VÄRMEFORSK

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

Industriell Kraftvärme

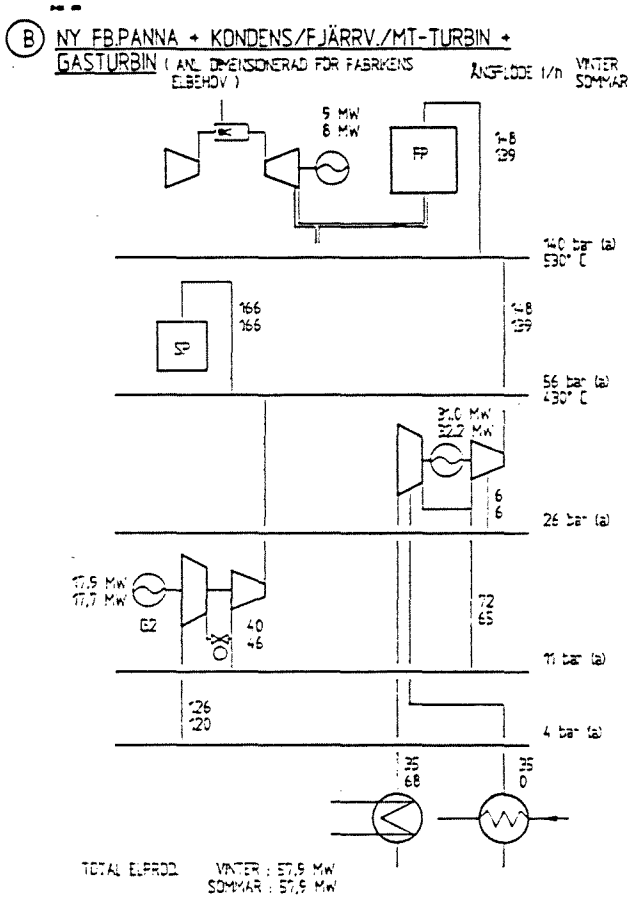
Janne Sjödin
Lennart Delin
Lars Eriksson

assi KRAFTLINER Vattenfall

ENERGITEKNIK 398

INDUSTRIELL KRAFTVÄRME

STUDIE AV MÖJLIGHETERNA TILL
ÖKAD ELPRODUKTION
INOM ASSI KRAFTLINER, PITEÅ



Utredning utförd av
ÅF-ENERGIKONSULT STOCKHOLM AB
på uppdrag av
Stiftelsen för Värmeteknisk Forskning
Vattenfall
ASSI Kraftliner

Projekt E7-909 November 1990

INDUSTRIELL KRAFTVÄRME - FALLSTUDIE

		Sidan
INNEHÅLLSFÖRTECKNING		1
1	SAMMANFATTNING	2
2	BAKGRUND OCH INLEDNING	6
3	BESKRIVNING AV ASSI KRAFTLINER	7
3.1	Allmänt	7
3.2	Pann- och turbincentral	7
3.3	Värmeförbrukande enheter	12
3.4	Ång- och kondensatflöden, värmebalans	12
3.5	Bränsleförbrukning	12
3.6	Elbehov och egen elproduktion	14
3.7	Leverans av värme till fjärrvärmenätet	15
4	VILKA PROCESSFÖRÄNDRIGAR KAN FÖRUTSPÅS?	16
5	MÖJLIGA PROCESSMODIFIERINGAR FÖR ATT ÖKA ELPRODUKTIONEN - KONVENTIONELL TEKNIK	17
6	NY OBEPRÖVAD PROCESSTEKNIK FÖR ATT ÖKA ELPRODUKTIONEN	19
7	MÖJLIGA FÖRÄNDRINGAR PÅ PANN- OCH TURBINSIDAN - KONVENTIONELL TEKNIK	26
7.1	Ångluftförvärmare för sodapannan	26
7.2	Separat eldad överhettare för sodapannan	26
7.3	Ny fastbränslepanna och mottrycksturbin	27
7.4	Ny fastbränslepanna, mottrycksturbin och gasturbin	32
7.5	Ny fastbränslepanna, gasturbin och mottrycksturbin med kallkondenssvans	37
7.6	Ny anläggning dimensionerad för extern elleverans	39
7.7	Ny anläggning dimensionerad för större extern elleverans	41
7.8	Torkning av trädbränsle	43
7.9	Rökgaskondensering	44
8	ENERGI- OCH MILJÖJÄMFÖRELSER SAMT FASTBRÄNSLEMARKNADEN	46
9	TÄNKBARA, OBEPRÖVADE METODER FÖR VÄRME- OCH KRAFTGENERERING	51
10	ELPRODUKTIONSKOSTNADER FÖR AKTUELLA ALTERNATIV	54
11	SLUTSATSER	63
12	INNEHÅLLSFÖRTECKNING FÖR BILAGEDELEN (Bilagorna 1-12 kan beställas separat från ÅF-Energikonsult.)	66

1 SAMMANFATTNING

I denna fallstudie har möjligheterna att utöka en fabriks egen kraftproduktion i form av mottrycks-kraft, kraftvärme (dvs värme till fjärrvärmenät) och kondenskraft undersökts. Studien har genomförts på ASSI Kraftliners fabrik i Piteå. Resultatet av studien kan anses generellt tillämpbart på alla liknande fabriker, men det måste betonas att varje fabriks dimensioneringdata är unika.

Projektet har finansierats av Stiftelsen för Värme-teknisk Forskning, Vattenfall och ASSI Kraftliner.

ASSI Kraftliner i Piteå producerar årligen cirka 540 000 ton kraftliner och är därmed Europas störs-ta fabrik för denna produkt. Utbyggnad av fabriken till en kapacitet av cirka 600 000 ton per år på-går. Denna utbyggnad medför emellertid inga för-ändringar av värmeunderlaget för kraftproduktion, eftersom den specifika ångförbrukningen minskar i motsvarande grad som produktionen ökar.

Fabriken levererar idag drygt 100 GWh värme per år till Piteå kommuns fjärrvärmenät.

I studien redovisas ångbalanser för fabriken base-rade på underlag från genomgångar med berörd per-sonal på olika avdelningar i fabriken. Med hjälp av fabrikens driftuppföljningssystem har förbruknings-uppgifter och trender i dessa kunna bedömas. Ut-ifrån insamlade anläggningsuppgifter och genomförda värmebalanser har en bedömning och genomräkning av lämpliga kompletteringar på pann-, turbin- och ångförbrukarsidan genomförts.

Så vitt nu kan bedömas kommer inga väsentliga för-ändringar att ske i processerna inom de närmaste 10-15 åren. Produktionen kommer dock att ökas med 60 000 ton/år. För att möjliggöra denna ökning kommer PM 1 att modifieras så att pressen höjer torrhalten på papperet innan det går in i torken och med oförändrad torkningskapacitet kan därvid mera papper produceras. Produktionsökningen baseras på inköpt massa och returpapper och inga väsentliga ändringar kommer därför att ske beträffande ång-förbrukningen och elproduktionen.

Processmodifieringar inom ramen för befintlig fab-rik och konventionell teknik, som ger en ökad el-produktion, är i stort sett endast att flytta ång-förbrukning från mellantrycksångnätet (11 bar(a)) till lågtrycksångnätet (4 bar(a)), där processens krav på temperaturnivå understiger cirka 140 °C. Sådana möjligheter finns i viss grad vad gäller ånga till:

- pappersmaskinernas torkpartier

- kokeriernas tvättvärmeväxlare
- barkpannans luftförvärmare

Dock krävs utökade värmeväxlarytor m m och turbinen G2 måste byggas om för att kunna ge ökat ångflöde till lågtrycksångnätet. Elproduktionen skulle öka endast 1,5 MW och kostnaderna skulle bli höga.

Av de idéer som finns hur man skulle kunna tänka sig att processtekniken förändras är det i första hand införandet av en ny återvinningsprocess - lutförgasning - som skulle ha en avgörande inverkan på den möjliga elproduktionen.

Det måste dock understrykas att lutförgasningen ännu bara befinner sig på idéstadiet, men att det för närvarande satsas förhållandevis stora utvecklingsresurser i Sverige på lutförgasningsteknik.

Möjligheten att utveckla en sådan process bedöms som god, men med hänsyn till det mycket stora utvecklingsarbete som krävs torde det dock vara osannolikt att någon sådan anläggning skulle kunna tas i kommersiell drift inom de närmaste 15-20 åren.

För att antyda vilket resultat man skulle kunna nå med en anläggning baserad på lutförgasning har en energikalkyl utförts, som utifrån Lövholmens värden visar att den potentiella elproduktionen nästan fördubblas.

För befintlig sodapanna belyses ombyggnad av luftförvärmare från pannvatten till ångvärmning samt separat eldad överhettare. Ingen av dessa åtgärder har bedömts som lönsam.

Mer omfattande åtgärder för utökad elproduktion - byte av barkpanna och ny mottrycksturbin - har värderats ekonomiskt genom att ett elproduktionspris beräknats. I fyra av fem alternativ ingår en hybrid - kombicykel med gasoleldad gasturbin förkopplad barkpannan.

De studerade alternativen enligt nedan medför olika grad av egenförsörjning på elström.

		Egen-försörjn vintertid, %	Elprod-kostn kr/MWh
-	Dagens anläggning optimerad	40	---
A1	Ny barkpanna och och ångturbin med fjärrvärmekondensor	63	280

		Egen-försörjn vintertid, %	Elprod-kostn kr/MWh
A2	Som A1 fast utökad med gasturbin förkopplad barkpannan	79	250
B	Som A2 fast kompletterad med kallkondensturbin	100	320
C1	Som B fast med två gasturbiner	115	300
C2	Som C1 fast med dubbelt stor gasturbinkapacitet	188	290

Alternativet B innebär att fabriken kan bli självförsörjande på elenergi under vinterförhållanden men ej sommartid annat än med orimligt stor andel kallkondens.

I elkostnadsberäkningarna har använts metoden med realränta på 6 % och 20 års avskrivningstid. Fastbränslepriset motsvarar 110 kr/MWh och gasolpriset utan skatt 120 kr/MWh.

Hur utsläppen av olika miljöpåverkande ämnen förändras som följd av utbyggnadsalternativen A1-C2 finns redovisat i rapporten. Även marginell elverkningsgrad och total verkningsgrad finns beräknad.

De ovan framräknade kostnadernas känslighet för variationer i bränslepris, fjärrvärmepris och investeringskostnader visas i rapporten.

Som ovan beskrivits är ett sätt att väsentligt öka elproduktionen användande av kombinerade gas/ångturbincykler. Gasoleldad gasturbin förkopplad fastbränsleeldad ångpanna är en typ av kombianläggning. Det är emellertid tänkbart att göra kombicykler som är fullständigt biobränslebaserade. Detta kan ske genom att gasen till en gaskombi alstras av biobränsle. Biobränslet förgasas under tryck och efter rening eldas den brännbara gasen i en gasturbinbrännkammare och el alstras i en kombiprocess. En kombiprocess baserad på biobränsle kan i förhållande till en konventionell pann-/turbinanläggning resultera i att α-värdet, dvs elproduktionen i förhållandet till processvärmebehovet ungefär kan fördubblas med i stort sett bibehållen totalverk

ningsgrad. Den trycksatta biobränsleförgasningstekniken är under utveckling och blir troligen konkurrenskraftig endast i större enheter.

Det finns såvitt känt är, ingen kraftvärmeanläggning baserad på förgasning av biomassa i kommersiell drift varken i Sverige eller utomlands.

Den organiska Rankinecykeln , ORC, är en värmekraftprocess, som arbetar med ett organiskt arbetsmedium i stället för vatten som konventionella ångturbincykler. Fördelen med det organiska arbetsmediet är att det i ångfas har betydligt högre täthet än vattenånga vid samma temperatur, vilket medför mindre ångvolymer och därmed en kompakt maskin. ORC kan därigenom användas vid låga arbetstemperaturer för kraftproduktion ur det som normalt klassas som spillvärme.

På grund av det låga temperaturområdet för processen blir elutbytet (elverkningsgraden) med nödvändighet lågt. Den kan variera från 5-20 % beroende på specifikt arbetsområde.

Vid ASSIs fabrik i Piteå synes inga direkt användbara värmekällor av intressant storlek finnas.

Sammanfattningsvis konstateras att det finns stora fördelar att producera elenergi vid en befintlig fabrik eller processindustri. Gasturbintekniken i kombination med industriella fastbränslepannor är mycket intressant. Fortsatta studier bör ägnas detta område.

2 BAKGRUND OCH INLEDNING

Produktion av industriell kraftvärme, som för närvarande uppgår till cirka 3 TWh per år, sker huvudsakligen inom massa- och pappersindustrin. De senaste årens kostnadsförhållanden mellan elkraft och bränsle har medfört att i stort sett inga nya mottryckskraftanläggningar byggts eller befintliga byggts ut.

På uppdrag av Stiftelsen för Värmeteknisk Forskning, Vattenfall samt ASSI Kraftliner har föreliggande fallstudie genomförts. Studien avser att belysa möjligheterna till ökad kraftproduktion inom ASSI Kraftliners fabrik i Piteå.

Orsaken till att ASSI Kraftliner i Piteå blivit föremål för studien är bland annat att anläggningen redan idag levererar värme (kraftvärme) - drygt 100 GWh - till Piteå fjärrvärmenät.

En stor del av detta värme är ren spillvärme från kokeriet, men den största delen är s k halvprima värme från indunstningsprocessen. Knappt 10 % av fabrikens fjärrvärmeleverans utgörs av ren prima värme. Fjärrvärmenätet har en total energidistribution av cirka 185 GWh.

I rapporten refereras till bilagor 1-12. Genom att rapporten skulle bli alltför omfattande med alla dessa bilagor har dessa utelämnats och kan i stället rekvireras genom ÅF-Energikonsult om intresse finns.

Rapporten har utarbetats av Janne Sjödin och Lars Eriksson, ÅF-Energikonsult samt Lennart Delin, ÅF-IPK. Personal på ASSI Kraftliner har bidragit med information om fabrikens processer.

3 BESKRIVNING AV ASSI KRAFTLINER

3.1 Allmänt

ASSI Kraftliner i Piteå är Europas största kraftlinerbruk med en produktion av cirka 540 000 ton färdig produkt per år. Utbyggnad av fabriken till en kapacitet av 600 000 ton per år pågår. Kraftliner är en papperstyp, som huvudsakligen används som ytterskikt i wellpapp.

För papperstillverkningen produceras tre kvaliteter av oblekt sulfatmassa - två från barrved och en från björkved. Cirka 15 % av fiberråvaran utgörs av returpapper.

Avdragen svartlut från fabrikens tre kontinuerliga kokare koncentreras i 2 st 6-stegs indunstningsanläggning och förbränns sedan i en sodapanna, där den organiska substansen i luten blir värme och ingående kemikalier återvinns. Sodapannan genererar tillsammans med en barkpanna huvuddelen av den ånga, som behövs i fabrikens processer. För närmare beskrivning av fabriken se bilaga 1.

3.2 Pann- och turbincentral

I sodapannan och barkpannan produceras överhettad ånga av högt tryck, som normalt via två turbiner distribueras till brukets ångförbrukare. Sodapannan genererar ånga efter tillgång på svartlut, medan barkpannan kompletterar och reglerar ångmängden efter processens behov. Nedan följer en närmare beskrivning av pannor och turbiner. I bilaga 2 visas ett schema över panna, turbiner samt matarvatten- och kondensatsystem.

Sodapanna

Sodapannan är av Tampellas konstruktion och idrifttagen 1972. Pannan är utformad som en tvådomspanna och är försedd med sex fasta lutsprutor. Primär och sekundär förbränningsluft förvärms genom luftbatterier, som genomströmmas av pannvatten. Pannsotning sker med ånga av 26 bars(a) tryck. Pannan är försedd med elektrofilter för stoftavskiljning.

Följande huvuddata gäller för pannan:

Nominell kontinuerlig last,	t ts/24 h	1300
Max kontinuerlig last,	t ts/24 h	1450
Ångflöde (inkl sotånga) vid max kontinuerlig last (garanti),	t/h	183
Max ånggenerering med hänsyn till vatten-cirkulation och ångans renhet (garanti),	t/h	200
Ångtemperatur max driftvärde,	°C	450
Ångtemperatur, normalt driftvärde,	°C	430
Konstruktionstryck,	bar(a)	72
Normalt drifttryck,	bar(a)	56
Förbränningslufttemperatur,	°C	150
Rökgastemperatur efter ekonomiser,	°C	160-170

[1] ts = torrsubstans, avser svartlut.

Barkpanna

Barkpannan, som är konstruerad av Svenska Maskinverken och idrifttagen 1962, var ursprungligen fabrikens sodapanna. Pannan eldas för närvarande med trädbränsle i pulverform och olja i fyra väggplacerade brännare. Pulverbränslet produceras i en tork- och pulveriseringsanläggning av Svenska Fläktfabrikens konstruktion, uppförd 1979 i anslutning till barkpannan. Trädbränslet, som förutom bark och träddelsavfall utgörs av inköpt sågspån mals i en hammarkvarn och torkas sedan av sodapannans och barkpannans rökgaser. Förbränningsluften förvärms av ånga med trycket 26 bar(a). Samma ångkvalitet används för sotning av pannan. Pannan är försedd med elektrofilter för avskiljning av stoft ur rökgasen. Följande tekniska data kan redovisas:

Pulverförbrukning max last,	t/h	19
Ångflöde vid max kontinuerlig last,	t/h	140

Ångtemperatur, max driftvärde	°C	ca 440 [1]
Ångtemperatur, normalt driftvärde	°C	430
Konstruktionstryck,	bar(a)	67
Normalt drifttryck,	bar(a)	56
Förbränningslufttemperatur,	°C	150
Rökgastemperatur efter ekonomiser,	°C	170-230

[1] Ursprungligen 450; °C överhettarytan nu reducerad.

Övriga pannor

I panncentralen finns också tre mindre pannor, som producerar mättad ånga av knappt 20 bars(a) tryck. Två av pannorna är oljeeldade och har en kapacitet av cirka 15 respektive 20 ton ånga per timme. Den tredje pannan används för destruktion av okondenserbara gaser och kan generera cirka 8 ton ånga per timme.

Turbin G1

Fabrikens första ångturbin, benämnd G1, levererades 1962 men har sedan dess byggts om flera gånger, senast 1980 för avtappningsdrift. Maskinen är en Stal-Laval motrotationsradialturbin med två generatorer. Ångeffektdiagram framgår av bilaga 3 och tekniska huvuddata anges nedan.

Maximalt ångtryck inlopp,	bar(a)	67
Maximal ångtemperatur inlopp,	°C	480
Normal ångtemperatur inlopp,	°C	440
Avtappningstryck,	bar(a)	31
Mottryck,	bar(a)	11
Ekonomisk ångmängd,	t/h	86

Avtappning externt reglerad vid ekonomisk last,	t/h	30
Effekt vid ekonomisk last (cos fi = 0,8),	kW	5830

Turbin G2

Ångturbin G2, som levererades 1972, är av samma fabrikat och konstruktionsprincip som G1 men försedd med en internt reglerad avtappning och utlagd för huvudleverans av mottrycksånga vid 4 bar(a)-nivån. Ångeffektdiagram framgår av bilaga 4 och tekniska huvuddata nedan.

Maximalt ångtryck inlopp,	bar(a)	71
Normalt ångtryck inlopp,	bar(a)	56
Maximal ångtemperatur inlopp,	°C	500
Normal ångtemperatur inlopp,	°C	430
Avtappningstryck maximalt,	bar(a)	15,0
Avtappningstryck normalt,	bar(a)	12,5
Mottryck,	bar(a)	4,0
Effekt vid ekonomisk last, total ångmängd 190 t/h, avtappningsmängd 60 t/h (cos fi = 0,8)	kW_e	22 000

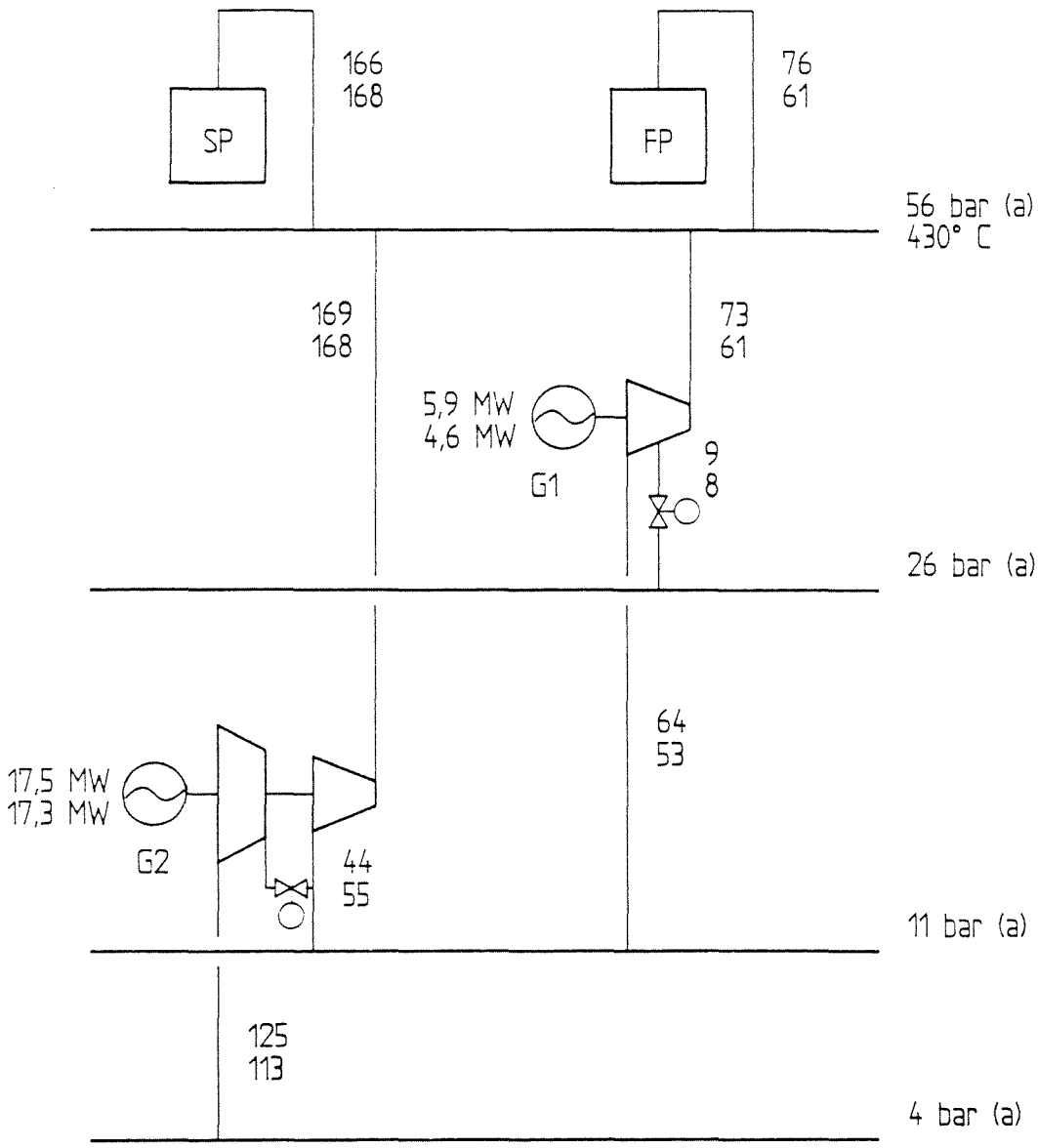
Turbinen når ej upp till prestanda enligt ångeffektdiagrammet utan någon MW_e förloras. Vad denna försämrade verkningsgrad beror på har inte undersökts närmare.

Ångflöden och elproduktion

Ett förenklat schema med vinter- och sommarvärden på ångflöden och elproduktion visas i figur nr 3.1 nedan. I schemat visas endast ångflöden som passerar turbinerna. I bilaga 5 visas ett mer detaljerat schema med bl a direktreduceringar, ångackumulator och de enskilda värmeförbrukarna.

DAGENS ANLÄGGNING

ÅNGFLÖDE t/h VINTER
SOMMAR



TOTAL ELPROD. VINTER : 23,4 MW
SOMMAR : 21,9 MW

FIG. 3.1

3.3 Värmeförbrukande enheter

Av schemat i bilaga 5 framgår hur ångproduktionen är sammankopplad med värmeförbrukarna.

Värme för processändamål förbrukas i huvudsak för följande ändamål:

- Kokning av massa
- Torkning av papper i pappersmaskinen
- Indunstning av den återvunna luten före förbränning

Kokningen av massa sker i tre kontinuerliga kokare. Var och en av kokarna producerar var sin sorts massa. De massaslag som kokas är basmassa, toppmassa och lövvedsmassa. Såväl basmassa som toppmassa framställs av barrved.

Värmetillförseln vid kokningen sker i huvudsak på tre ställen. Först basas flisen under tryck med ånga, varvid flisen uppvärms till cirka 130 °C och luften drivs ut ur flisbitarna. Denna basning sker dels med lågtrycksånga, dels med flashånga som fås vid expansionen av den efter koket återstående svartluten. På basmassakokaren sker basningen i två steg där det första steget är atmosfäriskt och flashånga av lägre tryck kan utnyttjas.

Efter basningen tillsätts den aktiva vitluten och koket värms till 160-170 °C med mellantrycksånga. I kokarens botten tillförs tvättvätska i motström för att förtränga kokluten. För att göra detta effektivare värms denna tvättvätska till cirka 130 °C med mellantrycksånga.

3.4 Ång- och kondensatflöden, värmebalans

Se bilaga 6, av vilken framgår dagens driftsituation.

3.5 Bränsleförbrukning

Nedan redovisas 1989 års uppgifter angående bränsleförbrukning.

Barkpannan

Förbrukningen av bark och grönbränsle för ånggenerering uppgick under 1989 till 380 208 m^3s [1]. Värmevärdet för detta bränsle var i medeltal 3,1 GJ/m^3s räknat som nettovärme, dvs värme tillfört vatten och ånga i pannan, vilket innebär 1 200 TJ värme från detta bränsle. I pannan eldades dessutom tjockolja och tallolja, som under 1989 gav cirka 335 respektive 85 TJ värme.

Sodapannan

Under 1989 gav svartluten cirka 3 700 TJ och Eo 5 cirka 150 TJ värme genererad i sodapannan som ångamava.

Total förbrukning för ångproduktion

Den totala förbrukningen av bränsle för ångproduktion under år 1989 fördelat på samtliga pannor framgår av tabellen nedan. I tabellen visas också den specifika förbrukningen uttryckt i GJ/t egen producerad massa.

[1] Stjälpt m^3, dvs volym av bränslesubstansen inklusive hålrum.

	TJ	GJ/ton massa
Barkpanna - trädbränsle	1201	2,82
Barkpanna - tallolja + Eo 5	420	0,79+0,20
Sodapanna - svartlut	3718	8,74
Sodapanna - Eo 5	152	0,36
Oljepannor - Eo 5	65	0,15
Tuboxpanna - metanol + okond gaser + Eo 1	68	0,07+0,09
Totalt	5624	13,63

Tabell 3.1 Ångproduktion från olika bränslen 1989.

Tilläggas bör att cirka 44 TJ tjockolja (Eo 5) förbrukades i fastbränsletorken 1989.

3.6 Elbehov och egen produktion

1989 användes inom fabriken 498 702 MWh_{el}. Samma år producerades 153 848 MWh egen mottryckskraft, vilket utgör cirka 1/3 av den totala elförbrukningen. Elförbrukningen kan under 1989 specificeras enligt nedan.

	Absolut	Specifikt
Renseri	20 447 MWh	39 kWh/t massa
Kokeri + tvätt	103 341 "	196 -"-
Kem återvinning	48 958 "	93 -"-
Fastbränsletork	23 607 "	45 -"-
Pappersmaskiner	231 834 "	467 kWh/t papper
Diverse	52 231 "	101 -"-
Returfiber	15 370 "	101 -"-
Rullhantering	1 174 "	---
Talloljeprod	1 450 "	113 kWh/t olja
Utveckingslab	291 "	---
Totalt	498 703 MWh	966 kWh/t papper

Tabell 3.2 Elförbrukning 1989 uppdelat på olika avdelningar.

Som synes av tabellen utgör pappersmaskinerna den största elförbrukaren.

3.7 Leverans av värme till fjärrvärmenätet

Fabriken levererade 1989 cirka 110 GWh värme till Piteå fjärrvärmenät. Fabrikens inkoppling på fjärrvärmenätet och den totala varaktigheten av värmeförbrukningen i nätet, totalt 185 GWh (1990), framgår av bilaga 7 respektive 8. Kurvorna markerade 120 respektive 200 GWh avser situationen 1982 respektive år 2000.

Som framgår av bilaga 7 levereras värme dels från basmassa- och toppmassakokerierna och dels från indunstningen. Värmen från kokerierna klassas som sekundärvärme, medan indunstingsvärmet kan sägas vara delvis halvprima och delvis kvartsprima. Det finns möjlighet att via en spetsvärmeväxlare leverera prima värme i form av lågtrycksånga, 4 bar(a). 1989 levererades cirka 44 % av värmen från kokeriet, 49 % från indunstningen och resten, dvs 7 %, i form av spetsvärme.

4 VILKA PROCESSFÖRÄNDRINGAR KAN FÖRUTSPÅS.

Så vitt nu kan bedömas kommer inga väsentliga förändringar att ske i processerna inom de närmaste 10-15 åren. Produktionen kommer dock att ökas med 60 000 t/år. För att möjliggöra denna ökning kommer virapartiet att byggas om och en ny press att installeras på PM 1. Pressen höjer torrhalten på papperet innan det går in i torken. Med oförändrad torkningskapacitet kan därvid mera papper produceras. Genom att produktionsökningen baseras på inköpt massa och returpapper, kommer övriga fabriken inte påverkas.

Inga väsentliga ändringar kommer därför att ske beträffande produktion eller konsumtion av värme från ånga. Den specifika ångförbrukningen på PM 1 kommer dock att sjunka från cirka 4,5 GJ/t till 3,5 GJ/t papper.

5 MÖJLIGA PROCESSMODIFIERINGAR FÖR ATT ÖKA ELPRODUKTIONEN - KONVENTIONELL TEKNIK

Möjligheterna att genom förändringar i processerna påverka elproduktionen är ganska små. Den i stort sett enda möjligheten som står till buds är att flytta värmeförbrukning från mellan- till lågtrycksånga.

På grund av den befintliga turbinens kapacitet vad gäller lågtrycksånga är det dock knappast möjligt att öka lågtrycksångkonsumtionen. Förutsättningen för att kunna flytta förbrukning från mellan- till lågtrycksånga torde därför vara att man först genomför energibesparingar i fabriken så att lågtrycksånga blir tillgänglig inom ramen för nuvarande turbinkapacitet. Energibesparingar medför emellertid generellt sett mindre värmeunderlag och därmed mindre mottryckskraft.

Att byta turbin för att få marginellt mera lågtrycksånga är inte ekonomiskt realistiskt. I samband med ett eventuellt byte av barkpannan till en panna med högre tryck och temperatur kommer även en ny turbin att installeras.

Möjligheten att tappa av lågtrycksånga från denna nya turbin måste dock anses som ringa med den konfiguration som diskuteras under avsnittet förändringar på pann- och turbinsidan. En sådan avtappning skulle bli mycket liten och med dålig verkningsgrad om man vill behålla flexibiliteten på turbinen.

I princip skulle all uppvärmning till temperaturer under cirka 140°C kunna ske med lågtrycksånga. Den enda process som kräver högre temperatur är toppvärmningen av kokarna. Nästan all ångförbrukning skulle följaktligen kunna ligga på lågtrycksångnätet.

Om man bytte mellantrycksånga mot lågtrycksånga utan att vidtaga några åtgärder i övrigt skulle dock produktionskapaciteten minska drastiskt.

På pappersmaskinerna skulle en övergång till lågtrycksånga kräva en väsentlig utökning av torkpartiet, vilket inte är ekonomiskt realistiskt. Genom modifieringar av ångsystemet på pappersmaskinerna borde emellertid åtminstone 25 % av ångan kunna tillföras som lågtrycksånga utan att produktionskapaciteten minskas.

En sammanställning av tänkbara åtgärder är:

- Pappersmaskiner körs delvis på LT-ånga. LT-ånga ökar cirka 25t/h.

- Hiheat värmeväxlarna på kokarna utökas så att LT-ånga kan användas. LT-ånga ökar cirka 5t/h.

- Luftförvärmaren på barkpannan kopplas till LT-ånga. LT-ånga ökar cirka 4t/h.

Med dessa åtgärder skulle elproduktionen öka cirka 1,5 MW om ångan kunde köras genom en mottryckstur-bin. För att göra detta möjligt måste emellertid nuvarande G2 turbin något modifieras, vilket är osäkert om det kan motiveras ekonomiskt med den ökade elproduktionen.

En annan väsentlig möjlighet att öka elproduktionen är att förbättra styrningen av ångsystemet så att den idag ganska stora direktreduceringen av ånga minskas. Styrsystemet har nyligen byggts om och sannolikt kan man därför komma en bra bit på väg genom fortsatt intrimning av systemet.

6 NY, OBEPRÖVAD, PROCESSTEKNIK FÖR ATT ÖKA ELPRODUKTIONEN

Allmänt

Av de idéer som finns hur man skulle kunna tänka sig att processtekniken förändras är det i första hand införandet av en ny återvinningsprocess - lutförgasning - som skulle ha en avgörande inverkan på den möjliga elproduktionen.

Det måste dock understrykas att lutförgasningen ännu bara befinner sig på idéstadiet. Ingående processteg har dock provats var för sig i tämligen snarlika applikationer. För närvarande satsas förhållandevis stora utvecklingsresurser i Sverige på lutförgasningsteknik.

Vår bedömning är därför att det är möjligt att utveckla en process där luten förgasas och värmeåtervinningen sker i en kombiprocess.

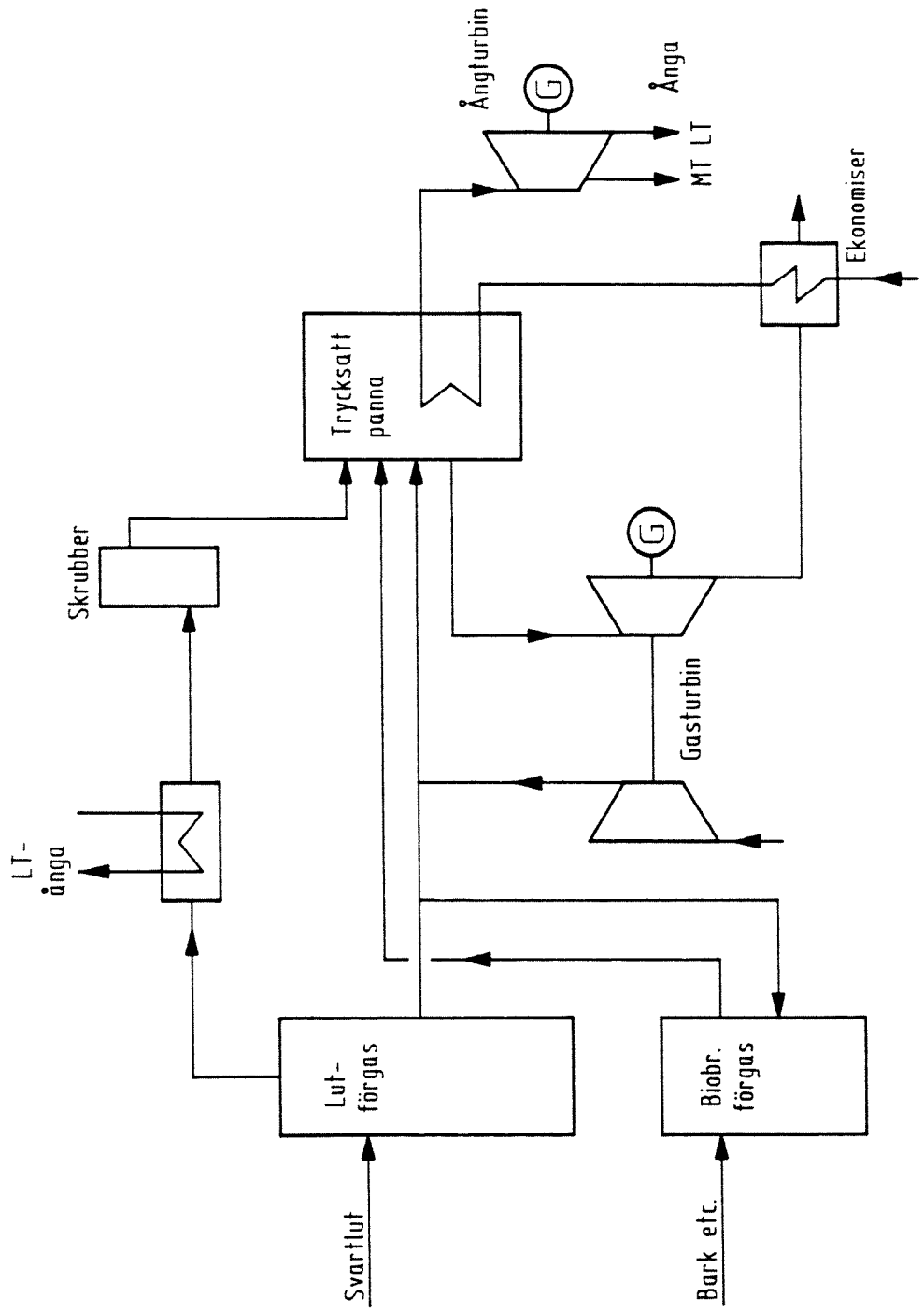
Med hänsyn till det mycket stora utvecklingsarbete som krävs torde det dock vara osannolikt att någon sådan anläggning skulle kunna tas i kommersiell drift inom de närmaste 15-20 åren.

För att i någon mån antyda vilket resultat man skulle kunna nå med en anläggning baserad på lutförgasning presenterar vi dock nedan en energikalkyl. Det finns ett flertal förslag på hur en lutförgasningsprocess skulle kunna utformas. Vid beräkningarna har vi utgått från en process enligt figur 6.1. Slutresultatet skiljer sig dock inte så mycket mellan olika tänkbara utformningar av processen.

I processutformningen har vi även placerat in en förgasare för biobränsle. Jämförelsen utgår ifrån processvärmeförbrukningen - lågtrycksångproduktionen är alltså densamma med och utan förgasning. Beräkningen baserar sig på Lövholmens energiförbrukning och lutdata. För att göra jämförelsen nedan rättvis har vi dock förutsatt att den konventionella anläggningen är optimalt anpassad så att att ingen ånga behöver direktreduceras. Resultatet redovisas nedan:

		Anläggning	
Elproduktion		Konventionell	Lutförgasnings-anläggning
Ångturbin	MW	28,5	29,9
Gasturbin	MW	0	23,3
Summa	MW	28,5	53,2

Som synes ökar den potentiella elproduktionen nästan till det dubbla. Nedan ges en mer detaljerad beskrivning av förgasningsprocessen.



Figur 6.1 Lutförgasning och biobränsleförgasning.

Förgasningsprocessen

Svartlut

För att illustrera vilket resultat som skulle kunna uppnås vid ett återvinningssystem, som baseras på lutförgasning, har vi räknat igenom en av de många alternativa processlösningar som föreslagits.

Efter den vanliga indunstningen av luten till cirka 70 % torrhalt går luten till en förgasare, där luten förgasas under tryck. Det för förgasningen nödvändiga värmet alstras genom partiell förbränning med luft. Luften till förgasaren tas som ett delflöde från gasturbinen.

Vid förgasningen övergår all organisk substans till gas. Lutens svavelinnehåll återfinns i gasen i form av H_2S. Den oorganiska smältan består huvudsakligen av Na_2CO_3. Smälta och gas kyls mycket snabbt ned till cirka 150 °C genom direktkontakt med svaglut. Smältan löser sig därvid och ger en grönlut, som i princip består av ren Na_2CO_3.

Grönluten kyls med en ånggenerator, som producerar ren lågtrycksånga. En viss slutkylning måste sannolikt även ske med varmvatten. Temperaturen på det bortkylda värmet begränsas av att totaltrycket av gas och vattenånga måste vara lägre än i förgasaren. Detta innebär med största sannolikhet att endast ånga motsvarande fabrikens lågtrycksnät kan produceras. Gasen går sedan vidare till ett absorptions- och reningssteg, där H_2S i gasen absorberas i grönlut.

Liknande processer har tillämpats vid återvinning av sulfitlut på Na-bas, varför det torde finnas goda skäl att tro att de skulle kunna fungera även i en sulfatåtervinningsprocess. Vi vill dock understryka att steget från en principiellt riktig idé till en kommersiellt fungerande process är långt.

Efter reningen förbränns gasen tillsammans med luft i en trycksatt panna. Rökgaserna efter pannan expanderas i gasturbinens turbindel. Slutligen kyls rökgaserna till normal rökgastemperatur i en ekonomiser till pannan.

Pannan levererar överhettad högtrycksånga till en mottrycksturbin. Eftersom gaserna i pannan måste vara mycket rena, de skall ju passera gasturbinen, bör pannan kunna byggas med avancerade ångdata. I balansberäkningarna har antagits 140 bar och 530 °C. Reningen av gaserna är mycket viktig för gasturbinen. Finns det rester av alkalisalter i gaserna, kan mycket besvärande problem med beläggningar i gasturbinen uppstå.

För att i viss mån gardera sig mot konsekvenserna av alkalisalter i gaserna har vi valt att räkna med en relativt modest temperatur på gasen till turbinen, 850 °C. Detta är samma temperatur som ABB Carbon använder till sin GT 35 gasturbin i PFBC anläggningen i t ex Värtan.

Genom att räkna ännu mera optimistiskt än vad vi gjort beträffande temperatur in till gasturbinen och möjlighet att producera ånga av högre tryck än lågtrycksånga vid kylningen av gasen från förgasningsreaktorn skulle man kunna uppnå ännu högre elgenereringspotential med lutförgasningsprocessen.

Biobränsle

För att generera maximalt med el har vi även förutsatt att resterande värmebehov i fabriken täcks med en kombiprocess baserad på biobränsle.

Biobränslet förgasas i en trycksatt förgasare för att sedan förbrännas tillsammans med den renade lutgasen i en trycksatt panna.

Många andra varianter av en kombiprocess för förgasat biobränsle kan tänkas, men på samma sätt som för luten blir slutresultatet ungefär detsamma för olika typer av kombiprocesser. Dessutom kan man naturligtvis även tänka sig att elda biobränslet i en normal barkpanna med en förkopplad gasoleldad gasturbin på samma sätt som beskrivits under kapitel 7.

Nedanstående data visar beräkningarna för lutförgasningen:

UTGÅNGSDATA

Totaltryck i reaktor	16 bar(a)
Temperatur i reaktor	900 °C
Effektivt värmevärde TS	12,4 GJ/t
Torrhalt tjocklut	72 %
Luftandel av stökiom. till förgasning	37 %
Luftöverskott i pannan	20 %
Rökgastemperatur efter ekonomiser	180 °C
Temperatur till gasturbin	850 °C

TORRSUBSTANS, SAMMANSÄTTNING	kg/tTS	kmol/tTS	Stökiometrisk luftmängd kmol/tTS
O_2	368,0	11,5	28,6
H_2	37,0	18,5	0,0
Na	197,8	8,6	0,0
S	44,8	1,4	0,0
C	352,4	29,4	0,0
N_2	0,0	0,0	107,5
Summa	1000,0	69,4	136,0

	GAS FRÅN REAKTOR kmol/tTS	GAS EFTER RENING kmol/tTS
CO	12,0	12,0
H_2	24,1	24,1
CO_2	13,0	10,4
H_2O	14,6	14,6
N_2	39,5	39,5
O_2	0,0	0,0
H_2S	1,4	0,0
Summa	104,7	100,7

VÄRMEBALANS REAKTOR 900 °C	MJ/tTS
Gas från reaktor	3090
Na_2CO_3	410
Avd vatten	972
Tillfört med luft	-635
Tillfört med lut	-782
Tillfört med el	0
Förluster	100
Netto erf från partiell förbränning	3156
Beräknat avgett vid reaktionen	3156

GAS TILL GASTURBIN FRÅN PANNA	kmol/tTS
CO_2	22,5
H_2O	38,7
N_2	129,0
O_2	5,7
Summa	195,9

LUFTKOMPRESSOR

Total luft	kmol/tTS	163
Lufttemp in	°C	20
Lufttemp ut	°C	438
Isentropverkn grad		0,85
P1V1		398
Isentropiskt arbete	MJ/tTS	1682
Verkligt arbete	MJ/tTS	1979

GASTURBIN

Isentrop verkn grad		0,85
P1V1		1829
Tryck bar	bar(a)	16
Isentropiskt arbete	MJ/tTS	3502
Verkligt arbete	MJ/tTS	2977
Luftkompressor	MJ/tTS	-1979
Netto arbete	MJ/tTS	998
Netto el eta = ,95	MJ/tTS	948
Avgastemperatur	°C	391

VÄRMEUPPTAGNING

	MJ/tTS	
Kylning gas 900-200 °C	2404	HT-ånga
Kylning gas 200-130 °C	412	Vava
Värmeavgivning i panna	5820	HT-ånga
Värmeavgivning i eko efter turbin	1370	HT-ånga

JÄMFÖRELSE MED KONVENTIONELL PROCESS

PANNA OCH TURBIN		PYROLYS, GASTURBIN		KONVENTIONELL SODAPANNA
HT-ånga				
- tryck	bar(a)	60	140	60
- temp	°C	450	530	450
- elgen	MJ/MJ	0,117	0,144	0,117
- värmeupptagn	MJ/tTS	6817	6817	10260
PRODUCERAD ENERGI				
LT-ånga	MJ/tTS	8381	8185	8996
Elgen gasturb	MJ/tTS	948	948	0
Elgen ångturb	MJ/tTS	798	984	1200
El till reakto	MJ/tTS	0	0	
Netto prod el	MJ/tTS	1746	1932	1200
SUMMA el+värme	MJ/tTS	10127	10118	10197

7 MÖJLIGA FÖRÄNDRINGAR PÅ PANN- OCH TURBINSIDAN - KONVENTIONELL TEKNIK

7.1 Ångluftförvärmare för sodapannan

Förbränningsluften i form av primär- och sekundärluft till sodapannan förvärms idag med pannvatten till cirka 150 °C. Om denna luft i stället värmdes med lågtrycksånga, skulle produktionen av mottryckskraft kunna öka uppskattningsvis knappt 1 MW. Detta förutsätter i dagens anläggning att mottrycksturbin G2 har kapacitet för det utökade ångflödet vilket den bör ha.

Efter kontroll med pannleverantören kan följande kommentarer lämnas kring detta ombyggnadsalternativ.

För att bibehålla pannans verkningsgrad fordras tilläggsvärmeytor i ekonomisern. Dessutom förändras pannans värmebalans, vilket kan kräva ytterligare ingrepp.

En ångluftförvärmare, som troligen bör utföras i två steg för användning av två ångtryck, blir tillsammans med ovan nämnda åtgärder för kostsamt i förhållande till den ökade elproduktionen. Detta alternativ har därför inte studerats mer ingående.

7.2 Separat eldad överhettare för sodapannan

Sodapannor är speciellt känsliga för hur högt man kan gå med överhettartemperatur. Överskrids dessa gränser, kan korrosionsproblem lätt uppträda och därpå följande minskad tillgänglighet med svåra följder för fabrikens produktion. En möjlighet att öka ångtemperaturen från sodapannan skulle kunna vara att överhetta ångan i en separat del, eldad med annat bränsle än svartlut. En temperaturhöjning från dagens 430 °C till 500 °C på sodapannans ånga skulle uppskattningsvis öka mottryckskraftutbytet med knappt 8 % eller drygt 1 MW_{el}.

Enligt besked från pannleverantören torde ett arrangemang med separat eldad överhettare inte löna sig, vilket verifierats av en genomförd överslagsberäkning. Vid en bedömd investeringskostnad av 15 Mkr och ett pris av 120 kr/MWh för tillsatsbränslet blir elproduktionskostnaden cirka 50 öre/kWh.

En gas- eller oljeeldad överhettare skulle lämpligen placeras på panntoppen. Konstruktionen blir dyr och medför också att pannans eftereldytor måste justeras för bibehållande av pannverkningsgrad samt värmebalans. Vidare är rökgaskanalens anslutning

till sodapannan konstruktionsmässigt svår genom att den skall ge en jämn gasfördelning över pannan. När man blandar heta rökgaser från den separata pannan med sodapannans rökgaser, kan den höga temperaturen dessutom ge svårigheter med sodapannans renhållning.

Ett alternativ till en gas- eller oljeeldad överhettare är att leda en överhettarslinga genom intillplacerad fastbränslepanna. Detta arrangemang ger dock driftmässiga problem genom det samkörningskrav som ställs. Exempel på den här typen av installationer finns. Vid en fabrik i Heinola, Finland, sker en gemensam överhettning av sodapannans och barkpannans ånga i den senare pannan. Någon närmare studie av detta alternativ har ej gjorts med anledning av ovan anförda synpunkter.

7.3 Ny fastbränslepanna och mottryckstubin = Alt A1

Detta alternativ kan övervägas när det är dags att byta ut den befintliga fastbränslepannan. Här förutsätts att den nya turbinen, som då ersätter turbin G1, utförs med för fjärrvärme anpassade ångavloppsdata, dvs knappt 1 bar(a). Det fjärrvärmeunderlag turbinen lämpligen dimensioneras för markeras i figur 7.1 nedan. Ångan från tubinen kommer därmed att ersätta den halvprima värme, som för närvarande levereras via indunstningen samt något mer. Totalt bedöms värmeeffekten från turbinens fjärrvärmekondensor till 20 MW och den totala årliga energileveransen (streckat område) till cirka 100 $GWh_{värme}$. Till detta kommer 45 GWh från kokeriet (markerat).

Som ett alternativ till ovanstående dimensionering av fjärrvärmeturbin har en beräkning av en cirka 50 % större fjärrvärmedel genomförts. Detta redovisas under alternativ A2 nedan.

Turbinen dimensioneras lämpligen för något mindre flöden av 26 bar(a) ånga men något större flöden av 11 bar(a) ånga än nuvarande turbin G1 är utlagd för.

Genom att fjärrvärmedelen av turbinen är placerad för sig på en sida om generatorn och utförs mekaniskt frånkopplingsbar erfordras ingen kylånga sommartid, vilket normalt krävs för en medroterande turbindel.

De ångflöden som kommer att passera den nya turbinen till 11 bar(a)-nätet under året har beräknats utifrån ett uppgjort varaktighetsdiagram, bilaga 12. Diagrammet, som visar det totala ångbehovet i

nätet av vilket ånga via G2 från sodapannan står för basleveransen, är baserat på 1989-års driftstatistik och uppdelat på tre årsperioder. Skälet till denna uppdelning är att elkrafttarifferna normalt har denna säsongsindelning.

Ångdata för den nya pannan, dvs inloppsdata till nya turbinen kan diskuteras. Någon optimering av dessa data har ej gjorts, utan det har antagits att 140 bar(a), 530 °C, vilket i och för sig är relativt kvalificerade och standardiserade värden, är rimligt och motiverat för att få ett väsentligt större elutbyte än i dagens anläggning.

Den typ av fastbränslepanna som kanske är populärast idag är CFB-pannan, vilken har relativt stor bränsleflexibilitet och goda utsläppsvärden. I detta fall har därför en CFB-panna utgjort underlag.

Nedan redovisas de data som panna respektive turbin läggs ut för.

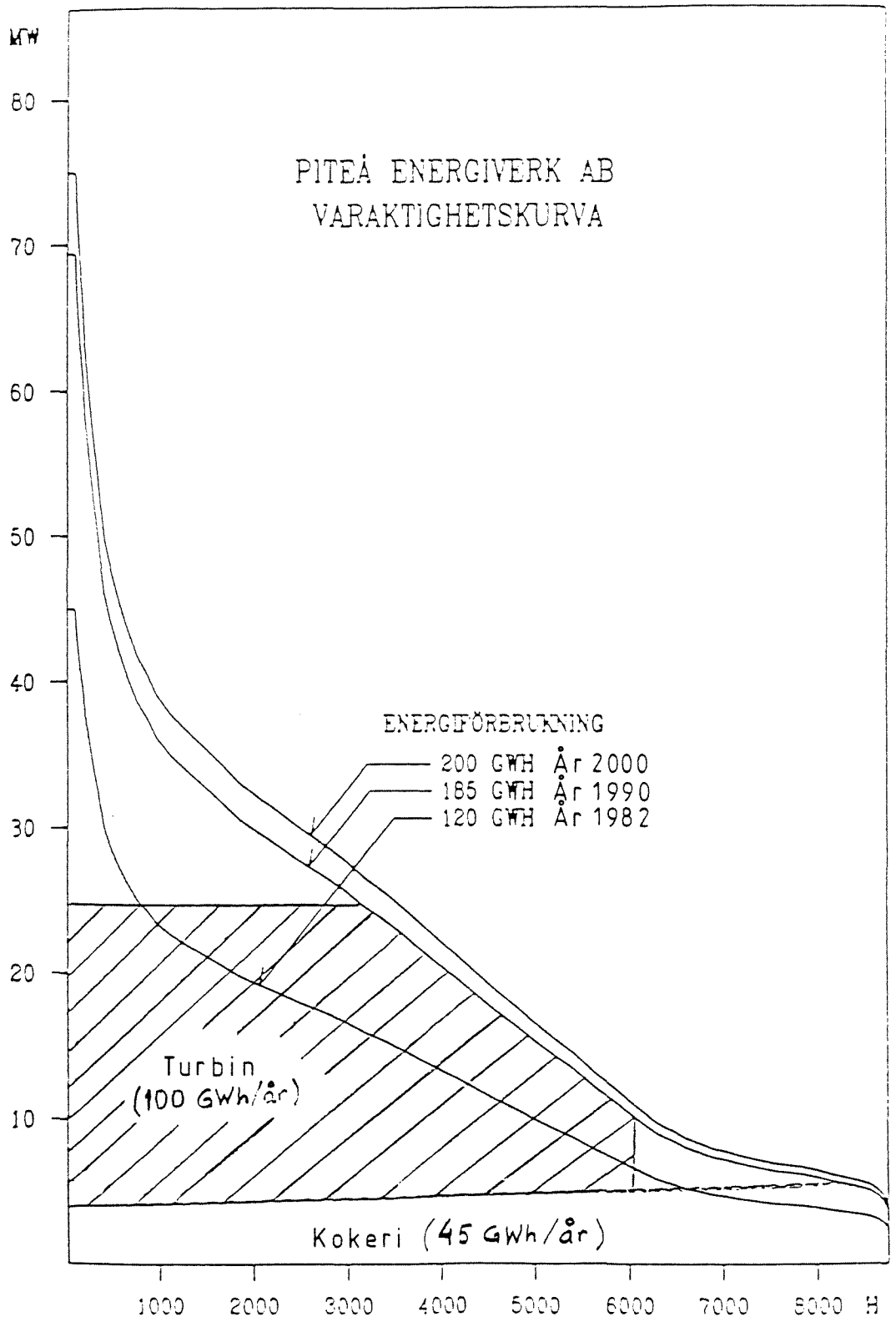

MW
80
70
60
50
40
30
20
10
PITEÅ ENERGIVERK AB
VARAKTIGHETSKURVA
ENERGIFÖRBRUKNING
200 GWH År 2000
185 GWH År 1990
120 GWH År 1982
Turbin
(100 GWh/år)
Kokeri (45 GWh/år)
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
H

Fig. 7.1

Panna

Max ångflöde	140 t/h (110 MW)
Högsta tillåtna tryck	ca 160 bar(e)
Drifttryck efter öh	140 bar(e)
Drifttemperatur efter öh	530 °C
Matarvattentemperatur	125 °C
Pannverkningsgrad, årsmedelvärde	87 %
Bränsle	biobränsle

Ångturbin

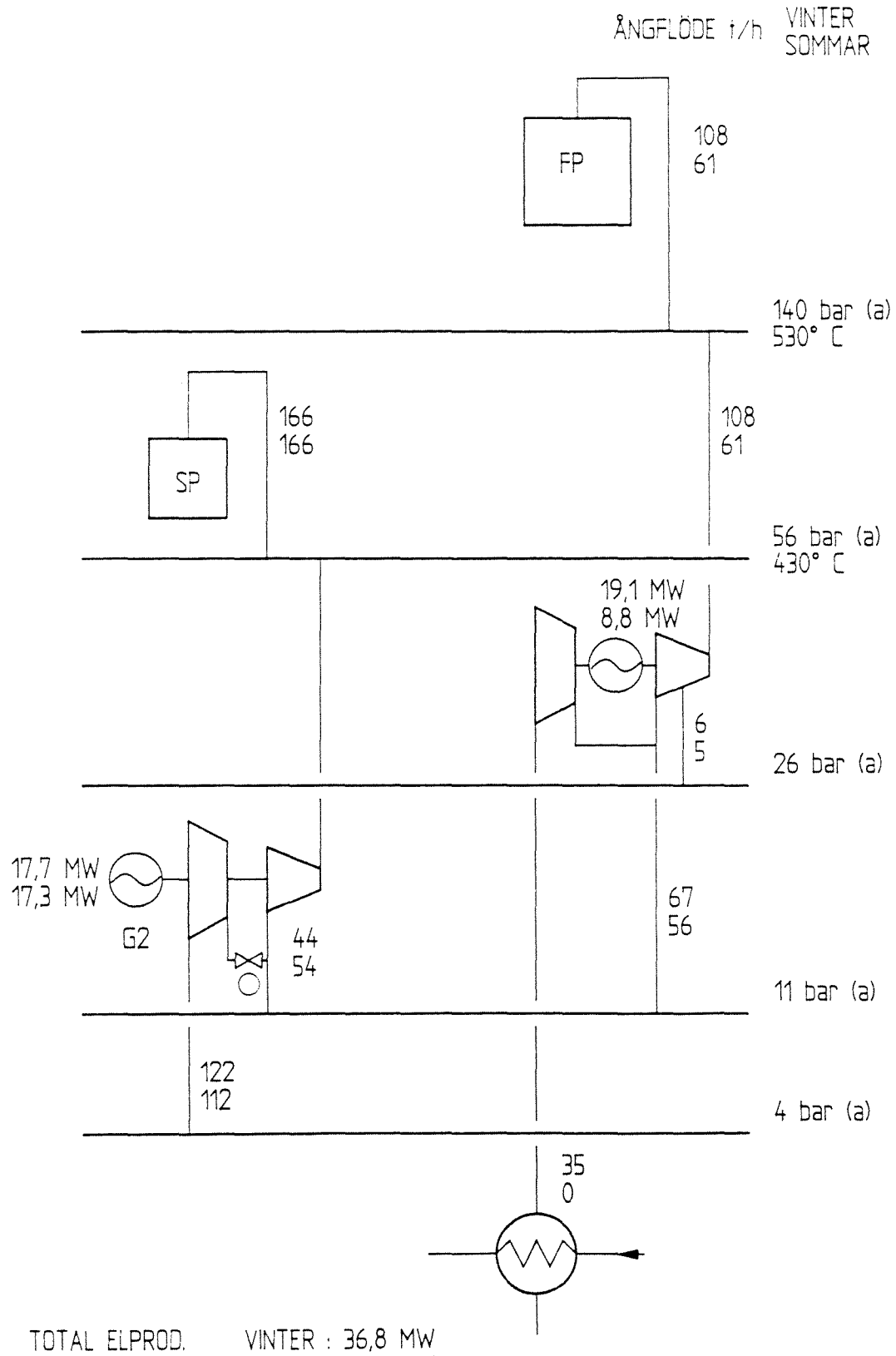
Inloppstryck, normalt	140 bar(a)
Inloppstemperatur, normalt	530 °C
Avtappningstryck 1	26 bar(a)
Avtappningstryck 2	11 bar(a)
Avloppstryck	0,85 bar(a)
Avtappningsångmängd 1 max	10 t/h
Avtappningsångmängd 2 max	95 t/h
Avloppsångmängd max	35 t/h
Preliminär max uteffekt	24 MW_e

Följande totala producerade energimängder och bränslebehov har beräknats för den befintliga fabriken och den beskrivna nybyggda anläggningen.

Levererad fjärrvärme, turbin	ca 100 GWh/år
Levererad fjärrvärme, kokeri	ca 45 GWh/år
Producerad elenergi totalt	ca 268 GWh/år
Producerad elenergi i ny anläggning	ca 121 GWh/år
Bruttobehov bark	ca 596 GWh/år
(vid 50 % F	ca 261 000 ton/år)
Bruttobehov EO5 i ny panna	ca 105 GWh/år
(15 % av totalt bränsle)	(ca 9 800 m^3/år)

Av bilaga 10 framgår energibalanser för fabriken med detta anläggningsalternativ. Balanserna är genomförda i ett vinterfall och ett sommarfall. Balanserna för panna och turbiner illustreras i figur 7.2.

(A1) NY FB.PANNA + FJÄRRV./MT-TURBIN



TOTAL ELPROD. VINTER : 36,8 MW
SOMMAR : 26,1 MW

FIG 7.2

7.4 Ny fastbränslepanna, mottryckstubin och gasturbin = Alt A2

Målsättningen med detta alternativ har varit att påtagligt öka elproduktionen inom fabriken. Genom att gasollagring är tänkt att placeras i närheten av fabriken synes det vara lämpligt att komplettera pannan med en gasturbin. Gasturbinen förkopplas på pannan och används i princip som huvudförbränningsluftfläkt, se figur 7.3. En gasturbin arbetar med ett mycket stort luftöverskott, vilket medför att syrehalten i rökgasen ligger på cirka 15 %. Avgastemperaturen på de gasturbiner, som kan vara aktuella i detta fall, se bilaga 9, ligger på cirka 500 °C. Genom att använda rökgaserna som förbränningsluft och dessutom kyla gaserna i pannan blir tillvaratagandet av energin i rökgaserna mycket gott.

I övrigt är detta likt det förra alternativet vad gäller fjärrvärmeleverans, ångdata, ångflöden och övriga fabriksdata.

Kopplar man en gasturbin före en CFB får man problem med det stora tryckfallet över bädden, dvs det mottryck som gasturbinen måste arbeta emot. I det följande har därför antagits att pannan är försedd med rörlig vattenkyld snedrost. Denna panna bör utan större problem kunna dimensioneras för att direkt kunna ta emot de heta gaserna från gasturbinen. Som underlag för beräkningarna har valts en ABB-turbin, typ mars, som kan ge en elektrisk effekt av drygt 9 MW. Denna gasturbin ger ett rökgasflöde vid fullast, som till fullo kan utnyttjas som förbränningsluft även vid sommarmedelvärden på panneffekter. Dellastkörningar av gasturbinen blir därmed mycket sparsamt förekommande.

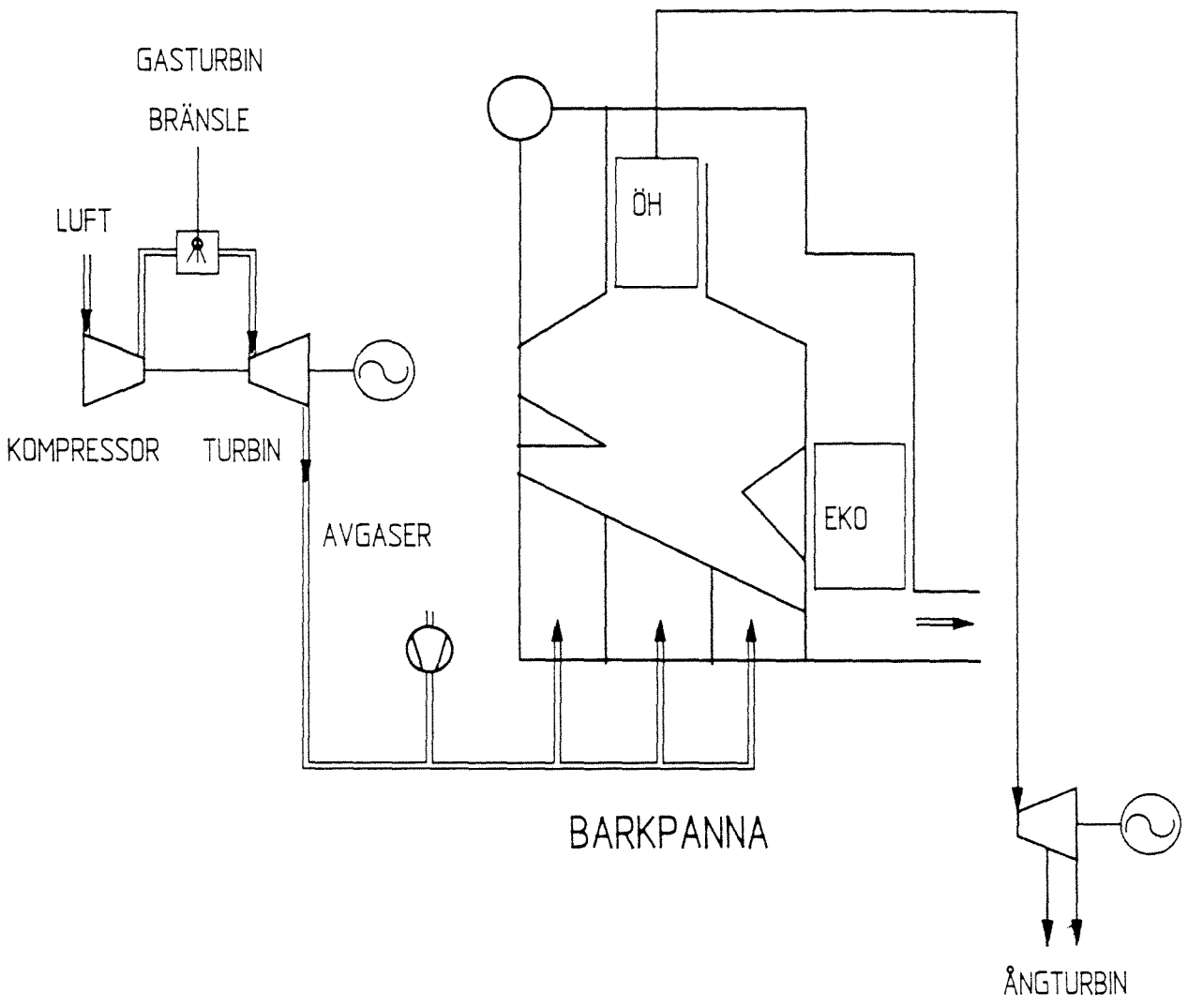


FIG. 7.3 GASTURBIN I ANSLUTNING TILL BARKPANNA

Följande tekniska huvudprestanda gäller för de valda anläggningsdelarna.

Panna

Max ångflöde	140 t/h (110 MW)
Högsta tillåtna tryck	ca 160 bar(e)
Drifttryck efter öh	140 bar(e)
Drifttemperatur efter öh	530 °C
Matarvattentemperatur	125 °C
Pannverkningsgrad, årsmedelvärde	87 %
Bränsle	biobränsle

Ångturbin

Inloppstryck, normalt	140 bar(a)
Inloppstemperatur, normalt	530 °C
Avtappningstryck 1	26 bar(a)
Avtappningstryck 2	11 bar(a)
Avloppstryck	0,85 bar(a)
Avtappningsångmängd 1 max	10 t/h
Avtappningsångmängd 2 max	95 t/h
Avloppsångmängd max	35 t/h
Preliminär max uteffekt	24 MW_e

Gasturbin

Dubbelbränslesystem	(gasol/olja)
Vatteninsprutning till NO_x	ca 100 mg/MJ
Eleffekt vid 100 % last	9,6 MW
Elverkningsgrad	30 %
Rökgasflöde	40,2 kg/s
Rökgastemperatur	462 °C
O_2-halt i rökgasen	ca 15 vol-%

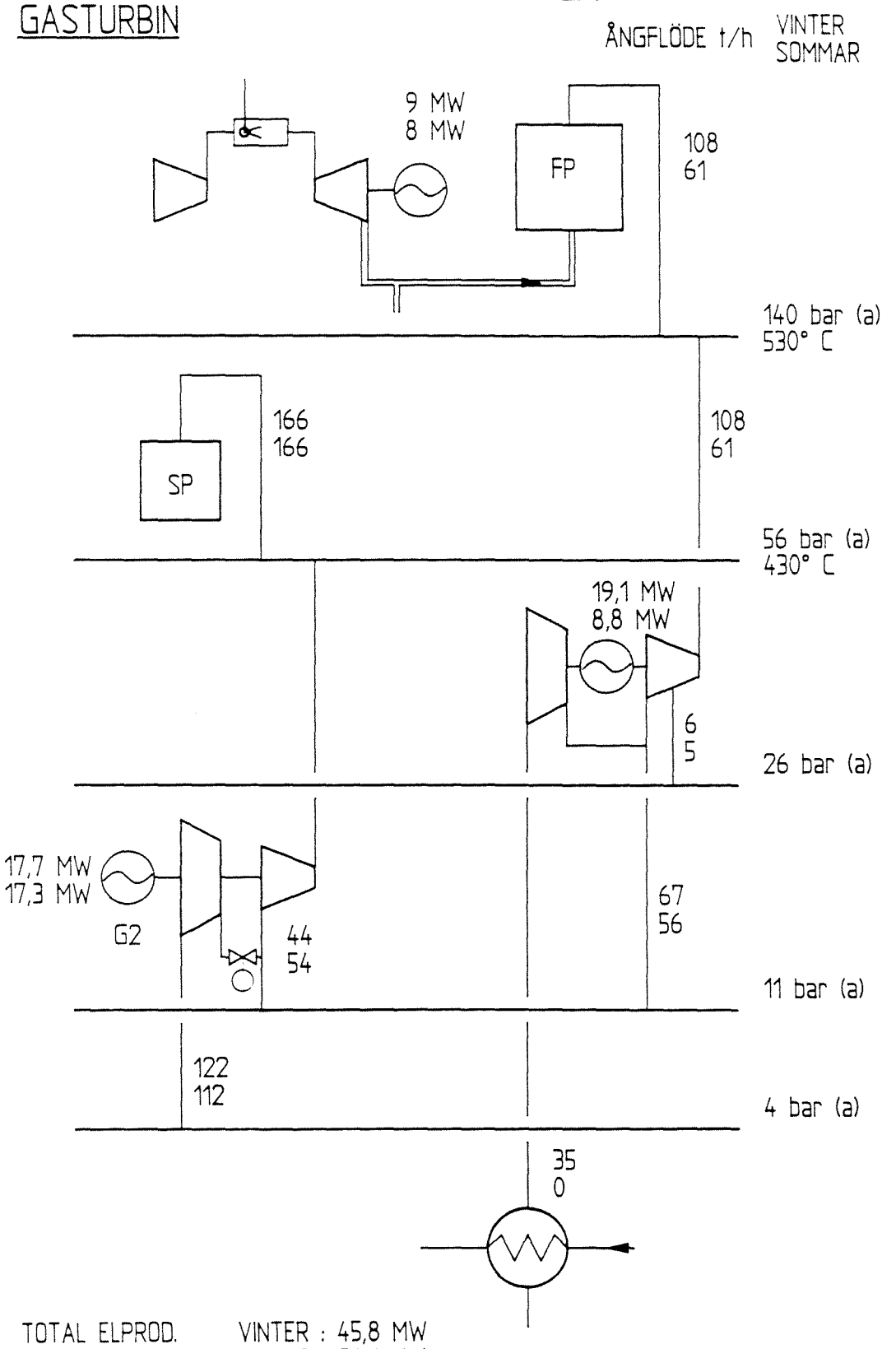
Följande totalt producerade energimängder och bränslebehov har beräknats för den befintliga fabriken och den beskrivna nybyggda anläggningen.

Levererad fjärrvärme, turbin	ca 100 GWh/år
Levererad fjärrvärme, kokeri	ca 45 GWh/år
Producerad elenergi (inkl bef turbin)	ca 339 GWh/år
Producerad elenergi i ny anläggning	ca 192 GWh/år
Bruttobehov bark	ca 461 GWh/år
(vid 50 % F	ca 202 000 ton/år)
Bruttobehov gasol (inkl 15 % av tot bränsle i pannan)	ca 327 GWh/år ca 25 600 ton/år

Av bilaga 10 framgår energibalanser för fabriken med detta anläggningsalternativ. Balanserna är genomförda i ett vinterfall och ett sommarfall. Balanserna för panna och turbiner illustreras i figur 7.4.

För detta alternativ har beräkningar utförts även med en dubbelt så stor fjärrvärmeturbin, 70 ton/h. Med en sådan turbin skulle 129 GWh kunna levereras som kraftvärme plus cirka 45 GWh från kokeri/industri och fjärrvärmenätet till cirka 95 % försörjas med värme från fabriken. Normalt dimensioneras inte en fjärrvärmeturbin för så kort drifttid på maximala flödet som det här blir fråga om. I kapitel 10 redovisas de ekonomiska konsekvenserna även för denna något överstora fjärrvärmturbin.

A2 NY FB.PANNA + FJÄRRV./MT-TURBIN + GASTURBIN



TOTAL ELPROD. VINTER : 45,8 MW
SOMMAR : 34,1 MW

FIG 7.4

7.5 Ny fastbränslepanna med gasturbin och mottrycksturbin med kallkondenssvans = Alt B

Genom att utöka pannkapaciteten i det alternativ, som illustreras i avsnitt 7.4, ny fastbränslepanna med gasturbin och mottrycksturbin, och komplettera ångturbinsidan med en sk kallkondenssvans kan fabriken bli självförsörjande på elkraft.

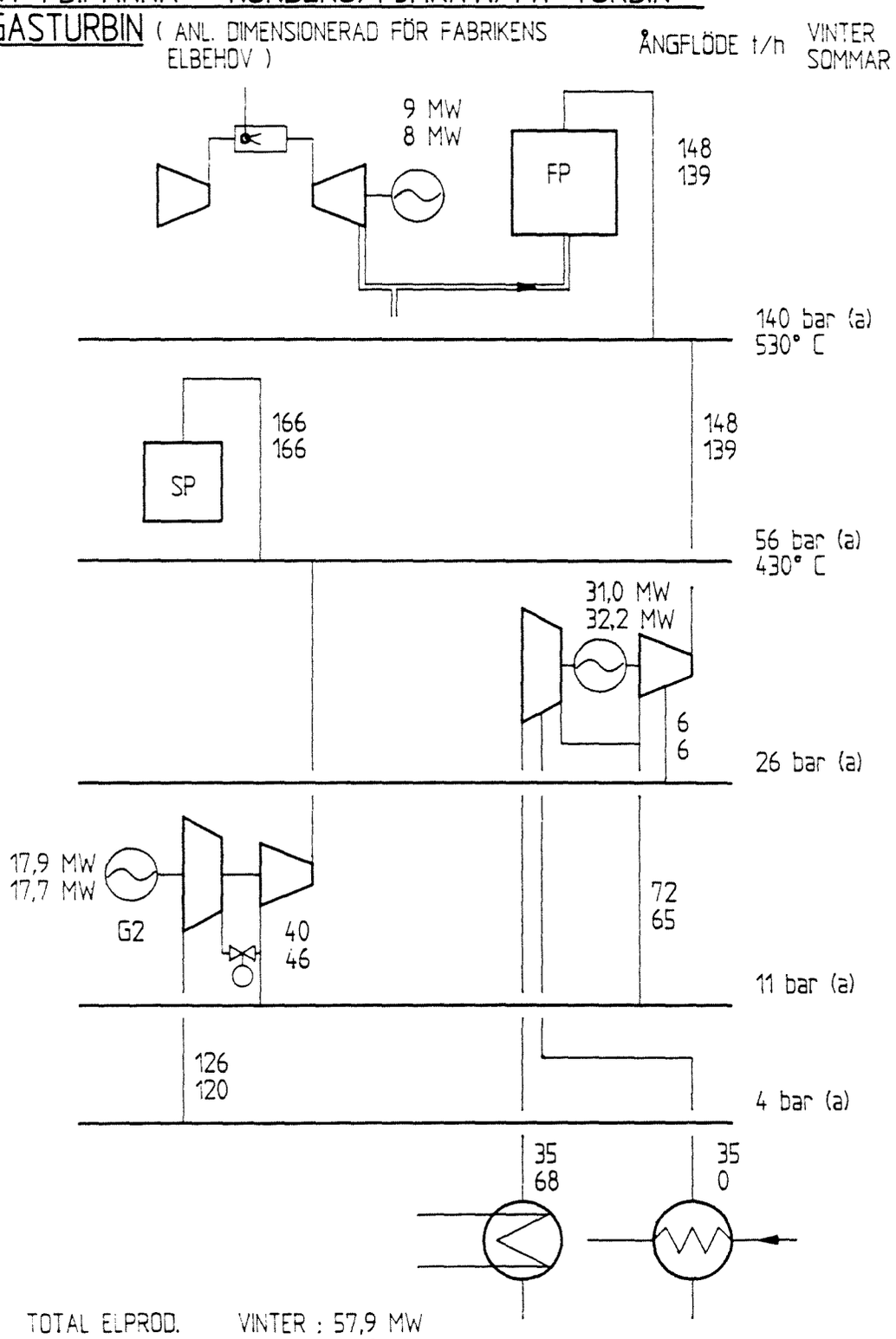
Tekniska data för detta alternativ överensstämmer med avsnitt 7.4, förutom att pannan är utförd för cirka 200 ton ånga/h och turbinen försedd med en lågtrycksdel för expansion av cirka 70 ton ånga/h ner mot cirka 0,025 bars(a) tryck. Denna turbin kan maximalt leverera cirka 46 MW_{el}. Kallkondenssvans och fjärrvärmedel av turbinen är frånkppplingsbar.

Följande totala producerade energimängder och bränslebehov har beräknats för detta alternativ, dvs för den befintliga fabriken och den nybyggda anläggningen. Det förutsätts att kallkondenssvansen har en drifttid av cirka 6000 h, vilket innebär att den körs huvudsakligen vinter samt vår och höst, dvs i stort sett samtidigt som fjärrvärmeturbinen. Driften av kondensturbinen avpassas så att den totala elproduktionen effektmässigt blir i stort sett konstant under de 6000 drifttimmarna.

Levererad fjärrvärme, turbin	ca 100 GWh/år
Levererad fjärrvärme, kokeri	ca 45 GWh/år
Producerad elenergi totalt	ca 430 GWh/år
Producerad elenergi i ny anläggning	ca 280 GWh/år
Bruttobehov bark (vid 50 % F)	ca 700 GWh/år ca 307 000 ton/år)
Bruttobehov gasol (inkl 15 % av tot bränsle i pannan)	ca 369 GWh/år (ca 28 900 ton)

Av bilaga 11 framgår vinter- och sommarenergibalanser. Balanserna illustreras i figur 7.5.

B NY FB.PANNA + KONDENS/FJÄRRV./MT-TURBIN + GASTURBIN (ANL. DIMENSIONERAD FÖR FABRIKENS ELBEHOV)



TOTAL ELPROD. VINTER : 57,9 MW
SOMMAR : 57,9 MW

FIG 7.5

7.6 Ny anläggning dimensionerad för extern elleverans = Alt C1

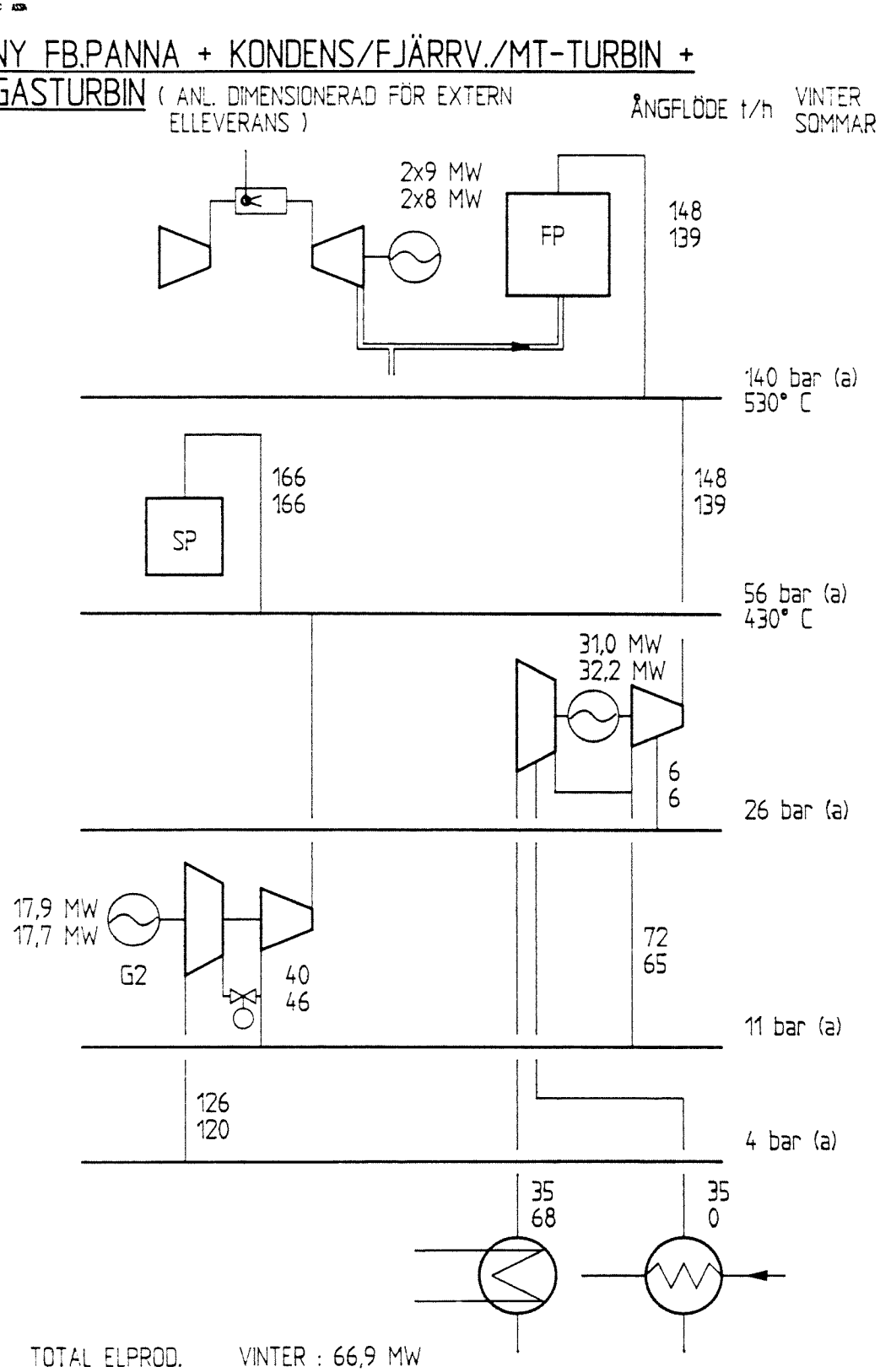
I detta alternativ har den i avsnitt 7.5 beskrivna anläggningen, dimensionerad för egenförsörjning av elkraft, kompletterats med ytterligare en gasturbin av samma typ. Fabriken kommer därigenom att kunna leverera elkraft ut på elnätet med en eleffekt motsvarande en gasturbin (8-9 MW). Tekniska data liksom ångbalansen är densamma som i avsnitt 7.5.

Följande totala producerade energimängder och bränslebehov har beräknats för detta alternativ, dvs för den befintliga fabriken och den nybyggda anläggningen.

Levererad fjärrvärme, turbin	ca 100 GWh/år
Levererad fjärrvärme, kokeri	ca 45 GWh/år
Producerad elenergi totalt	ca 486 GWh/år
Producerad elenergi i ny anläggning	336 GWh/ÅR
Bruttobehov bark (vid 50 % F)	ca 602 GWh/år ca 264 000 ton/år)
Bruttobehov gasol (inkl 15 % av tot bränsle i pannan)	ca 535 GWh/år (ca 41 800 ton)

Energibalansen är densamma som i avsnitt 7.5 med undantag av tillkommande gasturbin. Balansen framgår av figuren 7.6.

(C1) NY FB.PANNA + KONDENS/FJÄRRV./MT-TURBIN + GASTURBIN (ANL. DIMENSIONERAD FÖR EXTERN ELLEVERANS)



TOTAL ELPROD. VINTER : 66,9 MW
SOMMAR : 65,9 MW

FIG 7.6

7.7 Ny anläggning dimensionerad för större extern elleverans = Alt C2

I detta alternativ har den i avsnitt 7.6 beskrivna anläggningen, dimensionerad för extern elleverans och med de två gasturbinerna anpassade så att barkbränslet förbränns av syreöverskottet, i stället försetts med 2 st drygt dubbelt så stora gasturbiner vid i stort sett bibehållen mängd bark. Fabriken kommer därigenom att kunna leverera elkraft ut på elnätet med en eleffekt motsvarande cirka 50 MW. Tekniska data för pannan liksom ångbalansen är densamma som i avsnitt 7.6.

För gasturbinen gäller nedanstående data:

Gasturbin

Dubbelbränslesystem	(gasol/olja)
Vatteninsprutning till NO_x	ca 75 mg/MJ
Eleffekt vid 100 % last	22,7 MW
Elverkningsgrad	32 %
Rökgasflöde	78,3 kg/s
Rökgastemperatur	517 °C
O_2-halt i rökgasen	ca 15 vol-%

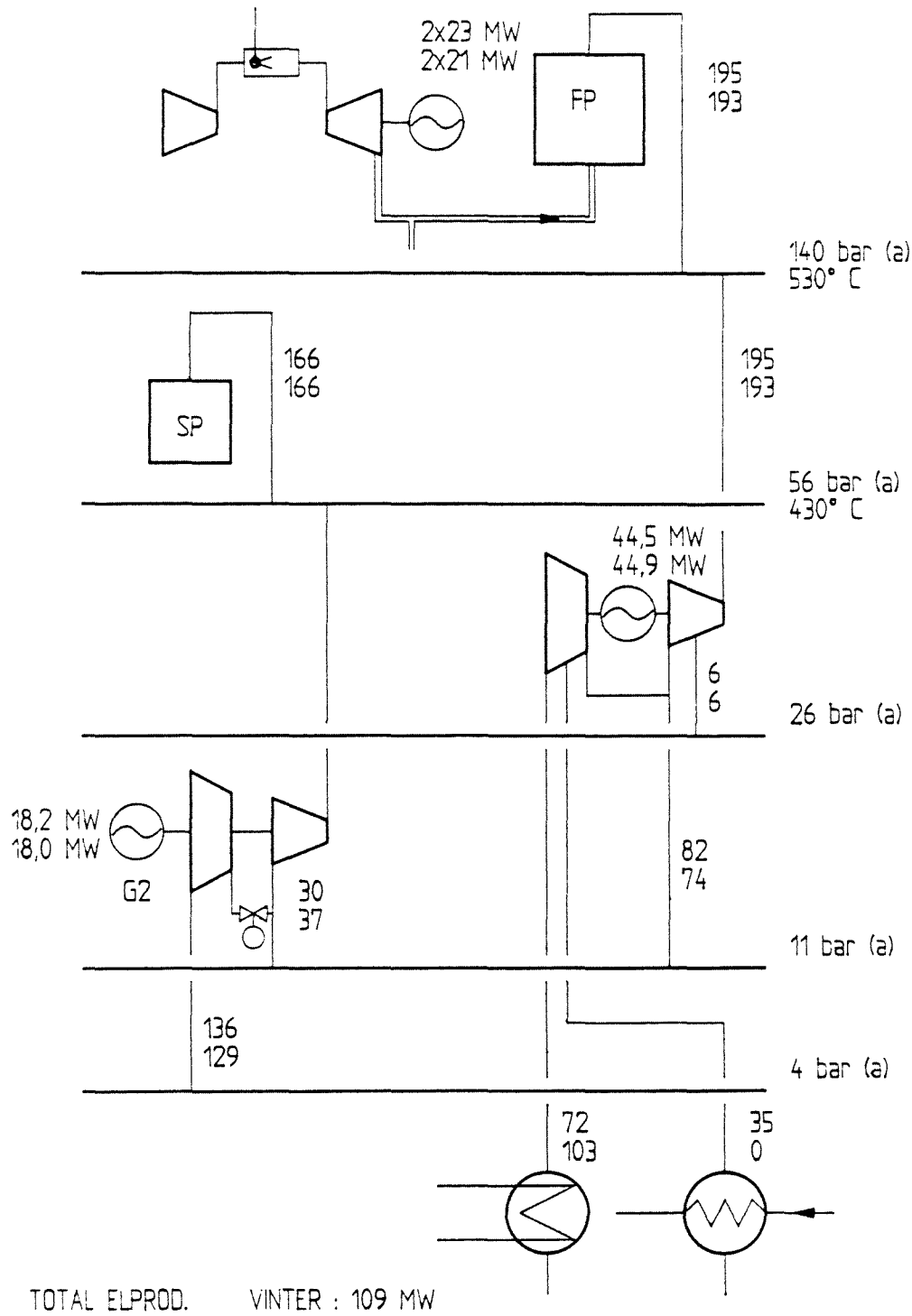
Följande totala producerade energimängder och bränslebehov har beräknats för detta alternativ, dvs för den befintliga fabriken och den nybyggda anläggningen.

Levererad fjärrvärme, turbin	ca 100 GWh/år
Levererad fjärrvärme, kokeri	ca 45 GWh/år
Producerad elenergi totalt	ca 738 GWh/år
Producerad elenergi i ny anläggning	ca 586 GWh/år
Bruttobehov bark (vid 50 % F)	ca 587 GWh/år ca 258 000 ton/år)
Bruttobehov gasol (inkl 15 % av tot bränsle i pannan)	ca 1035 GWh/år (ca 80 800 ton)

Energibalansen är densamma som i avsnitt 7.6 med undantag av den förstorade gasturbinanläggningen. Balansen framgår av figur 7.7.

(C2) NY FB.PANNA + KONDENS/FJÄRRV./MT-TURBIN + GASTURBIN (ANL. DIMENSIONERAD FÖR EXTERN ELLEVERANS OCH HALV TILLSATSELDNING I BP)

ÅNGFLÖDE t/h VINTER SOMMAR



TOTAL ELPROD. VINTER : 109 MW
SOMMAR : 105 MW

FIG 7.7

7.8 Torkning av trädbränsle

Idag finns, som framgår av fabriksbeskrivningen i kapitel 3, ett torksystem för trädbränsle. Vill man använda sig av bränsletorkning även i en nybyggd pannanläggning, är det naturligtvis möjligt. Bränsletorkningen medför dock inte i sig någon ytterligare elgenerering vid fabriken utan endast en reduktion av biobränslebehovet. Genom att bränslebehovet minskar, reduceras också miljöpåverkan.

Ett syfte med bränsletorkning är, förutom den nämnda bränslebesparingen, möjligheten att med torkat pulverbränsle snabbare reglera lasten i en rosterpanna. En lämplig uppdelning kan vara att använda 2/3 av bränslevärmet till rosten och 1/3 i form av torkat pulverbränsle.

För bränsletorkningen är det troligen bäst att använda sodapannans rökgaser, som håller högst temperatur, 160-170 °C, och som finns i erforderliga mängder.

Flera tekniker för bränsletorkning kan övervägas, t ex rotertorkar (trumtorkar), kaskadtorkar, bandtorkar eller maltorkar.

Maltorkning har här betraktats som lämplig teknik på grund av pulvereldningsbehovet. Tyvärr medför en maltorkningsprocess en icke obetydlig ökning av elkraftbehovet.

I det följande räknas med de bränslemängder, som redovisas för alternativ B beskrivet i avsnitt 7.5, för att illustrera hur ett bränsletorkningssystem slår ekonomiskt.

Beräkning

Totalt tillförs i detta alternativ 700 GWh fastbränsle per år. 1/3 av energimängden, som tillförs pannan i form av trädbränsle, utgör 233 GWh eller 102 000 ton/år omräknat till bark med 50 % fukthalt (H_i = 2,28 MWh/ton).

233 GWh/år torkat bränsle med 10 % fukt (H_i = 4,67 MWh/ton) betyder cirka 50 000 ton per år eller 45 000 ton torr substans per år. Mängden bränsle med 50 % fukthalt in till torken skulle således bli 90 000 ton/år.

Inbesparingen med bränsletorkning uppgår därmed till 102 000-90 000 = 12 000 ton eller cirka 27 000 MWh. Med ett bränslepris på 110 kr/MWh erhålls en förtjänst av cirka 3,0 Mkr.

En maltorkanläggning med en kapacitet av cirka 8 ton TS/h beräknas enligt leverantörsuppgift kosta cirka 50 Mkr, vilket med en annuitet på 0,087 (20 år, 6 %) innebär 4,4 Mkr per år. Till denna kapitalkostnad kommer drift- och underhållskostnader, som uppgår till uppskattningsvis 3,5 Mkr per år.

Som framgår ovan, blir den årliga kostnaden för torkanläggningen betydligt högre än minskningen av bränslekostnaden, varför det ekonomiskt inte går att motivera en installation av bränsletork i detta fall.

7.9 Rökgaskondensering

Vid eldning med fasta bränslen är fuktinnehållet i bränslet en betydande faktor för energiutvinningen ur rökgaser. Ett tillvaratagande av det latenta värmet, dvs ångbildningsvärmet från vatten ur rökgasen, kan positivt påverka anläggningens totalekonomi. Vid utkondensering av vattenånga ur rökgasen kan önskvärda miljöeffekter dessutom fås som ökad stoftavskiljning och rening av olika vattenlösliga komponenter.

Energin i rökgaserna kan utvinnas enligt två olika huvudprinciper:

- Indirekt kylning med värmeväxlare (rökgaskylare). Rökgaserna strömmar inuti tuberna i en stående tubvärmeväxlare och det kylande mediet förs in på mantelsidan. Utkondenserat vatten rinner ned längs tubväggarna och en viss del återcirkuleras och sprayas åter in vid kylarens inlopp för att hålla värmeöverföringsytorna våta.

- Direkt kylning i skrubberanläggning. Vatten sprayas in i rökgasen i ett eller flera steg. Kylning av rökgasen erhålles genom förångning av det införda vattnet och därefter kondensering av vattenånga ur rökgasen på insprayade vattendroppar. Ur den kondenserade vattenångan kan sedan värme utvinnas.

Om man med användande av rökgaskondensering i exempelvis alternativ B (fastbränslepannan) kan förbättra pannverkningsgraden från 87 till 100 %, kan cirka 18 MW extra utvinnas i form av lågtemperaturvärme. Att verkningsgraden kan bli så hög som 100 % beror på att värdet baseras på effektivt värmevärde. Denna värme håller en temperatur av cirka 60 °C, vilket är för lågt för att direkt användas för fjärrvärmenätet. Någon form av värmepump erfordras.

Med rökgaskondensering förbättras den totala verkningsgraden i anläggningen. Tekniken innebär dock att möjligheterna till kraftvärmeproduktion minskar genom att fjärrvärmeunderlaget minskar. Det är emellertid tänkbart att använda den bränslemängd som frigörs genom verkningsgradshöjningen för kallkondenskraftproduktion. Detta belyses i nedanstående exempel, där värden från alternativ B, kapitel 7.5, används.

Beräkning

De 18 MW värme som erhålles från rökgaskylaren håller som nämnts cirka 60 °C, vilket är en för låg temperatur. En höjning till cirka 90 °C erfordras för fjärrvärmeanvändningen, vilket för en värmepump innebär en värmefaktor av cirka 5,5. Med dessa förutsättningar kommer 22 MW extra värme att utlevereras, varav cirka 4 MW härrör från elkraft till värmepumpens kompressor. För det betraktade alternativet innebär detta att värmet från kraftvärmeturbinen ersättes helt av rökgaskylarens värme.

De 35 ton/h ånga som kraftvärmeturbinen förbrukade kan i stället användas för en utökad kallkondensturbin. Ökningen av elproduktionen blir dock bara 11,4-8,8 = 2,6 MW_{el}, dvs mindre än vad som erfordras för värmepumpdriften.

Om man i stället antar att en absorptionsvärmepump skulle kunna användas, kan en nettoökning av elproduktion på uppskattningsvis cirka 2,0 MW ske, om visst behov av hjälpkraft borträknas.

Vid en bedömd investeringskostnad av 35 Mkr inkluderande även extra kostnad för större kallkondensdel och mindre kraftvärmedel i turbinen erhålls en elproduktionskostnad av cirka 400 kr/MWh för merelproduktionen. Detta elpris måste här anses för högt för att motivera investeringen.

8 ENERGI- OCH MILJÖJÄMFÖRELSER SAMT FASTBRÄNSLEMARKNADEN

I nedanstående tabell 8.1 har sammanställts de totala energimängderna - el, gasol, EO5 och bark - som föreligger i de olika alternativen.

I tabellerna finns också angivet hur mycket mera eller mindre kvantitet som omsätts av respektive energislag jämfört med dagens anläggning.

Merelproduktion varierar i de olika alternativen från cirka 114 GWh/år i det rena kraftvärmealternativet utan gasturbin, upp till 738 GWh/år, då även en avsevärd mängd kondenskraft produceras. Förbrukningen av bark ökar med cirka 34 000 ton/år jämfört med dagens anläggning i det enklaste gasturbinalternativet. Vid kondenskraftproduktion med begränsad gasturbinandel blir barkförbrukninen som störst 139 000 ton/år mer än idag. I det anläggningsalternativ , där mest elkraft produceras, förbrukas 90 000 ton/år mer bark och 900 GWh/år mer fossila bränslen (gasol) än idag.

	Elprod	Gasol		Eo 5 [1]		Bark		Svartlut
	GWh/år	GWh/år	kton/år	GWh/år	m^3/år	GWh/år	kton/år	GWh/år
Dagens anl	154	-	-	182	17000	383	168	1187
Alt A	268	-	-	153	14300	596	261	1187
Mera/mindre	114	-	-	-29	-2700	213	93	0
Alt A2	339	327	25,6	48	4490	461	202	1187
Mera/mindre	185	327	25,6	-134	-12510	78	34	0
Alt B	430	369	28,9	48	4490	700	307	1187
Mera/mindre	276	369	28,9	-134	-12510	317	139	0
Alt C1	486	535	41,8	48	4490	602	264	1187
Mera/mindre	332	535	41,8	-134	-12510	219	96	0
Alt C2	738	1035	80,8	48	4490	587	258	1187
Mera/mindre	584	1035	80,8	-134	-12510	204	90	0

1) Inkl tallolja i dagens anläggning
inkl även olja för sodapannan.

Tabell 8.1 Totala energimänder i relation till dagens elproduktionsanläggning.

I tabellen 8.2 nedan visas prestanda i form av producerade elenergimängder, marginell elverkningsgrad, alfavärde och totala verkningsgrader.

	Gas-turbin-kraft GWh/år	Mot-[1] trycks-kraft GWh/år	Kraft-värme-kraft GWh/år	Kondens-kraft GWh/år	$\eta_{marg_{el}}$	α_{tot}	η_{tot}
Alt A1	-	78,8	42,0	-	84	0,25	86
Alt A2	71,4	78,8	42,0	-	84	0,40	86
Alt B	71,4	86,6	42,0	80,1	55	-[2]	75
Alt C1	127,2	86,6	42,0	80,1	58	-[2]	76
Alt C2	295,2	97,3	42,0	151,4	55	-[2]	71

1) Producerad i ny mottrycksturbin, dvs produktion i befintlig turbin medräknas ej.

2) α-värdet ej relevant i och med delvis kondenskraftproduktion.

Tabell 8.2 Sammanställning av de olika alternativens prestanda.

Följande definitioner har använts på verkningsgrader och α-värden.

$\eta_{marg\ el}$ = Marginell verkningsgrad för elproduktion definierad som

$$\frac{\text{ökad elenergiproduktion jämfört dagens anläggning}}{\text{ökad bränsleinsats för elproduktion}}$$

varvid ökad nyttig värme frånräknats bränsleinsatsen.

α_{tot} = α-värde för den nya anläggningen:

$$\frac{\text{Elenergi (brutto)}}{\text{Nyttiggjord värme i process och fjärrvärmenät}}$$

η_{tot} = Total verkningsgrad för den nya anläggningen:

$$\frac{\text{Nyttig energi (el + värme)}}{\text{Totalt tillförd bränsleenergi}}$$

Miljömässig jämförelse

I tabell 8.3 nedan visas hur mycket mer eller mindre av olika miljöstörande utsläpp som blir följden av utbyggnadsalternativen A1-C2.

Enligt miljörapport från mätningar gjorda under 1989 släpptes detta år ut totalt 690 ton NO_2 och 40 ton SO_2 (motsvarande cirka 20 ton S) från hela fabriken. Av NO_2-utsläppen stod sodapannan för cirka 49 % och barkpannan cirka 34 %.

Schablonmässiga utsläppsvärden enligt tabellens överdel har bedömts som rimliga årsmedelvärden för de nya alternativen och använts i beräkningarna.

	g S/MJ_{br}	g NO_2/MJ_{br}	g CO_2/MJ_{br}
Barkeldning	0,02	0,10	Ingen nettoökning
Gasoleldning	0,001	0,10 *	65
Eo5-eldning	0,19	0,10	78

Alternativ	Svavel	Kväveoxider	Koldioxid
A1 ton/år	+ 113	+ 66	- 8 100
A2 -"-	+ 34	+ 98	+ 39 300
B -"-	+ 50	+ 199	+ 49 200
C1 -"-	+ 44	+ 223	+ 88 200
C2 -"-	+ 45	+ 305	+ 205 700

*) I alternativ C2 räknas med 0,075 g NO_2/MJ_{br} vid gasoleldning i den större gasturbinen.

Tabell 8.3 Miljömässig jämförelse. Ökade eller minskade utsläpp jämfört med dagens anläggning.

I dagens anläggning avskiljs SO_2 ur rökgasen och återförs processen. Ovanstående ökning av svavelutsläpp gäller om den nya anläggningen ej förses med SO_2-avskiljning, vilket inte heller torde behövas. Emissionsjämförelsen berör även fjärrvärmeverket, där mindre mängd olja behöver eldas. NO_x-utsläppen liksom CO_2-utsläppen ökar med ökad grad av elgenerering.

En jämförelse av de olika alternativens utsläpp uttryckt i utsläpp per kWh_{el} ökad produktion redovisas i tabell 8.4

Alternativ	Svavel (S) g/KWh_{el}	Kväveoxid NO_2) g/KWh_{el}	CO_2 g/kWh_{el}
A1	0,99	0,58	---
A2	0,18	0,53	212
B	0,18	0,72	178
C1	0,13	0,67	266
C2	0,07	0,52	352

Tabell 8.4 Utsläpp per kWh_{el} ökad elproduktion.

Svavelutsläppen minskar med ökad gasolanvändning, medan CO_2-utsläppen minskar ju större andel bark som används för elproduktion. I alternativ A1 används mindre olja än i dagens anläggning, varför CO_2-utsläppen minskar. Samtliga värden är naturligtvis beroende av marginella värden på verkningsgrad samt α-värden (jämför tabell 8.2).

Tillgången på biobränsle

I ett kommande skede kan, beroende bl a på statsmakternas åtgärder, sådan brist på el uppstå att alternativa elanläggningar trots en högre produktionskostnad kan bli motiverade. En prototypanläggning för enbart trädbränsle (och möjligen torv) borde därför byggas för erfarenhetsvinnande. Detta förutsätter någon form av subvention.

Om man stannar för att bygga ett biokraftverk, bör detta anslutas till någon befintlig större energitung industri. Fördelarna härav är flera:

- Transportsystem för trädbränsle finns att tillgå.
- Befintligt infrasystem kan användas (= infrastruktur).
- Värmesänkor för mottryckskraft kan eventuellt disponeras.
- Torkgas för bränslet kan ställas till förfogande, om det befinns lönsamt.
- Personal kan samdisponeras.

- Underhållsverkstad står till förfogande.

- Kraftledningsanslutning till stamnät finns. Minskade förluster i denna.

Genom vidtagna åtgärder kan trädbränslet få ett marknadsvärde, och detta medför ett incitament för industrin att vidtaga sådana åtgärder i fabrikerna, som sparar bränsle, ett bränsle som kan komma elkraftsidan till del.

Tillgångar på biobränsle i den aktuella regionen har undersökts i en tidigare studie. Följande har då konstaterats:

3.6 Mm^3f/år *)finns totalt kvarlämnat i skogen

2.1 -"- efter leverans till kustnära områden

1.0 -"- efter ekologiska restriktioner och kvarlämnade hyggesrester

0.7 -"- efter reduktion av det som eldas idag

* Miljoner fast kubikmeter

Det vill säga 0.7 Mm^3f/år motsvarande cirka 1 200 GWh/år finns maximalt att tillgå i regionen i form av hyggesrester, kvarlämnade småträd osv som idag kvarlämnas i skogen. Detta kan ställas i relation till barkförbrukningen i alternativ B, där cirka 320 GWh mer barkbränsle åtgår per år. Alternativ B har den största barkförbrukningen.

9 TÄNKBARA, OBEPRÖVADE METODER FÖR VÄRME- OCH KRAFTGENERERING

I detta kapitel beskrivs några kraftprocesser, genom vilka en ökad elproduktion kan tänkas uppnås i fabriken. Tekniken för dessa processer är ej beprövad, varför någon djupare analys, t ex ekonomisk, ej görs.

Biobränsleförgasning

Ett sätt att väsentligt öka elproduktionen är användande av kombinerade gas/ångturbincykler. I kapitel 7 har denna teknik i form av gasoleldad gasturbin förkopplad fastbränsleeldad ångpanna behandlats. Det är emellertid tänkbart att göra kombicykeln fullständigt biobränslebaserad, vilket exempelvis kan ske genom att gasen till en gaskombi alstras av biobränsle. Biobränslet förgasas under tryck och efter rening eldas den brännbara gasen i en gasturbinbrännkammare och el alstras i en kombiprocess. Gasen från gasturbinen leds till en ångpanna, där ånga produceras för att sedan tillföras en ångturbin. Elproduktionen blir ungefär lika stor som värmeproduktionen. Den trycksatta biobränsleförgasningstekniken är under utveckling och blir troligen konkurrenskraftig endast i större enheter.

Det är möjligt att utföra kombiprocessen på ett flertal olika vis, bl a som beskrivs i kapitel 6, där bränslet förgasas i en separat trycksatt förgasare för att sedan förbrännas i en trycksatt panna.

Förgasningsprocessens miljöfördelar kan idag anses fastslagna, förutsatt att gasen renas mellan konverteringen och utnyttjandet. Bäst ur miljösynpunkt bland biobränslen anses trä- och halmbränsle.

Forskningen inom området förgasning av biomassa har i Sverige bedrivits sedan 1974 på KTH, LTH och Studsvik Energiteknik AB. Även en del mindre forskningsgrupper arbetar inom området. Staten satsade 25 Mkr på förgasningsforskning under 1987-90.

I Sverige finns för närvarande ett tiotal förgasningsanläggningar i kommersiell drift eller under uppbyggnad. Projekten är främst inriktade på värmeproduktion. Som exempel kan nämnas ång- och värmeproduktion i Vilhelmina, gaseldning i kalk- och mesaugnar i Väröbruk, Norrsundets Bruk samt vid ASSI i Karlsborg.

Det finns såvitt känt är, ingen kraftvärmeanläggning baserad på förgasning av biomassa i kommersiell drift varken i Sverige eller utomlands.

Tekniken för kraftvärme med förgasad biomassa är ännu inte färdigutvecklad. Utvecklingsinsatser behövs, till exempel för att få tillräckligt ren gas till turbinen, då denna ställer högre krav på gasens kvalitet. Dessutom behövs utveckling för att ta hand om kondensat, som avges från gasen då den kyls samt för att automatisera driften av anläggningen.

En kombiprocess baserad på biobränsle kan i förhållande till en konventionell pann-/turbinanläggning resultera i att α-värdet, dvs elproduktionen i förhållandet till processvärmebehovet ungefär kan fördubblas med i stort sett bibehållen totalverkningsgrad.

Enligt en studie utförd av Weyerhouse Company 1985 skulle en s k Batalle-förgasare med kombicykel installerad i ett kraftlinerbruk kosta cirka 10,5 MSEK/MW_{el} (1989 års penningvärde), där effekten var 37 MW_{el}.

Vid Studsvik har bland annat den s k MINO-processen för trycksatt förgasning av biomassa och torv utvecklats i pilotskala. I en utredning från 1986 har en syrgassatt MINO-förgasare i en kombiprocess studerats. Ett av alternativen innebär produktion av 20 MW_{el} och cirka 55 ton/h, 4,7 bar processånga. Investeringskostnaden för MINO-förgasare med kombicykel bedömdes uppgå till 366 MSEK i 1986 års penningvärde, dvs 18,3 MSEK/MW_{el}.

Organisk Rankine Cykel (ORC)

Den organiska Rankinecykeln, ORC, är en värmekraftprocess, som arbetar med ett organiskt arbetsmedium i stället för vatten som konventionella ångturbincykler. Arbetsmediet, som kan vara av typ CFC eller något kolväte, optimeras efter driftvillkoren. Fördelen med det organiska arbetsmediet är att det i ångfas har betydligt högre täthet än vattenånga vid samma temperatur, vilket medför mindre ångvolymer och därmed en kompakt maskin. ORC kan därigenom användas vid låga arbetstemperaturer för kraftproduktion ur det som normalt klassas som spillvärme.

Lämpliga arbetstemperaturer för en ORC-process kan vara för ånga 100-170 °C, för vätskor 80-200 °C och för rökgaser 180-400 °C.

På grund av det låga temperaturområdet för processen blir elutbytet (elverkningsgraden) med nödvändighet lågt. Den kan variera från 5-20 % beroende på specifikt arbetsområde.

Utomlands finns en mängd ORC-anläggningar installerade, övervägande delen dock under 100 kW.

Inom Sydkraft har vissa studier gjorts av möjligheter för installation av ORC-anläggningar i Sverige. En ingående undersökning har gjorts vid Mönsterås Bruk. I denna anläggning finns ett överskott av lågtryckånga, 145 °C, på drygt 12 t/h. Denna lågtrycksånga skulle i en ORC-process kunna generera drygt 1 MW_{el}.

Vid ASSIs fabrik i Piteå synes inga direkt användbara värmekällor av intressant storlek finnas.

10 ELPRODUKTIONSKOSTNADER FÖR AKTUELLA ALTERNATIV

De alternativ som beskrivs tekniskt i kapitlen 7.3-7.7 har bedömts som realistiska att genomföra och har därför studerats närmare vad avser kostnader. För att få fram ett värde på ångan efter turbinen, som skall krediteras en ny mottrycksturbininstallation, har en alternativ kostnadsberäkning utförts. Denna beräkning, som bygger på att man skaffar en panna för produktion av mättad ånga, framgår tillsammans med övriga alternativ nedan. Det bör understrykas att noggrannheten i prisuppskattningarna är relativt grov, varför slutresultatet måste skiljas från det resultat som fås vid detaljstudier i samband med utbyggnadsbeslut.

10.1 Investeringskostnader

Kompletta investeringskostnader i 1990 års prisnivå och med en noggrannhet av cirka ± 20 % har skattats. De mest betydande kostnadsposterna baseras på budgetofferter från leverantörer, medan övriga kostnader är bedömda utifrån jämförbara projekt.

De undersökta alternativen är:

Alt A1 = Ny fastbränslepanna och och ny mottrycksturbin med fjärrvärmedel.

Alt A2 = Alternativ A1 kompletterat med en gasturbin.

Alt B = Ny fastbränslepanna och ny mot tryckstur-bin med fjärrvärme/kallkondensdel samt gasturbin. Anläggningen dimensionerad för att klara fabrikens elbehov.

Alt C1 = Som alternativ B1 fast med två gasturbiner.

Alt C2 = Som alternativ C1 fast med drygt dubbelt så stora gasturbiner.

Alt D = Referensalternativ, dvs fastbränslepanna för produktion av mättad ånga.

Alternativen A1-C2 beskrivs avseende teknik och prestanda i kapitel 7.

Följande investeringsbehov har uppskattats för respektive alternativ.

		Alternativ					
		A1	A2	B	C1	C2	D
1 Pannkapacitet ånga	ton/h	140	140	200	200	260	100
2 Panna inkl bränsleficka, askutmatning, fläktar, mavapumpar, oljeeldn utrustning, betjäningsplan och montage	Mkr	150	120	155	155	180	80
4 Fastbränslehantering	Mkr	15	15	20	20	20	12
5 Elfilter inkl askhantering	Mkr	18	20	24	24	26	16
6 Pannhusbyggnad	Mkr	23	25	27	28	30	20
7 Rörledningar, reduceringar	Mkr	12	13	20	20	20	6
8 Instrumentering	Mkr	8	9	10	11	12	5
9 Elutrustning	Mkr	8	9	11	12	15	5
10 Ångturbinkapacitet	MW_{el}	24	24	46	46	59	-
11 Ångturbin inkl generator, reglerutrustning, kondensorer och montage	Mkr	40	40	55	55	67	-
12 Turbinhall	Mkr	10	10	12	12	15	-
13 Gasturbinkapacitet	MW_{el}	-	9	9	2x9	2x23	-
14 Gasturbin komplett inkl gasolcistern och förångare	Mkr	-	32	32	60	95	-
15 Projektering och kontroll	Mkr	23	23	29	32	38	12
16 Div och oförutsett	Mkr	31	32	40	43	52	16
17 Räntor på lån under byggtid	Mkr	37	38	48	52	63	19
							Total
kostnad	Mkr	375	386	483	524	633	191
Total inst eleffekt	MW_e	24	33	55	64	105	
Specifik tot kostnad	Mkr/MW_e	15,6	11,7	8,8	8,2	6,0	
Kapitalkostnad (annuitet på 20 år, 6 %)	Mkr/år	32,6	33,6	42,0	45,6	55,1	16,6

10.2 Drift- och underhållskostnader

Med vissa antaganden och med hjälp av schablonvärden har drift- och underhållskostnader bedömts. Personalkostnaden antas påverkas marginellt i de olika alternativen.

		Alternativ					
		A1	A2	B	C1	C2	D
Personal	Mkr/år	---	---	---	---	---	---
Övrig drift och underhåll	Mkr/år	11,2	11,2	13,5	14,1	15,8	7,6
							Totalt
Mkr/år	11,2	11,2	13,5	14,1	15,8	7,6	

10.3 Bränslekostnad

Med ett ansatt pris av 110 kr/MWh (bränslevärme) för bark och 120 kr/MWh för gasol erhålls följande bränslekostnader. I alternativet A1 utgör Eo 5 tillsatsbränsle och har åsatts priset 110 kr/MWh.

		Alternativ					
		A1	A2	B	C1	C2	D
Bark	GWh/år	596	461	700	602	587	439
	Kton/år	261	202	307	264	258	193
	Mkr/år	65,6	50,7	77,0	66,2	64,6	48,3
Gasol	GWh/år	105	327	369	535	1035	-
(Eo 5 för A1)	kton/år	9,3	25,6	28,9	41,8	80,8	-
	Mkr/år	11,6	39,2	44,3	64,2	124,2	-
							Total
bränslekostnad	Mkr/år	77,2	89,9	121,3	130,4	188,8	48,3

Om hänsyn tas till dagens punktskatter - gasol 16 kr/MWh och Eo 5 100 kr/MWh - ökar den totala bränslekostnaden till:

		Alternativ					
		A1	A2	B	C1	C2	D
Total bränslekostnad	Mkr/år	87,6	95,2	127,2	139,0	205,4	Oförändr

10.4 Intäkter (exklusive el)

Enligt ovanstående beräkningar kan produktion av enbart ånga, cirka 510 000 ton/år, i en ny anläggning sägas kosta totalt 48,3 + 7,6 + 16,6 = 72,5 Mkr/år. Detta värde skall krediteras alternativen A1-C2 för ångproduktion (134 kr/ton eller cirka 179 kr/MWh).

Fjärrvärmeintäkten har antagits till 15 öre/kWh, vilken motsvarar cirka 75 % av oljepriset (mars 1990) inklusive skatt. Totalt blir således intäkten av 100 GWh cirka 15 Mkr.

10.5 Elproduktionskostnad

Med ovanstående förutsättningar kan ett pris på producerad el i alternativen A1-C2 beräknas. Priset om krediteringen för ångproduktion slopas visas också.

		Alternativ				
		A1	A2	B	C1	C2
Kapitalkostnad	Mkr/år	32,6	33,6	42,0	45,6	55,1
Drift- och under-hållskostnad	Mkr/år	11,2	11,2	13,5	14,1	15,8
Bränslekostnad	Mkr/år	77,2	89,9	121,3	130,4	188,8
Intäkt fjärr-värme	Mkr/år	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0
Kreditering ångleverans	Mkr/år	-72,5	-72,5	-72,5	-72,5	-72,5
Total kostnad	Mkr/år	33,5	47,2	89,3	102,6	172,2
Total elprod	GWh/år	268	339	430	486	738
Elprod i ny anläggning (exkl bef turbin)	GWh/år	121	192	280	336	586
Elprod kostnad[1)]	Kr/MWh	277	246	319	305	294
Elkostn utan kredit av ånglev	Kr/MWh	876	623	578	521	418

Om dagens punktskatter på gasol och olja medräknas, stiger elproduktionskostnaden till:

		Alternativ				
		A1	A2	B	C1	C2
Elprod kostnad	Kr/MWh	363	273	340	331	322

Hänsyn har ej tagits till att elskatten för egenproducerad och förbrukad el enligt dagens skatteregler bortfaller.

I samtliga ovanstående alternativ levereras cirka 100 GWh till fjärrvärmenätet från turbinkondensorn. Dessutom tillförs cirka 45 GWh från fabrikens kokeri, vilket innebär totalt 145 GWh/år att jämföra med dagens 110 GWh/år.

[1)] Baserad på elproduktion i den nya anläggningen.

Motsvarande beräkningar som ovan har genomförts även för det alternativ A2 med förstorad fjärrvärmeturbin, som tekniskt beskrivs på sidan 33. Elproduktionskostnaden blir för detta alternativ 280 kr/kWh utan och 306 kr/MWh med skatter inberäknade, dvs högre elpris än alternativ A2 med normalt utlagd fjärrvärmeturbin.

10.6 Känslighetsanalys

Av följande figurer 10.1-10.3 framgår hur elproduktionskostnaden (exklusive skatter) varierar med investeringskostnad, bränslepris respektive fjärrvärmepris.

Som synes av figur 10.1 har investeringskostnaden störst betydelse för alternativ A1 som ger högre elproduktionskostnad än alternativ C2 vid cirka 25 % högre kapitalkostnader.

Den inbördes ordningen mellan alternativen ändras inte vid de variationer av 50 % på bränslepriset som framgår av figur 10.2. Av figuren kan utläsas att alla alternativ är mer eller mindre attraktiva jämfört med kolkondens så länge priset på trädbränsle och gasol inte blir högre än antaget förutsatt dagens kolpris.

Fjärrvärmepriset har enligt figur 10.3 störst inverkan på alternativ A1. Vid cirka 20 % sänkning av fjärrvärmepriset ger alternativ A1 högre elpris än alternativ C2 och vid cirka 35 % sänkning också högre elpris än alternativ C1.

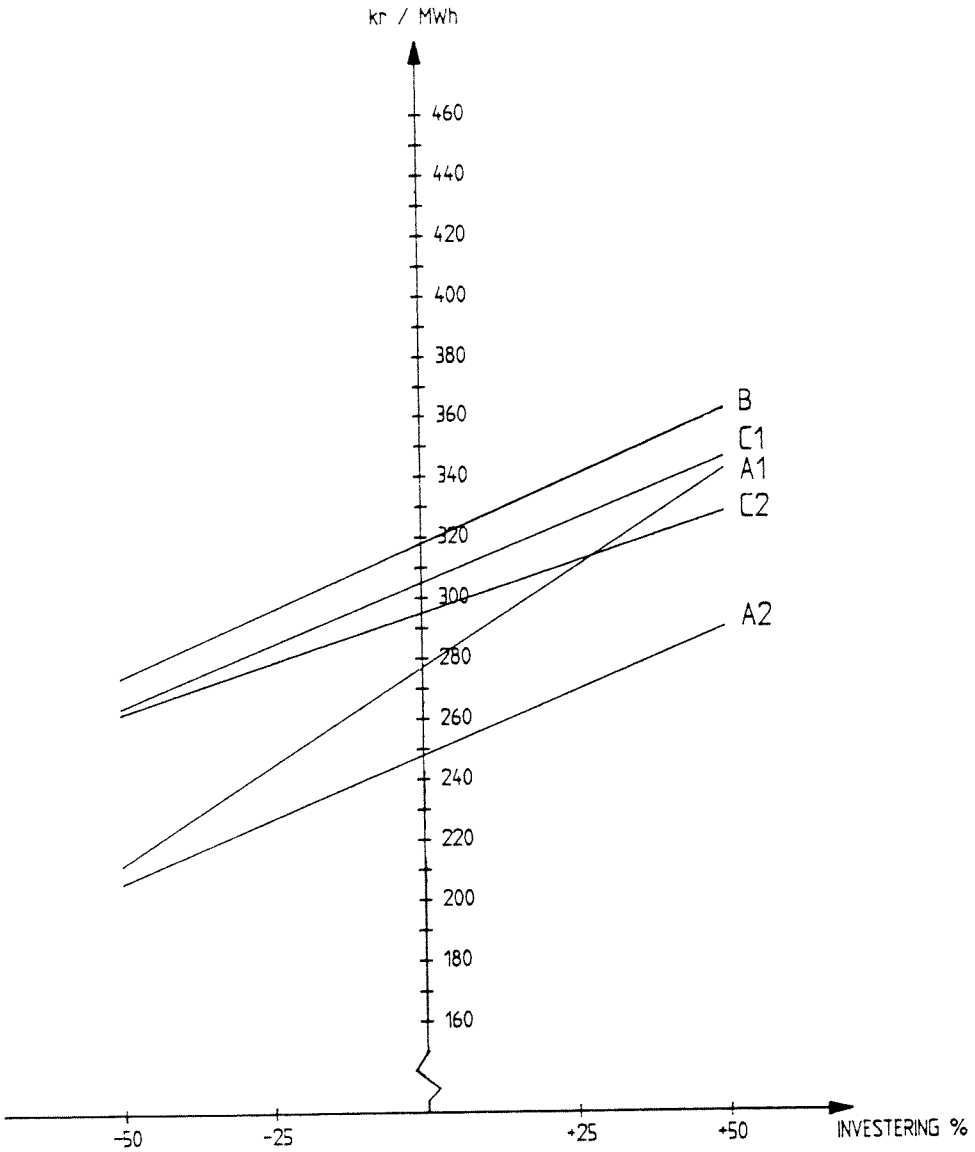


Fig. 10.1 ELPRODUKTIONSKOSTNADENS BEROENDE AV INVESTERINGEN

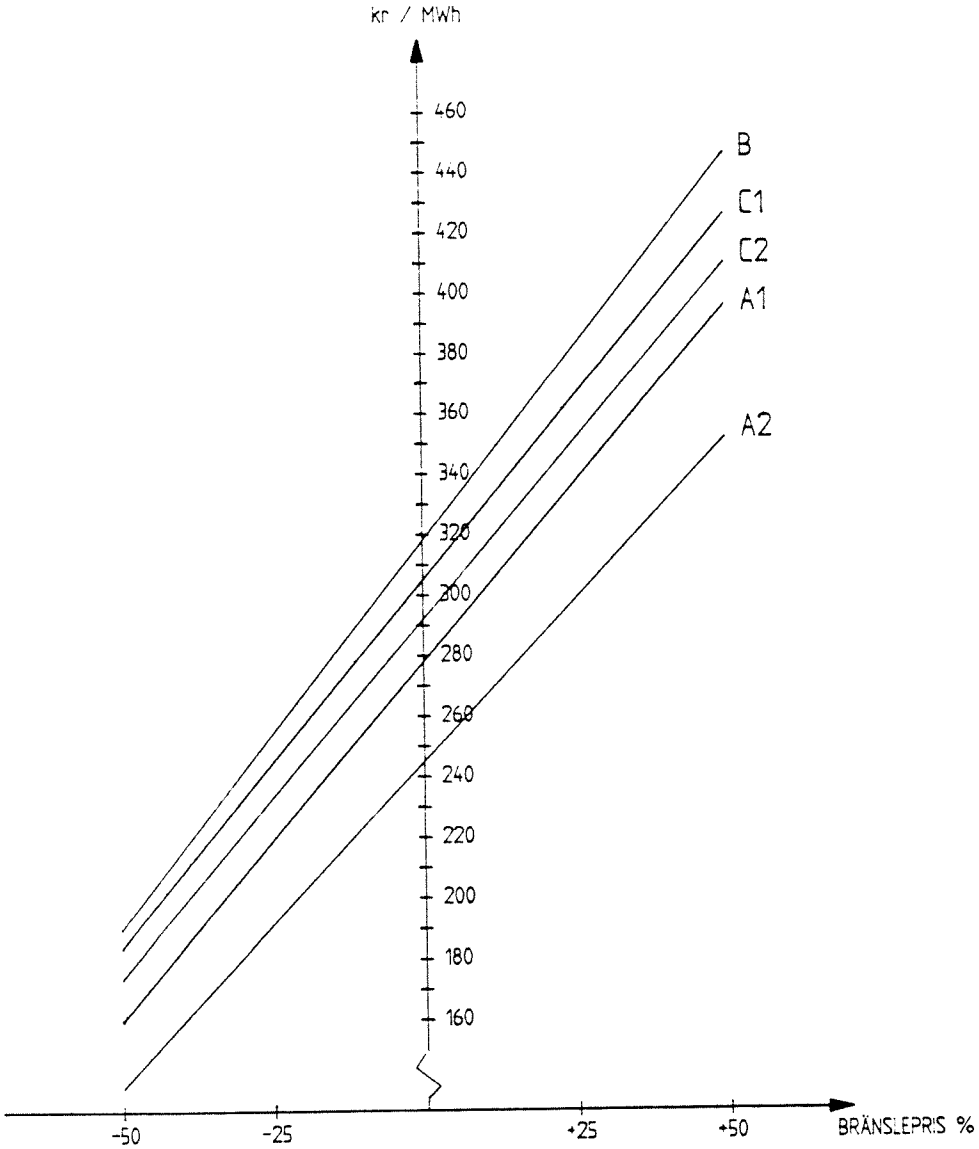


Fig. 10.2 ELPRODUKTIONSKOSTNADENS BEROENDE AV BRÄNSLEPRISET

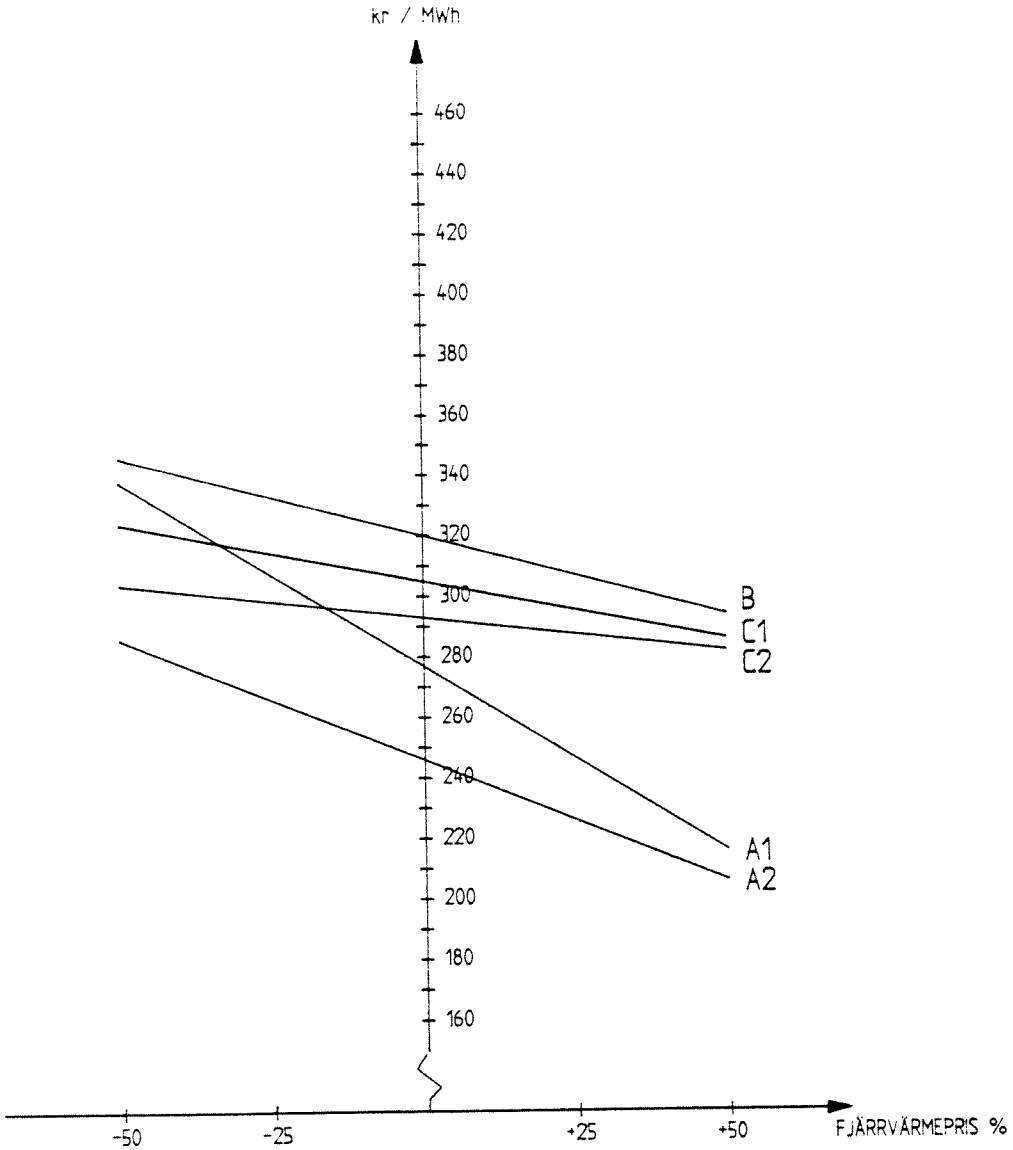


Fig. 10.3 INVESTERINGSKOSTNADENS BEROENDE AV FJÄRRVÄRMEPRISET

11 SLUTSATSER

Bedömningen är att inga väsentliga förändringar kommer att ske i processerna inom de närmaste 10-15 åren.

Fabrikens produktion kommer dock att ökas med 60 000 t/år, till största delen med returpapper och inköpt massa. Produktionsökningen kommer att ske genom att PM 1:s vira- och pressparti byggs om. Den ökade produktionen och den ökade torrhalten efter pressen gör att ångbehovet blir oförändrat.

För att öka elproduktionen via processmodifieringar kan något mera lågtrycksånga användas i pappersmaskinerna samt kokarnas hiheatvätt och barkpannans luftförvärmning ske med ånga. Sammantaget medför dessa åtgärder att elproduktionen kan öka med cirka 1,5 MW om ånga kan köras i en mottrycksturbin. Nuvarande turbin G2 klarar dock inte detta utan måste i så fall modifieras, vilket är osäkert om det ekonomiskt kan motiveras.

Allmän värmeenergibesparing i fabriken medför att mindre ånga används, värmeunderlaget minskar alltså och mindre el kan produceras i mottrycksturbinen.

Beträffande ny obeprövad teknik är det närmast en ny återvinningsprocess - svartlutförgasning - som kan tänkas bli aktuell.

Lutförgasningen befinner sig dock ännu bara på försöksstadiet med provning av enskilt processteg. Bedömningen är att det inom 15-20 år är möjligt att utveckla en sådan process och då kan även en trycksatt förgasare för biobränsle integreras i en sådan kombiprocess. En beräkning med Lövholmens data visar att elproduktionen maximalt skulle kunna öka från cirka 28 MW till cirka 53 MW, dvs nästan en fördubbling.

Förvärmning av sodapannans förbränningsluft, som idag sker med pannvatten, kan i stället ske med ånga och mera el, cirka 1 MW, kan produceras. Detta medför emellertid så omfattande ingrepp i sodapannan i övrigt att det inte bedömts lönsamt.

Ett annat sätt att öka elproduktionen är att vid konstant tryck höja temperaturen på sodapannans ånga. Överhettaren ovanför eldstaden klarar emellertid inte nämnvärd temperaturhöjning utan det skulle i så fall kunna ske i en separat överhettare utanför sodapannan och som eldades med ett annat bränsle än svartlut.

Detta ingrepp är emellertid så kostsamt och komplicerat att merelproduktionen, drygt 1 MW, inte kan motiveras.

Barktorkning har framförts som ett alternativ. Lönsamheten är emellertid tveksam och barktorkning innebär att bränsle sparas men elproduktionen ökar inte. Om pannkapaciteten är flaskhals, kan en tork hjälpa till att öka kapaciteten.

Rökgaskondensering höjer visserligen energiverkningsgraden, men sänker elproduktionen genom att lågvärdigt värme, som annars skulle passerat turbinen, tillförs systemet.

Om den befintliga barkpannan, och turbinen med relativt låga ångdata, ersätts med en ny fastbränslepanna och ny turbin, med relativt avancerade men dock standardiserade ångdata, så kan elgenereringen öka med cirka 40 %, allt annat lika. Eftersom tankar på ett gasollager finns relativt nära fabriken kan man tänka sig att före fastbränslepannan sätta en gasoleldad gasturbin. Detta ger ytterligare mera el med cirka 84 % verkningsgrad.

Beroende på hur stor gasturbinen väljs kan mera eller mindre el genereras. Alternativet är gynnsamt, dels på grund av den höga elverkningsgraden och dels på grund av att el kan genereras till en relativt låg kostnad.

Kondenskraftproduktion är givetvis också möjlig. Detta ger mera elproduktion men till en i detta sammanhang relativt dålig verkningsgrad, cirka 40 %, och till en hög kostnad.

I det största fallet med både kondenskraft, fjärrvärmeavtappning och stora gasturbiner har en elproduktionskostnad på cirka 29 öre/kWh framräknats, när hänsyn tagits till värmekreditering.

Fördelen med att producera el vid en befintlig fabrik eller processindustri är flera:

- Transportsystem för trädbränsle finns att tillgå.
- Befintligt infrasystem kan användas.
- Värmesänkor för mottryckskraft kan eventuellt disponeras.
- Torkgas för bränslet kan ställas till förfogande.
- Personal kan samdisponeras.
- Underhållsverkstad står till förfogande.
- Kraftledningsanslutning till stamnät finns. Minskade förluster i denna.

Beträffande miljön kan sägas, att vid lika bränslen, torde det var marginella skillnader att generera el vid en fabrik jämfört med att producera motsvarande mängd el i en kraftvärmeanläggning. Jämfört med kondenskraftproduktion än utsläppen per producerad kWh lägre i kraftvärmealternativet.

Gasturbintekniken i kombination med industriella fastbränslepannor är så pass intressant att fortsatta studier bör ägnas detta område, exempelvis lämplig gasturbinstorlek ställd i relation till erhållen elproduktion och med hänsyn till existerade värmeunderlag.

Resultaten från denna studie är så intressanta att liknande studie borde göras vid någon annan fabrik med andra förutsättningar för att få ett breddat kunskapsunderlag.

I ett mer nationellt perspektiv kan bränsletorkning komma att bli intressant och även på detta område torde fördjupade studier vara intressanta.

12 BILAGOR

1 ASSI Kraftliner - broschyr

2 Schema - ånga, matarvatten och kondensat

3 Turbindiagram, G1

4 Turbindiagram, G2

5 Schema - ånga

6 Energiblans nuvarande anläggning

7 Blockschema fjärrvärme

8 Varaktighetskurva fjärrvärme

9 Tekniska data för gasturbiner

10 Energiblans alt A1 och A2

11 Energiblans alt B

12 Varaktighetskurva 11 bar(a) ånga

Värmeforsk är ett organ för industrisamverkan inom värmeteknisk Forskning och utveckling. Stiftelsens forskningsprogram är tillämpningsinriktat och fokuseras på energi- och processindustriernas behov och problem. Bakom Värmeforsk står följande huvudmän:

- Elforsk
- Värmeverksföreningen
- Övrig industri

Värmeforsk samarbetar med Närings- och teknikutvecklingsverket (NUTEK).

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

Box 1765 · 111 87 Stockholm
Tek: 08-7900600 · Fax 08-796 00 37