är kopplat till en kraftvärmeanläggning med avfallsförbränning kan överskottsvärmen från denna användas för att värma upp lagret de första åren, tills förlusterna minskat till en rimlig nivå (runt 30 %). (Zinko & Gebremedhin, 2008)

I Sverige finns runt 140 anläggningar för att lagra olja i bergrum. De ägs huvudsakligen av staten och byggdes för beredskapslagring under kalla kriget. Idag håller många av dessa på att avvecklas då det 1994 togs ett beslut om att avveckla den statliga civila beredskapslagringen. De bergrumslager som inte ägs av staten är ägda av landstig, kommuner eller privata energibolag. Drygt hälften av bergrummen är så kallade oinklädda bergrum vilket innebär att oljan lagras direkt på grundvattenytan. Resterande bergrum har stålcisterner som byggts in i berget. Storleken på de oinklädda bergrummen ligger mellan 50 000 och 2 000 000 m³ (Sandborg, 2006).

2.3.4.2 Säsongsvärmelager i gropar

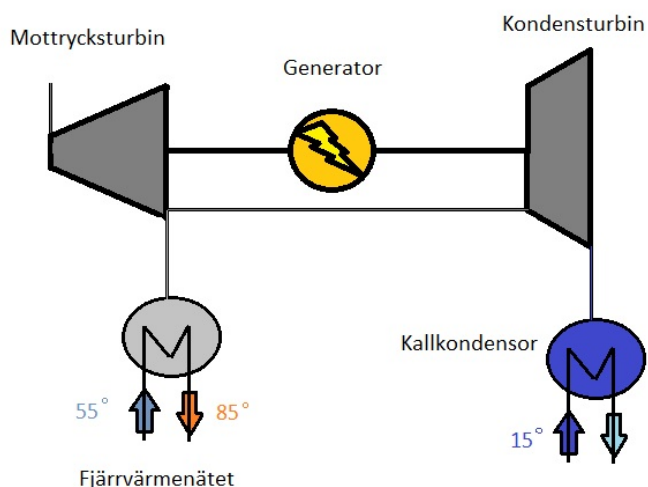
Groplager är en slags stor bassäng i marken där uppvärmt vatten lagras. Marken används för både uppbyggnad och isolering. Gropen kan antingen grävas eller sprängas fram. När bassängen är fylld med vatten läggs ett flytande lock på. Locket kan vara gräsbevuxet och bli en naturlig del av omgivningen. Geologiska förutsättningar begränsar dock var groplager kan byggas. (Jönsson, 2011; Töcksberg, 2012)

2.3.5 Kondenssvans

Kondenskraft används främst som reservkraft i Sverige då ordinarie elproduktionskapacitet inte räcker till på grund av stor efterfrågan eller vid störningar i kraftverk. Till skillnad från kraftvärmeverk producerar ett kondenskraftverk enbart el. Internationellt sett drivs kondenskraftverk med olika sorters bränslen men främst används kol, olja och naturgas. I Sverige används huvudsakligen olja. Sedan 1998 har flera kondenskraftverk i Sverige tagits ur drift på grund av olönsamhet. Detta främst på grund av konkurrensen med kolbaserad elproduktion i grannländerna som inte har samma miljöavgifter som i Sverige. I Sverige krävs också reningsutrustning som minskat de ekonomiska möjligheterna att konkurrera på den öppna elmarknaden. (Frisk, 2012) I Danmark används kondensdrift i större utsträckning än i Sverige. Där har avsaknaden av kärnkraft och vattenkraft lett till att en stor del av elproduktionen kommer från kraftvärmeverk. Danmark har också valt att satsa på en stor utbyggnad av vindkraft vilket kräver bra regleringsmöjligheter för att hålla elproduktionen på en jämn nivå. Kraftvärmen har därför utvecklats för att bättre följa elpriset och köras i kondensdrift. (Just Nielsen, 2012)

I detta arbete undersöks inte rena kondenskraftverk utan kraftvärmeverk som har möjlighet att slå om till kondensdrift. Genom att installera en kondensator efter den vanliga mottrycksturbinen kan operatören välja att antingen låta ångan kondensera direkt efter

mottrycksturbinen (och producera både el och värme) eller att leda ångan genom kondensturbinen och därigenom producera enbart el till en högre elverkningsgrad. Detta kan vara lönsamt i lägen då elbehovet och elpriset är högt samtidigt som värmebehovet är litet. Tekniken kallas för kondenssvans och illustreras schematiskt i figur 2.11. För att det ska vara möjligt att lägga till en kondenssvans i ett existerande kraftvärmeverk är det viktigt att det finns fysisk plats för kondensturbinen och att generatoren har tillräcklig kapacitet för den extra elproduktionen. Även kylutrustningen och avloppet för den kondenserade ångan måste ha tillräckligt med fysisk plats. Det finns vissa invändningar mot att installera kondensmöjligheter i ett kraftvärmeverk. Ur ett energieffektivitetsperspektiv kan hävdas att det är slöseri med bränsle då spillvärmen i kondensdrift inte tas tillvara utan kyls bort i ett kyltorn eller i intilliggande vattendrag (Mazur, 2012).



Figur 2.11 Schematisk bild över ett kraftvärmeverk med kondenssvans. Temperaturerna i bilden är schablonmässiga och inte baserade på ett specifikt fall. (Bearbetning av skiss från Mazur, 2012).

Även om kondenssvans inte är en utbredd teknik i Sverige idag är det flera kraftvärmeproducenter som väljer att köra anläggningen när elpriset är högt och kyla bort fjärrvärmen. Om höga elpriser sammanträffar med ett litet värmebehov hos kunderna kan det vara lönsamt att göra på detta sätt, trots att uppemot två tredjedelar av bränslets energiinnehåll då kyls bort. Tekniken kallas för återkylning och utnyttjas främst på sommaren när värmebehovet är litet. Speciellt avfallseldad kraftvärme som måste hållas igång även sommartid körs på detta sätt. (Berntsson 2012, Mazur, 2012).

En annan teknik för kondensdrift, som inte undersöks vidare i denna rapport, är gaskombikondens. Med denna teknik blir elverkningsgraden högre jämfört med konventionella ångcykler. I sydvästra Sverige finns ett naturgasnät som försörjer ett antal gaskombikraftverk med bränsle. Ett exempel på det är Öresundsverket i Malmö som är ett gaskombikraftvärmeverk som har möjlighet att ställa om till kondensdrift. I Öresundsverket finns en gasturbin där gasen förbränns och genererar el. De heta rökgaserna värmer sedan vatten till ånga som passerar genom en ångturbin. På detta sätt kan elverkningsgraden uppgå till 58 % av bränsleenergin. Det kan jämföras med konventionella kolkraftverk med endast ångcykel som har en verkningsgrad på 40-45 %. (Tullgren, 2012; Båfält, 2012; EON Värmekraft Sverige AB, 2012).

3. Samhällsmässig utveckling

Förutsättningarna för kraftvärme påverkas i hög grad av hur samhället utvecklas. Även om de tekniska förutsättningarna är viktiga är det samhällseliga faktorer som styrmedel, elpris, bränslepris och värmemarknaden som avgör hur lönsam verksamheten blir. Därför går faktorer som styrmedel, värmemarknaden samt bränsletillgång igenom i detta kapitel. Elpriset och dess mekanismer har dock fått ett eget kapitel (kapitel 4) då det har en mer direkt påverkan på intäkterna för de tekniker som denna studie undersöker.

Dagens politik är inriktad på försörjningstrygghet, reducering av koldioxidutsläpp samt minskning av användningen av fossila bränslen. Dessa mål har utformat olika styrmedel som till exempel elcertifikathandeln och handel med utsläppsätter. Styrmedel kan ha oförutsedda effekter och det är därmed svåra verktyg att använda. Det kan ibland uppstå situationer där ett styrmedel gynnar ett mål men samtidigt motverkar ett annat (Rydén m.fl., 2006). De är därför viktiga att utvärdera i förhållande till kraftvärmebranschen och dess konsekvenser för kraftvärmens utbyggnad och val av bränsle.

3.1 Politiska beslut

Energi är en viktig del av all ekonomisk aktivitet i samhället och utan leveranssäkerhet och överkomliga priser, som är viktigt för bland annat den energiintensiva industrin, skulle det sätt vi lever på idag inte vara möjligt. Speciellt i de nordiska länderna är elindustrin en integrerad del av produktionen av elintensiva produkter som stål, aluminium, papper och pappersmassa. Utan en stor mängd elektricitet till överkomliga priser skulle denna industri inte kunna existera. I Sverige är energipolitiken uppbyggd på samma tre grundpelare som EU:s energisamarbete, vilka är konkurrenskraft, hållbarhet och försörjningstrygghet. Lagstiftning inom energi- och klimatområdet i Sverige bygger därmed till stor del på förordningar och direktiv som kommer från EU. Under 2011 har ett antal lagar och lagförslag tillkommit, inom bland annat el- och gasmarknaderna, elcertifikatsystemet och transportsektorn. (Energimyndigheten, 2011)

År 2007 sattes 20/20/20-målen för energi, resurseffektivitet och innovationer upp inom EU. Målen innebär att EU:s utsläpp av växthusgaser ska minska med 20 % jämfört med 1990 års nivå, minst 20 % av EU:s energianvändning ska komma från förnybara energikällor jämfört med dagens 8,5 % samt att energieffektiviteten ska förbättras och primärenergianvändningen minska med 20 % jämfört med prognoserna. Allt detta ska ske fram till år 2020. Energieffektiviseringsmålet är dock än så länge inte bindande. I Sverige har ambitionen ytterligare höjts för målen och vilket innebär att andelen förnybar energi ska uppgå till minst 50 % av den totala energianvändningen. Det finns även ett mål som säger att de svenska utsläppen av växthusgaser ska minska med 40 % jämfört med år 1990. Målen omfattar verksamheter utanför EU:s system för handel med utsläppsätter. Visionen är att Sverige år 2050 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser i atmosfären. Sverige är redan på god väg med en del av målen som satts upp, till exempel var Sveriges andel förnybar energi 33 % år 1990 för att år 2009 ha ökat till 47 %. (Energimyndigheten, 2011)

Målen påverkar i stor utsträckning den utveckling som sker inom kraftvärmebranschen. Val av bränsle, pannor och reningssystem påverkas direkt av kraven på förnyelsebart bränsle och minskade växthusgasutsläpp. Tillförseln av biobränslen, torv och avfall har ökat med drygt 230 % sedan år 1970. Insatt bränsle för fjärrvärmeproduktion uppgick till 68 TWh år 2010

varav bibränslen, torv och avfall stod för den största andelen på 47 TW (Energimyndigheten, 2011). Energieffektiviseringen påverkar också kraftvärmens på så sätt att en del av det el- och värmeunderlag som funnits kan försvinna i och med att effektiviseringar görs och nya mer energieffektiva hus byggs.

3.1.1 Styrmedel

Styrmedel brukar delas upp i fyra olika huvudgrupper efter hur de fungerar. Dessa är administrativa, ekonomiska, informativa och forskningsbaserade styrmedel och kan ses i tabell 3.1. De administrativa styrmedlen är tvingande av sin natur och innebär förbud eller påbud instiftade av politiska eller administrativa organ. De kan vara tekniska, som påbud att använda ett visst bränsle, eller kvantitativa som till exempel utsläppsvillkor. Ekonomiska styrmedel kännetecknas av skatter, subventioner och pant. Dessa styrmedel verkar genom att påverka priset på en vara, som i sin tur påverkar individer och företags beteende vid inköp. Informativa styrmedel verkar för att åstadkomma attityd- och beteendeförändringar. Information fungerar ofta som komplement till ekonomiska och administrativa styrmedel. I ett långsiktigt perspektiv används också forskning och utveckling för att ge teknisk utveckling och kunskap om effekter av olika förändringar. (Energimyndigheten, 2011)

Tabell 3.1 De fyra olika typer av övergripande styrmedel som används med några exempel.

Administrativa	Ekonomiska	Information	Forskning
Regleringar	Skatter	Upplysning	Forskning
Gränsvärden för utsläpp	Stöd, bidrag, subventioner	Rådgivning	Utveckling
Långsiktiga avtal	Handel med utsläppsrätter	Utbildning	Kommersialisering
Miljöklassning	Handel med certifikat		Upphandling
Krav på bränsleval och energieffektivitet	Pant		Demonstration

Källa: Energimyndigheten, 2011

För att nå de mål som satts upp gällande energi- och klimatpolitiken används en mängd olika styrmedel. Exempel på ekonomiska styrmedel är elcertifikat, olika skatter och handeln med utsläppsrätter. Handeln med utsläppsrätter tas inte upp vidare i denna rapport då den inte direkt påverkar investeringen i de tekniker som undersöks. Utsläppsrätter påverkar dock den totala intäkten för ett kraftvärmeverk om verket får rätter tilldelade som de kan sälja eller inte. Administrativa styrmedel är till exempel olika typer av reglering och som kompletterande styrmedel används också ofta information och forskning. Följande stycken beskriver olika styrmedel som påverkar kraftvärmens och dess utveckling.

3.1.1.1 Skatter

Så gott som all energi är belagd med en allmän energiskatt som tas ut på olika sätt i konsument- eller producentled. Energiskatterna har ökat det senaste decenniet, främst beroende av den gröna skatteväxlingen som genomfördes 2001. Energiskatt är egentligen ett samlingsnamn för olika punktskatter som tas ut på bränslen och elkraft. Till en början var energiskatternas primära syfte att bidra till finansieringen av offentlig verksamhet. Sedan början av 1990-talet har dock energibeskattningsens miljöprofil stärkts, bland annat genom koldioxidskatten som infördes vid årsskiftet 1990-1991 (ESV, 2012). Idag är meningen med energiskatten att den ska bidra till en effektivare energianvändning, gynna användning av biobränslen, skapa drivkrafter för att minska företagets miljöbelastning samt skapa förutsättningar för inhemsk produktion av el. Sedan Sverige gick med i EU har en anpassning genomförts till gemenskapens bestämmelser och ramarna sätts huvudsakligen i energiskattedirektivet. Skatterna varierar beroende på om bränslet används för uppvärmning

eller som drivmedel och om bränslen används av hushåll, industri eller i energiomvandlingssektorn. För el varierar skatterna beroende på vad elen används till och om användningen sker i norra eller södra Sverige. Det förekommer även skatteutgifter på statsbudgetens inkomstsida. Exempel på skatteutgifter är energiskattebefrielsen för biobränslen och torv (Energimyndigheten, 2011). De flesta bränslen omfattas dock av den allmänna energiskatten och baseras bland annat på energiinnehållet. Andra skatter är koldioxidskatten, svavelskatten och oljeskatten. Miljöavgift är ytterligare en del som gäller utsläpp av kväveoxider. Avgiften är dock statsfinansiellt neutral och återbetalas i proportion till respektive anläggnings nyttiggjorda energi. Det innebär att endast de som har störst utsläpp per producerad nyttiggjord energi blir nettobetalare. (Energimyndigheten, 2011) Skattelättnaden på biobränsle och torv i kombination med de ökade skatterna på fossila bränslen har bidragit till att allt mer kraftvärmeproduktion i Sverige ställer om till biobränslepannor eller investerar i sådana vid nyproduktion.

Elproduktionen i Sverige är befriad från energi- och koldioxidskatt. Skatt betalas istället på elanvändning och storleken beror både på var i landet elen används och på hur den används. Bränsle för värmeproduktion belastas med energiskatt, koldioxidskatt och vissa fall även svavelskatt och miljöavgift. För kraftvärmeverk där både el och värme produceras beskattas värmeproduktionen som för industrin. Värmeproduktionen i kraftvärmeverken betalar 30 % av den allmänna energiskatten på fossila bränslen och 30 % av koldioxidskatten. (Energimyndigheten, 2011) Detta är ett av de styrmedel som premierat kraftvärme.

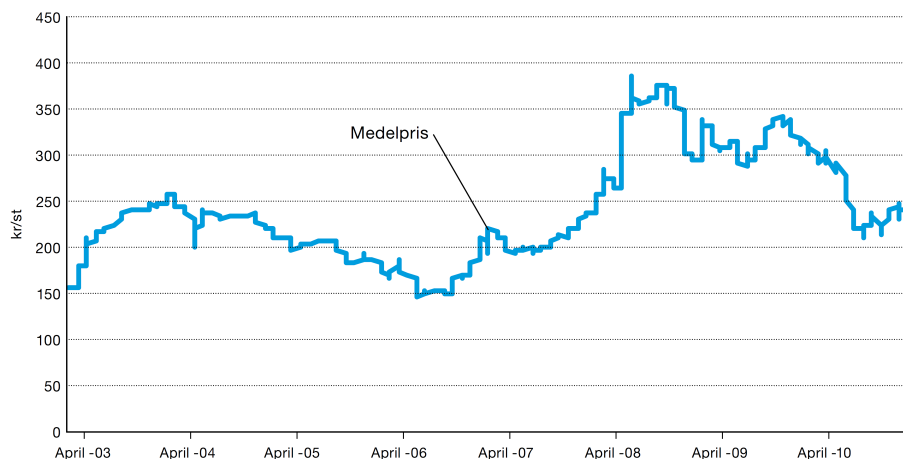
Elproduktionsanläggningar, till skillnad från värmelanläggningar, betalar fastighetsskatt vilket innebär att kraftvärmeverk betalar fastighetsskatt utifrån den installerade eleffekten. Detta kan dock komma att ändras till 2013, då en omtolkning av fastighetstaxeringslagen kan leda till att även installerad värmeeffekt kommer fastighetstaxeras (Thornström, 2012).

3.1.1.4 Elcertifikatsystemet

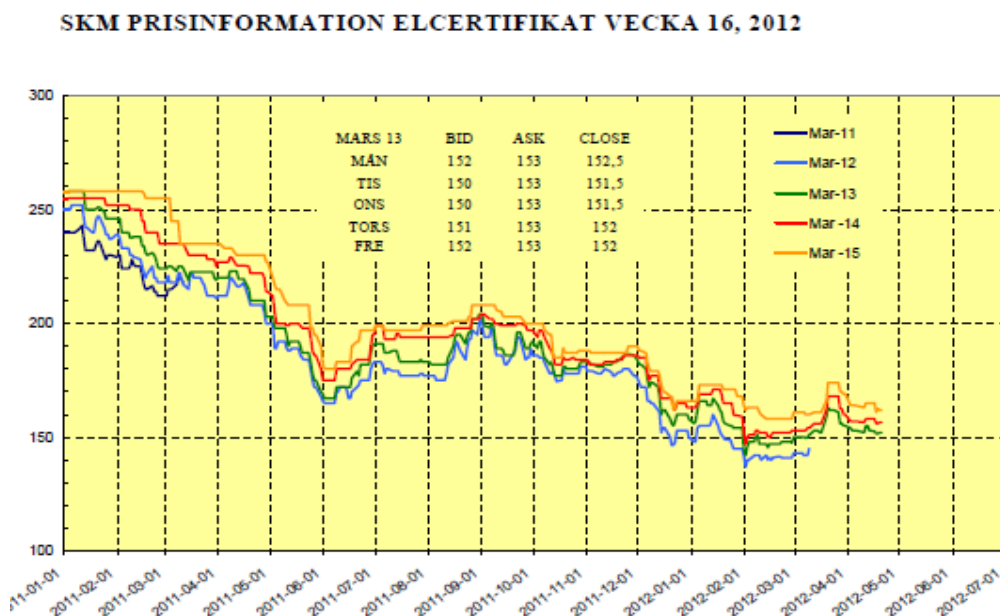
Elcertifikatsystemet är uppbyggt för att ge Sverige en ökad elproduktion från förnyelsebara energikällor. Systemet sträcker sig fram till slutet av år 2035 och ska bidra till att Sverige får ett hållbart energisystem. Den elproduktion som är elcertifikatberättigad är vindkraft, viss vattenkraft, vissa biobränslen, solenergi, geotermisk energi, vågenergi och torv i kraftvärmeverk. De biobränslen som undersöks i denna rapport är elcertifikatberättigade. Under år 2010 uppgick den elcertifikatberättigade elproduktionen till 18,1 TWh vilket motsvarar 12,6 % av Sveriges totala elproduktion under året. (Energimyndigheten, 2011) Sedan den 1 januari 2012 är Sveriges elcertifikatmarknad sammankopplad med Norges. Syftet med samarbetet är att stärka marknadens funktion, öka kostnadseffektiviteten och ge mer förnyelsebar elproduktion. Målet är att öka den förnyelsebara elproduktionen med 26,4 TWh mellan år 2012 och år 2020, vilket motsvarar cirka 10 % av de båda ländernas elproduktion. (Energimyndigheten, 2012)

Elcertifikatsystemet fungerar på så sätt att producenterna av förnyelsebar el får ett elcertifikat för varje producerad megawattimme el. Alla elproducenter är skyldiga att inneha ett antal elcertifikat, vilket innebär att producenter utan förnyelsebar elproduktion måste köpa elcertifikat. Producenterna av förnyelsebar el får i och med försäljningen av elcertifikat en extra intäkt utöver intäkterna från elförsäljningen vilket skapar bättre ekonomiska förutsättningar för miljöanpassad elproduktion. Priset på elcertifikaten bestäms av utbud och efterfrågan på en konkurrensutsatt marknad. Förväntad efterfrågan på el och förväntad tillkommande ny produktion påverkar prisbildningen. (Energimyndigheten, 2011)

I figur 3.1 visas prisutvecklingen för elcertifikat sedan systemet startade och i figur 3.2 kan dagens elcertifikatpris ses. Priset på elcertifikat har gått upp och ned sedan det infördes och har efter toppen år 2008 nu börjat sjunka, vilket kan ses i figur 3.1 och 3.2.



Figur 3.1. Pris för elcertifikat vid spothandel, 2003 -2010, i kr/st (Energimyndigheten, 2011)



Figur 3.2 Elcertifikatprisets utveckling från januari 2011 till april 2012. (Svensk Kraftmäkling, SKM & Svensk Energi, 2012)

3.1.1.5 Styrmedlens effekter

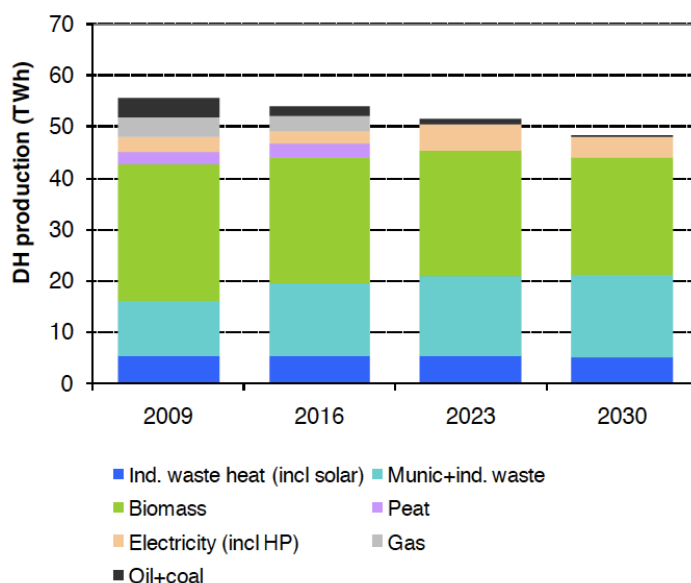
Det finns vissa risker med att introducera nya styrmedel. Existerande skatter kräver nya roller då nya marknadsbaserade styrmedel implementeras parallellt och elcertifikatsystemet visar vissa osäkerheter rörande prisformationen. Enligt Rydén m.fl. (2006) saknades debatt gällande de negativa konsekvenserna och osäkerheter samt deras effekter då debatten om att införa nya styrmedel fördes. Det ökade antalet styrmedel kan även leda till problem då deras kombinerade konsekvenser är svåra att förutse för beslutsfattare och marknadsaktörer.

I Sverige har förnyelsebara bränslen ersatt nästan all kol och olja i kraftvärmeverken. Slutanvändandet av olja för uppvärmning har kontinuerligt bytts ut mot eluppvärmning (inklusive värmepumpar), fjärrvärme och bibränslebaserad uppvärmning. (Naturskyddsföreningen, 2006). Den kombinerade effekten av olika styrmedel har gjort bibränslen mycket konkurrenskraftiga för energiproduktion i Sverige. Det utbredda användandet av fjärrvärme har också gjort att kraftvärmeverk baserade på biomassa inte krävt särskilt stora investeringar jämfört med till exempel Norge som har en begränsad fjärrvärmeanvändning (Rydén m.fl., 2006). Det finns även analyser som säger att den bibränslebaserade produktionen kan komma att ”klämmas” mellan minskade fjärrvärmeleveranser (effektiviseringsmål) och ökad avfallsförbränning (deponiförbud, ökade avfallsmängder) och detta skulle kunna leda till att bibränslebaserad kraftvärme minskar (Skoldberg m.fl., 2011).

I denna studie undersöks också olika typer av energikombinat och även dessa påverkas av styrmedel. Politiska beslut om att gynna koldioxidsnåla transporter har bidragit till ekonomiska styrmedel som koldioxid- och energiskatten. Biodrivmedel är fram till år 2013 befriade från energi- och koldioxidskatt vilket har gynnat marknaden för biodrivmedel. Energimyndigheten har dock under år 2010 fattat beslut om att stödja Stockholm Stads teknikupphandling av elbilar vilket har ökat konkurrensen med biogasdrivna bilar. Teknikupphandlingens syfte är att få igång den svenska marknaden för elbilar och bidra till att ställa om det svenska energisystemet. (Energimyndigheten, 2011)

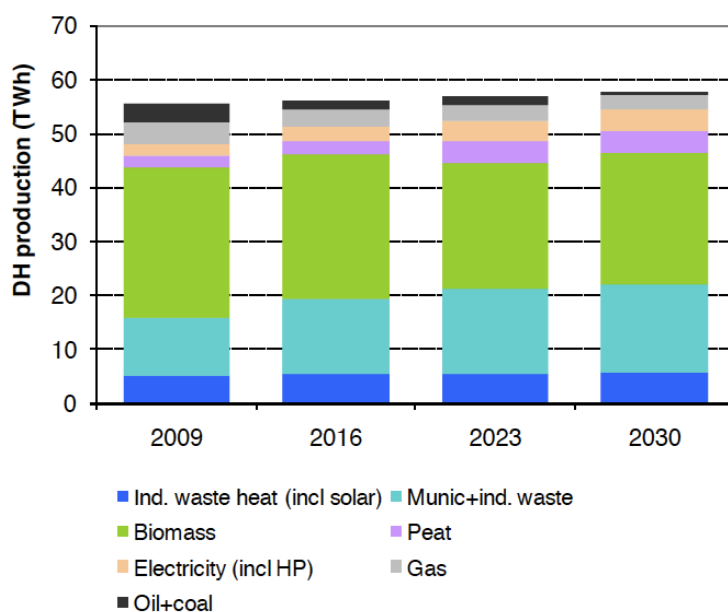
3.2 Värmemarknaden

Värmemarknaden genomgår stora förändringar, både på användarsidan och på tillförselsidan. Kraven på energieffektivisering, som exempelvis EU:s mål att minska energianvändningar i byggnader med 20 % fram till 2020, gör att behovet av köpt energi per kvadratmeter kan komma att minska. Detta kommer delvis att vägas upp av att den totala byggnadsarean blir större med en ökande befolkning, men nettobehovet av värme kommer troligtvis ändå att minska. I Fjärrsyns framtidsrapport från 2011 har författarna gjort beräkningar som utgår från att EU:s klimat-, förnyelsebarhets- och effektiviseringsmål uppfyllts och kommit fram till att fjärrvärmeproduktionen då kommer att minska med 10 % från år 2009 till år 2025. (Fjärrsyn, 2011) I figur 3.3 visas en bild av hur fjärrvärmeproduktionen kommer att utvecklas till och med år 2030. Figuren visar även hur bränslemixen kommer att se ut i detta framtidsscenario.



Figur 3.3 Svensk fjärrvärmeproduktion då effektiviseringsmålet uppfylls 2009-2030. (Fjärresyn, 2011)

I scenariet som figur 3.3 illustrerar antas ett koldioxidpris på 25 euro/ton och att elcertifikatsystemet innehåller 25 TWh förnyelsebar elproduktion. Om däremot effektiviseringsmålet inte uppfylls, medan klimat- och förnyelsebarhetsmålet nås, blir resultatet istället en ökning av fjärrvärmeproduktionen. Detta scenario illustreras i figur 3.4.



Figur 3.4 Svensk fjärrvärmeproduktion då effektiviseringsmålet inte uppfylls. (Fjärresyn, 2011)

Figur 3.4 visar att fjärrvärmeproduktionen ökar marginellt ifall effektiviseringsmålet inte uppfylls. Liksom i det första scenariot antas här att koldioxidpriset är 25 euro/ton och att elcertifikatsystemet innehåller 25 TWh förnyelsebar energi. En jämförelse mellan de här scenarierna visar att huruvida EU:s effektiviseringsmål uppfylls eller inte får stor effekt på fjärrvärmeproduktionen. (Fjärresyn, 2011)

Att fjärrvärmeleveranserna minskar betyder dock inte att fjärrvärmens marknadsandel minskar. Energieffektiviseringarna antas ske i alla byggnader, oberoende om de värms med fjärrvärme eller inte. Dock gynnas värmepumparna jämfört med andra uppvärmningsalternativ av effektiviseringsmålet, eftersom det endast utgår från total energianvändning för uppvärmning och inte skiljer på värmeförbrukning och elförbrukning. (Fjärresyn, 2011) En värmepump ger normalt mellan 2 och 5 kilowattimmar värme för varje inmatad kilowattimme el varpå mängden köpta kilowattimmar minskar om ett hushåll byter från fjärrvärme till värmepump (Energimyndigheten, 2012).

Samtidigt visar Energimyndighetens långsiktsprognos 2010 att fjärrvärmeanvändningen i industrisektorn och i sektorn bostäder och service ökar från 47 TWh 2007 till 55 TWh 2030, vilket är en ökning med 17 %. Trots detta väntas energianvändningen för uppvärmning minska totalt i och med omställningen från olja och elvärme till mer energieffektiva uppvärmningsalternativ. (Energimyndigheten 2011: 03) Prognoserna för fjärrvärmens framtid är därmed mycket olika, då ökade krav på energieffektivisering både kan hindra och främja fjärrvärme som uppvärmningsalternativ.

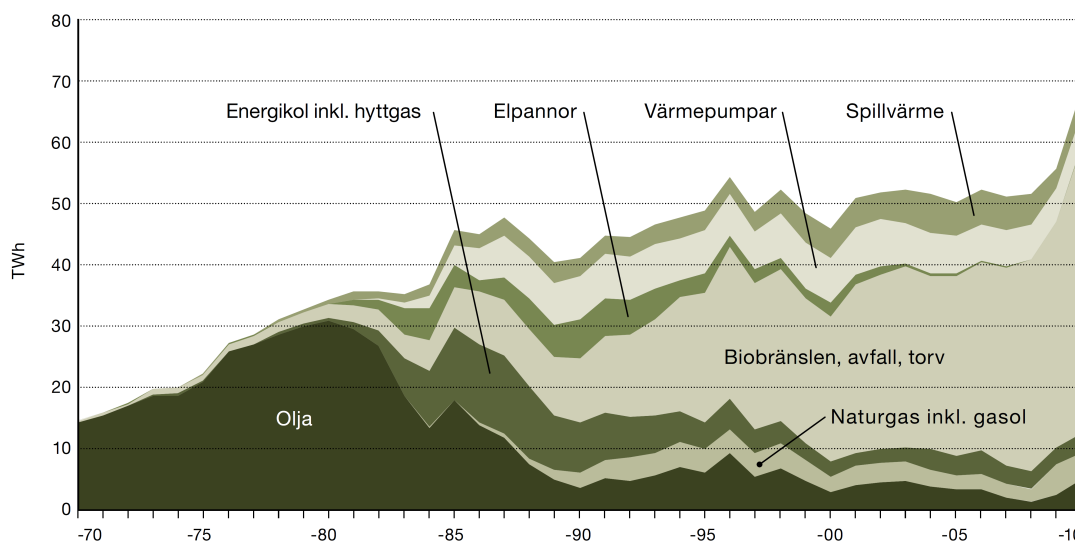
Även om värmemarknaden är konkurrensutsatt där konsumenten kan välja mellan olika uppvärmningssätt som fjärrvärme, luftvärmepump och bergvärme, är fjärrvärmeverksamheten monopolliknande. Det finns endast en fjärrvärmeleverantör per fjärrvärmenät att välja på och denna äger oftast både produktion och distribution. Detta gör att fjärrvärmepriserna varierar kraftigt mellan olika kommuner i Sverige. Enligt Energimarknadsinspektionens rapport från 2011 skiljer det 57 % mellan det lägsta och högsta fjärrvärmepriset. Att det som enskild kund är förenat med höga investeringskostnader att byta från fjärrvärme till annat uppvärmningssätt försvagar ytterligare kundens ställning på marknaden. Därför påbörjades en utredning om tredjepartstillträde på fjärrvärmemarknaden för att öka konkurrensen och stärka konsumentens position under år 2011. (Energimarknadsinspektionen, 2011) Utredningen föreslog ett regelverk som möjliggör en uppdelning av fjärrvärmebolagens verksamhet. I samma utredning konstaterades dock att förslaget inte för den sakens skull kommer att innebära lägre fjärrvärmepriser. (SOU, 2012) Det finns även förslag om att fjärrvärmeföretag ska bli skyldiga att mäta kundens värmeförbrukning månadsvis och rapportera mätresultaten till kunden. Debitering ska också ske minst fyra gånger per år. Syftet med förslaget är att medvetandegöra kopplingen mellan energianvändning och dess kostnad för kunderna och på så sätt ge kunderna möjlighet att åstadkomma en effektivare energianvändning. Bestämmelserna föreslås träda i kraft den 1 januari 2015. (Energimyndigheten, 2011)

3.3 Bränsletillgång

Kostnaden för att producera el i kraftvärmeverk är starkt beroende av priset på bränsle. Det är därför av största vikt vid investeringar att i beräkningarna ta med priskänsligheten för de bränslen som ska användas. Enligt Nordin (2012) är val av bränsle den enskilt viktigaste parametern i planeringen av ett nytt kraftvärmeverk. Många verk försöker minska riskerna genom att ha möjlighet att använda olika bränslen i sina pannor.

Förr användes ofta kol och olja i kraftvärmeverken men idag dominerar biobränslen, vilket delvis beror på olika politiska beslut som diskuterats i avsnittet om styrmedlens effekter. Förändringen beror också på marknadsmässiga förändringar som att oljepriset ökade starkt i samband med den andra oljekrisen i början av 1980-talet. I figur 3.5 illustreras oljans minskning i bränslemixen och ökningen av den totala fjärrvärmeanvändningen i Sverige. Insatt andel biobränslen i fjärrvärmeproduktionen uppgick år 2011 till 47 TWh, av den totala mängden tillsatt bränsle som uppgick till 68 TWh. Det ökade användandet av biomassa i

energiproduktionen kan dock leda till ökad konkurrens med användandet av biomassa till pappersmasseproduktion, vilket kan leda till högre timmerpriser. Detta är ett problem för pappers- och massaindustrin som verkar på en internationell marknad (Skoldberg m.fl, 2011).



Figur 3.5 Tillförd energi i fjärrvärme. Torv redovisas som biobränsle i denna figur trots att den inte är förnyelsebar. Den markanta ökningen 2010 beror främst på en ovanligt kall vinter. (Energimyndigheten, 2011)

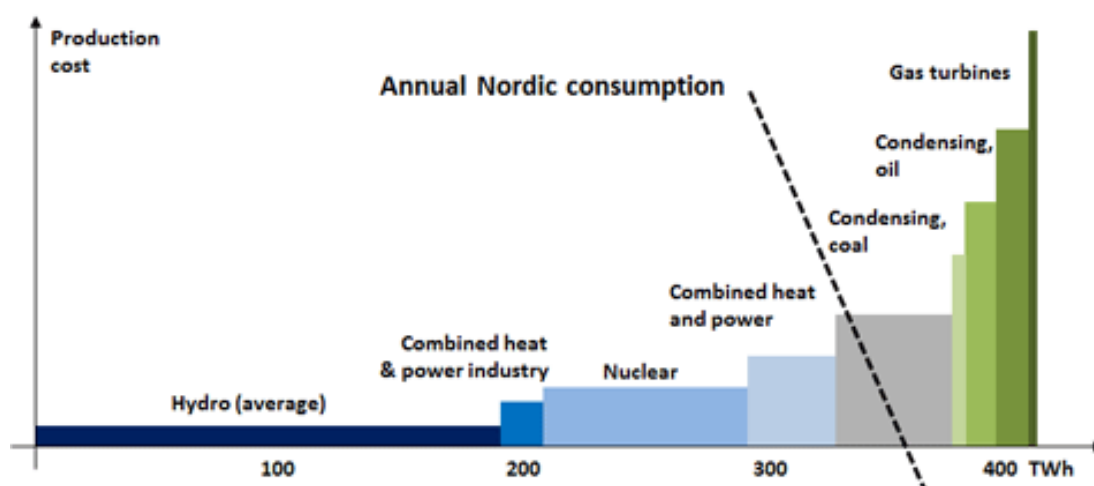
Utöver biobränslen har avfall ökat mycket de senaste åren och fortsätter att öka. Nya avfallspannor planeras i bland annat Västerås (Allmyr, 2012), Brista och Högdalens kraftvärmeverk (Khan, 2012). Anledningen till att avfall ökat är främst att man i Sverige infört deponiförbud för brännbart avfall sedan år 2002 och ett förbud mot deponering av organiskt avfall år 2005 (Svensk Fjärrvärme, 2009). Sveriges avfall räcker dock inte till för de verk som använder avfall som bränsle och man importerar därför en del av avfallet från andra länder (Allmyr, 2012). Totalt sett har Sveriges tillförsel av biobränslen, torv och avfall tillsammans ökat med dryg 230 % sedan år 1970. Hög efterfrågan leder även till högre priser på bränslet. Den ökade efterfrågan på biobränslen har ökat farhågorna om att Sveriges egen biobränsleproduktion inte räcker till för att tillgodose behovet och att Sverige därmed kan bli beroende av import och därmed känsligare för konjunktur och prisvariation (Åberg, 2012).

4. Prisutveckling av el

Detta kapitel ger en översiktlig bild av elprisets utveckling och hur elpriset sätts. Detta då elpriset har stor påverkan på de undersökta teknikernas lönsamhet.

4.1 Elmarknadens uppbyggnad

Elmarknaden är sedan 1996 en konkurrensutsatt marknad där köpare och säljare handlar med bud på den nordiska elbörsen NordPool. Det finns även en finansiell marknad med el där långa kontrakt för upp till fyra år framåt kan handlas, men då denna studie ämnar studera elprisets variationer på timbasis, kommer denna marknad inte att behandlas vidare. Inte heller handeln med reglerkraft, elbas, behandlas närmre i denna studie. Elsystemet måste hela tiden vara balanserat mellan produktion och användning för att inte störa elöverföringssystemet. Systemansvaret för elöverföringen innehas av Svenska Kraftnät som driver stamnätet. Förbindelser finns från Sverige till Norge, Finland, Danmark, Tyskland och Polen. År 2010 omsattes 305 TWh på Nord Pools marknad, vilket motsvarar 74 % av den el som användes i de nordiska länderna (Energimyndigheten, 2011). Länderna som ingår i NordPools börssystem är Sverige, Norge, Finland, Danmark och Estland. Elspot kallas den marknad där det rörliga timbaserade elpriset bestäms. Rutinen för elhandeln på Elspot ser likadan ut varje dag. Innan klockan 12 måste alla säljare och köpare av el lämna bud på hur mycket de vill sälja respektive köpa för kommande dygn. Buden gäller timme för timme och är hemliga för alla aktörer utom för NordPool och den som gett budet. Som elproducent beror budet på dels uppskattningar på hur utbud och efterfrågan kommer att se ut, dels på den egna marginalkostnaden för att producera el. Produktionskostnaden för olika kraftslag visas i figur 4.1 (NordPool, 2012). Figuren visar det billigaste kraftslaget till vänster, som används först och det dyraste till höger, som bara används då alla de andra kraftslagen inte räcker till för att tillgodose behovet.

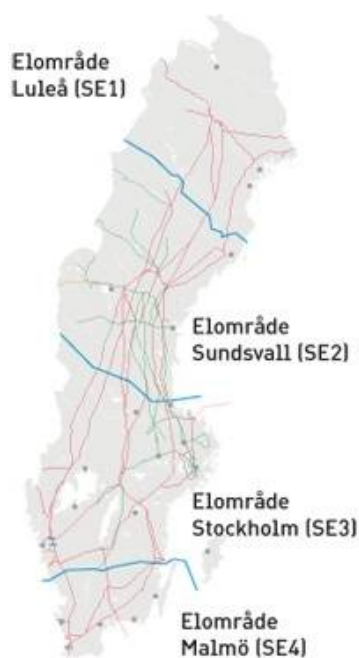


Figur 4.1 Produktionskostnad för olika kraftslag samt den nordiska efterfrågekurvan (NordPool, 2012)

NordPool räknar sedan ut ett systempris baserat på buden. Systempriset sätts där utbuds- och efterfrågekurvan möts, se figur 4.1. Eftersom det inte är fysiskt möjligt att överföra obegränsat med el måste även överföringskapaciteten tas med i prissättningen. Därför finns flera elprisområden som alla har lite olika pris beroende på överföringskapacitet och utbud av

el i närheten. Då marginalkostnaden skiljer sig väsentligt för olika kraftslag, se figur 4.1, kan en liten förändring i efterfrågan få stora konsekvenser för systempriset (NordPool, 2012).

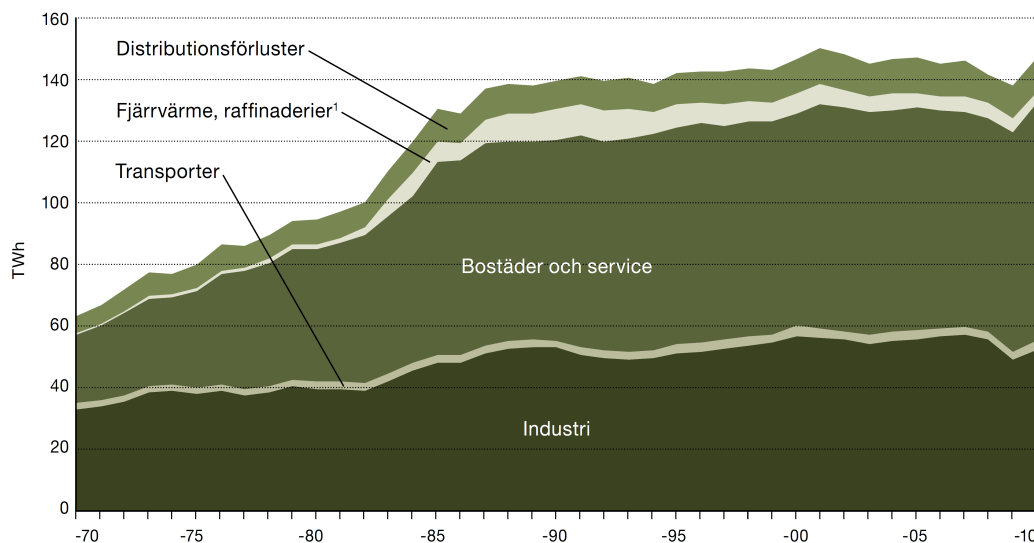
I Sverige finns sedan november 2011 fyra elprisområden, efter ett beslut från Svenska Kraftnät. Elprisområdenas uppdelning kan ses i figur 4.2 nedan. Bakgrunden till beslutet är att EU-kommissionen begärt att Sverige ska ändra sitt sätt att hantera överföringsbegränsningar inom det svenska elnätet. Uppdelningens syfte är att tydliggöra var i Sverige det finns behov av att bygga ut stamnätet. Det ska också ge en indikation om var i landet det finns behov att öka elproduktionen för att bättre motsvara förbrukningen i det området. (Svenska Kraftnät, 2009). Uppdelningen ledde till högre elpriser i SE4 som är Sveriges sydligaste område (Nord Pool, 2012). Då elpriserna skiljer sig mellan norr och sönder uppstår situationer där olika investeringar är olika lönsamma beroende på vilket elprisområde man befinner sig i. I praktiken innebär detta att södra Sverige får större investeringsutrymme, vilket också enligt Svenska Kraftnät (2009) är meningen med uppdelningen.



Figur 4.2 Sveriges uppdelning i elprisområden (dt, 2012)

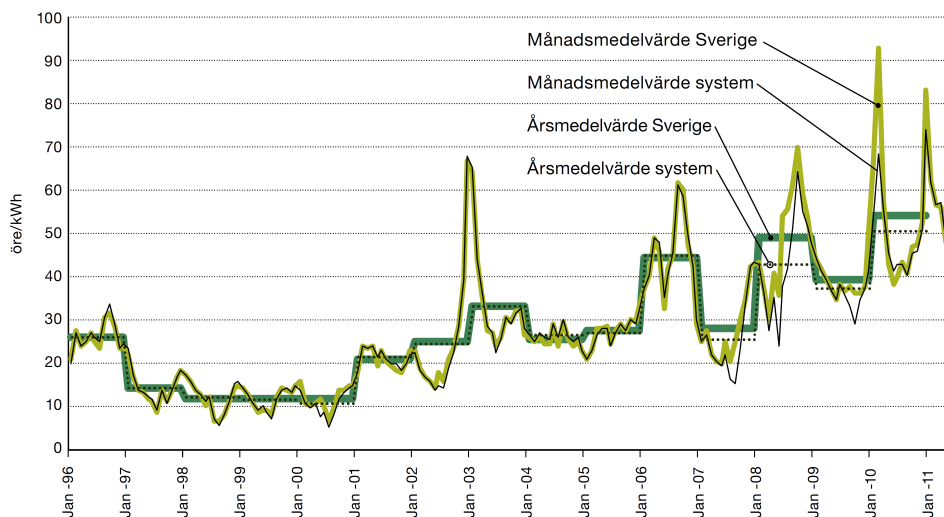
4.1.1 Elprisets utveckling

Mellan år 1970 och år 1987 ökade elanvändningen i Sverige med ungefär 5 % per år för att sedan ha legat på en någorlunda jämn nivå. I figur 4.3 kan Sveriges elanvändning per sektor mellan åren 1970 och 2010 avläsas. Den största ökningen har skett i bostäder och service men även industrin har ökat sin användning något under perioden. Den totala elanvändningen inklusive distributionsförluster var år 2010 närmare 147 TWh. År 2009 var den totala elanvändningen 138 TWh. Ökningen under 2010 berodde främst på att konjunkturläget förbättrades. Genomsnittspriset på el nådde också det högsta årsmedelvärde någonsin, 54,25 öre/kWh, vilket delvis berodde på hög efterfrågan och bränsle- och koldioxidpriset samtidigt som kärnkraften upplevde problem med tidvis avstängda reaktorer. (Energimyndigheten, 2011)



Figur 4.3 Sveriges elanvändning per sektor 1970-2010, i TWh. (Energimyndigheten, 2011)

Elpriset i Sverige är i och med den fysiska och finansiella sammankopplingen med andra länder starkt beroende av andra länders tillgång och efterfrågan på el. I Europa fluktuerar elpriset starkt i jämförelse med i Sverige och den utökade sammankopplingen kan leda till att elpriset i Sverige får ännu större variationer i framtiden (Åberg, 2012). Elnätet måste också anpassas till nya energikällor som till exempel vindkraft. En expansion av vindkraft ställer högre krav på flexibilitet då stora variationer i produktionen måste kunna kompenseras av andra energikällor (Energimyndigheten, 2011). Om Sverige behåller den elproduktion som finns idag och samtidigt bygger ut den förnyelsebara energiproduktionen som vindkraft kan en situation uppstå där Sverige får ett elöverskott vilket kan leda till lägre priser. I figur 4.4 kan priserna på Nord Pools elspotmarknad i månads- och årsmedelvärden under 1996-2011 ses.



Figur 4.4 Spotpriser på NordPool. Månads- och årsmedelvärden i systempris respektive prisområde Sverige, januari 1996-maj 2011, i öre/KWh (Energimyndigheten, 2011).

Figur 4.4 visar tydligt hur elpriset präglats av både en ökande trend på årsbasis och en större variation i elpriset på månadsbasis. I ett framtidsscenario kan elpriset alltså antingen fortsätta stiga eller istället börja sjunka till följd av elöverskott. En trend verkar även vara mer fluktuerande elpriser. I denna rapport undersöks därför olika scenarier för elprisets utveckling baserat på dessa olika föreställningar om elprisets utveckling.

5. Metod

För insamling av information om olika tekniker för utökad elproduktion, svensk energipolitik och kraftvärmens roll i energisystemet har rapporter, informationsbroschyrer, böcker samt intervjuer använts. I tabell 5.1 finns en lista över alla genomförda intervjuer. Intervjuerna har som helhet hjälpt till att skapa en bild av förutsättningar och begränsningar i kraftvärmebranschen samt ge en generell syn på elprisets utveckling, investeringsvilja och framtidsutsikter i branschen. Denna information har använts för att hitta passande frågeställningar, avgränsningar och för att utforma de elprisscenarier som används i rapporten. I övrigt källhänvisas information från intervjuerna där de används.

Tabell 5.1 Intervjuer

Intervjuer			
Namn	Företag	Position	Datum
Anders Törngren	Sweco	Konsult, Sustainergy	26/1
Urban Eklund	ENA Energi	VD	1/2
Ulf Björklund	Eskilstuna Energi & Miljö	Affärsområdeschef Värme	2/2
Magnus Paulander	Sweco	Konsult, Produktion Värme	6/2
Magnus Allmyr	Mälarenergi	Driftssamordnare	7/2
Patrik Holmström	Svensk Fjärrvärme	Branschutveckling, Affärsutveckling och Reko Fjärrvärme	15/2
Lars Wrangensten	Elforsk	Ansvarig kraft- och värmeproduktion	16/2
Shamsher Khan	Fortum	Chef POFM	23/2
Magnus Åberg	Uppsala Universitet	Doktorand	24/2
Olof Nordin	Fortum	Plant Manager	1/3
Siv Berntsson	Vattenfall	Asset Manager	2/3
Stig Lindkvist	Sweco	Konsult, Produktion Värme	21/3
Bo Töcksberg	Vattenfall	Affärsutveckling Värme	28/8
Mats Tullgren	EON	Planeringschef EON Värme syd	19/4
Martin Båfält	EON	Driftschef Öresundsverket	19/4
Michael Mazur	Siemens Industrial Turbomachinery AB	Marknadsansvarig Sverige Industrial Power	7/5
Fredrik Starfelt	Mälardalens högskola	Doktorand	12/5

Telefonintervjuer			
Namn	Företag	Position	Datum
Rene Just Nielsen	DONG Energy	Power Concept Optimization	13/3
Andreas Nielsen Refs	DONG Energy	Strategy Consultant	20/3

5.1 Källkritik

Många av teknikerna som undersöks i denna rapport är relativt nya, vilket har gjort att det funnits en begränsad mängd skriftliga källor att utgå ifrån. Uppgifterna om bränsletork och pellets- och metanproduktion kommer i huvudsak från studier från Värmeforsk. Energilageruppgifterna kommer från Fjärrsyns rapporter samt intervjuer med Vattenfall. För uppgifter om groplagerteknik har interna dokument om ett pilotprojekt i Danmark använts. Uppgifterna om kondenssvanstekniken kommer i huvudsak från en intervju med

turbintillverkaren Siemens Turbomachinery AB. Vilka källor som använts till vilka uppgifter framgår i respektive avsnitt i det efterföljande kapitlet. Det begränsade antalet källor gör att materialet bör granskas kritiskt. En diskussion med experter på Sweco har dock bidragit till att validera och utvärdera uppgifter om intäkter och kostnader. Det bör dock understrykas att det begränsade antalet källor kan ge en något vinklad bild av verkligheten.

5.2 Beräkningsmetoder

Excel har använts för alla beräkningar i rapporten och för insamling av data kring de olika teknikerna. Excel har använts på grund av sin överskådlighet och data har förts in i modellen på ett sådant sätt att undersökningen ska kunna upprepas för andra indata på förutsättningar för kraftvärmeverket och för andra elprisscenarier. För simuleringar av i- och urladdning av energilager har Matlab använts.

I grundfallet har elprisdata använts från NordPools statistik över elprisområde 3 år 2011. I övriga fall har simuleringsprogrammet WiMo använts för att sätta upp olika scenarier för energiproduktion och överföringskapacitet samt dess påverkan på elpriset. WiMo är ett simuleringsprogram som utarbetats på avdelningen Energy Markets på Sweco Energuide för att göra framtidsscenarier över elpriset utifrån rådande kraftsituation. Till denna rapport har en första version av WiMo använts och scenarierna är en förenkling av verkligheten. Resultaten ska därför inte ses som exakta utan är till för att kunna ge en översiktlig bild av hur möjligheterna för de olika teknikerna kan se ut beroende på hur elpriset utvecklas.

För att jämföra investeringskostnader för olika tekniker har nuvärdesmetoden använts. Nuvärde beräknas enligt följande formel (1):

$$NV = (I - U) \times \left(\frac{1}{p} - \frac{1}{p(1+p)^n} \right) \quad (1)$$

Där:

I = årliga intäkter

U = årliga utgifter

p = kalkylräntan

n = ekonomisk livslängd

I våra beräkningar har vi inte räknat med något restvärde efter att den ekonomiska livslängden passerat eftersom det är svårt att uppskatta för nya tekniker.

För att lättare kunna jämföra olika investeringar har även nuvärdeskvoten beräknats med formel (2). Denna formel anger vilken investering som ger mest pengar tillbaka per satsad krona. För att investeringen ska vara lönsam krävs att kvoten överstiger 1. G står i denna formel för grundinvesteringen.

$$NK = \frac{NV}{G} \quad (2)$$

För att beräkna hur kostnaden för något varierar med storleken, det vill säga hur priset påverkas av skalfördelar används formel (3).

$$\text{Kostnad storlek B} = \text{Kostnad storlek A} \times \left(\frac{\text{Storlek B}}{\text{Storlek A}} \right)^{\text{Skalexponenten}} \quad (3)$$

För känslighetsanalysen har den s.k. Tornado-metoden använts där varje parameter ändras med 25 %, både uppåt och nedåt. Sedan görs en graf där det redovisas i vilket intervall resultatet hamnar när parametern ändras. Parametrarna ordnas därefter så att parametern som ger störst utslag på resultatet hamnar överst, och parametern med minst påverkan på resultatet hamnar underst. På detta sätt visas grafiskt vilka parametrar som har störst påverkan på resultatet. (Eschenbach, 2006) Resultatet som analyserats i känslighetsanalysen är nuvärdeskvoten, där en kvot över 1 betyder lönsamhet.

5.3 Antaganden

Antaganden gällande kraftvärmeverkets utformning och de ekonomiska förutsättningarna har gjorts för att kunna beräkna lönsamheten i de olika teknikerna. Dessa går igenom i nedanstående stycken.

5.3.1 Kraftvärmeverkets utformning

Kraftvärmeverk kan se ut på många olika sätt och ha olika typer av pannor och bränslen. För att kunna undersöka investeringar i tekniker för utökad elproduktion måste dock ett definierat verk stå som grund. Utifrån intervjuer och kartläggning av kraftvärmeverk i Sverige har parametrar för ett referensverk satts upp. Detta referensverk liknar till viss del i sin uppbyggnad kraftvärmeverket i Uppsala. För att kunna göra investeringskalkyler för ett specifikt kraftvärmeverk kan värmeunderlag, storlekar på pannor och bränslen förändras i den Excelmodell som byggts upp. Förutsättningar för olika verk kan starkt förändra investeringsmöjligheterna och bör därför tas i beaktning i varje specifikt fall.

Det referensverk som beräkningarna i denna undersökning är definierad utifrån har tre ingående block. Det första blocket består av en avfallspanna som har en installerad effekt på 170 MW värme och en liten turbin som kan producera 10 MW el. Avfall måste eldas året runt och denna panna beräknas därför vara igång under hela året. Under sommaren då inget värmeunderlag finns kyls värmen bort. Det andra blocket består av en biobränslepanna med turbin som kan producera 235 MW värme och 120 MW el. Som spetslast finns även ett oljeblock med en oljepanna som kan producera 300 MW värme. Oljepannan används endast då värmebehovet från kunderna överstiger den maximala kapacitet som finns i de övriga två blocken. Enligt våra beräkningar levereras drygt 38 GWh värme från det oljeeldade blocket per år. I tabell 5.2 kan de olika blocken med installerad effekt ses.

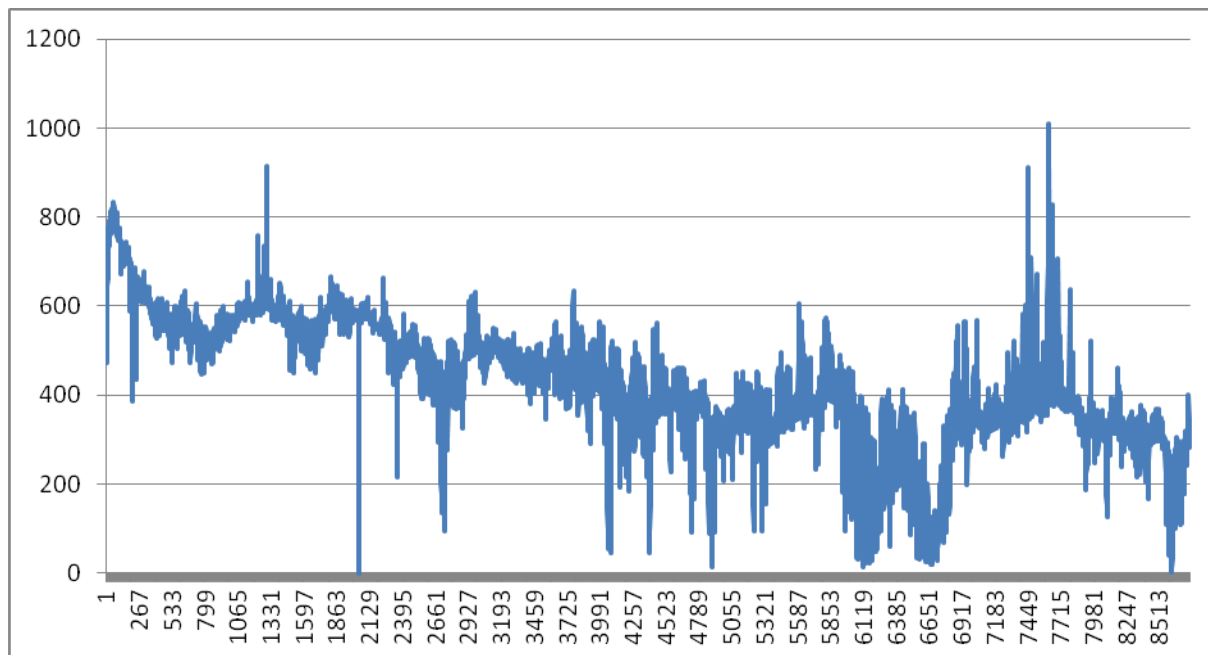
Tabell 5.2 Referensverkets block.

Block	Värme (MW)	El (MW)	Alfavärde
Avfallspanna + turbin	170	10	0,06
Biopanna + turbin	235	120	0,51
Oljepanna	300	0	0

Lokalisering är även en viktig parameter vad gäller avstånd för bränsletransporter och tillgång till infrastruktur som vattendrag för kylning samt hamn för bränsleintag. Lokaliseringen bestämmer även värmeunderlaget, det vill säga hur många bostäder och byggnader som är kopplade till nätet samt de väderförutsättningar som råder. I denna undersökning beräknas verket ligga i elprisområde 3 och vattendrag alternativt närhet till skogsbränsle förutsätts finnas.

5.3.2 Ekonomiska antaganden

För grundfallet har elprisdata från Nord Pool Spot år 2011 elprisområde 3, använts. Detta kan ses i figur 5.1. Y-axeln visar priset i kr/MWh och x-axeln visar årets timmar.



Figur 5.1 Elpriser från NordPool Spot 2011, SE3. (NordPool Spot, 2012, egen bearbetning)

Elcertifikatpriset för grundfallet har satts till 150 kr/MWh. Detta då elcertifikatpriset legat mellan 140-150 kr/MWh under början av 2012 (SKM, 2012).

För nuvärdesberäkningarna har i samtliga fall kalkylräntan satts till 6 %. Detta räknat som realränta, det vill säga den ränta som erhålls då inflationen räknats bort från den nominella räntan.

Den ekonomiska livslängden för teknikerna har satts till 25 år. Detta då kraftvärmeverk har en lång livslängd på uppemot 50 år och teknikerna beräknas vara stabila. För säsongsvärmelagren krävs en viss tid (5-6 år) innan värmeförlusterna stabiliserats. Under denna tid kan inte lagren användas utan värms upp med spillvärme. När lagren väl är byggda kan de dock hålla i minst 30 år. Därför antas lagren vara brukbara (med redan stabiliserade värmeförluster) under hela den ekonomiska livslängden på 25 år.

Även bränslepriset påverkar lönsamheten i de olika teknikerna. Enligt Energimyndighetens publikation Trädbränsle- och torvpriser (Ekander, 2012) var priset för skogsflis 214 kr/MWh år 2011. Priset för biprodukter (vilket bland annat innefattar grot) var 183 kr/MWh. Uppjusterat för inflation har priserna satts till 219 kr/MWh respektive 187 kr/MWh för grundfallet. Dessa biobränslepris är för genomsnittet i Sverige men variationer i pris finns mellan olika delar av landet. För korrekta priser bör därför information om exakt lokalisering finnas tillgänglig.

Pelletspriset är hämtat från Energimyndighetens "Trädbränsle- och torvpriser" för 2011 (Ekander, 2012) och justerat för inflation. Eftersom priset är för leverans till grind så har cirka 25 kr/MWh dragits bort för transporten i enlighet med Rodin m.fl. (2012). Priset är därmed satt till 281 kr/MWh.

Priset för metangas är hämtat från Rodin m.fl. (2012) och justerat för inflation. Priset är därmed satt till 882 kr/MWh. Utöver skogsbränsle krävs även rapsmetylster (RME), i metanproduktionsanläggningen. Kostnaden för RME är erhållen från Rodin m.fl. (2012) och uppjusterad för inflation, och därmed satt till 800 kr/MWh.

Oljepriset antas vara 520 kr/MWh, vilket är priset för eldningsolja Eo1. (Energiläget 2011).

För flera av teknikerna krävs extra personal för att sköta driften. Kostnaden för en extra anställd tekniker är uppskattad till 50 000 kr/mån vilket innefattar skatter och avgifter. Underhållskostnaderna är olika för de olika teknikerna och går igenom för respektive teknik i nästkommande kapitel.

6. Datainsamling och beräkningar

I detta kapitel redovisas all datainsamling och de beräkningar som står till grund för resultaten. Detta innefattar de investeringskostnader, intäkter och utgifter som respektive teknik medför samt hur de olika elprisscenarierna har tagits fram.

6.1 Förtorkning av bränsle

I följande stycke redovisas datainsamlingen för investeringskostnader samt intäkter och utgifter för förtorkning av bränsle med bäddtorksteknik.

6.1.1 Investeringskostnader för bränsletork

Kostnaderna för en investering i en bränsletork baserades på rapporten *Optimal råvaruinsats och utnyttjandegrad i energikombinat för värme, el, biodrivmedel och avsalubränsle* av Rodin m.fl (2012). Data som är tagen från 2011 är korrigerade för inflation och prisförändringar där det anges. Inflationen är mätt som den årliga förändringen i konsumentprisindex (KPI) och satt till 2 % vilket överensstämmer med penningpolitikens mål (Riksbanken, 2012).

Enligt Berntsson m.fl. (2010) kan förtorkning ge en betydande förhöjning av elutbytet. Elverkningsgraden för en kraftvärmeanläggning med förtorkning skulle kunna överstiga 40 %, vilket är i samma storlek som ett kondenskraftverk. Lönsamheten med förtorkning är dock starkt beroende av att kostnaden för bränslet är mindre än intäkten från elproduktionen.

I denna rapport undersöks förtorkning med hjälp av bäddtork. Kostnaden för en bäddtork består i stort sett av en baskostnad för grundkonstruktionen, därefter läggs kostnad per kvadratmeter torkyta på, samt installationskostnad. Följande ekvation från Rodin m.fl. (2012) har använts vid beräkning av total investeringskostnad för bäddtork:

$$\text{Investeringskostnad bäddtork} = 0,0828 \times \text{torkyta (m}^2 + 6,186) \quad (4)$$

Torkluften till en bäddtork tas utifrån och värms till max 40°C av det tredje rökgaskondenseringssteget i kraftpannan. Luften värms därefter med fjärrvärmevatten upp till 80°C. Eventuell spetsvärmning av torkluften sker med avtappningsånga från turbinen, vilken håller ett tryck på 5 bar och en temperatur på drygt 150°C. I tabell 6.1 kan data för bäddtorkens prestanda ses.

Tabell 6.1 Bäddtorkens prestanda.

Bäddtorkens prestanda		
Temperatur torkluft	80-120	°C
Specifikt värmebehov	3,5 - 3,6	MJ/kg avdunstat
Specifikt luftbehov	33,6 - 44,9	m ³ /kg avdunstat
Elkonsumtion	4	kJ/m ³ luft in

Källa: Rodin m.fl (2012)

Lagring av det torkade bränslet måste ske i ett klimatskyddat lager. Investeringskostnaden för lagret är uppdelat i en maskindelen och en byggnadsdel. Kostnaden för maskindelen ändras bara marginellt med lagrets storlek men kostnaden för byggnadsdelen (stål- och betongkonstruktion, tak, väggar etc.) antas variera linjärt med kapaciteten för lagret. Kostnaden för ett lager på 20 000 ton eller 125 000 m³ uppskattas till ca 123 Mkr, fördelat på

maskindel ca 29 Mkr och byggnadsdel ca 94 Mkr. Den rörliga kostnaden består främst av elkostnad för transport av bränsle samt för traktor och ligger på 1,8 Mkr. Investeringskostnaden för bränslehantering har satts enligt Rodin m.fl. (2012) till 375 Mkr. Totalt sett blir grundinvesteringen för en bränsletork under givna förutsättningar 336 miljoner kronor. I tabell 6.2 kan en lista över bränsletorkens förutsättningar ses.

Tabell 6.2 Grundinvesteringens förutsättningar för en bränsletork

Fjärrvärmeleverans	1000	GWh
Extra elproduktion	93	GWh
Verkningsgrad	0,95	
Kraftpannans totala drifttid	6045	h/år
Storlek kraftpanna	290	MW th
Storlek hetvattenpanna	90	MW th
Total effekt turbiner	108	MW el
Total yta bäddtorrar	829	m ²
Grundinvestering	336	Mkr

6.1.2 Intäkter och utgifter för bränsletork

Intäkterna består av elförsäljning och tilldelade elcertifikat. För att beräkna inkomsterna från elförsäljningen har optimering i Excel använts för alla energikombinatfall. Utifrån elprisdata för 2011 från NordPool Spot har de högsta elpriserna under de utökade drifttimmarna för pannan sållats ut och summerats. Den totala summan av elpriset har därefter multiplicerats med medeleffekten under de extra drifttimmarna för att få ut den totala intäkten från elförsäljning. Förutsättningarna för intäkterna syns i tabell 6.3.

Tabell 6.3 Beräkningsförutsättningar för intäkterna

Extra elproduktion	93	GWh/år
Extra elleverans (produktion-internt)	69	GWh/år
Utökad drifttid	782	h/år

Den extra driftskostnaden för en bränsletork består i underhållskostnader och extra personal. Mängden extra personal är satt till sex personer och underhållskostnaden i procent av investerat kapital är satt till 2 %, i enlighet med Rodin m.fl. (2012). Den extra bränslekostnaden beräknas sedan till konsumtionen multiplicerat med bränslepriset. Utgifternas beräkningsförutsättningar syns i tabell 6.3.

Tabell 6.3 Beräkningsförutsättningar för utgifter

Extra bränslekonsumtion	121	GWh/år
Extra drift och underhåll	13,3	Mkr

6.2 Energikombinat

I denna rapport undersöks tre olika typer av energikombinat. Dessa är pelletsproduktion, metanproduktion och kombinerad pellets- och metanproduktion. I följande stycken redovisas de gemensamma investeringskostnaderna samt de individuella kostnader, intäkter och utgifter som hänger samman med respektive teknik.

6.2.1 Gemensamma investeringskostnader för energikombinat

Kostnaderna för investeringar i energikombinat är baserade på rapporten *Optimal råvaruinsats och utnyttjandegrad i energikombinat för värme, el, biodrivmedel och avsalubränsle* av Rodin m.fl. (2012) med korrigering för inflation och prisförändringar. Inflationen är mätt som den årliga förändringen i konsumentprisindex (KPI) och satt till 2 % (Riksbanken, 2012). Beräkningar är baserade på ett värmeunderlag på 1000 GWh under ett år. Alla tre undersökta fall är beroende av att en bränsletork installeras och därför är kostnaden för en sådan är inräknad i den totala kostnaden för de olika investeringarna. Detta innebär att det teoretiska verket redan utökats med en baddtork som torkar bränsle till kraftpannan och då värmeutrymme finns torkar extra bränsle som lagras och används i hetvattenpannan när den är i drift.

Energikombinatproduktionen är beräknad för storlekar som möjliggör en lokal hantering vid kraftvärmeverket, vilket innebär att bränslet upparbetas så sent i kedjan som möjligt. Begränsningar har inte satts för tillgängliga ytor för maskinutrustning och lagring. De bränslesortiment som studerats är grot som är flisat vid avlägg och risbuntar som flisas vid verket. Denna typ av bränsle kallas ofta för grönt skogsbränsle då det förbrukas i takt med avverkningen. Detta till skillnad från brunt skogsbränsle som torkas vid avverkningsplatsen. Grönt skogsbränsle är valt för att det i samtliga fall finns tillgång till tork och man därför inte är beroende av bränslets fukthalt vid inleverans. Grönt skogsbränsle faller under kategorin biprodukter och är prissatt enligt detta.

Storleken på värmeunderlaget begränsar den praktiskt möjliga lokaliseringen av ett energikombinat till ett fåtal orter. Det är också viktigt att orten har en väl utbyggd logistik samt korta avstånd för bränsletransporter. Det bör även av strategiska skäl finnas alternativa försörjningsområden där transport av bränsle kan ske. Det går att studera olika energikombinat utan att ta geografisk eller demografisk hänsyn men då speglas inte alla de ekonomiska konsekvenserna av installationen. I Rodin m.fl. (2012) beräknas bränsleleveranser och bränslehantering för kombinatet ifrån förutsättningarna i Västerås och Jönköping med tillgång till antingen hamn eller skogsbränsle i närheten. Dessa faktorer samt förutsättningar för landsvägstransporter måste tas i beaktning för varje specifikt kraftvärmeverksfall. I detta teoretiska fall antas tillgång till skogsbränsle i närheten. Detta kan dock korrigeras för beräkningar på andra verk. Priserna för råvaror och produkter är satta vid anläggningens grind, det vill säga att priserna är vad anläggningen får betala eller får betalt för de olika produkterna. Kostnaden för biobränsle är beroende av vart leveransen sker och hur den sker. Tåg, lastbil- och båttransport ger alla något olika biobränslepriser. Olika typer av skogsbränsle (brunt eller grönt) ger olika bränsleleveranslösningar och därmed olika kostnader för biobränsle till energikombinatet. För transportoptimering antas även maximalt lastutnyttjande.

De priser för olika delar av anläggningen som används vid beräkningarna baseras på data från Rodin m.fl. (2012). Investeringskostnaderna för de olika delarna av energikombinatet, angivna i tabell 6.4, täcker förutom maskinkostnaden även installation (el, mek., rör, bygg etc.) och projektering. Dock ingår inte ränta under byggtiden. För att skala om kostnaderna för olika storlekar på energikombinatets olika komponenter används formel (3) i metodkapitlet. Skalexponenten är specifik för varje del av energikombinatet.

Tabell 6.4 Priser för olika enheter i energikombinat 2011, justerat för inflation från Rodin m.fl. (2012).

Komponent	Grundstorlek	Enhet	Pris installerad (Mkr)	Skalkomponent
Tork	5,4	kg avdunstat/s	145,86	0,65
Metananläggning	100	MW metan	1377	0,69
Pelletsanläggning	80 000	ton pellets/år	79,56	0,45

6.2.2 Investeringskostnader för pelletsproduktion

I denna rapport undersöks en anläggning som producerar 200 000 ton pellets/år vilket motsvarar 950 GWh. I tabell 6.5 kan förutsättningar för investeringskostnaderna för pelletsproduktion ses. Investeringskostnaden för bränslehantering för pelletsproduktion har satts enligt Rodin m.fl. (2012) till 539 Mkr. Den totala investeringen för pelletsproduktion med bäddtork blir 857 miljoner kronor.

Tabell 6.5 Förutsättningar för grundinvesteringen för pelletsproduktion

Fjärrvärmeleverans	1000	GWh
Extra elproduktion	243	GWh
Verkningsgrad	0,945	
Kraftpannans drifttid totalt	8760	h/år
Storlek kraftpanna	197	MW th
Total effekt turbiner	146	MW el
Total yta bäddtorkar	1501	m ²
Grundinvestering	857	Mkr

6.2.3 Intäkter och utgifter för pelletsproduktion

Intäkterna för pelletsproduktionen består av intäkter från den extra elförsäljningen och de tilldelade elcertifikaten samt pelletsförsäljningen. Beräkningsförutsättningar kan ses i tabell 6.6. För att beräkna inkomsterna från elförsäljningen har optimering i Excel använts för alla energikombinatfall. Utifrån elprisdata för de olika fallen har de högsta elpriserna under de utökade drifttimmarna för pannan sållats ut och summerats. Den totala summan av elpriset har därefter multiplicerats med medeleffekten under de extra drifttimmarna för att få ut den totala intäkten från elförsäljningen. Pelletsintäkten är beräknad utifrån antalet producerade GWh multiplicerat med försäljningspriset för pellets.

Tabell 6.6 Beräkningsförutsättningar för intäkter

Extra elleverans (produktion-internt)	168	GWh
Pelletsleverans	950	GWh
Utökad drifttid från ref. fall	3467	h/år

Den extra driftskostnaden för en pelletsanläggning består av underhållskostnader och extra personal. Anläggningen förväntas vara igång dygnet runt vilket innebär ett treskiftssystem för arbetet. Mängden extra personal är därmed satt till sexton personer och underhållskostnaden i procent av investerat kapital är satt till 5 %, i enlighet med Rodin m.fl. (2012). Den extra

bränslekostnaden beräknas sedan till konsumtionen multiplicerat med bränslepriset. Förutsättningar för utgifterna syns i tabell 6.7.

Tabell 6.7 Beräkningsförutsättningar för utgifter

Extra bränslekonsumtion	1240	GWh
Extra drift och underhåll	64,26	Mkr/år

6.2.4 Investeringskostnader för metanproduktion

Denna undersökning avser en anläggning som kan producera 695 GWh metan. Detta motsvarar drivmedel till cirka 70 000 bilar under ett år. Investeringskostnaden för bränslehantering för metanproduktion har satts enligt Rodin m.fl. (2012) till 483 Mkr. För att lagra det färdiga drivmedlet krävs en något mer komplicerad hantering än för de torra bränslena vilket innebär en ökad rörlig kostnad för lagringsdelen till 2,6 Mkr. I tabell 6.8 kan förutsättningarna för investeringen i metanproduktions ses. Den totala investeringskostnaden för anläggningen blir 2 148 miljoner kronor.

Tabell 6.8 Förutsättningar för investering i metanproduktion

Fjärrvärmeleverans	1000	GWh
Extra elproduktion	120	GWh
Verkningsgrad	0,941	
Kraftpannans totala drifttid	7330	h/år
Storlek kraftpanna	151	MW th
Total effekt turbiner	107	MW el
Total yta bäddtorkar	1473	m ²
Investeringskostnad	2148	Mkr

6.2.5 Intäkter och utgifter för metanproduktion

Intäkterna för metanproduktionen består av intäkter från den extra elförsäljningen och de tilldelade elcertifikaten samt drivmedelsförsäljningen. Beräkningsförutsättningarna för intäkterna ses i tabell 6.9. För att beräkna inkomsterna från elförsäljningen har optimering i Excel använts. Utifrån elprisdata för de olika fallen har de högsta elpriserna under de utökade drifttimmarna för pannan sällats ut och summerats. Den totala summan av elpriset har därefter multiplicerats med medeleffekten under de extra drifttimmarna för att få ut den totala intäkten från elförsäljningen. Metangasintäkten är beräknad utifrån antalet producerade GWh multiplicerat med försäljningspriset för metan.

Tabell 6.9 Beräkningsförutsättningar för intäkter

Extra elleverans (produktion-internt)	64	GWh
Drivmedelsproduktion	695	GWh
Utökad drifttid från ref. fall	2067	h/år

Utgifterna för metangasproduktionen består av bränslekostnader, inköp av RME samt drift och underhåll. Förutsättningarna för dessa syns i tabell 6.10. Den extra driftskostnaden för en drivmedelsanläggning består i underhållskostnader och extra personal. Mängden extra personal är satt till arton personer och underhållskostnaden i procent av investerat kapital är

satt till 3,5 %, i enlighet med Rodin m.fl. (2012). Den extra bränslekostnaden beräknas till konsumtionen multiplicerat med bränslepriset. Kostnaden för RME har beräknas utifrån priset på RME och multipliceras med konsumtionen.

Tabell 6.10 Beräkningsförutsättningar för utgifter

Extra bränslekonsumtion	868	GWh
RME	15,3	Mkr/år
Extra drift och underhåll	95,88	Mkr/år

6.2.6 Investeringskostnader för kombinerad metan- och pelletsproduktion

Pelletsproduktionen avser en lika stor mängd pellets som i den separata anläggningen, det vill säga 200 000 ton pellets/år, då avsättningen för en större produktion är osäker. Metangasproduktionen har dock utvidgas till motsvarande 816 GWh/år. Detta tack vare att kombinationen av metan- och pelletsproduktion kan göra att den kraftvärmepanna som är kopplad till en förgasare kan hållas igång året runt och därmed möjliggöra en större metanproduktion (Rodin m.fl., 2012). Metanproduktionen motsvarar drivmedel till cirka 80 000 bilar. Förutsättningarna för investeringen i kombinerad metan- och pelletsproduktion anges i tabell 6.11. Investeringskostnaden för bränslehantering för pellets- och metanproduktion har satts enligt Rodin m.fl. (2012) till 483 Mkr. Den totala investeringskostnaden blir 2 608 miljoner kronor.

Tabell 6.11. Investeringsförutsättningar för kombinerad metan- och pelletsproduktion.

Fjärrvärmeleverans	1000	GWh
Extra elproduktion	271	GWh
Verkningsgrad	0,938	
Kraftpannans drifttid totalt	8760	h/år
Storlek kraftpanna	186	MW th
Total effekt turbiner	143	MW el
Total yta bäddtorkar	1996	m ²
Investeringskostnad	2608	Mkr

6.2.7 Intäkter och utgifter för kombinerad metan- och pelletsproduktion

Intäkterna för kombinerad metan- och pelletsproduktionen består av intäkter från den extra elförsäljningen och de tilldelade elcertifikaten samt metan- och pelletsförsäljning. Förutsättningarna kan ses i tabell 6.12. För att beräkna inkomsterna från elförsäljningen har optimering i Excel använts. Utifrån elprisdata för de olika fallen har de högsta elpriserna under de utökade drifttimmarna för pannan sållats ut och summerats. Den totala summan av elpriset har därefter multiplicerats med medeleffekten under de extra drifttimmarna för att få ut den totala intäkten från elförsäljningen. Metangasintäkten är beräknad utifrån antalet producerade GWh multiplicerat med försäljningspriset för metan. Pelletsintäkten är beräknad utifrån antalet producerade GWh multiplicerat med försäljningspriset för pellets.

Tabell 6.12 Förutsättningar för intäkterna från kombinerad metan- och pelletproduktion.

Extra elleverans (produktion-internt)	129	GWh
Pelletsleverans	950	GWh
Drivmedelsproduktion	816	GWh
Utökad drifttid från ref. fall	3467	h/år

Den extra driftskostnaden för en pelletsanläggning i kombination med en drivmedelsanläggning består av underhållskostnader och extra personal. Mängden extra personal är satt till tjugosex personer och underhållskostnaden i procent av investerat kapital är satt till 5 % för pelletsanläggningen och 3,5 % för drivmedelsanläggningen, i enlighet med Rodin m.fl. (2012). Den extra bränslekostnaden beräknas till konsumtionen multiplicerat med bränslepriset. Kostnaden för RME till metangasproduktionen ingår även i detta kombinat. Förutsättningarna för utgifterna kan ses i tabell 6.13.

Tabell 6.13 Förutsättningar för utgifter för kombinerad metan- och pelletsproduktion

Extra bränslekonsumtion	2085	GWh
RME	18,36	Mkr/år
Extra drift och underhåll	122,4	Mkr/år

6.3 Säsongsvärmelager

För att beräkna kostnaderna för ett energilager används data tagen från Svensk Fjärrvärmes rapport *Säsongsvärmelager i kraftvärmesystem* av Heimo Zinko och Alemayehu Gebremedhin (2008). I rapporten undersöks olika typer av energilager för olika typer av kraftverk. Av dessa kraftverk är Tekniska Verken i Linköping det system som mest liknar referensverket i denna studie då även detta har avfalls, bio- och oljeblock. Dock har Tekniska Verken en något högre oljeförbrukning per år, 125 GWh oljeproducerad värme per år till skillnad från referensverket som endast har 38,7 GWh. Slutsatserna från Zinko och Gebremedhin visar dock på bäst lönsamhet i ett bergrumslager på 200 000 m³ där den oljeproducerade värmen minskas med 30 GWh. Eftersom 30 GWh ligger inom ramen för hur mycket referensverket kan spara, väljs att undersöka lager av storleken 200 000 m³. Större lager än så kan även vara svårt att hitta bergrum för, eller att ta plats för att bygga groplager för. Zinko och Gebremdhins resultat visade att ett bergrumslager till Tekniska Verken gav en återbetalningstid på 8 år. Med en utsläppsfaktor på 280 kg/MWh gav oljebesparingen minskade koldioxidutsläpp på 8 400 ton. Resultaten från Zinko och Gebremdhins studie visade även att det var en något tveksam investering att satsa på ett säsongsvärmelager för anläggning med biobränsle som topplast.

6.3.1 Investeringskostnader för värmelager

De alternativ för säsongslager som undersöks närmare i denna rapport är bergrumslager och groplager. Kostnaderna för bergrumslagret kommer från Zinko och Gebremedhins (2008) rapport, där flera olika lager utreds. Författarna antar att kostnaden per kubikmeter minskar ju större lagret är enligt formel (3) i metodavsnittet. I detta fall utgår författarna från att en kubikmeter kostar 400 kr, för ett lager som är 100 000 m³. Med en skalfaktor på -0.3 beräknas kostnaden för ett lager som är 200 000 m³ då till 325 kr/m³, och totalkostnaden för hela lagret blir 66 miljoner konor. Med en inflation på 2 % blir det i dagens penningvärde cirka 70 miljoner kronor.

Kostnader för groplager kommer från ett pilotprojekt som genomförs i Marstal, Danmark. Det är ett system med solfångare, groplager, småskalig biokraftvärme och fjärrkyla. Groplagret som byggs är på 75 000 m³ och ska kunna testas till sommaren. (Töcksberg, 2012; Sorensen, 2012). Enligt en presentation av Marstalprojektet kostar ett 75 000 m³ stort lager 15 miljoner danska kronor att bygga. Omräknat till svenska kronor blir det 18 miljoner kronor med en kurs på 1,19 SEK/DDK1 (valuta.se, 2012). För att sedan räkna om kostnaden så att den gäller

ett 200 000 kubikmeter stort groplager använts enkel division och multiplikation enligt (5) och (6) nedan.

$$\frac{18 \text{ milj}}{75\,000 \text{ m}^2} = 240 \text{ kr/m}^2 \quad (5)$$

$$240 \text{ kr/m}^2 \times 200\,000 \text{ m}^2 = 48\,000\,000 \text{ kr} \quad (6)$$

Till groplager behövs sedan rör, värmeväxlare och vattenfyllning. Dessa kostnader finns utredda i Björsell & Enström (2008). Med dessa kostnader uppräknade till dagens nivå, tillsammans med byggnadskostnaden för groplagret, blir den totala investeringskostnaden 68 miljoner kronor. Investeringskostnaderna för bergrum och groplager finns sammanfattade i tabell 6.14.

Tabell 6.14 Investeringskostnader för bergrum och groplager, i miljoner kronor.

Investeringskostnader Mkr	Bergrum	Groplager
Byggekostnader		48
Rör 2 st à 2 km mark		15,6
Värmeväxlare 2 st à 20 MW		1,1
Vattenfyllning		2,2
Totalt	65	66,9
Uppräknat till 2012	70	68

Källa: Zinko & Gebremedhin (2008), Björsell och Enström (2008). Egen bearbetning.

Kostnaden för underhåll antas vara cirka 1 % av grundinvesteringen. Grundinvesteringen i energilagerfallet är cirka 70 miljoner kronor. Extra personal beräknas till en person till en totalkostnad av 50 000 kronor i månaden. Drift och underhåll blir totalt 1,2 miljoner kronor.

När lagret laddas används bibränsle, vilket ger en ökad bränslekostnad jämfört med att inte ha ett lager. Eftersom kraftvärmeverket i vårt fall har en konstant kvot mellan producerad el och producerad värme, kan det förbrukade bränslet räknas ut utifrån hur många extra MWh el som produceras i och med lagret. För varje extra MWh el som produceras, skickas 2 MWh värme till lagret. Den extra bränslekostnaden beräknas således enligt ekvation (7) nedan:

$$\text{Extra bränslekostnad} = \text{Extra elprod.} \times 3 \times \frac{\text{Bränslepris}}{\text{Biopannans verk.grad}} \quad (7)$$

Priset för en MWh bibränsle sätts till 219 kr, vilket är priset för skogsflis. Biopannan antas ha en verkningsgrad på 85 %.

6.3.2 Lagrets värmeinnehåll

Enligt Zinko och Gebremedhin (2008) innehåller 20 m³ vatten 1 MWh värme vid en temperaturdifferens på 50 °C. Det innebär att lagret på 200 000 m³ vatten maximalt kan innehålla 10 000 MWh värme.

Vad det gäller förluster i bergrum beror de starkt på hur länge sedan det var lagret togs i drift. Enligt Björsell och Enström (2008) måste de första 2-5 åren ses som en uppstartsperiod då bergrummet värms upp. Även Zinko och Gebremedhin (2008) menar att förlusterna de första åren blir stora, för att sedan avta exponentiellt. Enligt studier på ett bergrumslager i Lyckebo försvinner 30 % av värmen per år i förluster efter sex år. Efter tio år är förlusterna cirka 28 %, vilket är en liten minskning. Därför ansätts i vårt fall förlusterna uppgå till 30 %.

6.3.3 Intäkter för säsongvärmelager

Intäkter som ett säsongvärmelager kan ge är av två typer: minskad oljeförbrukning på vintern och ökad elproduktion när lagret laddas upp. För att få en uppfattning om hur många MWh olja som kan sparas på vintern, och hur mycket extra elproduktion detta resulterar i, gjordes en enkel simulering av hur lagret skulle kunna användas. Simuleringen skedde med hjälp av beräkningsprogrammet Matlab, koden för simuleringen finns i bilaga 3. I de intervjuer som genomförts med driftschefer för olika kraftvärmeverk har det framkommit att de flesta kraftvärmeverk redan har ett litet lager, en så kallad ackumulatortank, som används för att jämna ut värmelasten och undvika onödig användning av dyra bränslen som olja. För att göra en någorlunda rättvis bedömning av de möjliga intäkterna för ett säsongslager simulerades även hur mycket olja som kan sparas med en mindre tank (1 500 MWh värme). Eftersom detta är ett korttidslager antas här förlusterna endast vara 10 %. Den sparade oljan blir då skillnaden mellan sparad olja med en ackumulatortank och sparad olja med ett säsongslager. Ett annat sätt att uttrycka detta på är att säga att vi undersöker hur mycket olja som sparas då en ackumulatortank ersätts med ett stort säsongvärmelager. Detta gäller även för den utökade elproduktionen.

Intäkten för att inte behöva använda olja som spetslast beräknas med formel (8).

$$\text{Intäkt sparad olja} = \frac{\text{Antal sparade MWh}}{\text{Oljepannans verk. grad}} \times \text{Oljepriset} \quad (8)$$

Oljepannans verkningsgrad antas vara 90 %.

Intäkten för utökad elproduktion beräknas genom att ta den extra elproduktionen timme för timme och multiplicerat med elpriset timme för timme. Ett lager kan även användas för att ge en extra intäkt om anläggningen har en avfallspanna som går på sommaren. Då lagret laddas under sommaren och sedan ersätta en del av biobränslelasten under tidig höst. Avfallsförbränningen måste gå på sommaren ändå, varpå en uppladdning av lagret under den här tiden inte innebär några ökade kostnader. Intäkten för det sparade biobränslet beräknas enligt formel (9).

$$\text{Intäkt sparat biobränsle} = \frac{\text{Antal sparade MWh}}{\text{Biopannans verk. grad}} \times \text{Biobränslepriset} \quad (9)$$

Biobränslets verkningsgrad antas vara 85 %, och priset för biobränsle sätts till 219 kr/MWh vilket är priset för skogsflis.

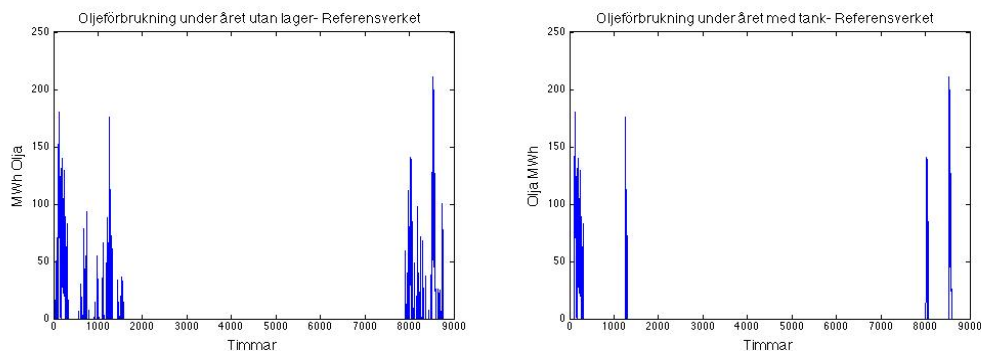
För att utreda lönsamheten i energilager studeras två olika fiktiva verk. Det ena är referensverket som beskrivits i tidigare avsnitt och det andra är ett fiktivt verk utan avfallsförbränning. Referensverket, vars dimensionering är baserad på kraftvärmeverket i Uppsala, har ett avfallsblock och ett biobränsleblock som tillsammans ger en värmeeffekt på 405 MW. När värmebehovet från kunderna överstiger detta används oljepannor. Den andra anläggningen, som är baserad på Västerås kraftvärmeverk, har ett biobränsleblock som kan ge

380 MW värme, sedan tas resten från oljepannor. Detta är en förenkling av hur kraftvärmeverken faktiskt körs, till exempel finns det i verkligheten även värmepumpar som jämnar ut lasten och minimerar oljeanvändningen beroende på el- och bränslepris. Då syftet med studien inte är att visa på specifika intäkter för specifika verk, utan snarare att illustrera övergripande fördelar och nackdelar med teknikerna, räknas ändå på detta sätt.

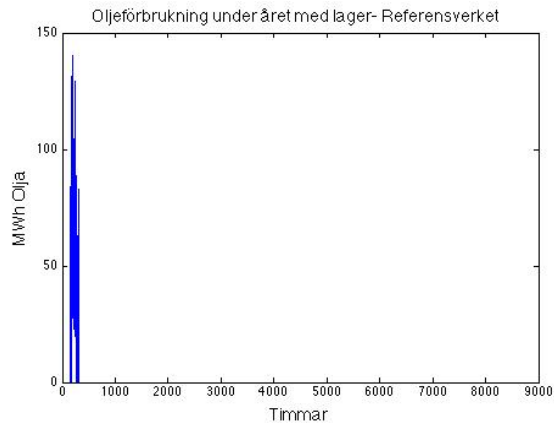
En viktig inparameter till simuleringen är respektive anläggnings värmebehov från kunderna. Dessa har erhållits från Magnus Åberg, doktorand på Uppsala Universitet. I referensfallet bygger värmeunderlaget på faktiska data för kraftvärmeverket i Uppsala från 2010. I det andra fallet används ett generellt värmeunderlag för Västerås kraftvärmeverk som Åberg har sammanställt utifrån metrologiska data. Båda verken levererar totalt cirka 1,7 GWh under ett år.

Ett antagande i denna rapport är att syftet med lagret är att minimera användningen av olja. När lagret laddas upp leder det även till en ökad elproduktion. Det innebär att ingen driftoptimering sker utifrån elpriset utan de extra elintäkterna beror enbart på oljelasten. I verkligheten är elpriset en viktig parameter för hur ett kraftvärmeverk körs och om det finns intresse för att utreda möjligheten att införa ett säsongslager vid ett specifikt verk är det naturligtvis en aspekt som bör utredas ytterligare. I det här fallet är det dock endast värmelasten som styr hur lagret används. När värmelasten överstiger kapaciteten för kraftvärmeblocken som inte är oljedrivna tas värme från lagret. Tvärtom laddas lagret när värmelasten ligger under maxkapaciteten för kraftvärmeblocken som inte drivs med olja. Lagret laddas tills det är fullt. Den extra elproduktionen beräknas genom att alfavärdet (kvoten mellan producerad el och producerad värme) för bibränsleblocket multipliceras med den extra värmen som skickas till lagret. När den extra värmen skickats till lagret förlorar den 30 % av sitt innehåll, detta för att simulera förlusterna i lagret. Inga begränsningar är satta i hur snabbt lagret kan laddas i och ur.

För att simulera hur akkumulatortanken ger minskad oljelast och ökad elproduktion görs en liknande simulering, men i detta fall är lagrets/tankens maximala kapacitet 1 500 MWh och förlusterna är 10 %. Figur 6.1–6.2 nedan visar hur oljeförbrukningen minskar med tank respektive lager för referensverket. På x-axeln ses årets alla timmar och på y-axeln den effekt värme som produceras av oljeblocket.

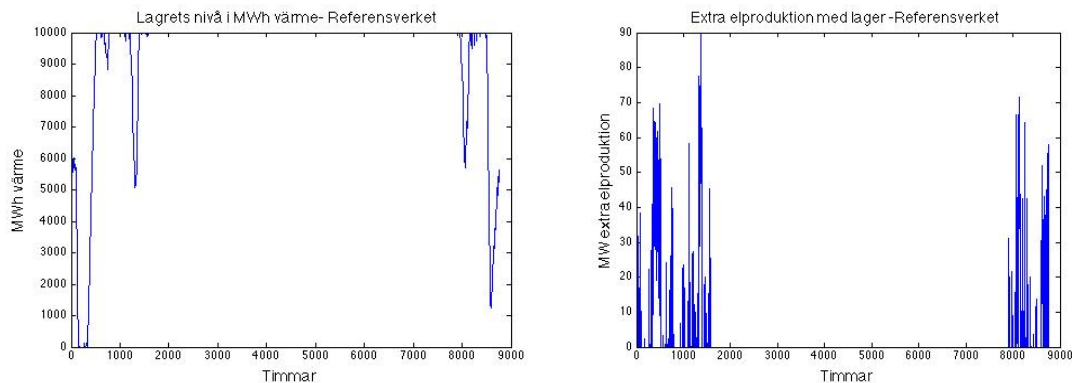


Figur 6.1 Till vänster visas oljeförbrukning under året utan varken lager eller tank och till höger visas oljeförbrukning under året med akkumulatortank.



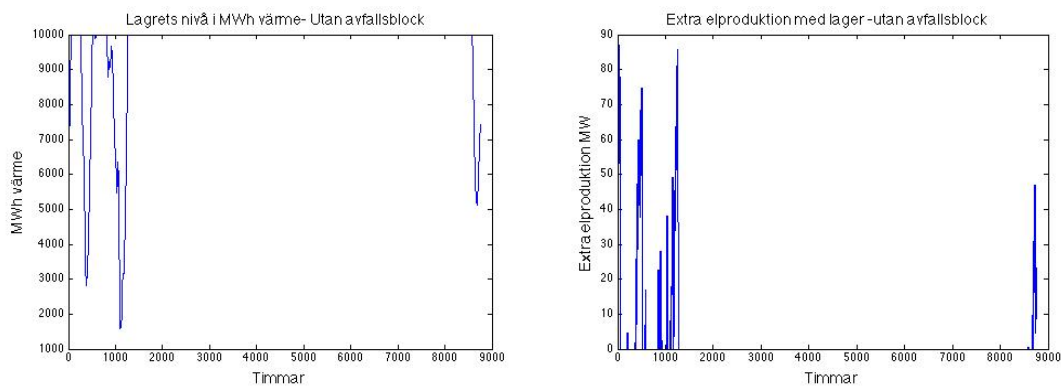
Figur 6.2 Oljeförbrukning under året med säsongsvärmelager

Figur 6.1–6.2 visar att oljeförbrukningen minskar mer ju större möjligheten är att lagra värme. Figur 6.4 nedan visar hur lagrets nivå varierar över året, samt den extra elproduktionen som uppladdningen av lagret innebär.



Figur 6.4 Till vänster visas lagrets nivå under året för referensverket och till höger visas den extra elproduktionen under året för referensverket.

Slutligen genomfördes samma simulering för verket utan avfallsblock. Figur 6.5 nedan visar lagrets nivå och den extra elproduktionen i detta fall.



Figur 6.5 Till vänster visas lagrets nivå i MWh värme- för fallet utan avfallsblock och till höger visas den extra elproduktionen för verket utan avfallspanna.

I referenskraftvärmeverket antas att lagret kan användas till att ersätta biokraftvärme med avfallskraftvärme, vilket ger en ytterligare intäkt. Detta syns dock inte i Matlab-simuleringen utan kommer räknas som en extra intäkt vid sammanräkningen av intäkterna. Resultaten av simuleringarna, plus den extra elproduktionen på sommaren för referensanläggningen, finns sammanställda i tabell 6.15 och 6.16.

Tabell 6.15 Minskad oljeförbrukning och ökad elproduktion för referensverket

Referensverket		
Oljeförbrukning utan tank eller lager	38 706	MWh
Oljeförbrukning/år innan, med tank	26 087	MWh
Oljeförbrukning/år efter, med lager	8 348	MWh
Skillnad olja tank jfr lager	-17 739	MWh
Extra elprod (med tank)/år innan	7 566	MWh
Extra elprod/år efter	22 142	MWh
Skillnad el tank jfr lager	+14 576	MWh
Sparat biobränsle sensommar/höst	7000	MWh
Extra elprod avfall	600	MWh

Tabell 6.16 Minskad oljeförbrukning och ökad elproduktion för verket utan avfallsblock

Verket utan avfallsblock		
Oljeförbrukning utan tank eller lager	22 683	MWh
Oljeförbrukning/år innan, med tank	15 378	MWh
Oljeförbrukning/år efter, med lager	0	MWh
Skillnad olja tank jfr lager	-15 378	MWh
Extra elprod/år innan, med tank	4 614	MWh
Extra elprod/år efter, med lager	17 940	MWh
Skillnad el tank jfr lager	+13 326	MWh

Jämfört med resultaten som Zinko och Gebremedhin (2008) kom fram till verkar dessa resultat rimliga, även om de kom fram till en något högre oljebesparing, då deras resultat visade på att ett bergrumslager på 200 000 m³ kunde ge en besparing på 30 000 MWh olja. De undersökte dock Tekniska verken i Linköping, vilket hade en större oljespets från början. Zinko och Gebremedhin kan även ha bortsett från att en mindre ackumulatortank även kan ha en stor oljebesparande effekt, och att det därför inte är helt rättvist att jämföra ett säsongslager med att inte ha möjlighet att spara värme alls.

6.4 Kondenssvans

I följande stycken beskrivs investeringskostnader samt intäkter och utgifter för en kondenssvans.

6.4.1 Investeringskostnader för kondenssvans

Uppgifter om kostnader för att installera en kondenssvans på en existerande kraftvärmeanläggning kommer från intervju med Michael Mazur, marknadsansvarig för industiturbiner på Siemens.

De ingående komponenterna är:

- Lågtryckskondensturbine med inloppsventiler
- Automatisk till/frånkopplingsutrustning för kondenssvansen
- Kallkondensor med kringutrustning
- Montage och idrifttagning (enbart för tillkommande utrustning)
- Dokumentation (enbart för tillkommande utrustning)
- Kundutbildning (enbart för tillkommande utrustning)

Generator, oljesystem, hydraulsystem, styrsystem samt turbinskyddssystem delas med fjärrvärmeturbinen och leder därför inte till några extra kostnader. Den totala investeringskostnaden för att installera en kondenssvans är cirka 70 miljoner kronor. (Mazur, 2012) För att uppnå en tillräcklig verkningsgrad i turbinen krävs dock att ett torrt biobränsle eldas. Alternativen är att investera i en egen bränsletork eller köpa in förädlad biobränsle. Då investeringen i en bäddtork är fastställd till 336 miljoner kronor vilket innebär en fem gånger större investering, räknar vi här med att man istället köper in förädlad bränsle med inköpskostnad 281 kr/MWh.

6.4.2 Intäkter och utgifter för kondenssvans

Enligt beräkningar i programmet Consel och material från Mazur beräknades en kraftvärmepanna på 137 MW el kunna ge cirka 20 MW mer el med kondenssvans. Verkningsgraden för en biopanna som körs i kondensdrift är cirka 42 % (SOU 2005:33). Eftersom ingen värme tas till vara i kondensdrift måste elintäkten ensamt bekosta bränslekostnaden samt den ökade driftskostnaden. Då vi utgår från att det är en biobränsleeldad panna, är elproduktionen elcertifikatberättigad.

Vi antar att kondensdrift är möjligt perioden mars till oktober. Under vintern, det vill säga november till februari, är värmebehovet hos fjärrvärmekunderna för stort för att kondensdrift ska komma i fråga. Under perioden mars till oktober antas kondenssvansen sättas igång då elpriset och elcertifikatpriset överstiger priset för bränslet. Med en elverkningsgrad på 42 % blir villkoret för att starta kondenssvansen enligt (10):

$$\frac{\text{Bränslepris}}{0,42} < (\text{Elpris} - \text{Elcertifikatpris}) \quad (10)$$

När detta är uppfyllt producerar verket 20 MW extra el till en ökad bränslekostnad på $\text{Bränslepris}/0,42$ SEK per MWh.

Kostnaden för underhåll är uppskattad till cirka 0,5 öre per producerad kilowattimme i turbinen och består mest av att hålla koll på anläggningen samt då och då byta vissa förbrukningsartiklar (Mazur, 2012). Ingen extra personal behövs för att sköta turbinen men då drifttiden är utökad för att även gälla under sommaren har en extra anställd under 5 månader per år räknats in i kostnaderna. Totalt sett landar drift och underhåll på cirka 360 000 kronor per år men skiljer sig åt beroende på hur många drifttimmar turbinen har under året.

6.5 Scenarier

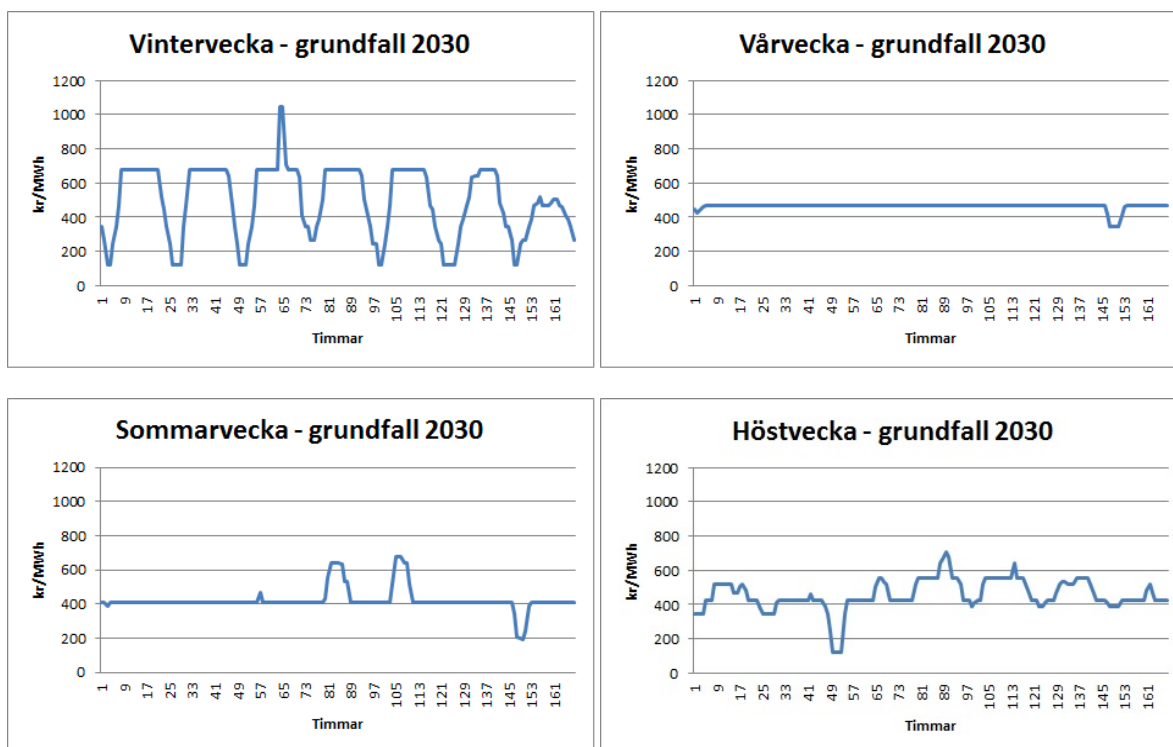
Med hjälp av simuleringsprogrammet WiMo har olika scenarier för hur elpriset kan tänkas förändras fram till år 2030 tagits fram. Då programmet endast klarar att simulera en vecka i taget, har en vecka per årstid tagits fram och sedan multiplicerats med ett rimligt antal veckor. Året antas se ut på följande sätt:

- 8 stycken vinterveckor
- 13 stycken vårveckor
- 12 stycken sommarveckor
- 13 stycken höstveckor
- 6 stycken vinterveckor
- 1 extra vinterdygn

Det extra vinterdygnet läggs till för att årets timmar totalt skall uppgå till 8760.

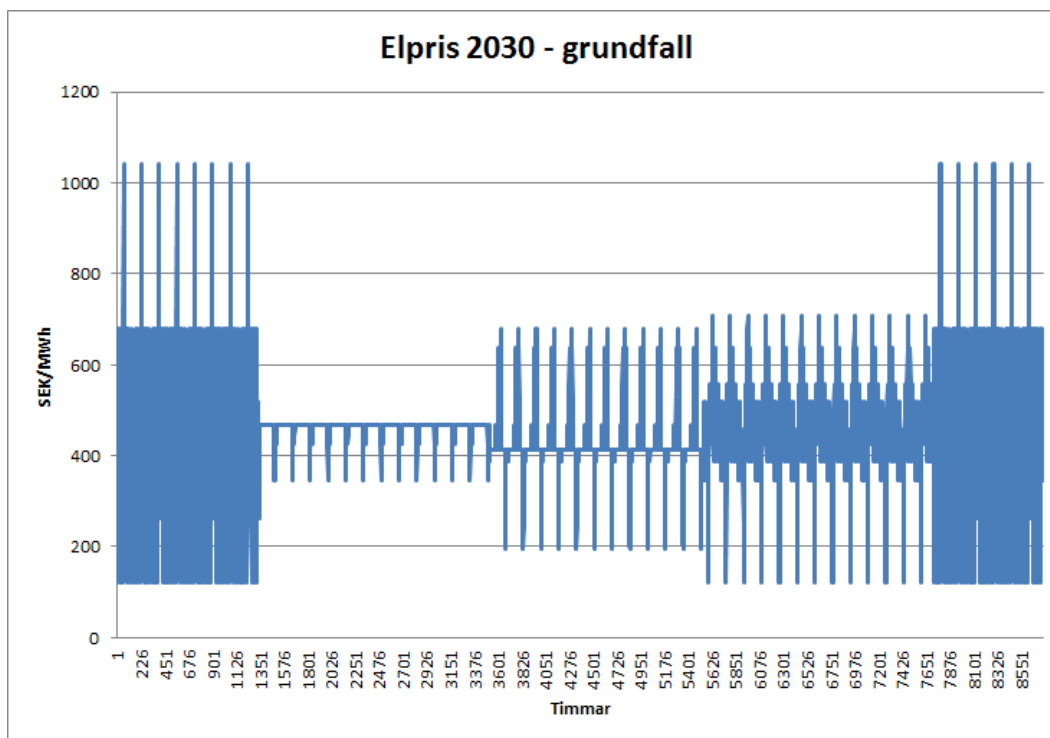
6.5.1 Grundscenario år 2030

Grundscenariot bygger på prognoser från Sweco Energy Markets. Nedan visas hur en vinter, sommar, höst- och vintervecka ser ut i detta fall, se figur 6.6.



Figur 6.6 En vinter-, vår-, sommar- och höstvecka, enligt prognoser för år 2030 från Sweco Energy Markets.

Som figur 6.6 visar har de olika veckorna olika profiler. Vinterveckan uppvisar ett tydligt dygnsmönster med sju dagar, med en hög topp i mitten av veckan. Vårveckan har en platt profil. Förklaringen till det platta priset är en relativt låg last kombinerat med mycket värmeunderlag och mycket vattenkraft. Sommarveckan har två toppar och en dal men ligger sedan runt 400 SEK/MWh. Höstveckan har en mer varierande profil med en tydlig dipp och några toppar. Enligt denna prognos är elpriset mer varierande år 2030 jämfört med idag. Det kan bero på att utbyggnaden av vindkraft har gett en mer varierande elproduktion. Samtidigt verkar inte medelpriset ha ökat markant i detta scenario jämfört med priset 2011. Det kan bero på att uppgraderingen av kärnkraftverk och utbyggnaden av förnyelsebar energiproduktion har gett ett stort utbud av el. Den sammanlagda elprisprofilen för hela året visas i figur 6.7.

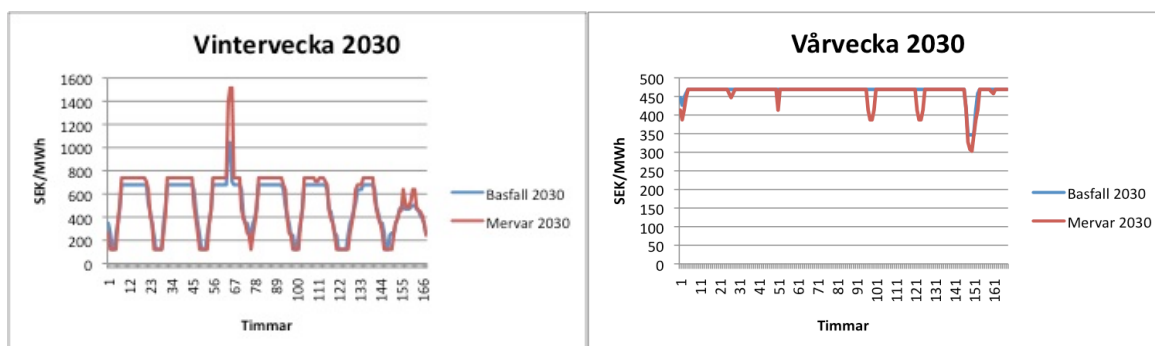


Figur 6.7 Elpriset för grundscenariot år 2030

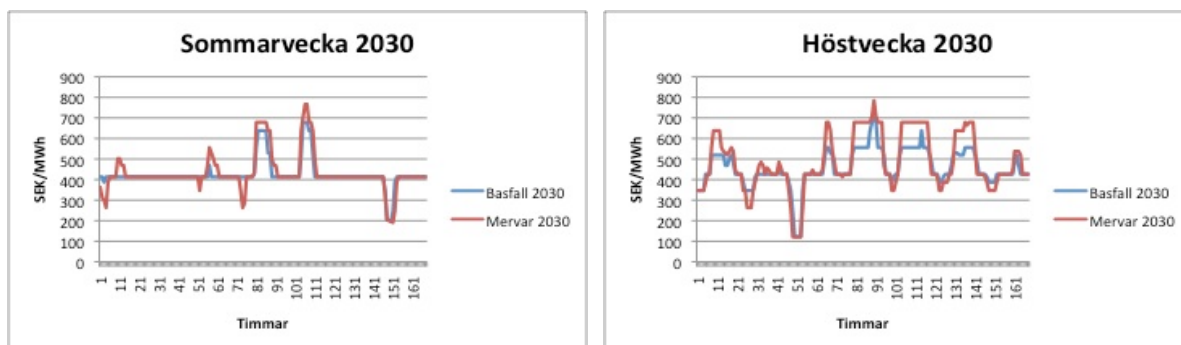
Som kan ses i figur 6.7 så följer året de olika säsongernas veckoprofiler. Vintern har högst pristoppar medan våren har lägst pristoppar.

6.5.2 Mer varierande elpris år 2030

Samma modelluppställning användes som i grundscenariot, med den enda skillnaden att efterfrågan i prisområde SE3 ändrades för att bli mer varierad. Efterfrågan ändrades genom att lägga till 1000 MW när efterfrågan låg över medel, och ta bort 1000 MW när efterfrågan låg under medel. På detta sätt förstärktes topparna och dalarna i efterfrågan. I flera av intervjuerna har det framkommit att elpriset kan komma att bli mer varierande, varpå ett sådant fall är intressant att undersöka. Figur 6.8 och 6.9 visar hur denna elprisprofil ser ut jämfört med grundscenariot år 2030.



Figur 6.8 Till vänster vintervecka 2030. Den blå linjen visar elpriset i grundscenariot medan den röda visar det mer varierande priset. Till höger vårvecka 2030. Den blå linjen visar elpriset i grundscenariot medan den röda linjen visar det mer varierande priset.

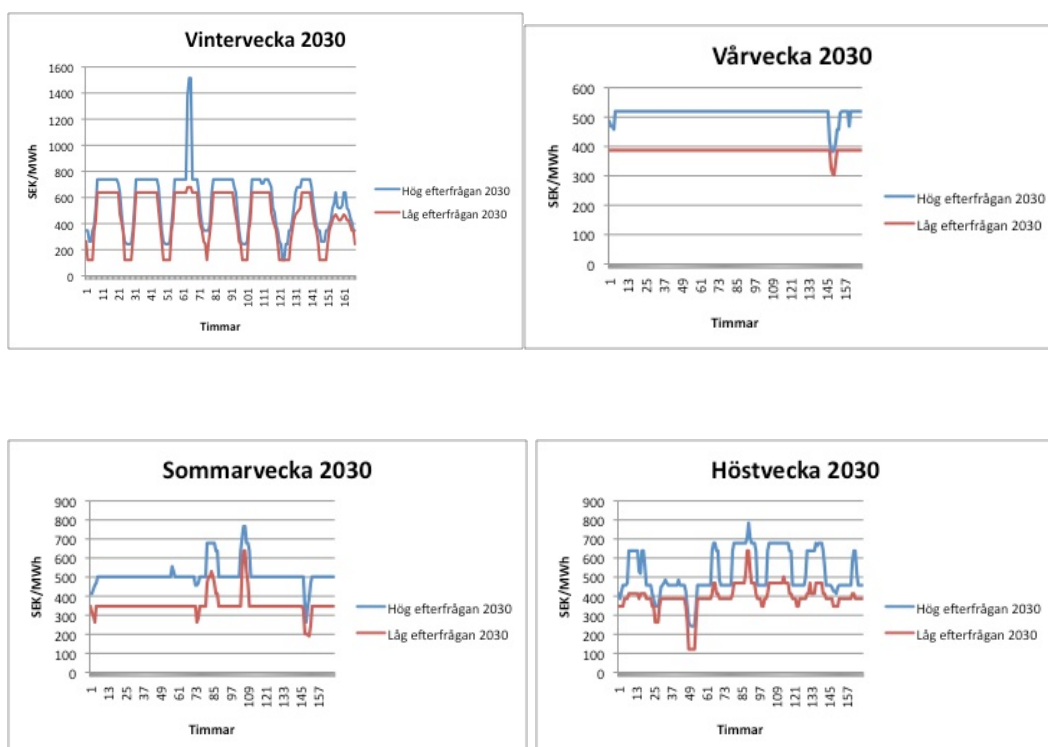


Figur 6.9 Till vänster sommarvecka 2030. Den blå linjen visar elpriset i grundscenariot medan den röda visar det mer varierande priset. Till höger höstvecka 2030. Den blå linjen visar elpriset i grundscenariot medan den röda linjen visar det mer varierande priset.

Figur 6.8 och 6.9 visar att elprisets toppar och dalar förstärks med en mer varierad efterfrågan. Speciellt toppen i vinterveckan ökar markant, från knappt 1100 kr/MWh till cirka 1500 kr/MWh.

6.5.3 Ökad och minskad efterfrågan år 2030

För att simulera ett högre elpris ökades efterfrågan i SE3 med 1000 MW. På samma sätt gjordes en simulering med en minskad efterfrågan på 1000 MW. Resultatet av simuleringarna visas i figur 6.10.



Figur 6.10 En vinter-, vår-, sommar-, och höstvecka där minskad respektive ökad efterfrågan av el simuleras för prognosen för 2030.

I figur 6.10 visas hur elpriset höjs när efterfrågan höjs, och på samma sätt sänks när efterfrågan sänks. Dock ser inte profilerna exakt likadana ut, exempelvis är toppen i

vinterveckan betydligt högre i fallet med den ökade efterfrågan. Detta beror på att det kan finnas vissa tröskeffekter i systemet. När efterfrågan kommer över en viss gräns tas dyrare elproduktion i drift, vilket ger upphov till toppar i priset.

Tabell 6.17 nedan visar hur medelpriset under ett år ser ut för de olika fallen. Även medelpriset för 2011 finns med för att underlätta jämförelser. Tabellen visar att medelpriset är högre i grundfallet år 2030 jämfört med medelpriset år 2011. I fallet med låg efterfrågan år 2030 är däremot medelpriset lägre jämfört med 2011 års medelpris.

Tabell 6.17 Medelpris under året för de olika scenarierna

Elprisets medelpris under ett år	kr/MWh
Elpris 2011	431
Grundscenario år 2030	463
Mer varierande år 2030	476
Hög efterfrågan år 2030	531
Låg efterfrågan år 2030	398

Tabell 6.18 nedan visar det högsta priset under året för de olika scenarierna. Det högsta priset inträffar i scenariot med mer varierande elpriser år 2030 och i scenariot med hög efterfrågan år 2030. Elpriset har en högre topp i grundscenariot år 2030 jämfört med elpriset år 2011, vilket tyder på att elpriset varierar mer i framtiden enligt denna prognos.

Tabell 6.18 Elprisets högsta värde under ett år för de olika scenarierna

Elprisets högsta värde under ett år	kr/MWh
Elpris år 2011	1009
Grundscenario år 2030	1042
Mer variation år 2030	1514
Högre efterfrågan år 2030	1514
Lägre efterfrågan år 2030	679

7. Resultat

I detta kapitel redovisas resultaten från undersökningen. Först redovisas grundfallet 2011 med alla ingående intäkter och utgifter, därefter sammanställs resultaten för alla olika elprisscenarier i en resultatsammanställning. Anledningen till att inte alla fall beskrivs lika utförligt är att den enda post som förändras för de olika elprisfallen är intäkten från elproduktionen.

7.1 Grundfall 2011

I grundfallet har elprisdata tagits för elprisområde 3 från NordPool Spot för år 2011. I tabell 7.1 – 7.7 kan resultat ses för de olika teknikerna.

Tabell 7.1 Bränsletork

Intäkter		
Extra el	44,9	Mkr/år
Elcertifikat	10,4	Mkr/år
Totala extra intäkter	55,2	Mkr/år
Utgifter		
Extra bränslekostnad	22,1	Mkr/år
Extra drift och underhåll	13,3	Mkr/år
Totala utgifter	35,4	Mkr/år
Vinst		
	19,4	Mkr/år
Pay-off tid	17,0	år
Nuvärde		
	247,5	Mkr
Nuvärdeskvot	0,74	

Som tabell 7.1 visar är nuvärdeskvoten under ett, vilket betyder att tekniken ej är lönsam. En vinst på 19,4 miljoner kronor per år räcker därmed inte för att täcka upp den stora grundinvestering som bränsletorken innebär.

Tabell.7.2 Pelletsproduktion

Intäkter		
Extra el	94,2	Mkr/år
Elcertifikat	25,2	Mkr/år
Pellets för avsalu	267,0	Mkr/år
Totala extra intäkter	386,4	Mkr/år
Utgifter		
Extra bränslekostnad	226,9	Mkr/år
Extra drift och underhåll	64,3	Mkr/år
Totala utgifter	291,2	Mkr/år
Vinst		
	90,2	Mkr/år

Pay-off tid	9,5 år
--------------------	--------

Nuvärde	1 153,4
Nuvärdeskvot	1,35

Tabell 7.2 visar att pelletsproduktionen är lönsam med en nuvärdeskvot på 1,35. Med en årlig vinst på 90 miljoner kronor blir pay-off tiden knappt 10 år. Den extra bränslekostnaden är den största enskilda utgiften på 227 miljoner kronor årligen.

Tabell 7.3 Metanproduktion

Intäkter		
Extra el	38,2	Mkr/år
Elcertifikat	9,6	Mkr/år
Metan	613,2	Mkr/år
Totala intäkter	661,0	Mkr/år
Utgifter		
Extra bränslekostnad	158,8	Mkr/år
RME	15,3	Mkr/år
Extra drift och underhåll	95,9	Mkr/år
Totala utgifter	270,0	Mkr/år

Vinst	387,5	Mkr/år
Pay-off tid	5,5	år

Nuvärde	4954
Nuvärdeskvot	2,3

Som tabell 7.3 visar har metanproduktionen en hög lönsamhet med en nuvärdeskvot över 2. Den största intäkten kommer från metanförsäljningen.

Tabell 7.4 Kombinerad metan- och pelletsproduktion

Intäkter		
Extra el	72,3	Mkr/år
Elcertifikat	19,4	Mkr/år
Pellets för avsalu	267,0	Mkr/år
Metan	720,0	Mkr/år
Totala intäkter	1079	Mkr/år
Utgifter		
Extra bränslekostnad	381,6	Mkr/år
RME	18,4	Mkr/år
Extra drift och underhåll	122,4	Mkr/år
Totala utgifter	522,3	Mkr/år

Vinst	548,0	Mkr/år
Pay-off tid	4,8	år

Nuvärde	7 004
Nuvärdeskvot	2,68

Tabell 7.4 visar att den kombinerade metan- och pelletsproduktionen är mycket lönsam med en nuvärdeskvot på nästan 2,7. Även här kommer den största intäkten från metanförsäljningen.

Tabell 7.5 Säsongsvärmelager - referensverket

Referensverket		
Intäkter		
Extra el	7,2	Mkr/år
Elcertifikat	2,2	Mkr/år
Minskad oljespets	10,2	Mkr/år
Minskad biobränsle	1,8	Mkr/år
Totala intäkter	21,4	Mkr/år
Utgifter		
Extra bränslekostnad	11,3	Mkr/år
Extra drift och underhåll	1,2	Mkr/år
Totala utgifter	12,5	Mkr/år

Vinst	8,9	Mkr/år
Pay-off tid- Bergrumslager	7,91	år
Pay-off tid Groplager	7,70	år

Nuvärde	114,46	Mkr
NK- Bergrumslager	1,62	
NK- Groplager	1,66	

Tabell 7.5 visar att säsongsvärmelager kan vara lönsamt med en nuvärdeskvot på 1,62 för referenslagret respektive 1,66 för groplagret. Den största intäkten kommer från den minskade oljeanvändningen, men den ökade elproduktionen ger också ett väsentligt bidrag. Den största utgiften är den extra biobränslekostnaden.

Tabell 7.6 Säsongsvärmelager – verk utan avfallsblock

Verket utan avfallsblock		
Intäkter		
Extra el	8,0	Mkr/år
Elcertifikat	2,0	Mkr/år
Minskad oljespets	8,9	Mkr/år
Totala intäkter	18,9	Mkr/år
Utgifter		

Extra bränslekostnad	10,3	Mkr/år
Extra drift och underhåll	1,2	Mkr/år
Totala utgifter	11,6	Mkr/år

Vinst	7,4	Mkr/år
Pay off tid- Bergrumslager	9,6	år
Pay off tid- Groplager	9,3	år

Nuvärde	94,1	Mkr
NK- Bergrumslager	1,34	
NK- Groplager	1,37	

Tabell 7.6 visar att ett verk utan avfallsförbränning har lite sämre möjligheter att få lönsamhet i ett säsongsvärmelager. Att just detta verk hade en mindre oljespets att minimera från början kan även bidragit till den minskade lönsamheten jämfört med referensverket. Trots detta visar verket utan avfallsförbränning lönsamhet med en nuvärdeskvot på 1,34 för bergrumslaget respektive 1,37 för groplaget.

Tabell 7.7 Kondenssvans

Intäkter		
Extra elproduktion	12,7	Mkr
Elcertifikat	3,4	Mkr
Totala intäkter	16,1	Mkr
Utgifter		
Extra drift och underhåll	0,4	Mkr/år
Extra bränslekostnader	15,2	Mkr/år
Totala utgifter	16,5	Mkr/år

Vinst	0,6	Mkr/år
Pay-off tid	123,3	år

Nuvärde	7,3
Nuvärdeskvot	0,1

Kondenssvansen, som visas i tabell 7.7, visar ingen lönsamhet. Den årliga vinsten på 0,6 miljoner kronor per år ger en pay-off tid på 123 år och en nuvärdeskvot på 0,1.

7.2 Resultatsammanställning

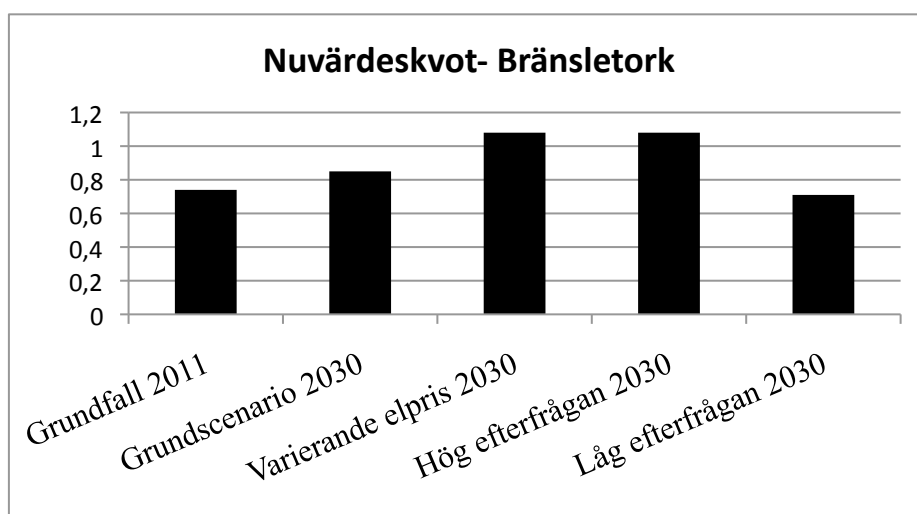
I tabell 7.8 kan resultaten i form av grundinvestering, årlig vinst, nuvärde och nuvärdeskvot ses för grundscenariot 2011.

Tabell 7.8. Grundscenario år 2011

Tekniker	Grundinvestering (Mkr)	Årlig vinst (Mkr)	Nuvärde (Mkr)	Nuvärdeskvot
Bränsletork	336	19	248	0,74
Pelletsproduktion	857	90	1153	1,35
Metanproduktion	2148	388	4954	2,31
Kombinerad metan- och pelletsproduktion	2608	548	7005	2,69
Bergrumslager - referensverket	70	9	114	1,62
Bergrumslager- utan avfall	70	7	94	1,34
Groplager- referensverket	68	9	114	1,66
Groplager- utan avfall	68	7	94	1,37
Kondenssvans	70	1	7	0,10

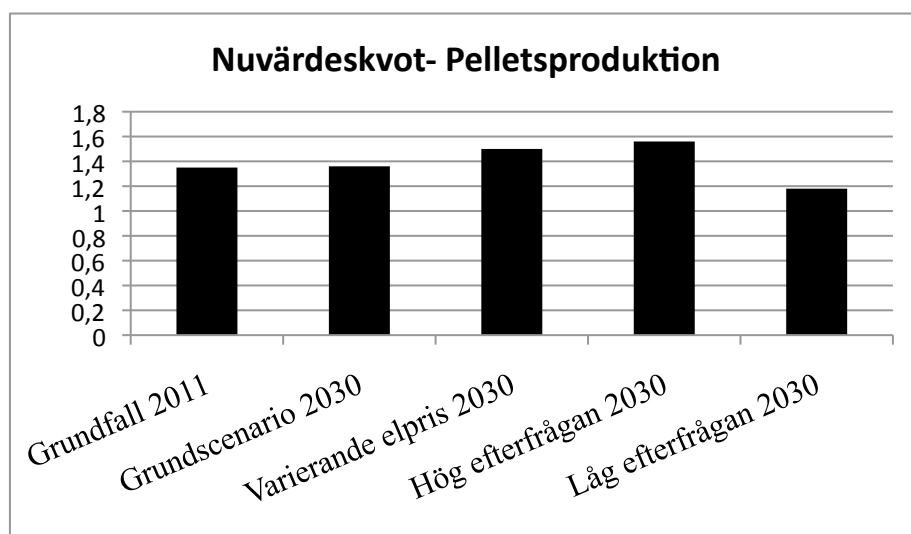
Alla tekniker uppvisar en årlig vinst, det vill säga att intäkterna överstiger utgifterna. För att en teknik ska vara lönsam krävs dock att den totala vinsten överstiger grundinvesteringen under den ekonomiska livslängden vilket betyder att nuvärdeskvoten överstiger ett. Detta krav uppfylls av pelletsproduktion, metanproduktion, kombinerad metan- och pelletsproduktion samt alla typer av säsongsvärmelager. De tekniker som trots en årlig vinst inte uppvisar lönsamhet är bränsletorken och kondenssvansen. Bränsletork är dock ett krav för att kunna investera i de energikombinat som undersökts och är lönsam i kombination med kombinaten. De största grundinvesteringarna krävs av de olika typerna av energikombinat där storkombinatet med kombinerad metan- och pelletsproduktion kräver den största investeringen.

Figur 7.1–7.7 nedan visar hur nuvärdeskvoten för respektive teknik påverkas av de olika elprisscenarierna. Elpriset i framtidsscenariot 2030 är enligt Swecos prognoser.



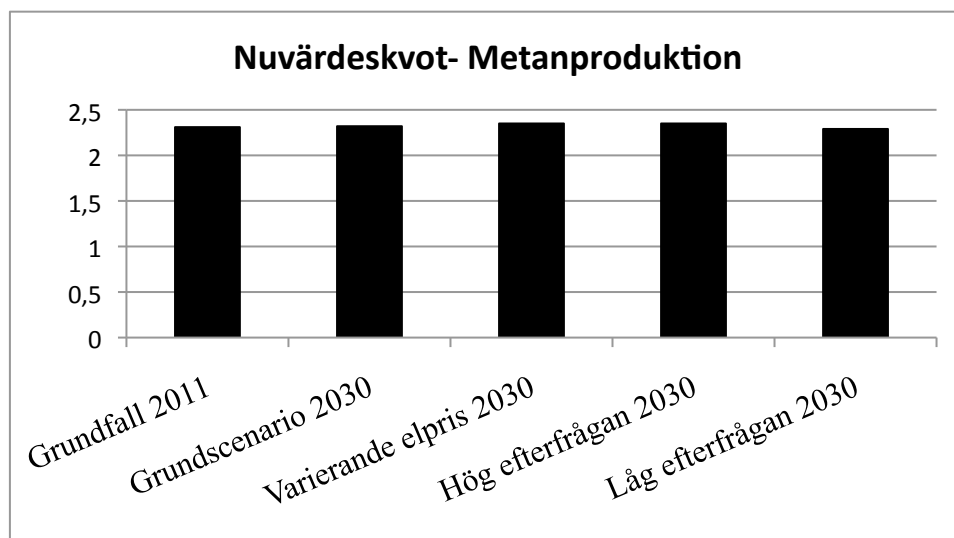
Figur 7.1 Bränsletorkens nuvärdeskvot i de olika elprisscenarierna.

Det som kan ses i figur 7.1 är att bränsletorken blir en lönsam teknik i fallen med mer varierande elpriser 2030 och hög efterfrågan 2030. I resterande fall är dock tekniken ej lönsam.



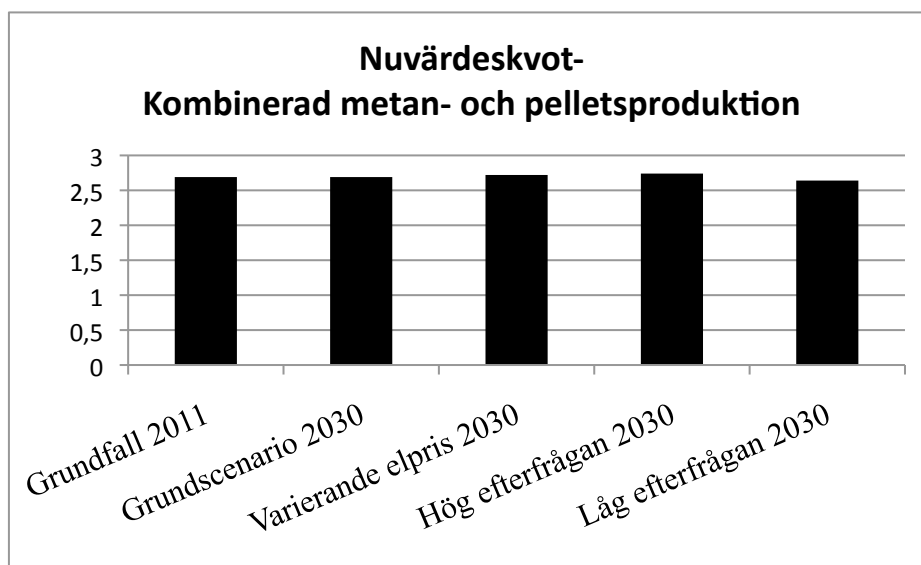
Figur 7.2 Pelletsproduktionens nuvärdeskvot i de olika elprisscenarierna.

Som figur 7.2 visar är pelletsproduktionen lönsam i alla elprisfall. Den lägsta lönsamheten fås i fallet med låg efterfrågan 2030.



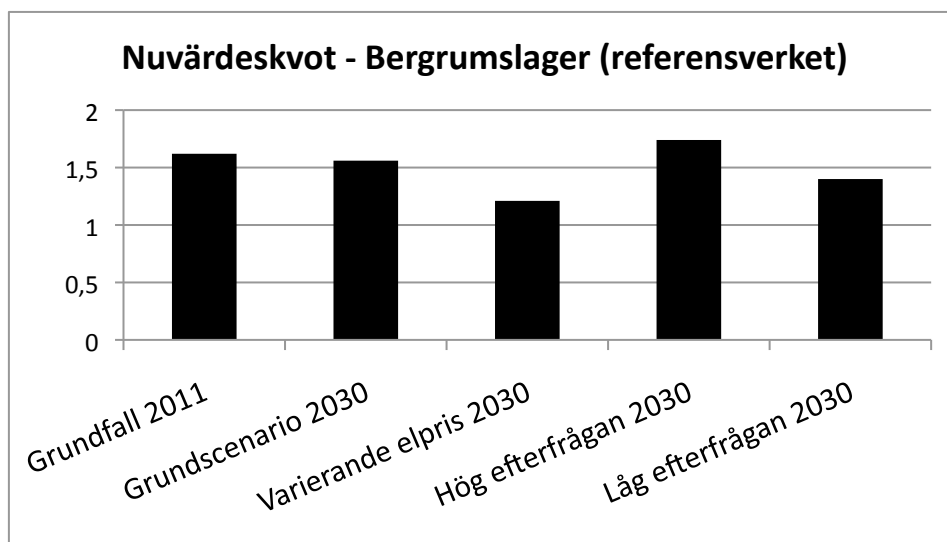
Figur 7.3 Metanproduktionens nuvärdeskvot i de olika elprisscenarierna.

Figur 7.3 visar att lönsamheten för metanproduktionen påverkas ytterst lite av elprisets variationer. Detta beror troligtvis på att metanförsäljning står för en mycket större del av intäkten än elförsäljningen.



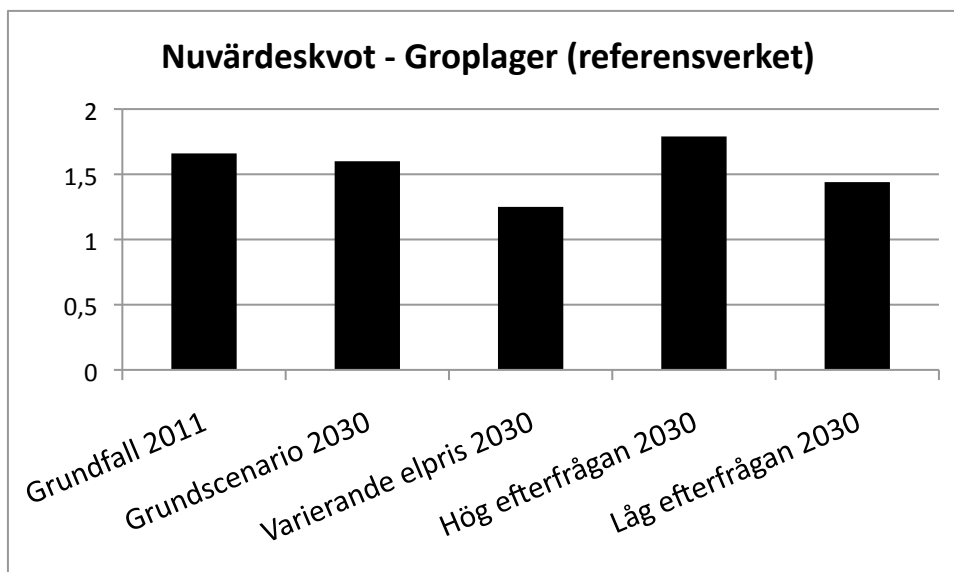
Figur 7.4 Den kombinerade metan- och pelletsproduktionens nuvärdeskvot i de olika elprisscenarierna.

Den kombinerade metan- och pelletsproduktionen visar högst lönsamhet i samtliga elprisfall med en nuvärdeskvot över 2,5, som figur 7.4 visar. Elprisets variationer påverkar inte lönsamheten särskilt mycket, detta för att metan- och pelletsförsäljningen ger större intäkter än elförsäljningen.



Figur 7.5 Bergrumslagrets nuvärdeskvot i de olika elprisscenarierna. Siffrorna gäller för referensverket.

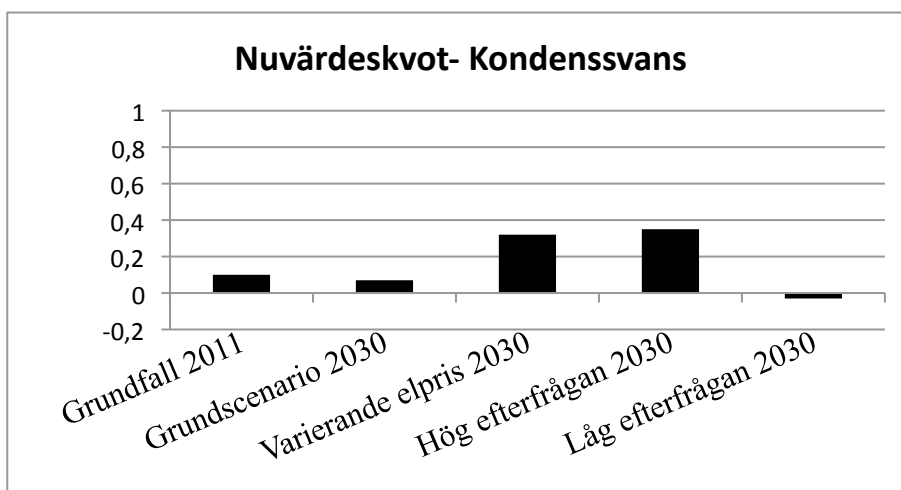
Som figur 7.5 visar är bergrumslagret lönsamt i samtliga elprisfall. Sämsta lönsamheten fås i fallet med varierande elpriser, vilket kan tyckas konstigt. Det beror troligtvis på att denna simulering inte är optimerad mot elpriset utan mot oljeanvändningen. Därför råkade antagligen tidpunkterna för uppladdning av lagret sammanfalla med elprisdalarna i detta fall, vilket ger mindre intäkter från elförsäljningen. Den högsta lönsamheten fås i fallet med hög efterfrågan på el.



Figur 7.6 Groplagrets nuvärdeskvot i de olika elprisscenarierna. Siffrorna gäller för referensverket.

Figur 7.6 visar att även groplagret har en nuvärdeskvot över ett i samtliga elprisfall. Samma mönster som för bergumslagret uppvisas; med mindre lönsamhet i fallet med mer varierande elpriser och högre lönsamhet i fallet med hög efterfrågan.

Figur 7.5 och 7.6 gäller för referensverket. För verket utan avfallsförbränning blev nuvärdeskvoten överlag lägre, men visade i övrigt samma mönster som figur 7.5 och 7.6. I fallet med mer varierande elpriser och fallet med låg efterfrågan hamnade verket under lönsamhetsstrecket (en nuvärdeskvot på 0,81 i fallet med mer varierande elpriser respektive 0,97 i fallet med låg efterfrågan).



Figur 7.7: Kondenssvansens nuvärdeskvot i de olika elprisscenarierna.

Kondenssvansen visar inte lönsamhet i något av elprisfallen. Som figur 7.7 visar är fallen med varierande elpris och hög efterfrågan de fall som ger bäst lönsamhet, men det räcker inte för att nå en nuvärdeskvot över ett. Anledningen till att kondenssvansens lönsamhet är lägre i grundscenariot 2030 jämfört med grundfallet 2011 är den trappstegseffekten som uppstår då

kondensturbinen inte dras igång om inte elpriset överstiger bränslepriset delat med turbinens verkningsgrad. Medelelpriset ligger nämligen lägre för grundscenariot år 2030 än för år 2011.

I en situation där elpriset blir ännu mer varierande får de tekniker som innebär en optimering mot höga elpriser större möjlighet till lönsamhet. Detta gäller alla tekniker utom säsongsvärmelagren, som är optimerade mot oljeanvändningen istället för elpriset. Bränsletork, energikombinat och kondenssvans visar högre lönsamhet i fallet med mer varierande elpris. Alla tekniker får dock en ökad lönsamhet i fallet med hög efterfrågan på el, jämfört med grundfallet 2011.

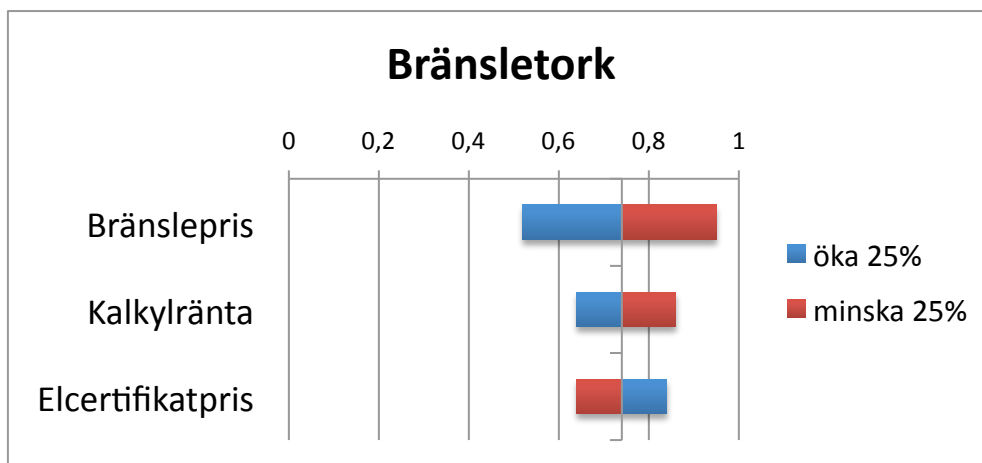
8. Känslighetsanalys

Känslighetsanalysen har utförts enligt Tornado-metoden (Eschenbach, 2006), där alla parametrar ökas respektive minskas med 25 %. Tabell 8.1 nedan visar vilka parametrar som analyserats, samt hur mycket de ökas respektive sänks med.

Tabell 8.1 Parametrar som analyseras i känslighetsanalysen

Parametrar	Grundvärde	ökat 25 %	minskat 25 %
Bränslepris Kombinat & Tork (kr/MWh)	187	233,75	140,25
Kalkylränta	0,06	0,075	0,045
Elcertifikatpris (kr/MWh)	150	187,5	112,5
Försäljningspris pellets & bränslepris kondens (kr/MWh)	281	351,25	210,75
Försäljningspris metan (kr/MWh)	882	1102,5	661,5
Biobränslepris lager (kr/MWh)	219	273,75	164,25
Oljepris (kr/MWh)	520	650	390

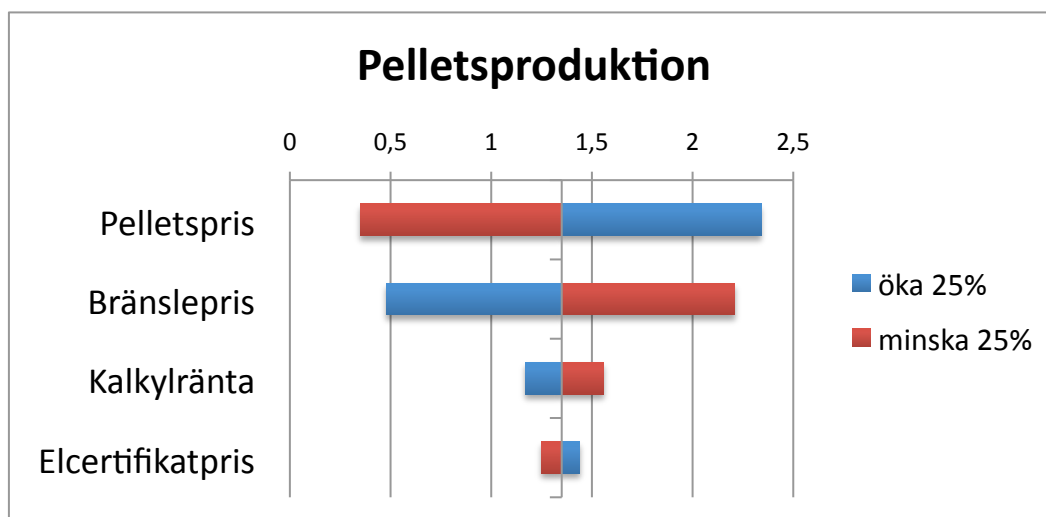
För bränsletorken analyseras hur bränslepriset, kalkylräntan och elcertifikatpriset påverkar lönsamheten. Resultatet av analysen visas i figur 8.1.



Figur 8.1 Känslighetsanalys för bränsletorken.

Anmärkningsvärt är att varken en sänkning av bränslepriset eller ett höjt elcertifikatpris ger en nuvärdeskvot över 1. Tekniken är därmed inte lönsam i något av fallen. Bränslepriset har den största påverkan på lönsamheten, vilket tydligt ses i figur 8.1.

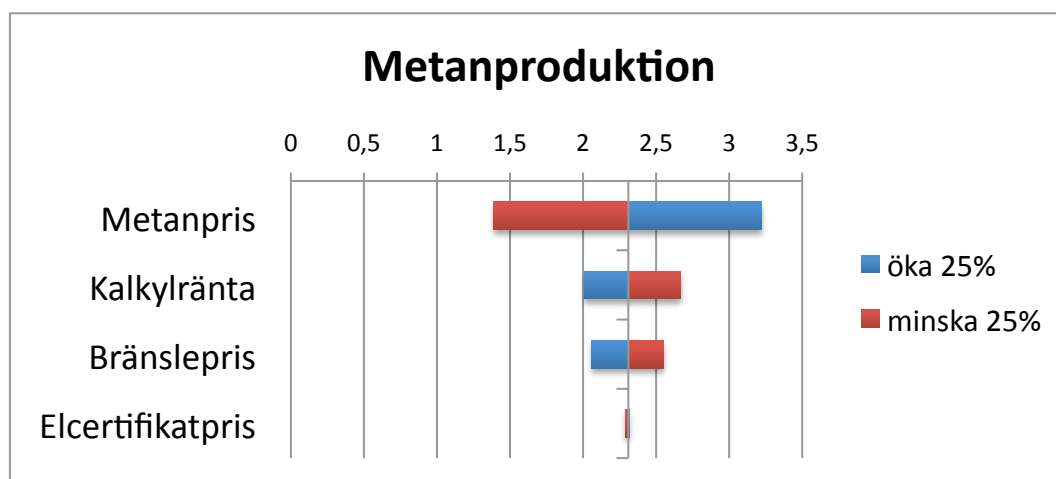
För pelletsproduktionen har parametrarna bränslepris, kalkylränta, elcertifikatpris och pelletspris undersökts. Resultatet visas i figur 8.2.



Figur 8.2 Känslighetsanalys för pelletsproduktionen.

Figur 8.2 visar att försäljningspriset för pellets har en stor påverkan på lönsamheten. Då priset höjts med 25 % blir nuvärdeskvoten över 2, medan en sänkning av priset innebär en nuvärdeskvot på under 0,5. Även bränslepriset har en stor påverkan, där en höjning av bränslepriset ger en nuvärdeskvot på 0,5. Därmed är lönsamheten i pelletsproduktionen mycket känslig för svängningar i pelletspris och bränslepris och är därför en riskfylld investering.

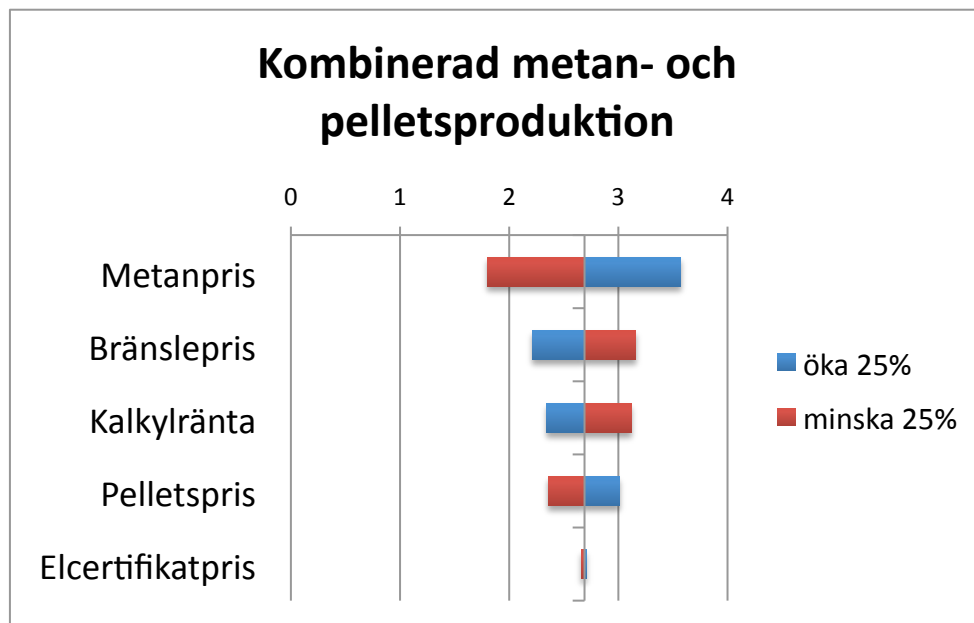
För metanproduktionen har parametrarna metanpris, kalkylränta, bränslepris samt elcertifikatpris analyserats. Resultatet visas i figur 8.3.



Figur 8.3 Känslighetsanalys för metanproduktionen.

Figur 8.3 visar att försäljningspriset för metan är den viktigaste faktorn för lönsamheten. Ändå räcker inte en sänkning av metanpriset med 25 % för att göra tekniken olönsam. Bränslepriset och kalkylräntan har en liten påverkan på resultatet. Elcertifikatpriset har en mycket liten betydelse i detta fall.

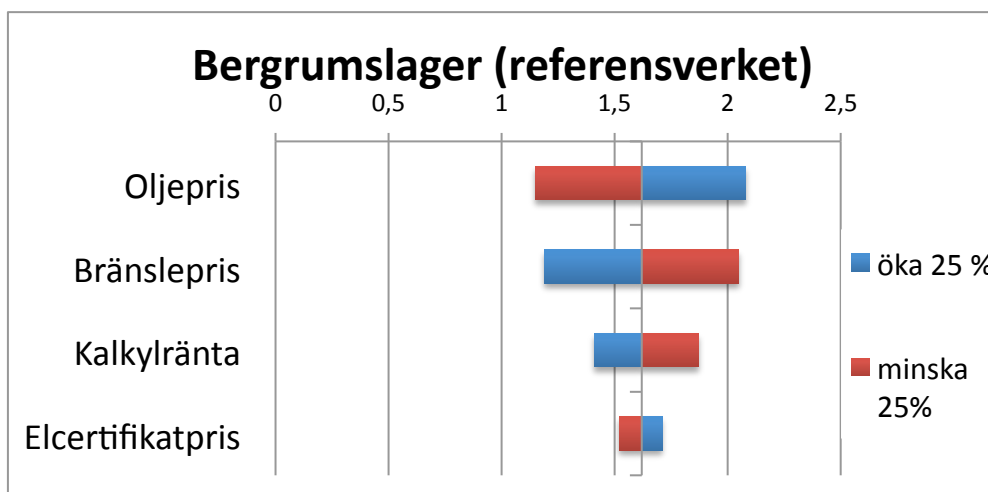
För den kombinerade metan- och pelletsproduktionen har parametrarna pelletspris, metanpris, bränslepris, kalkylränta och elcertifikatpris analyserats. Resultatet visas i figur 8.4 nedan.



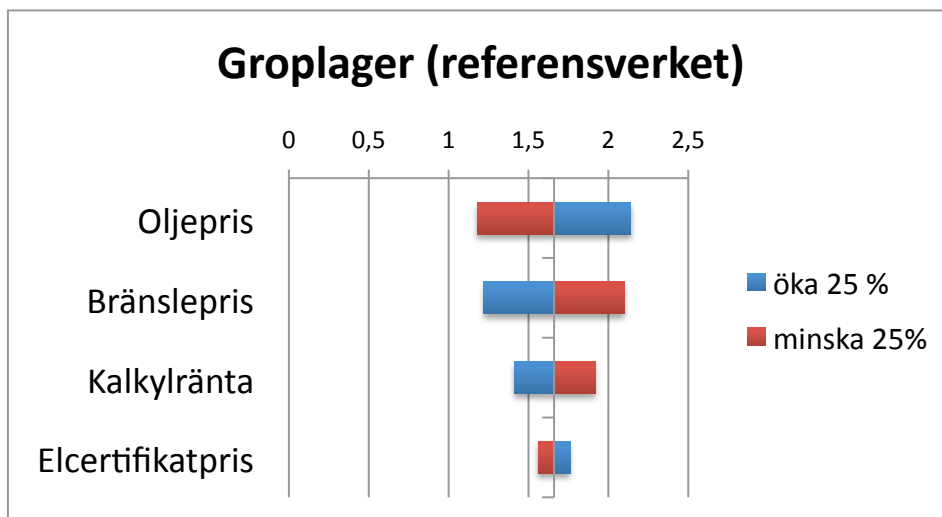
Figur 8.4 Känslighetsanalys för den kombinerade metan- och pelletsproduktionen.

Figur 8.4 visar att försäljningspriset för metan är den viktigaste faktorn för lönsamheten. Därefter kommer bränslepriset, sedan kalkylräntan och därefter pelletspriset. Elcertifikatpriset har återigen en mycket liten påverkan. Alla analyserade fall ger en nuvärdeskvot över 1,5 vilket innebär att tekniken är lönsam trots prissvängningar.

För säsongsvärmelagren har endast en känslighetsanalys utförts för referensverket. De analyserade parametrarna är oljepris, bränslepris, elcertifikatpris och kalkylränta. Resultatet för bergrumslagret visas i figur 8.5 medan resultatet för groplagret visas i figur 8.6.



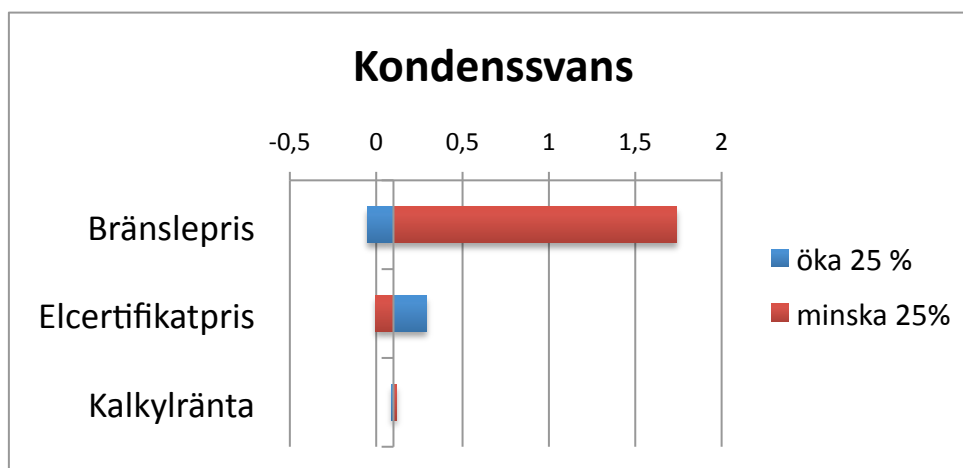
Figur 8.5 Känslighetsanalys för bergrumslagret. Siffrorna gäller för referensverket.



Figur 8.6 Känslighetsanalys för groplagret. Siffrorna gäller för referensverket.

Figur 8.5 och 8.6 visar att oljepriset och bränslepriset är de viktigaste parametrarna för säsongsvärmelagren. Varken en sänkning av oljepriset med 25 % eller en ökning av biobränslepriset med 25 % får resultatet att hamna under lönsamhetsstrecket. Om biobränslepriset skulle höjas ytterligare skulle dock tekniken kunna bli olönsam. På liknande sätt kan en kraftig sänkning av oljepriset leda till olönsamhet. Kalkylräntan och elcertifikatpriset är av mindre betydelse i detta fall.

Slutligen utfördes en känslighetsanalys för kondenssvansen, vars resultat visas i figur 8.7. De analyserade parametrarna i detta fall var bränslepris, kalkylränta och elcertifikatpris.



Figur 8.7 Känslighetsanalys för kondenssvansen.

Bränslepriset är den absolut mest betydande faktorn för kondenssvansens lönsamhet. Med ett sänkt bränslepris med 25 % når kondenssvansen lönsamhet med en nuvärdeskvot över 1,7. En annan intressant iakttagelse är att elcertifikatpriset har en större betydelse än kalkylräntan vilket skiljer den från de andra undersökta teknikerna. För kondenssvansen påverkar elcertifikaten mycket beroende på kravet att elpriset tillsammans med elcertifikatpriset ska överstiga bränslepriset för att kondenssturlinen ska köras igång. Vid ett lägre elcertifikatpris dras kondenssturlinen igång mer sällan och möjligheten till vinst minskar markant.

9. Analys

En investering i en bränsletork kräver att bränslepriset är tillräckligt lågt för att elprisintäkten ska täcka utgiften för torkningen. Känslighetsanalysen visar att en minskning av bränslepriset med 25 % inte räcker för att tekniken ska bli lönsam. Om priset sänks ytterligare skulle dock eventuellt tekniken kunna uppvisa lönsamhet, särskilt i kombination med högre elpriser. I fallet med mer varierande elpriser och hög efterfrågan 2030 blev tekniken precis lönsam, även om den i dagsläget inte verkar vara en god investering. En bränsletork är dock en förutsättning för de andra energikombinaten och är i kombination med dessa en lönsam investering. Torkning av bränsle förutsätter att ledig värmekapacitet finns tillgänglig och kan under sommaren innebära att värme som annars skulle gå till spillo kan användas. I Rodin m.fl. (2012) visar bränsletorken ett mer lönsamt resultat med en pay-off tid på 11 år jämfört med denna studies pay-off tid på 17 år i grundscenariot för 2011. Detta beror främst på ett nedjusterat elcertifikatpris, vilket minskar den årliga intäkten med 17 Mkr. Intäkten från elförsäljningen är dock 8 Mkr större, vilket visar att optimeringen mot elpriset påverkar intäkterna positivt. Jämförs resultaten från Rodin m.fl. (2012) med energikombinaten uppkommer liknande samband men effekterna blir mindre ju större investeringen och de övriga intäkterna är.

Pelletsproduktion visar sig i denna studie vara en lönsam investering. En svag sänkning av pelletspriset i känslighetsanalysen gör dock investeringen olönsam vilket innebär att tekniken är känslig för variationer i försäljningspriset för pellets. Även inköpspriset på biprodukter som används för att tillverka pelletsen är mycket känsligt för prisförändringar. En höjning av inköpspriset ger också ett olönsamt resultat. En annan viktig faktor är att det måste finnas avsättning för den mängd pellets som produceras, annars kan en överetablering i sig leda till att pelletspriset sjunker. Den storlek på 200 000 ton pellets/år som denna studie undersöker är mycket stor och överstiger produktionen hos Sveriges största producenter vilka producerar cirka 180 000 ton pellets/år. Marknaden för en mindre anläggning skulle troligtvis se bättre ut men kräver andra investeringsunderlag än för den anläggning som undersökts i denna studie.

Metanproduktion uppvisar ett mycket gott resultat med lönsamhet i alla scenarier. Investeringen är dock stor och kräver tillgång till ett stort startkapital. En annan förutsättning är att det finns en marknad för försäljning av drivmedlet. Detta är till stor del en politisk fråga och styrs av den riktning politiken väljer för biodrivmedel och dess konkurrens med andra typer av drivmedel och elbilar. GoBiGas projektet i Göteborg räknar med en produktion på 1 TWh per år, vilket överstiger produktionen i både metananläggningen och den kombinerade metan- och pelletsanläggningen i denna undersökning. Lokala förutsättningar och tillgång till pumpsystem och samarbeten med kommuner och liknande kan också påverka lönsamheten, till exempel kan GoBiGas koppla in sin produktion mot det gasnät som redan finns i Göteborg. Med det metangaspris som finns idag visar dock denna investering en god marginal.

Den kombinerade metan- och pelletsproduktionen visar högst lönsamhet i alla olika fall. Detta främst på grund av skalfördelar men det ger också en större säkerhet då diversifiering av produktportföljen ger en mindre känslighet för förändringar på marknaden. Investeringen är dock stor och kräver ett stort startkapital. Trots att känsligheten minskas för marknadssvängningar är man ändå beroende av att metan- och pelletsmarknaden inte

störtdyker. Det krävs även stora mängder bränsle för att driva kraftvärmeverket med både metan- och pelletsproduktion och därmed är tillgång till bränsle kritiskt för investeringen.

Teknikerna för säsongsvärmelager visade upp lönsamhet i de flesta fall. Lönsamheten beror dock starkt på vilken typ av verk som använder lagret. Genomgripande gäller att referensverket har bättre lönsamhet än verket utan avfallsförbränning. Detta kan bero på två saker. För det första leder avfallsförbränningen till en extra intäkt då en del biobränsle ersätts med avfallseldad värme. Den andra anledningen till att verket utan avfallsförbränning är mindre lönsamt kan vara att detta verk hade en mindre oljespets från början. Oljeanvändningen blev i våra simuleringar helt eliminerad, vilket innebär att lagrets storlek kanske var en aning överdimensionerad för detta verk. Innan ett kraftverk beslutar sig för att investera i ett lager är det alltså viktigt att göra en avvägning mellan lagrets storlek och den potentiella intäkten från minskad oljespetslast. En annan faktor som skulle kunna öka lönsamheten för säsongsvärmelager är att endast ladda lagret när elpriset är högt. På detta sätt skulle intäkterna från den extra elproduktionen troligtvis bli betydligt högre. I det framtidsscenario för 2030 som undersökts i studien visades att elpriset kommer att variera mer, varpå en prisoptimerad drift av säsongsvärmelagret blir allt viktigare. En fördel med säsongsvärmelagret är att det genom att reducera oljeanvändning har en koldioxidbesparande effekt. Detta skulle kunna motivera subventioner och bidrag för byggnationen för dessa. Projektet i Marstal, Danmark är exempelvis delvis finansierat av EU-bidrag. Att investera i en mer klimatpositiv teknik kan även förbättra kraftvärmeproducentens varumärke. Känslighetsanalysen visade att lönsamheten i säsongsvärmelager påverkas mest av förändringar i oljepriset och biobränslepriset. Då lagret har relativt höga värmeförluster (30 %) krävs det att bränslet som används vid uppladdning av lagret inte är alltför dyrt. Med ett allt mindre utbud av fossila bränslen i framtiden finns det indikationer på att oljepriset kan komma att öka, vilket skulle öka incitamenten ytterligare för att investera i ett säsongsvärmelager. Även resultaten från studien av Zinko och Gebremedhin (2008) visar att investeringen i ett 200 000 m³ bergrumslager klarar en sänkning av oljepriset. Bergrumslager för referensverket beräknades ha en återbetalningstid på 7,9 år, då ingen hänsyn tas till räntekostnader eller kalkylränta. Zinko och Gebremedhin (2008) har en motsvarande återbetalningstid på 5,9 år för Tekniska Verken i Linköping. Anledningen till att lönsamheten blir högre i deras fall är troligtvis att de räknar med en ännu mer minskad oljeförbrukning.

Valet mellan bergrumslager och groplager är inte lätt att generalisera. Denna studie visar en något bättre ekonomi för groplager, men det är därmed inte säkert att det är den bästa tekniken i samtliga fall. Geologiska förutsättningar och närheten till bergrum kan ha stora konsekvenser för investeringskostnaden. En mer djupgående utredning för varje specifik anläggning bör därför göras innan ett investeringsbeslut kan tas. Då groplager fortfarande är en ny teknik, kan det även visa sig bli en mer kostsam investering än vad som beräknas i dagsläget. Det är därför intressant att följa projektet i Marstal och utvärdera resultatet därifrån för att kunna göra en mer noggrann kostnadsuppskattning.

Kondenssvans visade sig vara en olönsam teknik i samtliga elprisscenarion. Detta beror till stor del på att elpriset aldrig når upp till de nivåer som krävs för att täcka bränslekostnaderna. Känslighetsanalysen visade dock att en sänkning av bränslepriset kan göra tekniken lönsam. Simuleringen i denna undersökning är utförd så att kondenssvansen antingen körs fullt ut eller inte alls. I verkligheten kan en del av ångan köras genom kondenssturbinen och resten som

vanlig ut på fjärrvärmenätet. Att köra på detta sätt skulle möjliggöra flera igångsättningar av kondenssvansen och troligtvis ge tekniken ett bättre resultat. Denna simulering möjliggör inte heller att kondenssvansen körs igång under vintermånaderna eftersom värmebehovet då är stort. Då det i Sverige finns ett värmebehov under större delen av året sammanfaller höga elpristoppar sällan med ledig kapacitet i kraftvärmeblocket. De största pristopparna inträffar i denna simulering under vintern och därmed går tekniken miste om flera av topparna. Med en mer flexibel körning av kondenssvansen skulle den eventuellt kunna dras igång även under vintern. En teknik som skulle kunna vara lönsam i Sverige är gaskombikondens, där verkningsgraden kan bli betydligt högre. Detta utreds inte närmare i denna rapport, men är en intressant aspekt att undersöka vidare. Tillsammans med förgasning av biobränslen skulle det kunna bli en intressant teknik i framtiden. Troligen skulle detta bli mest lönsamt i södra Sverige där värmeunderlaget är mindre, och elpriserna tidvis högre än i övriga landet.

Alla tekniker som undersöks i denna studie är på något sätt kopplade till en biobränsleeldad panna i ett kraftverk. Biobränslemarknaden så klart beroende av tillgången och efterfrågan på biobränsle vilket i sin tur start påverkar resultaten av denna studie. Restprodukter från skogsindustrin är populära bränslen och innebär ett beroende av skogsindustrin och dess påverkan av konjunktursvängningar. Exempelvis steg skogsbränslepriserna drastiskt under den senaste finanskrisen.

Pappers- och massaindustrin påverkar på samma sätt biobränsletillgången. De ökade miljökraven på utsläpp har också gjort att efterfrågan på biobränslen ökat och därmed spätt på priserna. Andra aktörer kan också se lönsamhet i olika energikombinatproduktioner vilket ökar konkurrensen än mera. Flera kombinat än de som undersöks i denna studie är också intressanta som till exempel investeringar i svartlutsförgasning och andra biodrivmedel. Marknadssvängningarna för biobränslen är något som kräver ytterligare studier och hur konkurrensen om olika råvaror kommer att påverka kraftvärmebranschen i framtiden. Vilka energikombinat som kommer att uppvisa störst lönsamhet i framtiden är också starkt beroende av politiska beslut och vilka tekniker som på olika sätt blir subventionerade.

Denna rapport visar hur olika tekniker påverkas av elprisets utveckling och kunskap om detta är ett viktigt beslutsunderlag vid investeringar. Det faktiska elprisets utveckling är dock svårt att förutspå. De scenarier som undersöks i rapporten är bara några av de möjliga elprissituationer som kan uppstå. En situation där den svenska elmarknaden sammankopplas mer med den europeiska kan komma att leda till högre priser. Andra stora förändringar som exempelvis Tysklands beslut att avveckla sin kärnkraftsproduktion kan också påverka elprissituationen i Sverige. Om Tyskland på grund av avvecklingen får ett elunderskott kan Sverige hjälpa till att tillgodose detta med export vilket ökar elpriset i Sverige. Vindkraftsutbyggnaden påverkar också starkt elpriset. Sverige räknar idag med en starkt utökad vindkraftsproduktion av vilken man planerar att bygga en stor del i norr. Detta kan leda till både ett elöverskott i Sverige och en mer varierande elprissituation. De scenarier som undersöks här visar att ett mer varierande elpris gynnar investeringar i energikombinat och om säsongsvärmelagren optimeras för elprisvariationer kan även dessa gynnas av en sådan utveckling. Tekniker som syftar till att bättre ta till vara på den energi som används är också mycket positivt ur ett politiskt och samhällsmässigt perspektiv. En situation med ett stadigt lägre elpris missgynnar alla teknikerna men enligt denna studie måste elpriset sjunka rejält för att de tekniker som visar lönsamhet i grundscenariot ska bli olönsamma. Elcertifikatstilldelningen och utsläppsrätter för koldioxid påverkar också lönsamheten i kraftvärmeverken. Elcertifikaten undersöks i denna rapport och dess pris påverkar

lönsamheten. Vissa hävdar att elcertifikatpriset kommer att sjunka ner mot noll då vindkraftsutbyggnaden blir större än beräknat. De tekniker som undersöks här och i grundscenariot visar lönsamhet klarar dock av en sänkning av elcertifikatpriserna. Utsläppsrätter har inte undersökts i denna studie då de enbart påverkar den totala intäkten för kraftvärmeverket. Tilldelningen påverkar dock starkt lönsamheten i de kraftvärmeverk som eldar med biobränslen och får utsläppsrätter tilldelade. Politiska styrmedel har en stor påverkan på kraftvärmebranschen och dess utveckling kommer att påverka vilka tekniker som har störst konkurrenskraft i framtiden.

10. Slutsatser

Optimering av elproduktionen mot elpriset genom större flexibilitet i värme- och elproduktionen ger större intäkter från elproduktionen i kraftvärmeverk. Av de tekniker som undersöks i denna rapport visade sig energikombinat och säsongsvärmelager vara lönsamma, både med dagens elpris och med det prognostiserade elpriset för år 2030. Energikombinatproduktion som har möjlighet att optimera elproduktionen mot elpriset visar en större lönsamhet år 2030, då elpriset varierar mer. Säsongsvärmelager, där elproduktionen är optimerad mot minskad oljeförbrukning och inte elpriset, visar en sämre lönsamhet år 2030 även om tekniken fortfarande är lönsam. I fallet med mer varierande elpriser år 2030 blir energikombinatteknikerna mer lönsamma, medan säsongslagren blir mindre lönsamma. Bränsletorken, som tidigare inte visat lönsamhet hamnar precis över lönsamhetsgränsen. Hög efterfrågan på el år 2030 ledde enligt simuleringarna till högre elpriser, vilket gynnar samtliga tekniker. Alla tekniker utom kondenssvans är lönsamma i detta fall. Med en lägre efterfrågan och ett lägre elpris blir alla tekniker mindre lönsamma, och bränsletorken blir åter olönsam.

De energikombinattekniker som i denna studie visar god lönsamhet i samtliga elprisfall är metanproduktion och kombinerad metan- och pelletsproduktion. Dessa investeringar kräver dock ett stort startkapital och är till viss del känsliga för förändringar av politiska styrmedel och marknadssvängningar. Bränsletork är en förutsättning för att kunna investera i energikombinatteknikerna men är enligt denna studie en riskfylld enskild investering.

Säsongsvärmelager har bra förutsättningar att bli en god investering. Tekniken är dock relativt otestad i dagsläget. Pilotstudien i Marstal är ett intressant säsongslagerprojekt som bör uppföljas för att kunna dra vidare slutsatser. Prisoptimering mot elpriset kan ytterligare höja lönsamheten i säsongsvärmelager. Enligt denna studie är en investering i kondenssvans inte att rekommendera då den uppvisar olönsamhet i alla olika fall. Det finns dock andra kondensstekniker som kan vara intressanta att undersöka som till exempel kondensdrift i gaskombikraftverk.

10.1 Förslag till vidare studier

Energikombinat är en intressant idé som testas med olika kombinat på olika anläggningar i Sverige. Det är dock svårt att hitta stabila lönsamma lösningar. Tekniker som svartlutsförgasning och andra typer av biodrivmedel är intressanta att undersöka vidare. Vidare studier kring energikombinat och hur de påverkas av marknadssvängningar tas inte upp i denna undersökning men skulle vara intressanta att utvärdera efter den metod som använts i denna rapport. Vidare studier med mindre storlekar på kombinatanläggningen skulle också kunna ge en bättre uppfattning om dess lönsamhetsförutsättningar.

Säsongsvärmelager är en teknik som har potential att bli mycket lönsam men vidare studier och pilotprojekt behövs för att föra tekniken framåt. I denna studie har inte prisoptimering gjorts mot elpriset utan enbart mot att minimera oljeanvändningen. En utveckling av denna undersökning med en prisoptimerad drift av säsongsvärmelager skulle kunna ge en bättre bild av säsongsvärmelagers potential. Uppföljning och utvärdering av pilotprojektet i Marstal är också något som kräver ytterligare studier.

I denna undersökning används ett teoretiskt kraftvärmeverk för att utvärdera de olika teknikerna. Förutsättningar för de olika investeringarna ser dock något annorlunda ut beroende på placering och lokala förutsättningar. Intressant vore att undersöka möjligheterna

för de olika teknikerna på ett faktiskt verk eller på en investering i ett helt nytt kraftvärmeverk. Då resultaten i denna undersökning är baserade på en merinvestering i ett existerande kraftvärmeverk skulle nuvärdeskvoterna kunna se annorlunda ut vid byggnation av ett helt nytt verk då investeringen i teknikerna skulle bli en mindre del av den totala investeringen.

Källförteckning

Skriftliga källor

Alvarez, Henrik (2006) Energiteknik; 3:e upplaga; Studentlitteratur; Lund

Berntsson, Mikael, Thorson, Ola; Wennberg, Olle (2010) Ökat elutbyte i biobränsleeldade kraftvärmeanläggningar med hjälp av förtorkning. SYS08-823, Värmeforsk

Energimarknadsinspektionen (2011) Analys av fjärrvärmeföretagens intäkts- och kostnadsutveckling, EI Rapport 2011:08

Energimyndigheten (2010) Utvecklingen på utsläppsmarknaden 2010 – en beskrivning och analys av den globala utsläppshandeln, ER2010:42

Energimyndigheten (2011) Energiläget 2011, ET 2011:42

Energimyndigheten (2011:12) Energiindikatorer 2011, ER2011:12

Eschenbach, Ted G (2006) Technical note: Constructing tornado diagrams with spreadsheets, Engineering Economist June 22

Fjärrensyn (2011) Fjärrvärmens i framtiden, Fjärrensyn Rapport 2011:2

Hagberg, Linus; Särnholm, Erik; Gode, Jenny; Ekvall, Tomas, Rydberg, Tomas (2009) LCA calculations on Swedish wood pellet production chains, IVL Swedish Environmental Research Institute, Stockholm

Jardeby, Åsa; Nordman, Roger (2009) Inventering av installerade absorptionskylmaskiner – Driftserfarenheter och argument för inköp, Rapport 2009:49, Svensk Fjärrvärme

Jönsson, Josefin (2011) Kostnader för värmelager koncept, Vattenfall Power Consultant AB

Jönsson, Mikael; Nyström, Olle; Hermann, Fredrik (2010) Resurseffektiva torkmetoder applicerade på biobränsleeldade kraftvärmeverk – Systemstudie, Elforsk rapport 11:05

Naturvårdsverket (2005), Förbränningsanläggningar för energiproduktion inklusive rökgaskondensering (utom avfallsförbränning), Branschfakta Utgåva 2

Rodin, Jennie; Wennberg, Olle (2010) Förgasning för bränsleproduktion i stor- och småskaliga energikombinat, rapport 1150; Värmeforsk

Rodin, Jennie; Wennberg, Olle; Berntsson, Mikael; Njurell, Rolf; Thorson, Ola (2012), Optimal råvaruinsats och utnyttjandegrad i energikombinat för värme, el, biodrivmedel och avsalubränsle; Värmeforsk

Rydén m.fl (2006), Ten perspectives on Nordic Energy – final report for the first phase of the Nordic energy perspectives, Elforsk

Saxe, Maria; Kronholm, Lars-Åke; Sjögren, Helena; Nilsson, Mårten (2009), Fjärrvärmens marknad och omvärld, Rapport 2009:38, Svensk Fjärrvärme

SKM Svensk Kraftmäkling AB & Svensk Energi, Marknadspriser, Power Point, 2012

Statens Offentliga Utredningar (2005); SOU 2005:33 Fjärrvärme och kraftvärme i Framtiden-
Betänkande av Fjärrvärmeutredningen

Svebio, Skogsindustrierna, Svensk Fjärrvärme, Svensk Energi (2011); Sveriges utbyggnad av
kraftvärme till 2020- med fokus på elcertifikatssystemets effekter, Rapport November 2011

Svenska Kraftnät (2009), Anmälningssområden på den svenska elmarknaden – Förslag till
marknadsdelning, Slutrapport nr. 2009/35

Skoldberg m.fl. (2011), Fjärrvärme i framtiden, Rapport 2011:2

Sorensen, Per Alex; Presentation Marstal, 2012

Zinko, Heimo; Gebremedhin, Alemayehu (2008) Säsongsvärmelager i kraftvärmesystem
Rapport 2008:1, Svensk Fjärrvärme

Åberg, Magnus (2012), District Heating Sensitivity to Heat Demand Reductions and
Electricity Market Dynamics, Department of Engineering Sciences, Uppsala Universitet

Intervjuer

Allmyr, Magnus; Mälarenergi; 2012-02-07

Berntsson, Siv; Vattenfall; 2012-03-02

Båfält, Martin; EON; 2012-04-19

Eklund, Urban; ENA Energi; 2012-02-01

Just Nielsen, René; DONG Energy; 2012-03-13

Khan, Shamsheer; Fortum; 2012-02-23

Mazur, Michael; Siemens Industrial Turbomachinery AB; 2012-05-07

Nordin, Olof; Fortum; 2012-03-01

Tullgren, Mats; EON; 2012-04-19

Åberg, Magnus; Uppsala Universitet; 2012-02-24

Information från Internet

Bioenergitidningen,

[http://bioenergitidningen.se/files/resourcesmodule/@random46d6cce6d449a/1213166995_94
pelletsfabriker.pdf](http://bioenergitidningen.se/files/resourcesmodule/@random46d6cce6d449a/1213166995_94_pelletsfabriker.pdf), 2012-05-29

dt, <http://www.dt.se/nyheter/dalarna/1.4104348>, 2012-05-31

Energimyndigheten, <http://www.energimyndigheten.se/elcertifikat>, 2012-02-16

Energimyndigheten,

<http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Testerresultat/Testresultat/Luftluftvarmepumpar/>, 2012-03-12

ESV, <http://www.ekonomifakta.se/sv/Fakta/Energi/Styrmedel/Energi-och-miljoskatter/>, 2012-02-28

Ekander, Ingemar; Trädbränsle- och torvpriser nr 1 2012,
<http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&id=a96809ffbd94913b722b97dc3546986>, Energimyndigheten 2012

EON Värmekraft Sverige AB, *Öresundsverket- Ett av världens effektivaste kraftverk*, Broschyr från EON Värmekraft Sverige AB <http://www.eon.se/oresundsverket> 2012-05-29

Frisk, Jan; <http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Kondenskraft/>; 2012-04-26

Göteborg Energi, http://www.goteborgenergi.se/Foretag/Projekt_och_etableringar/GoBiGas, 2012-05-29

NE Nationalencyklopedin, www.ne.se/kraftvarmeverk, 2012-02-28

Nord Pool spot, Elspot Prices_2011_Weekly_SEK, hämtad från
<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/> 2012-02-29

NordPool, <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>, 2012-05-31

Riksbanken,
<http://www.riksbank.se/sv/Penningpolitik/Prisstabilitet-/Inflationen-just-nu/>, 2012-04-23

SCA BioNorr, <http://www.sca.com/sv/bionorr/om-oss/>, 2012-05-29

Skellefteå Kraft; "Kraftvärme och bioenergi",
<http://www.skekraft.se/default.aspx?di=1797>, 2012-04-17

SKM Svensk Kraftmäkling AB, <http://www.skm.se/priceinfo/>, 2012-05-14

Svensk Fjärrvärme a, statistik hämtad från <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Energitillforsel>, 2012-02-27

Svensk Fjärrvärme b, statistik hämtad från <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Leveranser/>, 2012-03-05

Svenskt Gastekniskt Center AB, information hämtad från
<http://www.sgc.se/index.asp?Menu=Energigas&ID=465>, 2012-02-28

SOU - Statens offentliga utredningar, <http://www.sou.gov.se/tpa-utredningen/>, 2012-02-15

Thornström, Erik,

(<http://www.svenskfjarrvarme.se/Medlem/Fokusomraden-/Fjarrvarldensomvarld/Skatter-och-styrmedel/>), 2012-04-26

Valuta.se, www.valuta.se, 2012-04-20

Bilagor

Bilaga 1: Grundläggande termodynamik

Principen för en ångkraftsanläggning är att omvandla värme till mekaniskt arbete. För att förklara detta fenomen används de termodynamiska begreppen värmemängd, entalpi, volymändringsarbete och entropi. Reversibel och irreversibel process är också begrepp som förekommer för att förklara skillnaden mellan en ideal och en verklig process. Nedan följer en kort förklaring av begreppen.

Reversibel och irreversibel process

En reversibel process innebär att systemet som genomgår processen kan gå tillbaka till ursprungstillståndet utan att något i omgivningen ändras. En reversibel process är alltid friktionsfri. Om detta inte genomförbart kallas processen irreversibel, exempel på en sådan är värmetransporten från en varm till en kall kropp. Alla verkliga processer är irreversibla, men för att förenkla framställningen av de termodynamiska lagarna brukar alla processer behandlas som om de vore reversibla. (Alvarez, 2006)

Värmemängd Q

När energi passerar gränsen mellan två system till följd av att systemen befinner sig vid olika temperaturer kallas energin för värme. Det ena systemet tar då upp den värmemängd Q som det andra systemet avger. Tillförd värmemängd till ett system räknas som positiv medan avgiven värmemängd räknas som negativ. (Alvarez, 2006)

Entalpi I

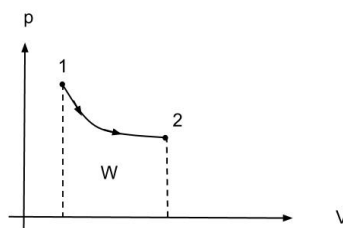
Ett ämnes entalpi är ett mått på energin som finns i ett ämne vid ett tillstånd. Entalpin I definieras som:

$$I = U + p \cdot V$$

Där U är den inre energin mediet innehar i form av rörelseenergi och lägesenergi på grund av svängningar och krafter som råder partiklarna emellan. p är trycket och V volymen som mediet upptar. Entalpi är en tillståndsvariabel liksom U , p och V . (Alvarez, 2006)

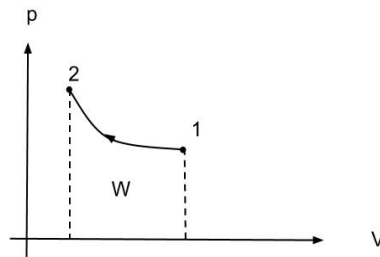
Volymändringsarbete W

Volymändringsarbetet W definieras som arbetet som förbrukas eller utförs när en gas ändrar volym (Alvarez, 2006). När en gas expanderar sjunker trycket, vilket illustreras i figur B1.



Figur B1. Expanderande gas (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

I figur B1 visas ett expansionsförlopp när en gas går från tillstånd 1 till 2. Trycket (y-axeln) sjunker medan volymen (x-axeln) ökar. Volymändringsarbetet är arean under kurvan, och då det är positivt betyder det att ett arbete utförs av gasen. (Alvarez, 2006) Vid kompression sker det motsatta, vilket illustreras i figur B2.



Figur B2. Kompression av en gas (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

Figur B2 visar att trycket ökar medan volymen minskar under ett kompressionsförlopp. Arbetet blir då negativt vilket betyder att det förbrukas under processen. (Alvarez, 2006)

Volymändringsarbetet mellan tillstånd 1 och 2 räknas ut enligt:

$$W_{12} = \int_2^1 p * dV \text{ (Alvarez, 2006)}$$

Detta gäller dock endast för en reversibel process, då friktionsförluster försummas. För en reversibel verklig process gäller:

$$W_{12} = \int_2^1 p * dV - W_{f12}$$

Där W_{f12} är det absoluta värdet av friktionsarbetet under processen (Alvarez, 2006)

Entropi S

Entropi S för en reversibel process definieras enligt:

$$dS = dQ/T$$

dQ är värmemängdsändringen under processen och T är arbetsmediets temperatur. Om temperaturen ändras under processens gång måste uttrycket integreras. Följande uttryck för att räkna ut entropiändringen mellan tillstånd 1 och 2 gäller då:

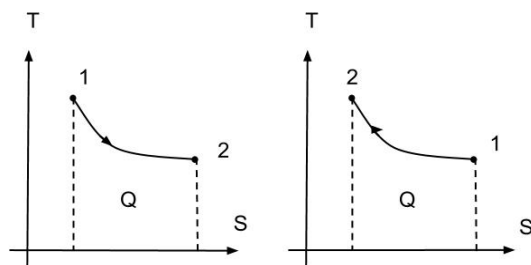
$$S_2 - S_1 = \int_1^2 dQ/T$$

På liknande sätt gäller att:

$$T * dS = dQ$$

$$Q_{12} = \int_1^2 T * dS$$

Entropi är en tillståndsstorhet och har enheten Joule per grad Kelvin. (Alvarez, 2006) Entropi används bland annat för att illustrera värmeflöde eller värmeförlust under en process, i ett så kallat TS-diagram, se figur B3.



Figur B3. TS- diagram för värmeändringsarbete då temperaturen sjunker, t.v, och värmeändringsarbete när temperaturen stiger t.h. (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

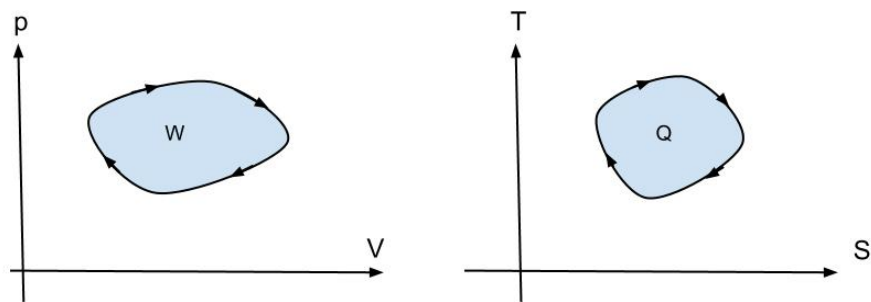
Figur B3 visar två olika förlopp: i den första bilden sjunker temperaturen och värme avges medan den andra bilden visar ett förlopp då temperaturen höjs och värme tillförs. Värmemängdsändringen är integralen av TS-kurvan. (Alvarez, 2006)

Principen för en värmemotor

I en värmemotor omvandlas värmeenergi till mekanisk energi. Alla ång- och gasturbiner bygger på denna princip. Värmemotorn är en typ av kretsprocess, det vill säga att arbetsmediet återgår till sitt ursprungstillstånd när processen är avslutad. Om processen illustreras i ett pV-diagram motsvarar den innefattade arean det utförda nettoarbetet. I en kretsprocess är det tekniska arbetet (arbetet som driver turbinen) lika stort som volymändringsarbetet. (Alvarez, 2006)

I ett TS-diagram visar den innefattade arean nettotillskottet av värme (tillförd värme minus bortförd värme). (Alvarez, 2006)

Figur B4 visar pV- och TS-diagrammen för en godtycklig värmemotor. Riktningen på pilarna visar att det är en värmemotor; nettoarbetet är positivt (uträttas av arbetsmediet) och värmemängden är positiv (tillförs processen). Om pilarna hade gått moturs istället hade det varit en kylmaskin eller värmepump.

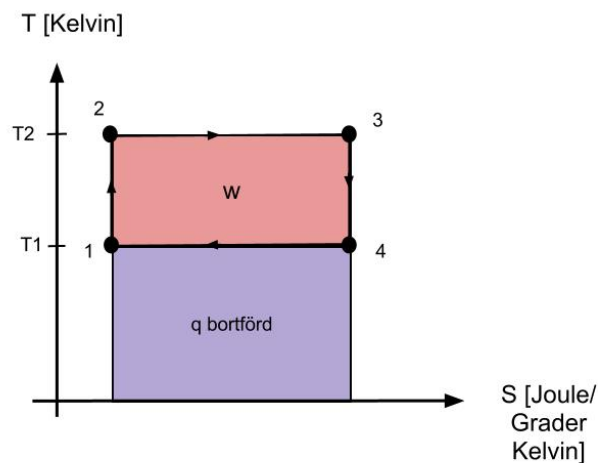


Figur B4: Kretsprocess för värmemotor. pV-diagram t.v. och TS-diagram t.h. (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

I en förlustfri kretsprocess är det utförda arbetet och nettotillskottet av värme lika stora. Det är en följd av energins oförstörbarhet: energi kan inte skapas eller förintas, endast omvandlas från en form till en annan. (Alvarez, 2006).

Carnot-processen

Carnot-processen är en ideal värmemotor som har den högsta möjliga verkningsgraden. (Alvarez, 2006) I Carnot-cykeln ingår fyra reversibla delprocesser som illustreras i TS-diagrammet i figur B5.



Figur B5. Carnot-cykeln (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

Diagrammet i figur B5 visar hur arbetsmediets temperatur (y-axeln) och entropi (x-axeln) förändras under Carnot-processen. Mellan punkt 1 och 2 sker en isentrop process, det vill säga

att inget värmeutbyte med omgivningen sker. Den tillförda värmen resulterar då i att temperaturen ökar från T_1 till T_2 . (Alvarez, 2006)

Mellan punkt 2 och 3 ökar entropin medan arbetsmediets temperatur är konstant (isoterm process). Detta kan assimileras i en verklig ångkraftprocess ifall vattnets kokpunkt är T_2 . (Alvarez, 2006)

I punkt 3 till 4 sjunker temperaturen, utan värmeutbyte med omgivningen och utan att entropin förändras. Här sjunker även trycket, vilket kan motsvaras av att ångan driver en turbin. Mellan punkt 4 och 1 sker ingen temperaturförändring, men volymen minskar liksom entropin. I ångkraftcykeln motsvaras det av att ångan kondenserar till vatten. (Alvarez, 2006).

Eftersom det inte sker några förluster till omgivningen är nettoarbetet lika med den tillförda värmen minus den avgivna värmen. Den termodynamiska verkningsgraden är:

$$\eta = w/q_{\text{tillförd}} \text{ eller } \eta = 1 - (|q_{\text{bortförd}}| / q_{\text{tillförd}})$$

För Carnot-processen gäller att:

$$q_{\text{tillförd}} = T_2(S_3 - S_2) = T_2(S_3 - S_1)$$

$$|q_{\text{bortförd}}| = T_1(S_4 - S_1) = T_1(S_3 - S_1)$$

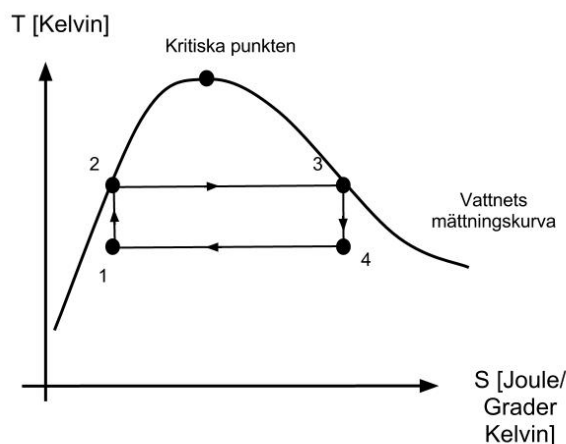
Verkningsgraden för Carnot-processen blir då:

$$\eta_{\text{carnot}} = 1 - T_1(S_3 - S_1) / T_2(S_3 - S_1) = 1 - T_1/T_2$$

vilket är den högsta möjliga verkningsgraden för en värmemotor som arbetar mellan temperaturerna T_1 och T_2 . Ju högre temperaturskillnad mellan T_1 och T_2 , desto högre verkningsgrad kan värmemotorn få. (Alvarez, 2006)

Bilaga 2: Åtgärder för att höja elverkningsgraden i kraftvärmeanläggningar

Som tidigare nämnts måste arbetsmediet ha kondenserat fullständigt för att kunna pumpas in i ångpannan. Det innebär att punkt 1 i TS-diagrammet, se figur B6, måste ligga under mättningskurvan, och upphettningen mellan punkt 2 och 3 blir inte en helt isoterm process.



Figur B6: TS-diagram (Alvarez, 2006, egen bearbetning)

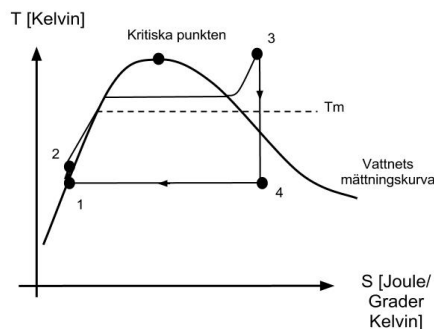
Den termodynamiska verkningsgraden blir då istället en funktion av det kondenserade vattnets temperatur (T_1) och den effektiva medeltemperaturen, T_m vid värmeupptagningen mellan punkt 2 och 3. (Alvarez, 2006)

$$T_m = (T_2 + T_3)/2.$$

Den termodynamiska verkningsgraden blir då:

$$\eta^* = 1 - T_1/T_m$$

För att höja verkningsgraden kan alltså antingen temperaturen i kondensorn, T_1 , sänkas eller medeltemperaturen vid värmeupptagningen, T_m höjas. Ett sätt att höja medeltemperaturen är att höja trycket i pannan, varpå vattnet förångas vid en högre temperatur, och T_3 höjs. Nackdelen med detta är att avloppsångan i slutet av turbinen då innehåller en högre fukthalt, vilket kan skada turbinen. En annan metod för att höja T_3 är att öka den torra ångans temperatur med en s.k. överhettare. Med en sådan ökar medeltemperaturen T_m samtidigt som fukthalten i avloppsångan minskar. (Alvarez, 2006) Figur 2.4 visar en ångkraftcykel med fullständig kondensation och överhettare i ett TS-diagram.

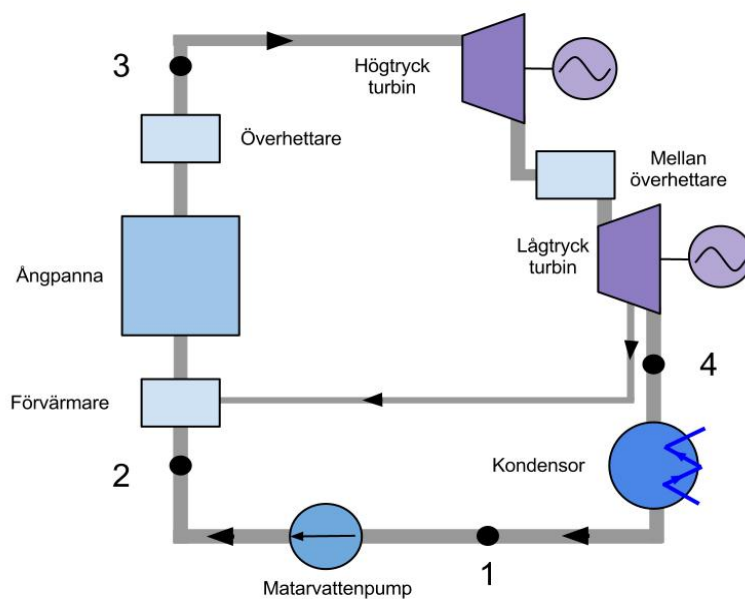


Figur B7. TS-diagram med överhettad ånga (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

Överhettningstemperaturen är begränsad av materialet och ligger maximalt runt 550 °C. (Alvarez, 2006)

För att ytterligare höja verkningsgraden kan även en mellanöverhettare användas. Principen går ut på att ha två turbiner; en högtrycksturbin och en lågtrycksturbin. Ångan leds först in i högtrycksturbinen, sedan in i mellanöverhettare och slutligen in i lågtrycksturbinen. På detta sätt höjs medeltemperaturen T_m och mer värme tillförs vid en högre temperaturnivå. (Alvarez, 2006)

Ett annat sätt att höja medeltemperaturen är att förvärma vattnet innan det går in i ångpannan. Det sker i en s.k. matarvattenförvärmare där avtappad ånga från turbinen värmer vattnet innan det når ångpannan. Medeltemperaturen höjs då samtidigt som den specifika värmeförbrukningen minskar. Om matarvattenförvärmningen sker i flera steg ökar verkningsgraden ännu mer, eftersom temperaturskillnaden mellan matarvattnet och avtappningsånga blir mindre och mindre, vilket innebär mindre förluster till omgivningen. (Alvarez, 2006). En principiell bild av hur en anläggning med överhettning, mellanöverhettning och matarvattenförvärmning kan se ut visas i figur B8.



Figur B8. Ångkraftsanläggning med förvärmare, överhettare och mellanöverhettare (Alvarez, 2006, egen bearbetning).

Bilaga 3: Koden till Matlabsimuleringarna av säsongsvärmelagret

```
% Simulering av energilager
%Data
Last=lastprofil;
%Konstanter
lager_max=10000; % Lagrets maxstorlek i MWhh
bio_max=235; % Bio-blockets maximala värmekapacitet
avfall_max=170; %Avfall-blockets maximala värmekapacitet
og=bio_max+avfall_max;%Oljegräns, vid denna last börjar oljeblocket användas
alfa=0.5;
forlust=0.3; % 30% förluster i lagret
%Spara data
Lagerniv=zeros(8760,1);
Olja=zeros(8760,1);
Bio=zeros(8760,1);
Avfall=zeros(8760,1);
Extra_elprod=zeros(8760,1);
%Startvärden
lager=5000;

for i=1:8760
    lagerplats=lager_max-lager;

    if Last(i)<og %Lagret laddas

        KVVkap=og-Last(i);

        if lagerplats>KVVkap %All resterande kapacitet i KVV fyller på lagret
            lager=lager+(KVVkap*(1-forlust)); %En del av den lagrade värmen försviner i förluster
            Lagerniv(i)=lager;
            Extra_elprod(i)=KVVkap*alfa;

        else %Lagret laddas tills det är fullt
            Extra_elprod(i)=lagerplats*alfa;
            lager=lager+lagerplats*(1-forlust);
            Lagerniv(i)=lager;
        end

    else %Lagret laddas ur

        oljelast=Last(i)-og;

        if oljelast<lager % Hela oljelasten tas av lagret
            lager=lager-oljelast;
            Lagerniv(i)=lager;
            Olja(i)=0;

        else % Lagret laddas ur tills det är tomt

            Olja(i)=oljelast-lager;
            lager=0;

        end

    end

end

plot(Lagerniv)
title('Lagrets nivå i MWh värme')

figure
plot(Last)
title('Värmebehov för referensverket')
figure
plot(Olja)
title('Oljeförbrukning under året med lager')
figure
plot(Extra_elprod)
```

```
title('Extra elproduktion med lager')
```