

Utökad elproduktion med naturgasbaserad kraftvärme i Skoghallsverket

Naturgas

Utveckling & Miljö

Utökad elproduktion med naturgasbaserad kraftvärme i Skoghallverket

Naturgas

Vattenfall

Swede Gas AB

Från UG	Läpnummer U (G) 1989/4	Datum 1989-04-01	Kl.nr
Författare Björn Svensson BES		Huvudområde/Programområde/Projektområde Naturgas, gasanvändning	
Rapport kan lånas från Vattenfalls Bibliotek 162 87 VÄLLINGBY		Rapporter kan rekvideras från Statens Vattenfallsverk Älvkarlebylaboratoriet Dokumentationscentralen 810 71 ÄLVKARLEBY Tel 026/881 00	Projektnummer 98454-06010
Vid utlämnare 		Godkänd <i>Videli</i> 	
Sökord Naturgas, kraftvärme		Antal textblad	Antal bilagsblad
☒ Only summary in English ☐ Whole report in English ☐ It exists a brochure in Swedish/English ☐ Other			

Rubrik

Utökad elproduktion med naturgasbaserad kraftvärme i Skoghallsverket

Sammanfattning

Syftet med denna studie har varit att söka klarställa de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för utökad elproduktion inom Skoghallsverket genom tillämpning av naturgasbaserad kraftvärmeteknik.

Förutsättningarna är att i första hand se på vilka möjligheter som finns att kombinera befintliga produktionsanläggningar inom verket med nya naturgasdrivna kraftproduktionsenheter, med givna förhållanden enligt dagens driftsituation. Eldning av bark skall bibehållas i oförändrad omfattning, medan oljeanvändningen om möjligt bör minskas.

I anläggningen finns två 100-bars ångpannor; P11 på max 280 ton/h som eldas med olja, och P12 på max 50-60 ton/h som i huvudsak eldas med bark. Dessutom finns en mottrycksturbin, TG8, för 100 bar inloppstryck, 4 bar utloppstryck med nominell eleffekt 54 MW.

Följande fall har studerats:

- o Komplettering av P12 med en ny gasturbin (vars avgaser används som förbränningsluft)

Gasturbineffekt	5.5 MW
Pannkapacitet	ca 60 ton/h
Investering	ca 32.5 Mkr
- o Ombyggnad av P11 till barkeldning samt komplettering med en gasturbin

Gasturbineffekt	13.9 MW
Pannkapacitet	ca 160 ton/h
Investering	ca 136.0 Mkr

- o Konvertering av P11 till naturgas samt komplettering med en gasturbin

Gasturbineffekt	21.5 MW
Pannkapacitet	ca 220 ton/h
Investering	ca 90.0 Mkr

- o P11 ersätts med en ny gasturbin och 280-tons avgaspanna

Gasturbineffekt	79.0 MW
Pannkapacitet	ca 280 ton/h
Investering	ca 315.0 Mkr

- o Kondensdrift

För de två sista fallen har även möjligheten att komplettera TG8 med ett kondenssteg för 220 respektive 280 ton ånga/h studerats

Följande erhålls:

- 220 ton/h kondenssteg

eleffekt kondenssteg	30 MW
totalt	95.5 MW
extra investering	45 Mkr
- 280 ton/h kondenssteg

eleffekt kondenssteg	35.5 MW
totalt	168.5 MW
extra investering	52 Mkr

För fallet P12 + gasturbin, samt för de två kondensdriftfallen har en elproduktionskostnad beräknats vid olika gaspris, utgående från 4500 drifttimmar/år.

Summary

The purpose of this report is to analyse what possibilities exist of increasing the power-production in the Skoghall pulp-and paper-mill by using natural-gas technology and combined heat and power production.

Primarily the installation of new natural gas fired turbomachinery in combination with existing units is studied, with consideration to the current production and energy requirements within the plant. A basic assumption is that the firing of bark shall be maintained on today's level, while the use of fueloil is to be reduced if possible.

Within the plant there are two 100 bars steamboilers:

The oilfired P11 of max 280 tons/h and P12 of max 50-60 tons/h which is mainly barkfired. Also there is a backpressure steamturbine TG8, with a nominal output of 54 MW. TG8 has inlet pressure 100 bars and outlet pressure 4 bars.

The following cases have been studied:

- o P12 combined with a gasturbine (the exhaustgases from the turbine are used for combustion-air in P12).

Gasturbine, electric power	5.5 MW
Output	ca 60 tons/h
Investment cost	ca MSEK 32.5
- o Rebuilding of P11 to bark and gasfiring and combination with a gasturbine

Gasturbine, electric power output	13.9 MW
Boiler capacity	ca 160 tons/h
Investment cost	ca MSEK 136.0
- o Conversion of P11 to gasfiring and combination with a gasturbine

Gasturbine, electric power output	21.5 MW
Boiler capacity	ca 220 tons/h
Investment cost	ca MSEK 90.0
- o P11 is replaced with a new gasturbine and heat recovery steam generator

Gasturbine, electric power output	79.0 MW
Boiler capacity	ca 280 tons/h
Investment cost	ca MSEK 315
- o Condensing steam turbine

For the last two cases the possibility of combining TG8 with a new condensing turbine (for 220 and 280 tons/h respectively) is studied. The following data applies:

- 220 tons/h condensing turbine

Electric power output	
condensing turbine	30 MW
total	95.5 MW
Additional investment cost	MSEK 45
- 280 tons/h condensing turbine

Electric power output	
condensing turbine	35.5 MW
total	168.5 MW
Additional investment cost	MSEK 42

For the P12 + gasturbine case, and for the two cases with a condensing turbine, an electricity production cost is calculated at different natural gas prices. 4500 hours of production yearly is assumed.

INNEHÅLL

1.	BAKGRUND
1.1	Syfte
1.2	Företaget
2.	SKOGHALLSVERKENS ENERGISYSTEM
2.1	Nuvarande energianvändning och produktion
2.2	Data för befintliga ångpannor
2.2.1	Bark/oljepanna P12
2.2.2	Oljepanna P11
2.3	Energiförbrukning
2.3.1	Bränsleanvändning
2.3.2	Driftvillkor
3.	KRAFTVÄRMEPRODUKTION MED NATURGAS. MÖJLIGHETER INOM SKOGHALLSVERKET
3.1	Allmän teknikbeskrivning
3.2	Kopplingsalternativ inom Skoghall
4.	TEKNISKT UTFÖRANDE
4.1	Allmänt
4.2	Panna P12
4.2.1	Funktionsbeskrivning, befintligt skick
4.2.2	Kombination med gasturbin
4.2.2.1	Begränsningar och anpassning
4.2.2.2	Exempel på data för gasturbin
4.2.2.3	Produktionsdata
4.2.2.4	Jämförelse
4.2.2.5	Erforderliga ombyggnader
4.3	Panna P11
4.3.1	Funktionsbeskrivning, befintligt skick
4.3.2	Ombyggnad till barkeldning samt kombination med gasturbin
4.3.2.1	Begränsningar och anpassning
4.3.2.2	Exempel på data för gasturbin
4.3.2.3	Produktionsdata
4.3.2.5	Möjligheter till förbättrad totalverkningsgrad
4.3.3	Kombination av gasturbin och gaseldning i panna P11
4.3.3.1	Begränsningar och anpassning
4.3.3.2	Exempel på data för gasturbin
4.3.3.3	Produktionsdata
4.4	Gasturbin och ny avgasångpanna
4.4.1	Allmänna förutsättningar
4.4.2	Utformning och dimensionering av avgasångpanna
4.4.3	Data för anläggningen
4.4.3.1	Exempel på data för gasturbin
4.4.3.2	Antagna data för avgaspanna
4.4.3.3	Sammanställning av produktionsdata

- 4.5 Komplettering av ångturbin TG8 med kondenssteg
 - 4.5.1 Max ångflöde 220 ton/h
 - 4.5.2 Max ångflöde 280 ton/h
- 4.6 Sammanställning av data för studerade alternativ
- 4.7 Naturgassystem
 - 4.7.1 Uppbyggnad i stort
 - 4.7.2 Gasledningsteknik
 - 4.7.2.1 Gasledning i mark
 - 4.7.2.2 Gasledning ovan mark och inomhus
 - 4.7.3 Gasbrännarutrustning
 - 4.7.4 Gastillförsel till gasturbiner
- 5. PRODUKTIONSDATA PÅ ÅRSBASIS
 - 5.1 Produktionsdata, P12+gasturbin
 - 5.2 Produktionsdata kondenssdrift
 - 5.2.1 Allmänna förutsättningar
 - 5.2.2 Kondenssteg för 220 ton/h
 - 5.2.3 Kondenssteg för 280 ton/h
- 6. KOSTNADSBEDÖMNING
 - 6.1 Panna P12 + gasturbin
 - 6.2 Panna P11 + barkugn + gasturbin
 - 6.3 Panna P11 + gasturbin
 - 6.4 Ny avgaspanna + gasturbin
 - 6.5 Kondensångturbiner
 - 6.6 Drift- och underhållskostnad
 - 6.7 Elproduktionskostnad
 - 6.7.1 P12+gasturbin
 - 6.7.2 Kondensdrift
 - 6.7.2.1 P11+gasturbin, 30 MW kondenssteg
 - 6.7.2.2 Gasturbin+ny avgaspanna, 35,5 MW kondenssteg
- 7. ANVÄNDNING AV NATURGAS, BESTÄMMELSER OCH ANSVAR
 - 7.1 Allmänt
 - 7.2 Planmässiga bestämmelser
 - 7.2.1 Systemtryck över 4 bar
 - 7.2.2 Systemtryck under 4 bar
 - 7.3 Bestämmelser rörande teknisk utformning
 - 7.3.1 Systemtryck över 4 bar
 - 7.3.2 Systemtryck under 4 bar
 - 7.4 Övriga aktuella lagar och förordningar
 - 7.5 Sprängämnesinspektionens krav på gasdistributören

1. BAKGRUND

1.1 Syfte

Syftet med denna studie är att söka klarställa de tekniska, och ekonomiska, förutsättningarna för utökad elproduktion inom Skoghallsverket genom tillämpning av natrgasbaserad kraftvärmeteknik.

Förutsättningen är att i första hand se på vilka möjligheter som finns att kombinera befintliga produktionsanläggningar inom verket med nya naturgasdrivna kraftproduktionsenheter, med givna förhållanden enligt dagens driftssituation. Eldning av bark skall bibehållas i oförändrad omfattning, medan oljeanvändningen om möjligt bör minskas. Dessutom utreds mer översiktligt vilka möjligheter som kan erbjudas rent tekniskt, förutsatt att ett annorlunda förbrukningsmönster uppstår i framtiden.

1.2 Företaget

Skoghallsverken tillhör Billerud AB, som sedan 1984 ingår i Stora-koncernen.

Skoghallsverken framställer både massa och papper, enligt följande (aktuella data 1988).

Massa:

- Sulfatmassa, kapacitet ca 300 000 ton/år
- CTMP (kemimekanisk termomassa), kapacitet ca 150 000 ton/år
- S.k fluffmassa, vilken till största delen framställs ur CTMP, och används i ex blöjor. Kapacitet ca 70 000 ton/år

Papper:

- Kartong, för t.ex livsmedelsförpackningar. Kartongen består vanligen av flera skikt, och både sulfat och CTMP-massa används vid produktionen. Årskapaciteten på kartongmaskinen är ca 200 000 ton.
- Säckpapper. Säckpappersmaskinens årskapacitet är ca 130 000 ton. Ca 10 000 ton av detta används för tillverkning av färdiga säckar inom anläggningen (Pacsac).
- MG-papper (maskinglättat). Denna maskin har årskapacitet ca 15 000 ton.

Av den tillverkade pappersmassan används merparten inom anläggningen. Den s.k fluffmassan säljs dock vidare som färdig produkt.

Merparten av råvaran för produktionen utgörs av flis som huggs inom verket. Barken utnyttjas för ångproduktion, vilket kommer att beröras närmare i fortsättningen.

I nära anslutning till massa och pappersfabrikerna ligger dessutom Billeruds kemi-divisions anläggning, där processkemikalier framställs.

2. SKOGHALLSVERKEN'S ENERGISYSTEM

2.1 Nuvarande energianvändning och produktion

Skoghallsverkens energiförbrukning utgörs primärt av ånga för massa- och pappersprocesserna, samt elektricitet för mekaniska drifter t.ex för pumpar, fläktar, malaggregat och defibrörer (vid CTMP-process), och för kemifabriken.

Elektricitet

Årlig elförbrukning totalt är ca 1 000 GWh, varav kemifabriken förbrukar ca 350 GWh.

Ånga

Majoriteten av de ångvärmda enheterna matas från ett av de två system för förbrukningsånga som finns uppbyggda inom anläggningen:

- o 11 bar systemtryck (bl.a matning till kokaren)
- o 4 bar systemtryck

Dessutom sker en liten förbrukning vid systemtrycket 41 bar, vilket är utgående tryck från sodahuspannorna (se vidare nedan).

Ångproduktion

Ånga produceras i följande enheter:

- o Två stycken sodahuspannor på 50 respektive 160 ton/h
 Ångdata 41 bar
 440°C
- o Barkpanna med tillsatseldning av olja, max 60 ton/h varav 50 ur bark, 10 via tillsatsledning (P12)
 Ångdata 100 bar
 520°C
- o Oljepanna 280 ton/h (P11)
 Ångdata 100 bar
 520°C
- o Lågtrycksånga från defibrering i CTMP-processen.
 Totalt produceras ca 10 ton/h vid ett ångtryck på 2 bar.
 Via en ångejektor som drivs med 11-bars ånga överförs detta till 4-bars systemet.
- o För att utjämna variationer i förbrukningen finns en ångackumulator som matas med 25 bar via reducering från 41-bars nivån. Ackumulatören urladdas till 11-bars systemet.

Elproduktion

Inom anläggningen finns 2 st mottagningsångturbiner:

o "TG 8"

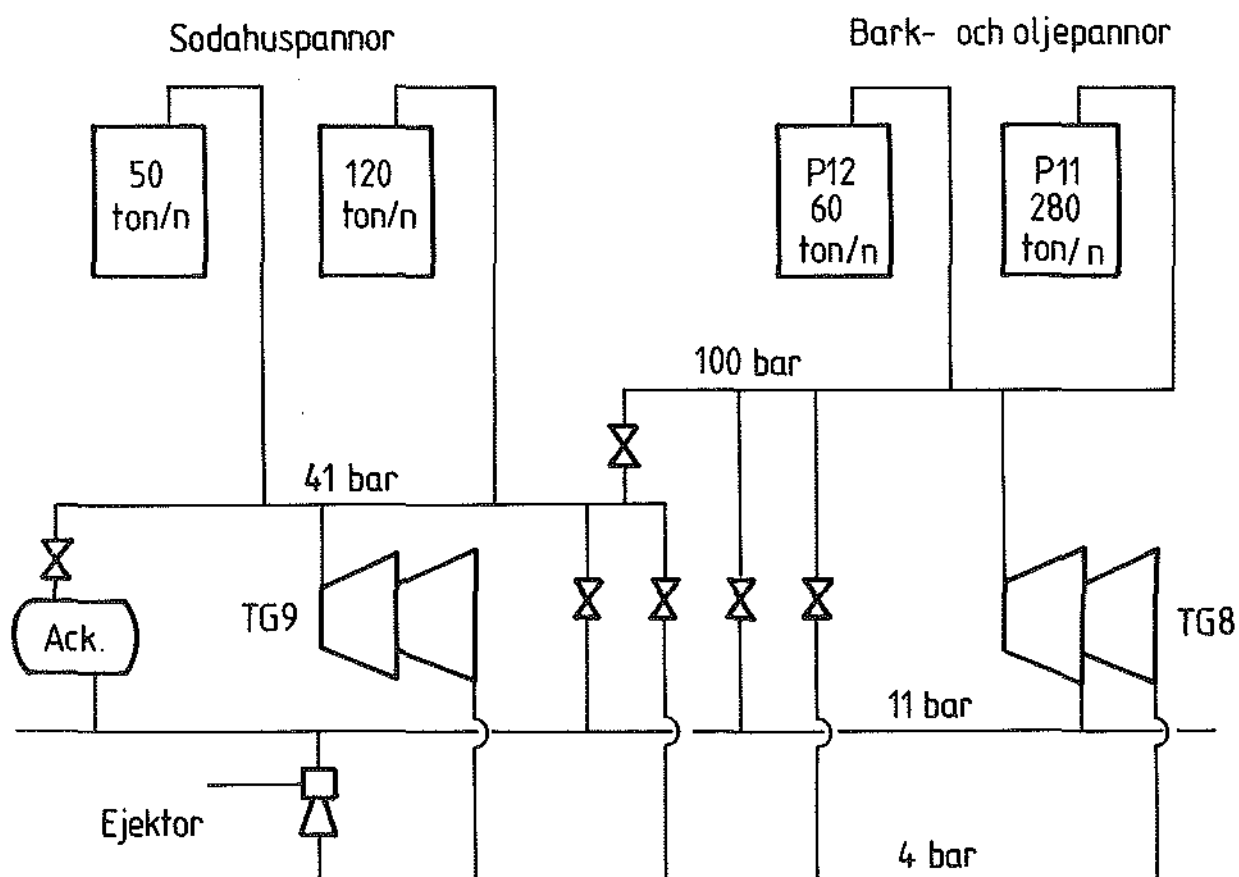
Ångdata in	100 bar
	520°C
mottryck	4 bar
avtappning	11 bar
Eleffekt max	54 MW
vid bästa ekonomi	48 MW

o "TG 9"

Ångdata in	40 bar
	440°C
mottryck	4 bar
avtappning	11 bar
Eleffekt	20 MW

Systemschema

Följande figur är en schematisk representation av ångsystemet inom anläggningen



Figur 1 Skoghallsverkens ångsystem

2.2 Data för befintliga ångpannor

Målsättningen för denna utredning är att studera möjligheterna till ökad elproduktion genom utnyttjande av de heta avgaserna från en nyinstallerad gasturbin som förbränningsluft i en befintlig ångpanna. Förutsättningen är att denna befintliga panna skall vara antingen barkpannan (P12) eller oljepannan (P11). Motsvarande inkoppling i någon av sodahuspannorna bedöms inte vara lämplig eller intressant. Detta styrks av ett resonemang i Värmeforsks rapport 327 som behandlar en liknande frågeställning för Wargöns Bruk.

Mot denna bakgrund redovisas nedan endast data för panna P12 och P11. Angivna data enligt leveransdokumentation.

2.2.1 Bark/oljepanna, P12

Fabrikat SMV
Leveransår 1976

Förutsättningar

Konstruktionstryck	atö	121
Drifttryck i dom vid 60 t/h	bar(a)	110,8 (112 atö)
Drifttryck efter överhettare vid 60 t/h	bar (a)	102 (103 atö)
Ångtemperatur (reglerad)	°C	520
Matarvattentemperatur över hela lastområdet	"	180 *
Vattentemperatur före återförvärmare vid trä+olja	"	105
Vattentemperatur före återförvärmare vid enbart olja	"	180 *
Lufttemperatur före fläkt	"	25
Lufttemperatur till vattenkyld rost ca	"	310
Lufttemperatur till mekanisk rost ca	"	150
Lufttemperatur till oljebrännare, ca	"	25

*) Med förvärmare inkopplad. Normalt 140-150°C i dagens driftsituation.

Ångmängd max kont

Vid eldning med träavfall (f=60%) motsv. 50 t/h och resten olja	t/h	60
Vid eldning med enbart träavfall (f=60%)	"	50
Vid eldning med enbart olja	"	60

Bränslen

1. Träavfall		
Bark från tall, gran och björk	%	82-95
Sågspån	%	0-10
Fibersediment	%	0-5
Pappersavfall, plastbelagt, rivet	%	0-3
Blandningens fukthalt, max	%	60
Volymvikt	kg/m ³	280

Effektivt värmevärde	MJ/m ³	1 780
" "	kJ/kg	6 360

Anm: Blandningens fukthalt kan stiga till 75%, varvid kräves oljestöd. Effekt med träbränsle sjunker därvid

2. Brännolja

Kvalitet enligt SIS		155403/155404
Effektivt värmevärde	kJ/kg	40 600
Viskositet vid 50°C	cSt	650
Svavelhalt, max	%	2,5
Askhalt, max	%	0,1

Rökgas- och lufttemperaturer

Last		50 t/h träavfall	60 t/h olja
Rökgastemp efter eldstad	0°C	900	1080
Rökgastemp efter ÖHII	"	825	935
Rökgastemp efter ÖHIII	"	750	810
Rökgastemp efter ÖHI	"	625	625
Rökgastemp efter konv III	"	485	460
Rökgastemp efter hetlufö	"	450	460
Rökgastemp efter eko	"	240	215
Rökgastemp efter återförv	"	160	195
Lufttemp efter fläkt	"	25	25
Lufttemp efter ind lufö	"	150	
Lufttemp efter hetlufö	"	320	

Flöden

Ångmängd	t/h	50+10	50	60
Bränsle		bark+olja	bark	olja
Luftmängd, barkdel	Nm ³ /h	70.500	70.500	-
Luftmängd, oljedel	"	8.900	-	52.000
Rökgasmängd total	"	104.500	94.900	55.000
Barkmängd	kg/h	26.000	26.000	
Oljemängd	"	710	-	4.300
Vattenmängd genom återförv.	"	36.000	35.900	59.500
Inspjutning till överhettaren	"	4.200	4.100	500

2.2.2 Oljepanna P11

Fabrikat SMV

Leveransår 1976

Förutsättningar

Konstruktionstryck	atö	121
Drifttryck i dom vid 280 t/h	bar (a)	110.5 (111.7 atö)
Drifttryck efter överhettare vid 280 t/h	bar (a)	102 (103 atö)
Ångtemperatur (reglerad)	°C	520
Matarvattentemp. över hela lastområdet	°C	180
Vattentemperatur före återuppvärmare	°C	130

Bränslen

1. Brännolja

Kvalitet enl. SIS 155403/155404		Eo 5
Effektivt värmevärde	kJ/kg	40 600
Viskositet vid 50°C	c St	650
Svavelhalt	%	max 2.5
Askhalt	%	max 0.1

2. Kol

Pannan är dimensionerad för att möjliggöra en framtida kolpulvereldning.
Data för detta alternativ anges ej här.

Rökgas- och lufttemperaturer

Last		280 t/h olja	140 t/h olja
Rökgastemp. e. eldstad	°C	1215	995
Rökgastemp. e. ÖH I	°C	1024	802
Rökgastemp. e. ÖH III	°C	880	694
Rökgastemp. e. ÖH II	°C	647	535
Rökgastemp. e. konv III	°C	487	407
Rökgastemp. e. eko	°C	257	212
Rökgastemp. e. återuppvärmare	°C	165	143
Lufttemp. e. fläkt	°C	25	25
Lufttemp. e. ind. lufö	°C	157	165

Flöden

Last		280 t/h olja	140 t/h olja
Luftmängd	Nm ³ /h	221.500	113.000
Rökgasmängd	Nm ³ /h	237.000	120.900
Bränslemängd	kg/h	19,700	9.900
Vattenmängd genom åter- förvärmare	t/h	186	101
Insprutning, totalt	t/h	20.0	0.6

2.3 Energiförbrukning**2.3.1 Bränsleanvändning**

För ångproduktion förbrukas inom Skoghallsverken årligen omkring 5 000 000 GJ (ca 1 390 GWh).

Under 1987 registrerades följande fördelning:

Bränsleförbrukning

Totalt	:	1 420 GWh	
varav:			
lut	:	1 025 GWh	72%
bark	:	203 GWh	14%
olja	:	152 GWh	11%
CTMP *	:	40 GWh	3%

* Detta är som tidigare nämnts lågtrycksånga genererad i samband med framställningen av mekanisk massa, d.v.s indirekt produceras denna ånga via elenergi.

Förutom ångproduktionen används betydande energimängder i mesaugnen, vilken eldas med olja och vätgas.

Den årliga bränsleförbrukningen där uppgår till ca 85 GWh (ca 300 000 GJ).

2.3.2 Driftvillkor

Ångproduktionen styrs av två huvudvillkor:

- o Anläggningens totala behov av lågtrycksånga
- o Luftförbränningen i sodahuspannorna

Med hänsyn till dessa driftsbetingelser avgörs hur mycket mottryckssånga som kan produceras. För mottrycksproduktionen finns dessutom en teknisk begränsning p.g.a att den större turbinen, TG 8, är ansluten till 100-bars nätet på inloppssidan. TG 8 kan med andra ord endast köras på den ånga som produceras i bark/olja-pannorna.

Aktuell driftsituation är i korthet följande:

- o Sodapannorna är alltid i drift. Genomsnittlig belastning ca 140 ton/h, max ca 220 ton/h.
- o Barkpannan eldas i stort sett kontinuerligt för att utnyttja tillgänglig bark (barken kan ej lagras).

Genomsnittlig belastning ca 30 ton/h, max ca 50 ton/h.
- o Låg trycksånga produceras i stort sett kontinuerligt vid CTMP-framställningen.

Genomsnittlig produktion ca 6 ton/h, max ca 10 ton/h.
- o Oljeeldning som tillsats i barkpannan P12, och i oljepannan P11, sker uteslutande i mån av behov, främst följande:
 - vid effektbrist i övriga enheter
 - vid störningar
 - för att underlätta effektereglering av barkpannan
(En viss mängd olja eldas dessutom i sodapannorna främst vid startförlopp etc)

Det maximala ångbehovet i anläggningen kan vintertid uppgå till knappt 400 ton/h.

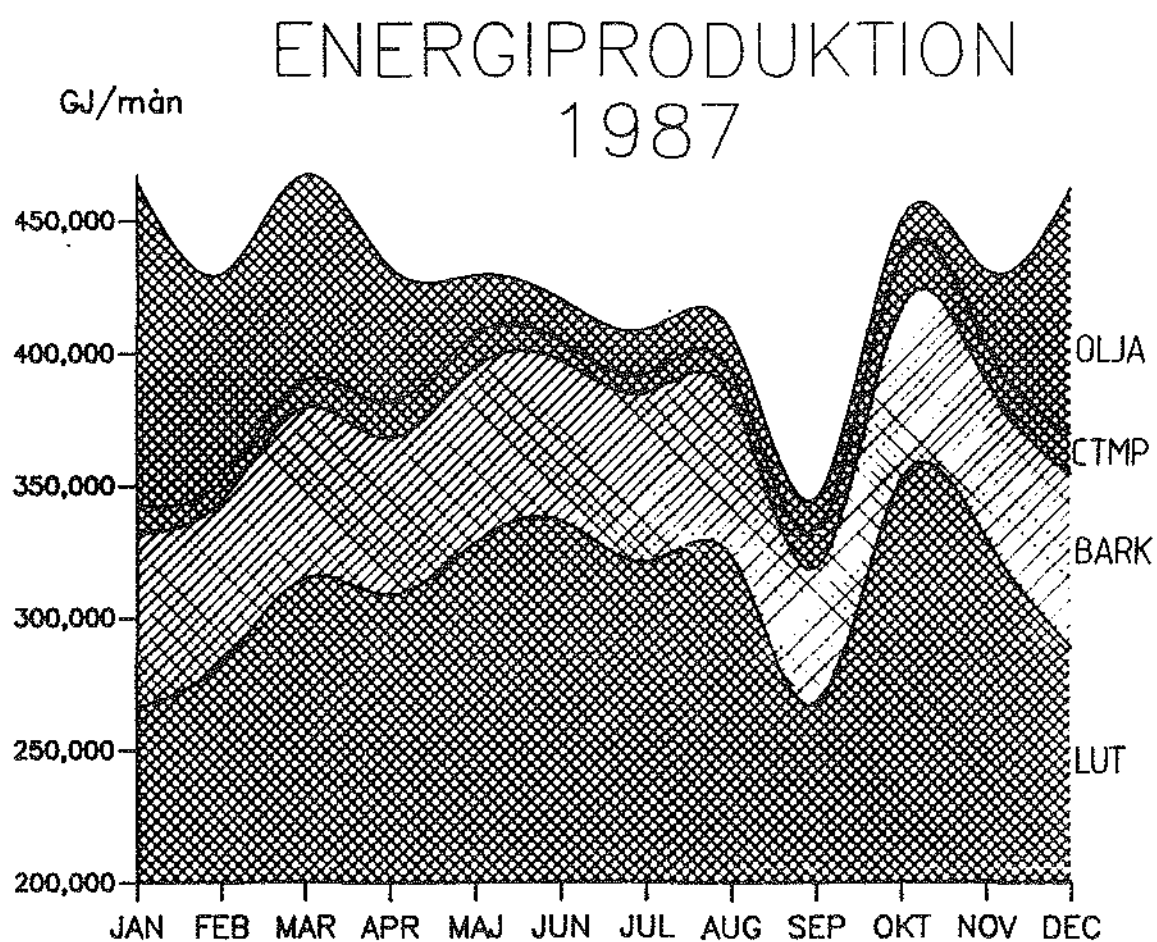
Fördelningen blir grovt sett:

Sodapannor	220	ton/h
Barkeldning	50	ton/h
CTMP	10	ton/h
Oljeeldning	100-120	ton/h

Normalt ångbehov sommartid överstiger inte 250-300 ton/h, och kan med andra ord klaras utan oljeeldning. Detta innebär att huvudparten av oljan förbrukas under perioden oktober - maj. Juni - september förbrukas förhållandevis begränsade kvantiteter, primärt i samband med lastreglering av barkpannan.

Konsekvensen av ovanstående blir att ångproduktionen i P11 och P12 sammantaget uppgår till max ca 150 ton/h, och då endast korta perioder vintertid. Den normala lasten ligger snarare under än över 100 ton/h. Den stora motttrycksturbinen kräver ca 330 ton/h 100-bars ånga vid märkeffekt, och körs i princip inte under ca 60% belastning, dvs ca 200 ton ånga/h. Eftersom endast pannorna P11 och P12 kan mata 100-bars nätet har turbin TG 8 inte kunnat köras de senaste åren. (Tidigare fanns ett större ångbehov inom anläggningen, varvid relativt stora mängder motttrycksel kunde produceras i TG 8.)

TG 9, som matas från 41-bars nätet, körs däremot i viss omfattning idag. Elproduktionen under 1987 var ca 35 GWh. Maxpotentialen i en situation där motttrycksdrift är lönsam under hela eldningssäsongen är ca 100 GWh.



Figur 2 Bränsleanvändning inom Skoghallsverken för ångproduktion, månadsvärden

3. KRAFTVÄRMEPRODUKTION MED NATURGAS. MÖJLIGHETER INOM SKOGHALLSVERKET

3.1 Allmän teknikbeskrivning

Vid användning av naturgas kan möjligheter till kraftvärmeproduktion uppstå som inte har sin motsvarighet vid eldning av fasta bränslen (eller tyngre oljekvaliteter). Detta beror i huvudsak av följande faktorer:

- o Naturgas är ett utmärkt bränsle för gasturbiner, stora kolmotorer och s.k kombicykelanläggningar (d.v.s en gasturbin eller gasmotor i kombination med en ångturbin-krets). Kraftvärmeproduktion med dessa maskiner ger normalt högre elverkningsgrad (och alfavärde) än en konventionell mottrycksturbinanläggning av motsvarande effektstorlek.
- o Gaseldade kraftvärmeproduktionsanläggningar kan uppföras till en väsentligt lägre specifik installationskostnad än konventionella mottrycksanläggningar. Detta förhållande blir speciellt uttalat vid mindre effektstorlekar.
- o Befintliga anläggningar kan i många fall kompletteras med en naturgaseldad kraftproduktionsenhet vars avgaser utnyttjas i systemet. Ett tillskott i elproduktionskapaciteten kan därigenom erhållas vid oförändrat värmeunderlag, och förhoppningsvis oförändrad totalverkningsgrad för hela anläggningen.

Värmeåtervinningen från de olika typerna av maskiner sker på något olika vis:

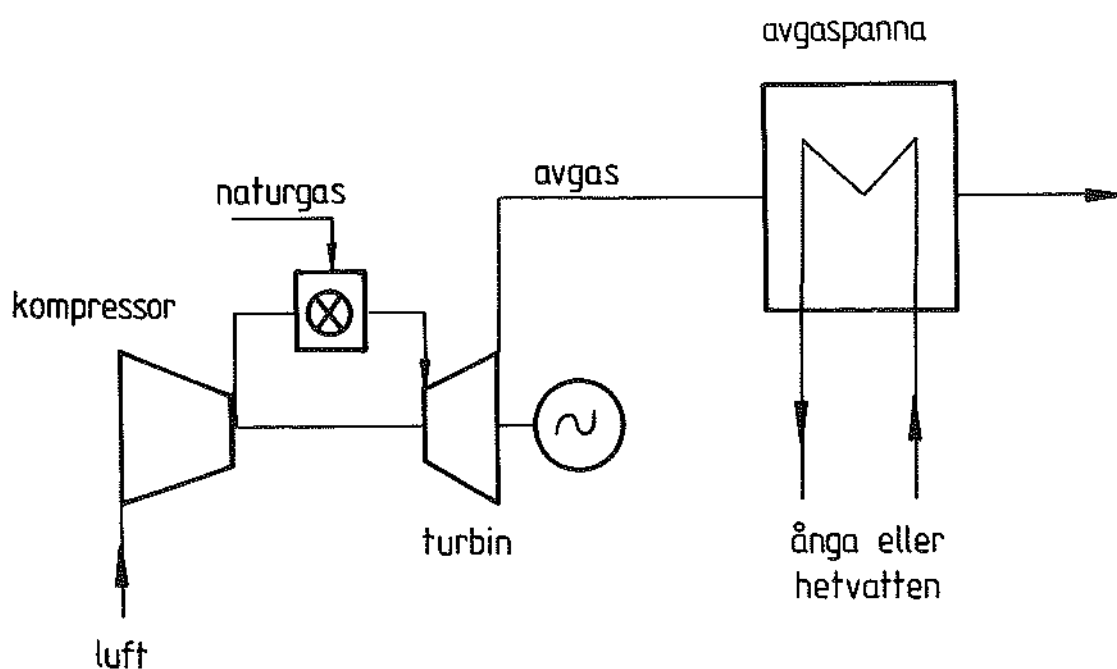
- o För en gasturbin finns hela restvärmen i avgaserna. Restvärmen utgör 60-70% av tillförd bränsleenergi. Avgastemperaturen varierar beroende på hur gasturbinen är konstruerad, men ett riktvärde är ca 500°C.
- o För en kolmotor utgör restvärmes 50-65% av tillförd värmeenergi. Avgaserna håller i många fall lika hög temperatur som efter en gasturbin. Dock är avgasernas andel av restvärmes väsentligt lägre. Energiåtervinning bör också ske från kylvatten, oljekylning och eventuell laddluftkyllning om totalverkningsgraden skall bli acceptabel. Temperaturen för dessa kretsar är väsentligt lägre än avgastemperaturen. Följaktligen är gasmotorer inte speciellt intressanta för kraftvärmeapplikationer där ånga skall produceras, eftersom endast avgaserna håller tillräckligt hög temperatur för att kunna utnyttjas i sådana sammanhang. (Avgasvärmes utgör grovt sett 50% av den totalt återvinnbara energimängden).

Intresset bör med andra ord i detta fall koncentreras till gasturbinens egenskaper och prestanda.

En gasturbinanläggning i enklaste form för kraft-värmeproduktion är principiellt uppbyggd enligt figur 3.

Gasturbinen fungerar till skillnad mot en ångturbinanläggning enligt en öppen process med luft- och avgaser som arbetsmedium. Principen är i korthet följande:

Luft från omgivningen sugas in i kompressorns inlopp och komprimeras i ett stort antal steg till den aktuella turbinens arbetstryck. I brännkammaren tillförs och förbränns gasen. Arbetstemperaturen i en gasturbins brännkammare och turbininlopp måste av materialtekniska skäl begränsas. (Högre arbetstemperatur ger i och för sig bättre verkningsgrad). Förbränningen sker därför vid stort luftöverskott och den extra luftmängden fungerar som ett kylande medium. Luftöverskottet är i storleksordningen 200-300%, luftfaktor 3-4. Efter brännkammaren expanderar de hela avgaserna i turbinen.

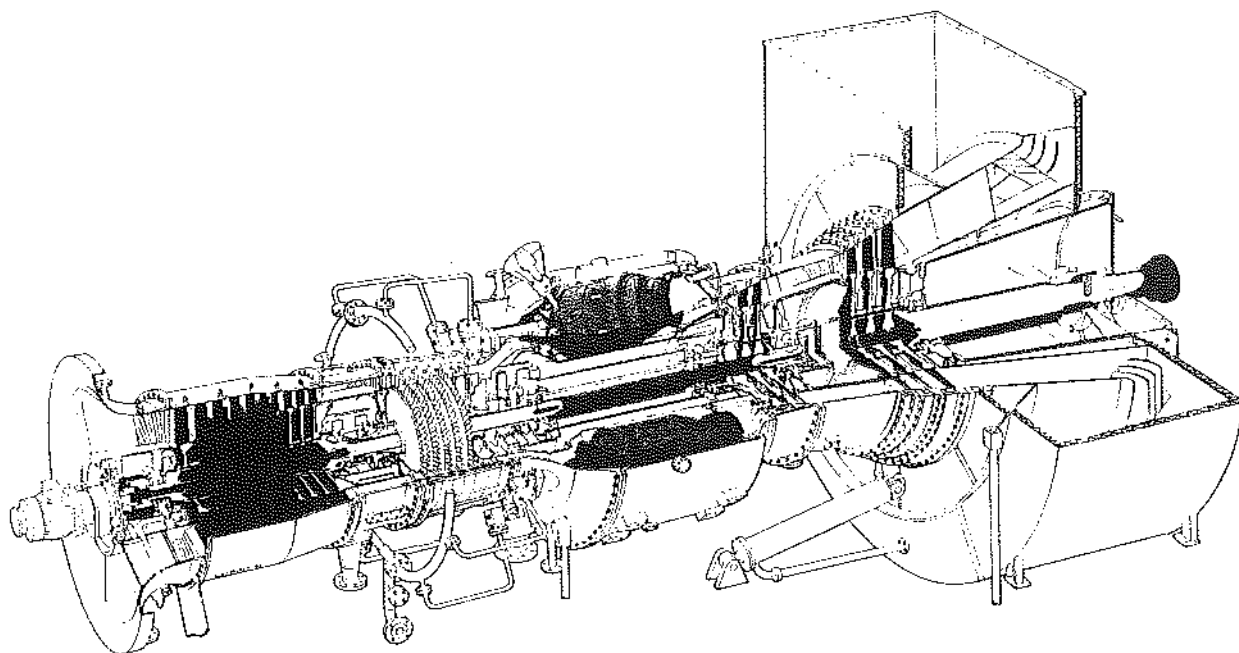


Figur 3 Gasturbin i kraftvärmekoppling

Turbinen kan bestå av en eller flera delar och driver dels kompressorn, dels generatorm. Efter turbinutloppet innehåller avgaserna fortfarande stora mängder energi. I en kraftvärmeapplikation är det därför möjligt att kyla avgaserna ytterligare i en separat avgaspanna, eller i lämpliga fall utnyttja dem direkt i en process.

Konventionella gasturbiner kan endast eldas med gasformiga bränslen och lätta oljekvaliteter.

Gasturbiner har funnits för kommersiella applikationer sedan slutet av 30-talet. Inte minst tack vare det arbete som sker inom flygmotorsektorn är dagens gasturbiner utvecklade till en imponerande teknisk nivå vad gäller prestanda och tillförlitlighet. Alla gasturbiner är dock inte från början flygmotorer. Marknadsutbudet av gasturbiner för stationärt bruk omfattar både s.k flygmotordevirat och rena industriturbiner.



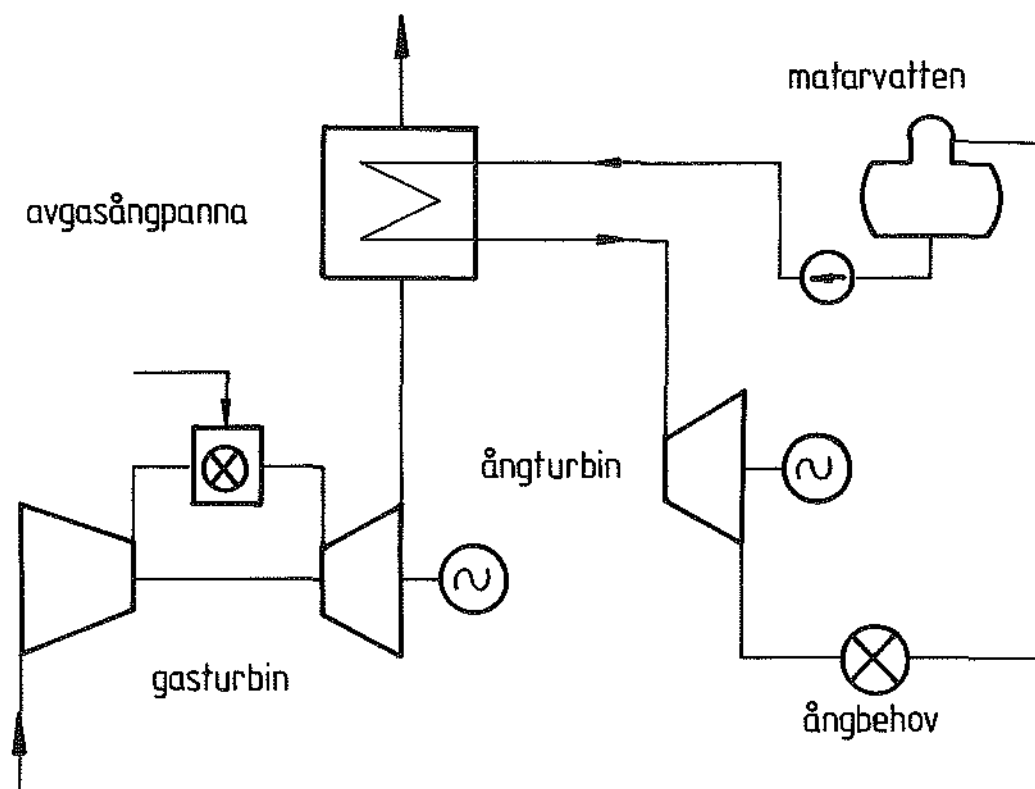
Figur 4 Exempel på Industriegasturbin, ABB GT 35, ca 18 MW

I jämförelse med ångturbinanläggningar ligger verkningsgraden för en konventionell gasturbin relativt lågt vid ren elproduktion. En verkningsgrad på 30-35% är typiskt för den avancerade utrustning som finns att tillgå idag. I kraftvärmetillämpningar är dock förhållandet det motsatta, i och med att elverkningsgraden för gasturbinen blir i stort sett oförändrat även då värmeåtervinning sker ur avgaserna.

I de fall där man försöker åstadkomma en kombination av befintliga pannor och gasturbiner, blir förhållandena väsentligt mer komplicerade än enligt figur 3. Värmen i avgaserna kan utnyttjas på ett antal olika sätt. Nedanstående torde vara de viktigaste:

- o som förvärmad förbränningsluft
- o för matarvattenförvärmning
- o via tillförsel till pannans konvektionsytor
- o för extra ånggenerering i externa kokarytor
- o för "bränslekonditionering", dvs torkning av fuktiga bränslen

I s.k kombicykelanläggningar utnyttjas energin som återvinns ur avgaserna för att producera ånga som används för ytterligare elgenerering i en ångturbin. I det "renodlade" fallet produceras ångan i en avgaspanna som ansluts till gasturbinen. Avgaspannan producerar normalt maximalt så mycket ånga som kan åstadkommas med hänsyn till restvärmen i avgaserna från gasturbinen. Det finns även en möjlighet att bygga avgaspannan för "tillsatseldning" eftersom avgaserna är så syrerika att de duger som förbränningsluft. Vid tillsatseldning kan ångproduktionen och därmed andelen el från ångturbinens generator ökas väsentligt.



Figur 5 Schematisk bild av kombicykel

Vid komplettering av en befintlig mottrycksanläggning med en gasturbin, där avgaserna tillförs panna som förvärmad förbränningsluft, åstadkommer man i praktiken en kombicykelanläggning med tillsatseldning.

Nedan anges några typiska exempel på data och prestanda för en gasturbin i kombination med värmeåtervinning:

Prestanda	Exempel på		
	Måttliga data	Avancerade data	
Elverkningsgrad	29.5	33.5	%
O ₂ -halt i avgas	15.4	14.0	%
Avgastemperatur	480	520	%
Specifikt avgasflöde	13 220	9 340	m ³ n/h, MWel
Specifikt O ₂ -flöde	2 040	1 310	"
Ballast i avgas	3 530	3 110	"
Avgasvärme, vid temperatur efter avgaspanna= 250°C	1.15	1.00	MWvärme/MWel
200°C	1.40	1.15	"
150°C	1.65	1.35	"

Exempel på tillsatseldning:

möjlig bränsletillförsel i avgaspanna vid			
50% tillsatseldning	4.60	2.95	MWgas/MWel
100% tillsatseldning	9.20	5.90	"

3.2 Kopplingsalternativ inom Skoghall

Driftsvillkoren för anläggningen idag, som redovisats i avsnitt 2.3.2, innebär att behovet av ånga utöver vad sodapannorna ger normalt är klart under 100 ton/h. Tillgängliga barkmängder inom verket motsvarar en max produktion på ca 50 ton/h och resten klaras med olja. Följaktligen har barkpannan P12 lång utnyttjningstid och i denna panna eldas även relativt stora kvantiteter olja. Oljepanna P11 har väsentligt kortare utnyttjningstid, men måste dock ändå vara i drift regelbundet, i första hand vintertid.

Mot den bakgrunden framstår det som intressant att studera möjligheterna för gasturbinbaserad kraftvärmeproduktion i två fall. Dels vid en kombination av en gasturbin och barkpanna P12, dels vid en kombination av panna P11 och en gasturbin. P11 kan antingen kompletteras för bark/oljeeldning eller bibehållas med enbart oljeeldning (eller gaseldning).

Dagens situation ger litet underlag för elgenerering i den stora mottrycksturbinen TG 8. Detta kan givetvis inte påverkas av huruvida naturgas introduceras som bränsle i Skoghall eller ej. Med hänsyn till t.ex. ändrade driftsbetingelser i framtiden bedöms det dock även vara intressant att översiktligt studera möjligheten att ersätta P11 med en gasturbin och avgaspanna med motsvarande kapacitet. Vid ångproduktion i ett sådant system och elgenerering i ångturbin TG 8 erhålls en gaseldad kombicykel enligt figur 5.

En ändrad driftsbetingelse som skulle möjliggöra ökad elproduktion i TG8 är ombyggnad för ren kondensdrift, genom tillbyggnad av ett kondenssteg. I ett sådant driftfall genereras erforderlig mängd mottrycksånga för dagens processbehov, men under vinterhalvåret körs TG8 i princip på full last och resterande ångmängd går vidare till kondenssteget.

Sammanfattningsvis studeras:

- o Panna P12 + gasturbin
- o Panna P11 ombyggd för barkeldning + gasturbin
- o Panna P11 i oförändrat skick + gasturbin
- o Gasturbin + ny avgasångpanna

För de två sista fallen görs även en översiktlig bedömning av möjligheterna att samtidigt komplettera TG8 med ett kondenssteg.

4. TEKNISKT UTFÖRANDE

4.1 Allmänt

Prestanda och typiska data för gasturbiner finns redovisade i avsnitt 3.1. Vid bedömning av möjligheterna för en specifik anläggning fordras naturligtvis också att en gasturbין av lämplig storlek finns i någon tillverkares program. Gasturbiner är i princip standardprodukter, och möjligheten att anpassa storlek och prestanda enligt önskemål för en speciell tillämpning saknas i stort sett. Orsaken är att varje enskild typ och storlek av gasturbין utgör ett komplett tekniskt system, där alla delar "hänger ihop". Utvecklingskostnaderna för varje typ är i dag mycket stora. En lämplig enhet måste därför väljas med utgångspunkt i tillgängliga modeller på marknaden.

Anmärkning: Ur denna aspekt är det en viss skillnad på gasturbiner jämfört med ångturbiner och kolvmotorer. Båda dessa typer av maskiner kan i allmänhet erhållas mer detaljanpassade vad gäller t.ex. effektstorlek, även inom en och samma tillverkares produktprogram.

4.2 Panna P12

4.2.1 Funktionsbeskrivning, befintligt skick

Panndata framgår av avsnitt 2.2.1. Barken eldas i en s.k. barkugn i eldstadens nedre del. Förbränningen sker på en snedrost i ugnens botten. Snedrosten består av en fast vattenkyld del, som primärt utgör torkzon och en rörlig del av Kabliztyp för slutförbränning.

Rosten tillförs förbränningsluft underifrån via kanaler och dysor. Tillförselsystemet är indelat i olika zoner. Utöver denna del av luften, primärluften, tillförs även sekundärluft ovanför bränslebädden. Pannan har i befintligt skick ingen separat terärlufttillförsel. Barken matas in vid rostens överkant via schakt.

Oljebrännare finns installerade dels i barkugnens sidoväggar (stödoljebrännare) dels i eldstaden ovanför ugnen.

Luften förvärms i två steg:

- o Från 25°C till 150°C via en indirekt förvärmare, vars värmeväxlare, "återförvärmaren" är den sista ytan i pannans rökgasstråk.
- o Från 150°C till ca 320°C via en hetluftförvärmare, placerad mellan den sista konvektionsytan och ekonomisern i pannans rökgasstråk.

Vid barkeldning kan den heta luften (320°C) tillföras den vattenkylda snedrostsytan och som sekundärluft. Kablizrosten tål max ca 175°C, och tillförs 150°C förbränningsluft från 1:a förvärmarsteget.

Fördelningen av de olika luftflödena beror något på barkens fukthalt, men vid nominella data, d.v.s. 65% fukthalt, gäller följande:

- | | | | |
|---|-----------------|---------------------|-------|
| o | Kablizrost | 35% av luftmängden, | 150°C |
| o | Vattenkyld rost | 30% av luftmängden, | 320°C |
| o | Sekundärluft | 35% av luftmängden, | 320°C |

Oljeeldning sker utan luftförvärmning.

Rökgasstråket är enligt uppgift från tillverkaren dimensionerat för max rökgasflöde ca 115 000 m³/nh.

4.2.2 Kombination med gasturbin

4.2.2.1 Begränsningar och anpassning

Vi utgår från att energin i turbinens avgaser skall utnyttjas i anläggningen genom att tillföras barkugnen som förvärmad förbränningsluft.

Hänsyn måste tas till följande begränsningar:

- o Max lufttemperatur till Kablizrost är ca 160°C. (Idag tillförs luften vid 150°C).
- o Max lufttemperatur till fast rost och för överluft är ca 400-450°C med hänsyn till kanalernas hållfasthet. (Idag tillförs luften vid 320°C).
- o Befintliga förvärmare blir till största delen överflödiga.
- o Max flöde i pannans rökgasstråk är ca 115 000 m³/h.

Nominell effekt vid barkeldning:

- o 50 ton ånga/h

Bränsle för detta fall:

- o 26 000 kg bark/h
- o 60% fukthalt

Luftbehov:

- o totalt ca 71 000 m³/h
- o varav ca 25 000 m³/h till Kablizrost, max ca 160°C
- o varav ca 46 000 m³/h till fast rost och sekundärluft, max ca 400°C

Vid kombination med gasturbin förutsätts att ingen tillsatseldning sker i oljebrännarna, utan att hela avgasmängden utnyttjas som förbränningsluft för barkeldningen. Med hänsyn till den begränsning som finns för totalt rökgasflöde genom pannan medför nämligen tillsatseldning att gasturbinens storlek måste minskas, eller att kapaciteten för barkeldningen minskar. Inget av dessa alternativ är intressant. Inriktningen är med andra ord att ersätta erforderliga förbränningsluftflöden för bark med gasturbinens avgas.

Enligt de typiska data för gasturbiner som redovisas i avsnitt 3.1 ligger avgastemperaturen klart över de ovan nämnda högsta tillåtna lufttemperaturerna, både för gasturbiner med avancerade data och med mer ordinära data. Följande anpassning är nödvändig för att en inkoppling skall kunna ske.

- o Luften till Kablizrosten tillförs via en befintlig friskluftfläkt och förvärms med det befintliga indirekta systemet. Visserligen kan en blandning av avgaser och friskluft som håller 160°C åstadkommas, men friskluftandelen blir ändå 75-80% i blandningen och totalt sett kommer endast knappt 10% av barkugnens totala syrebehov att tillföras via gasturbinavgaserna i en sådan blandning. Detta alternativ är med andra ord inte tekniskt eller ekonomiskt intressant, speciellt som en relativt komplicerad konstruktion med automatiska reglerspjäll krävs för att blanda luft och avgas.

- o Övrig "förbränningsluft" utgörs av gasturbinens avgaser. Avgaserna måste kylas till under 400°C innan de leds till barkugnen. Detta sker i en ny extern kokaryta som ansluts till pannans cirkulationssystem. (I princip kopplas ytan till domen). Som ett rimligt värde antas att avgaserna kan kylas till en nivå som ligger ca 60°C över ångans mättnadstemperatur i en sådan kokaryta, dvs till ca 380°C.

Utöver den erforderliga nya externa kokarytan krävs också att pannan förses med en ny kokaryta i rökgasstråket, som ersättning för den befintliga direktverkande hetluftförvärmaren. Denna kokaryta antas ge motsvarande sänkning av rökgas-temperaturen som hetluftförvärmaren.

4.2.2.2 Exempel på data för gasturbin

- o Erfoderligt luftflöde: 46 000 m³/h
= erforderligt O₂-flöde: 9 660 m³/h
- o Motsvarar eleffekt i gasturbin enligt avsnitt 3.2 *
 - avancerade data: 7.4 MW el
 - ordinära data: 4.7 MW el

(* specifikt O₂-flöde 1 310 respektive 2 040 m³/h, MW el)

Med andra ord bör någon gasturbin i storleksintervallet 4.5 - 7.5 MW el märkeffekt vara lämplig. I realiteten har de flesta små gasturbiner inte speciellt avancerade data, vilket gör att det lägre intervallet är mest intressant. Avgasflödet från turbinen bör inte vara för stort, eftersom detta ger en ytterligare ökning av luftöverskottet, och försämrar totalverkningsgrad. Om anpassningen ger ett för litet avgasflöde finns däremot en möjlighet att späda in en viss mängd förvärmad friskluft.

Följande är exempel på data för gasturbiner i det aktuella effektintervallet:

Typ	Allison 571	Kongsberg DC 990
Nominell eleffekt	5.7 MW	4.1 MW
Elverkningsgrad	32%	28%
Avgastemperatur	530°C	480°C
Avgasflöde	57 600 m ³ /h	58 100 m ³ /h
O ₂ -flöde	8 250 m ³ /h	8 960 m ³ /h
Behov av friskluft	6 700 m ³ /h	3 300 m ³ /h

Det finns ytterligare några typer i samma klass som ger likartade data, men ingen som passar exakt till det aktuella luftbehovet. Som synes fordras mer extra friskluft till panna för det första alternativet (Allison 571), men eleffekten blir ändå större.

Eftersom målsättningen är att studera möjligheterna till utökad elproduktion antas fortsättningsvis att data enligt Allison 571 är representativa.

4.2.2.3 Produktionsdata

Luftsida

- o Avgaser från gasturbin

flöde totalt:	58 000 m ³ /h
O ₂ :	8 250 m ³ /h
temp.utlopp:	530°C
temp. efter	
extern kokaryta:	380°C (till fast rost och överluft)
- o Friskluft

flöde totalt:	31 700 m ³ /h
varav Kabliz:	25 000 m ³ /h
övrigt:	6 700 m ³ /h
temp. pannhus:	25°C
temp efter	
indirekt förvärmare:	160°C

Rökgassida

- o Totalt rökgasflöde: 115 000 m³/h
(varav ca 19 000 m³/h är "ballast" från gasturbinens avgaser).
- o Temperaturer
(antagna värden vid matarvattentemperatur 145°C)
 - efter ekonomiser: 215°C
 - efter återförvärmare: 180°C

Ångproduktion

Ångproduktionen bedöms öka till ca 60 ton/h (59.3).

Detta förutsatt att ovan angivna data innehålls, samt med 145°C matarvattentemperatur och 100 bar, 520°C för ångan. (Beträffande överhettning; se vidare 4.2.2.4).

Elproduktion

5 500 kW

En verkningsgradsförsämring erhålls p.g.a att ett visst övertryck fordras i gasturbinens utlopp. Övertrycket antas vara ca 450 mmv.p.

Naturgasförbrukning i gasturbin

17 450 kW

Netto elverkningsgrad 31.5%.

4.2.2.4 Jämförelse

		P12 märkdata	P12 + gasturbin
Ångdata		520°C, 100 bar	520°C, 100 bar
Mavatemper.	°C	180	145
Bark,	kg/h	26 000	26 000
Bark,	kW netto	46 000	46 000
Naturgas,	kW		17 450
Avgasenergi, netto tillfört P12	kW		10 370
Ångproduktion	ton/h	50	60
Ångproduktion,	kW	36 900	46 250
Ökad ångproduktion	kW		9 350
Elproduktion	kW		5 500

Ur detta kan bl. a följande erhållas:

- o "Totalverkningsgrad" för komplettering:

$$\frac{9\,350 + 5\,500}{17\,450} = 0.85$$
- o "Marginell elverkningsgrad"

$$\frac{5\,500}{17\,450 - 9\,350} = 0.68$$

Av de 10 370 kW som netto tillförs P12 i form av avgasvärme från gasturbinen erhålls 9 350 kW som ökad ångproduktion. Resterande energimängd motsvarar i princip den ökade förlust som uppstår genom att avgastemperaturen stiger från 160°C till 180°C för hela flödet ur pannan.

4.2.2.5 Erforderliga ombyggnader

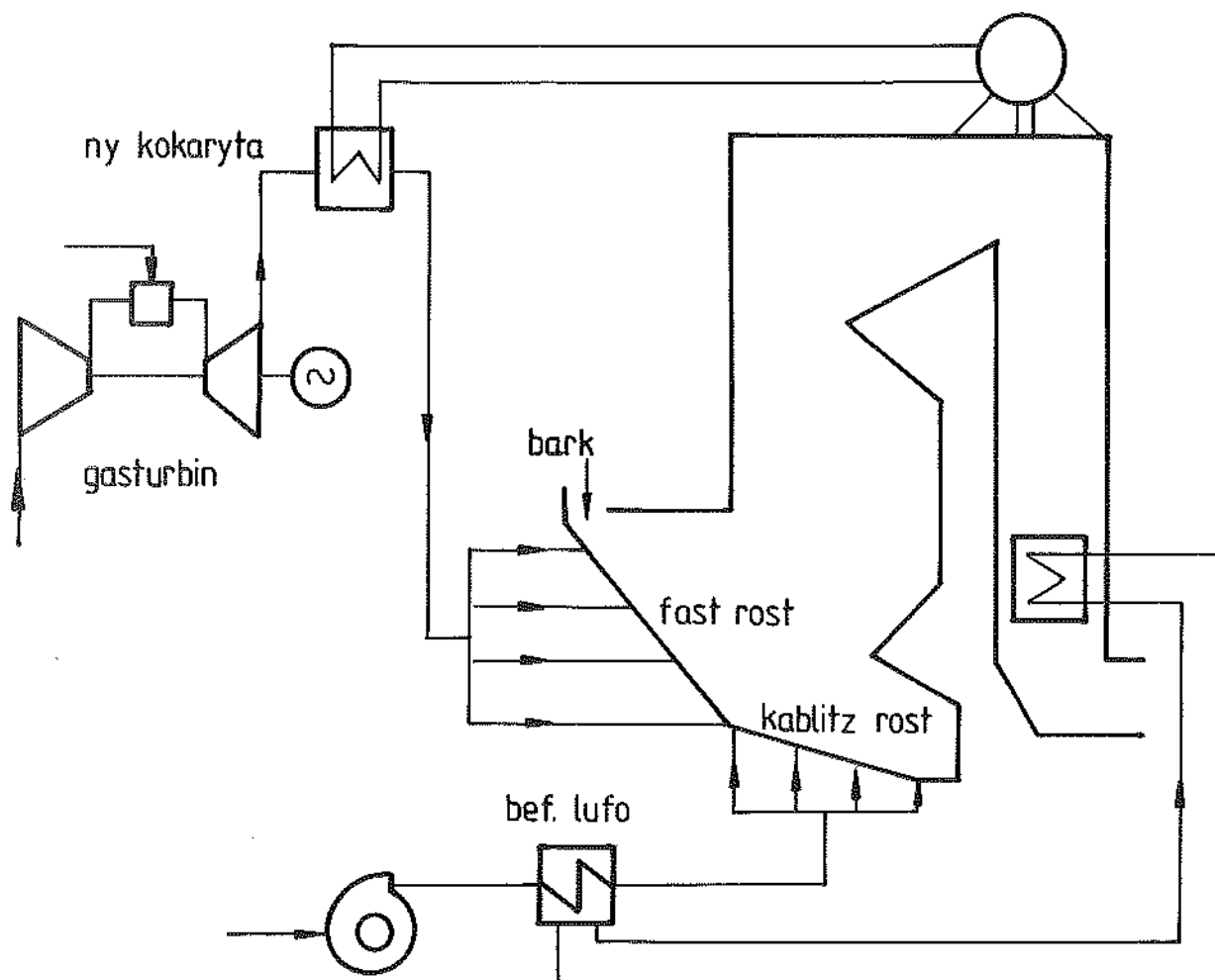
En komplettering enligt ovan omfattar i korthet följande delmoment:

- o En gasturbin i lämplig storlek inklusive generator och elanslutning.

Denna typ av utrustning kan ofta levereras monterad på en gemensam balkram och med en färdig kringbyggnad av containermodell. Kringbyggnaden ger väderskydd och bullerdämpning, samt innehåller erforderliga hjälp-system och utrustning för ventilation och brandskydd.
- o Avgaskanalen från gasturbinen leds till en ny avgaspanna, d.v.s den externa kokaryta som omnämns i 4.2.2.1. Effekten för den är ca 3.4 MW. Ytan består av sick-sack ställda släta tuber, enligt samma modell som panna P12's invändiga kokaryta.
- o Den externa kokarytan ansluts till pannvattencirkulationen.

- o Avgaskanalen från gasturbinen ansluts till befintligt luftsystem för fast rost och sekundärdluft. Sannolikt krävs ombyggnad av vissa delar av det befintliga kanalsystemet, men huvudparten bedöms kunna bibehållas.
- o Den befintliga hetluftförvärmaren ersätts med en ny kokaryta.

Schematiskt redovisas detta i figur 6.



Figur 6 Panna P12 kombinerad med gasturbin

I de ovannämnda kompletteringarna har inte inkluderats någon utökning av överhettarkapaciteten. Med tanke på att större mängd icke strålade gas kommer att föras genom pannan, samt att ökad mängd mättad ånga genereras i nya kokarytor finns en betydande risk för att överhettartemperaturen 520°C inte kommer att kunna upprätthållas. Om, och i så fall vilka, förändringar som krävs kan dock inte klarställas inom ramen för denna studie. (Detta skulle kräva en fullständig genomräkning av pannbalansen med de nya förutsättningarna, vilket i princip endast kan göras av Götaverken). Vi bedömer inte heller överhettartemperaturen som helt avgörande, med hänsyn till att den stora ångturbinen inte körs i nämnvärd omfattning idag.

4.3 Panna P11

4.3.1 Funktionsbeskrivning, befintligt skick

Panndata framgår av avsnitt 2.2.1.

Pannan kan idag endast eldas med olja. Konstruktionsmässigt är dock utformningen anpassad till en framtida kolpulvereldning, vilket fordrar begränsade ombyggnader av brännare samt vissa kompletteringar på luftsidan. (Samt givetvis rökgasreningsutrustning). Kolpulvereldning bedöms dock inte vara något intressant alternativ idag.

Pannan är försedd med 6 st oljebrännare som tillförs förvärmad förbränningsluft, ca 160°C. Förvärmningen sker via ett indirekt system med ett värmebatteri på luftsidan, en s.k återförvärmare sist i rökgasstråket och en vattenkrets.

Av de skäl som nämns i avsnitt 2.3.2 är det inte intressant att utnyttja panna P11 annat än vid tillfälliga effektoppar idag. Om barkeldningen kunde ske i P11 istället för P12 skulle dock driften kunna ske på ett mer flexibelt sätt, och P11 få väsentligt längre utnyttjningstider. Mot den bakgrunden har man från Skoghalls sida vid flera tillfällen under mitten av 80-talet utrett möjligheterna att bygga om P11 för kombinerad bark och oljeeldning. De åtgärder som föreslagsvis i dessa sammanhang är en del av utgångspunkten för det fortsatta resonemanget. Följande möjliga driftdata efter en komplettering med barkugn redovisades 1984 av SMV, enligt budgetofert:

Max ångmängd med bark	90 ton/h
Max ångmängd bark + olja	90 + 65 ton/h
Max ångmängd olja	187 ton/h *

* 2 brännare demonteras

4.3.2 Ombyggnad till barkeldning samt kombination med gasturbin.

4.3.2.1 Begränsningar och anpassning

Med hänsyn till att pannan är anpassad till en framtida kolpulvereldning finns relativt gott om utrymme för att bygga in en barkugn i botten av eldstaden. Totalt sett finns dock naturligtvis inte utrymme för att bibehålla maxkapaciteten 280 ton/h om en betydande andel av energin skall tillföras via barkeldning, vilket framgår av de siffror som redovisas i 4.3.1 ovan.

Vid en tänkt komplettering där panna P11 dels förses med en barkugn, dels matas med avgaser från en gasturbin som förbränningsluft, kan många olika fall studeras och olika faktorer inverkan utredas.

De viktigaste faktorerna är givetvis:

- o Barkugnens storlek
- o Andelen tillsatseldning
- o Gasturbinens storlek

Dessutom måste på samma sätt som för panna P12 enligt föregående kapitel följande beaktas:

- o Acceptabel rökgasvolym
- o Acceptabla lufttemperaturer
- o Rökgastemperatur
- o Överhettartemperatur

Följande begränsningar ansätts:

- o Max rökgasflöde: 240 000 m³/h
- o Max lufttemperatur till brännare samt kylda rostytor och för sekundärluft: 400°C
- o Max lufttemperatur till okylda rostytor: 160°C

Vi har bedömt att en större mängd bark bör kunna eldas i en ombyggd panna P11 än i bef. P12. Som ett lämpligt riktvärde sätts en barkvolym motsvarande ca 75-80 ton ånga/h.

Med den utgångspunkten har ett fall studerats enligt följande:

- o Bränsletillförsel
 - bark
39 000 kg/h, 60% fukt, motsvarande 69 000 kW bränsleffekt
 - tillsatseldning med naturgas
3 890 m³/h, motsvarande 42 000 kW bränsleffekt
- o Luftbehov
 - barkugn
106 000 m³/h varav
69 000 m³/h max 400°C (65%)
37 000 m³/h max 160°C (35%)
 - tillsatseldning
47 000 m³/h max 400°C

Med totalverkningsgrad ca 85% skulle detta motsvara en ångproduktion på ca 128 ton/h varav 79 ton ur bark och 49 ton ur olja.

Vid en komplettering med en gasturbin antas följande (i princip analogt med P12):

- o Avgasflödet kylv i en separat kokaryta, ansluten till pannans ångdom. Temperaturen efter denna yta antas vara 380°C.
- o Den del av luften som går till den okylda rosten (max 160°C) tillförs som friskluft, och förvärms till 160°C via det befintliga indirekta systemet.
- o Om exakt anpassning inte kan ske av avgasmängd och luftbehov, med hänsyn till tillgängliga gasturbintyper, ökas mängden friskluft i erforderlig omfattning.

4.3.2.2 Exempel på data för gasturbin

Behovet av förbränningsluft för den del av eldningen som inte sker på rörlig rostytta är ca $69\,000 + 47\,000 = 116\,000\text{ m}^3\text{/h}$. Detta motsvarar ett O_2 -behov på drygt $24\,000\text{ m}^3\text{/h}$ eller $6.75\text{ m}^3\text{/s}$. Liksom för panna P12 är det svårt att hitta någon gasturbin som är exakt lagom stor för behovet. Följande data avser ett exempel på en turbintyp av ungefär rätt storlek. (Mitsubishi MF 111 B):

Nominell eleffekt	14.6 MW
Elverkningsgrad	31%
Avgastemperatur	535°C
Avgasflöde	154 000 $\text{m}^3\text{/h}$
O_2 -flöde i avgas	21 950 $\text{m}^3\text{/h}$

Detta exempel ger ett extra friskluftsbehov på ca $11\,000\text{ m}^3\text{/h}$.

4.3.2.3 Produktionsdata

Luftsida

o Avgaser från gasturbin	
flöde totalt:	154 000 $\text{m}^3\text{/h}$
varav barkugn:	101 000 $\text{m}^3\text{/h}$
varav tillsatseldning:	53 000 $\text{m}^3\text{/h}$
O_2 -flöde totalt:	21 950 $\text{m}^3\text{/h}$
temp i turbinutlopp:	535°C
temp efter extern kokaryta:	380°C
o Friskluft	
flöde totalt:	47 900 $\text{m}^3\text{/h}$
varav rörlig rost:	37 100 $\text{m}^3\text{/h}$
övrigt:	10 800 $\text{m}^3\text{/h}$
temp efter förvärmare:	160°C

Rökgassida

o Totalt rökgasflöde:	240 000 $\text{m}^3\text{/h}$
varav 140 000 från barkugn	
50 000 från tillsatseldning	
50 000 "ballast" i gasturbinavgas	
o Temperatur	
- efter ekonomiser:	260°C
- efter återförvärmare:	235°C

Ångproduktion

Total ångproduktion:	161 ton/h
varav ca 78 ton från bark	
48 ton från tillsatseldning	
35 ton från avgasvärme	

Elproduktion

13 900 kW netto

Verkningsgraden förutsätts sjunka 5% till följd av att ett mottryck krävs i gasturbins utlopp (400-500 mmv.p)

Naturgasförbrukning i gasturbin

47 100 kW

Netto elverkningsgrad 29.5%

Totalverkningsgrad

Sammanställning av data

Eldning

Bark	39 000 kg/h	69 000 kW
Naturgas i panna	3 890 m ³ /h	42 000 kW
Naturgas i gasturbin	4 360 m ³ /h	47 100 kW

Produktion

Ångproduktion	161 ton/h	119 000 kW
Elproduktion		13 900 kW

Totalverkningsgrad: 84%

4.3.2.4 Erforderliga ombyggnader

En ombyggnad enligt vad som beskrivits ovan är naturligtvis mycket omfattande, i och med att både gasturbin och barkugn erfordras.

Mycket kort krävs följande:

- o Gasturbin inklusive generator och elanslutning.
 - o Avgaskanal från gasturbin till panna.
 - o En ny extern kokaryta, ansluten till pannans ångdom och cirkulationssystem. Effekten bedöms till ca 9.3 MW.
 - o En barkugn för ca 40 000 kg bark/h. Dimensionerande fukthalt 60%.
 - o Nytt luftdistributionssystem för friskluft och gasturbinavgaser.
- Friskluftfläkt och förvärmare torde kunna behållas.
- o Ombyggnad eller nyinstallation av brännarsystem för naturgas.
 - o Avgasreningsutrustning (elektrofilter).

Redan vid komplettering av panna P12 för kombination med gasturbin finns viss risk för att överhettartemperaturen kommer att sjunka. Detta problem uppstår också vid en ombyggnad och komplettering av P11. Sannolikt fordras en utökning av överhettarytan om 520°C ångtemperatur skall kunna bibehållas. De exakta om-

ständigheterna kring detta har dock inte klarställts, av samma skäl som nämnts under 4.2.2.5.

4.3.2.5 Möjligheter till förbättrad totalverkningsgrad

Rökgastemperaturen bedöms bli ca 235°C, jämfört med ca 165°C vid oljeeldning i befintlig anläggning. Detta är en ofrånkomlig konsekvens av att behovet av luftförvärmning minskar avsevärt för det studerade fallet.

Möjligheten att finna en avsättning för den tillgängliga rökgasvärmen är tyvärr begränsad inom anläggningen. Ett antal alternativ kan dock nämnas:

Fjärrvärmeproduktion

Billerud har enligt uppgift tidigare undersökt möjligheterna att genomföra ett projekt med fjärrvärmeleverans till Hammarö kommun, det samhälle som ligger närmast bruket. Någon överenskommelse kunde dock inte nås vid detta tillfälle, och idag torde möjligheterna vara ännu mindre eftersom kommunen har byggt en egen fastbränslepanna.

Matarvattenförvärmning

Nominell matarvattentemperatur anges till 180°C. Normalt ligger dock temperaturen idag inom intervallet 140-150°C, och denna nivå kan hållas med hjälp av tillgänglig lågtrycksånga. Förvärmning till 180°C tillämpas i princip endast då ångturbinen TG 8 är i drift, och sker med hjälp av avtappningsånga. Om någon ny koppling införs som gör det möjligt att värma matarvattnet till 180°C med pannans rökgasvärme minskar följaktligen underlaget för elgenerering i ångturbinen. Detta alternativ är med andra ord inte invändningsfritt.

Barktorkning

Ett mycket grovt överslag av möjligheterna att utnyttja rökgasvärmen för barktorkning ger följande:

Rökgasflöde	240 000 m ³ /h	
	235°C	
Barkflöde	39 000 kg/h	60% fukt
är	15 600 kg/h	torrsubstans

Enligt uppgift från Fläkt Industri (f.d. Bacho Ventilation) kan en barktorkningsanläggning enligt deras modell sänka fukthalten i barken från 60 till 35% vid ovanstående data. Rökgastemperaturen blir då ca 90°C. (Eftersom naturgas är fritt från svavel uppstår inga problem med syradaggpunkt i detta fall).

Fukthaltssänkning från 60 till 35% innebär att det effektiva värmevärdet per kg torrsubstans ökar från ca 4.41 kWh/kg till 5.07 kWh/kg, eller ca 15%.

Detta innebär en besparing på 15 600 (5.07-4.41) = 10 300 kW vid max barkeldning.

Den årliga besparingen blir ca 3.9 milj. kr.
(Antaget: 5000 h/år, 1 kWh bark är värd 7,5 öre).

Investeringskostnaden kan mycket grovt uppskattas till 1 milj. kr per ton torrsubstans och timme d.v.s ca 16 milj. kr.

4.3.3 Kombination av gasturbin och gaseldning i panna P11

Nedan redovisas mycket kort några data för ytterligare ett alternativ där panna P11 kombineras med en gasturbin. Pannan bibehålls i princip i oförändrat skick, men i stället för dagens lufttillförselsystem förses brännarna med avgaser från en lämplig gasturbin. Dessutom förutsätts att pannans huvudbränsle är naturgas i stället för olja. (Detta har dock obetydlig inverkan på flöden etc.) Alternativet behandlas mer kortfattat än tidigare redovisade varianter. Huvudskälet till detta är att verkningsgraden blir relativt låg, sannolikt oacceptabelt låg m.h.t att högvärdigt bränske används.

4.3.3.1 Begränsningar och anpassning

Följande begränsningar ansätts:

- o Max rökgasflöde: 240 000 m³/h
- o Max temperatur till brännare: 400°C

För att uppfylla ovanstående förutsätts att:

- o Panna eldas med 13 250 m³/h naturgas, d.v.s 143 100 kW bränsleenergi
- o Luftbehovet är ca 154 000 m³/h
motsvarande O₂-behov 32 340 m³/h
- o En gasturbin försörjer panna med hela luftbehovet
- o Gasturbinens avgaser kylv till 380°C i en extern kokartya som ansluts till pannans ångdom och cirkulationssystem.

4.3.3.2 Exempel på data för gasturbin

Typexempel:	Sulzer Escher-Wyss 10
Nominell effekt:	22.6 MW
Elverkningsgrad:	33.8%
Avgastemperatur:	520°C
Avgasflöde:	224 000 m ³ /h
O ₂ -flöde i avgas:	32 300 m ³ /h

4.3.3.3 Produktionsdata

Luftsida

- o Avgaser från gasturbin

flöde totalt	224 000 m ³ /h
O ₂ -flöde	32 300 m ³ /h
temperatur i turbinutlopp	520°C
temperatur efter extern kokartya	380°C

Rökgassida

- o Totalt rökgasflöde 237 500 m³/h
varav andel "ballast"
i gasturbinavgaser 70 5000 m³/h
- o Temperatur efter panna 260°C

Ångproduktion

- o Totalt 217 ton/h
varav ca 168 ton från eldning i panna
49 ton från avgaserna

Elproduktion

21 500 kW netto

Naturgasförbrukning i gasturbin

66 850 kW
Netto elverkningsgrad 32%

TotalverkningsgradSammanställning av dataEldning

Naturgas i panna	13 250 m ³ /h	143 100 kW
Naturgas i gasturbin	6 190 m ³ /h	66 850 kW

Produktion

Ånga	217 ton/h	160 150 kW
El		21 500 kW

Totalverkningsgrad 86.5%

4.4 Gasturbin och ny avgasångpanna**4.4.1 Allmänna förutsättningar**

I detta avsnitt ges exempel på möjliga data för en ny anläggning helt eldad med naturgas. Denna anläggning består av en gasturbin och en ny avgasångpanna med kapacitet att ersätta P11's ångproduktion, samt avsedd att ge så stor elproduktion som möjligt.

Avgasångpannan skall med andra ord ha följande data:

kapacitet: 280 ton ång/h
ångkvalitet: 100 bar, 520°C

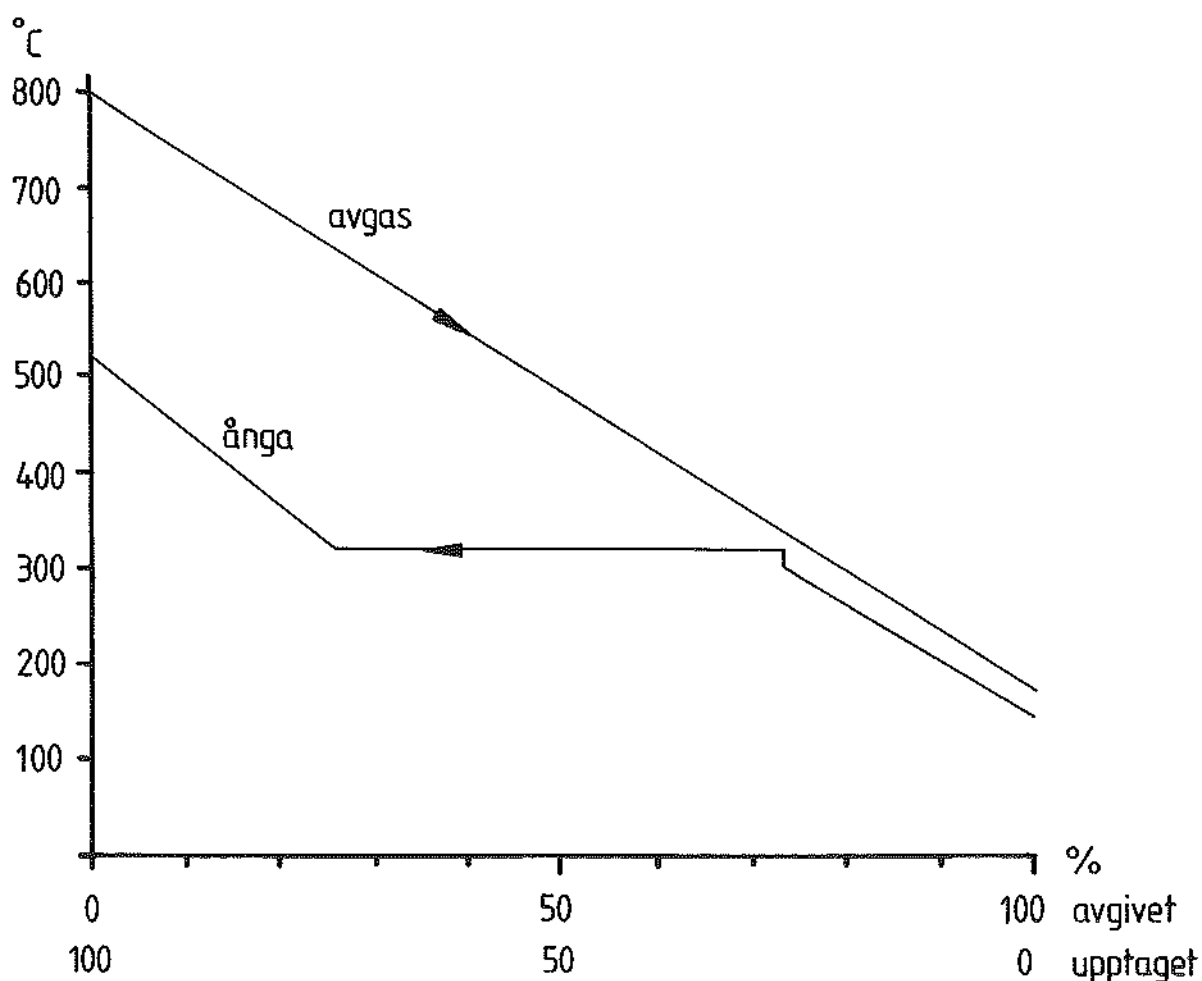
Med en enhet av denna storlek kan dessutom ångturbin TG 8 köras vid ekonomisk effekt, och en bedömning görs därför av data för gasturbin och ångturbin i kombi-cykeldrift.

4.4.2 Utformning och dimensionering av avgasångpanna

Följande är exempel på några viktiga punkter för systemutformningen:

- o Gasturbinens avgastemperatur ligger normalt kring ca 500°C. Överhettad ånga vid 520°C kan följaktligen inte produceras i avgaspannan om inte avgasflödets temperatur höjs med s.k tillsatseldning.
- o Med hänsyn till det mycket stora luftöverskottet, även vid en viss andel tillsatseldning, är det väsentligt att söka hålla en så låg avgastemperatur som möjligt. I princip är en låg temperatur på inkommande matarvatten den enda möjlighet som ges i detta fall. (Luftförvärmning är givetvis inte aktuellt). Dimensionerande matatemp. för de befintliga pannorna är 180°C. Enligt uppgift ligger dock temperaturen i matatanken på 140-150°C vid normal drift idag. Därför förutsätts 145°C vara dimensionerande för avgasångpannan.
- o Vid dimensionering av avgasångpannor uppges temperaturdifferensen mellan mättnadstemperaturen och avgastemperatur i slutet av kokarytesektionen (den s.k. pinch-point) vara en faktor av stor ekonomisk betydelse. Lämpligt värde anges i många fall till 10-20°C. I detta exempel antas ca 15°C.

Figuren nedan redovisar schematiskt temperaturnivå och värmeövergång i avgaspannan.



Figur 7. Ångtemperatur, avgastemperatur och värmeövergång i avgasångpanna

Ur figuren framgår att avgasernas temperatur efter tillsatseldningen bör vara ca 800°C. Vid en matarvattentemperatur på 145°C borde utloppstemperaturen kunna bli ca 175°C.

Dimensioneringsmässigt bör med andra ord systemet utformas så att följande data erhålls:

- o Ångkapacitet 280 ton/h
matarvatten 145°C
ånga 100 bar, 520°C
- o Avgastemperatur
efter tillsatseldning: 800°C
- o Avgastemperatur
ur pannan: 175°C

(Om andelen tillsatseldning höjs stiger temperaturen till över 800°C. Detta gör det i princip enklare att nå en låg utloppstemperatur ur pannan, samtidigt som luftöverskottet minskar. Ökad tillsatseldning höjer med andra ord pannans verkningsgrad. Samtidigt minskar den gasturbineffekt som fordras för en given ångkapacitet. Eftersom syftet primärt är att utreda hur stor elproduktionskapacitet som kan installeras antas att minsta möjliga tillsatseldning, d.v.s ca 800°C, skall vara dimensionerande.)

4.4.3 Data för anläggningen

4.4.3.1 Exempel på data för gasturbin

Typexempel:	ABB (f.d Brown Boveri)	typ11 N
	Nominell effekt	81 500 kW
	Elverkningsgrad	32.5%
	Avgastemperatur	515°C
	Avgasflöde	907 000 m ³ /h
	O ₂ -flöde i avgas	135 000 m ³ /h

4.4.3.2 Antagna data för avgaspanna

Inlopp

avgasflöde	907 000 m ³ /h
O ₂ -halt	14.9%

Efter tillsatseldning

avgasflöde	917 000 m ³ n/h
O ₂ -halt	12.3 %
temp.	800°C

Tillsatseldning

naturgas flöde	ca 10 200 m ³ n/h
naturgas effekt	ca 110 000 kW

Utlopp

avgasflöde	917 000 m ³ n/h
temp.	175°C

Effektbalans för panna

tillfört med avgas	ca 167 000 kW
tillsatseldning	ca 110 000 kW
avgasförlust	ca 50 000 kW
övrig förlust	ca 6 000 kW

ångproduktion	ca 221 000 kW
ångproduktion	ca 283 ton/h

4.4.3.3. Sammanställning av produktionsdata**Gasturbin**

eleffekt, netto	79 000 kW
naturgaseldning	252 000 kW

Avgaspanna

ångproduktion	283 ton/h
	221 000 kW
tillsatseldning	110 000 kW

Ångturbin

elproduktion	46 000 kW
(vid antaget 54 000 kW för 330 ton/h)	

4-bars ånga i turbinutlopp

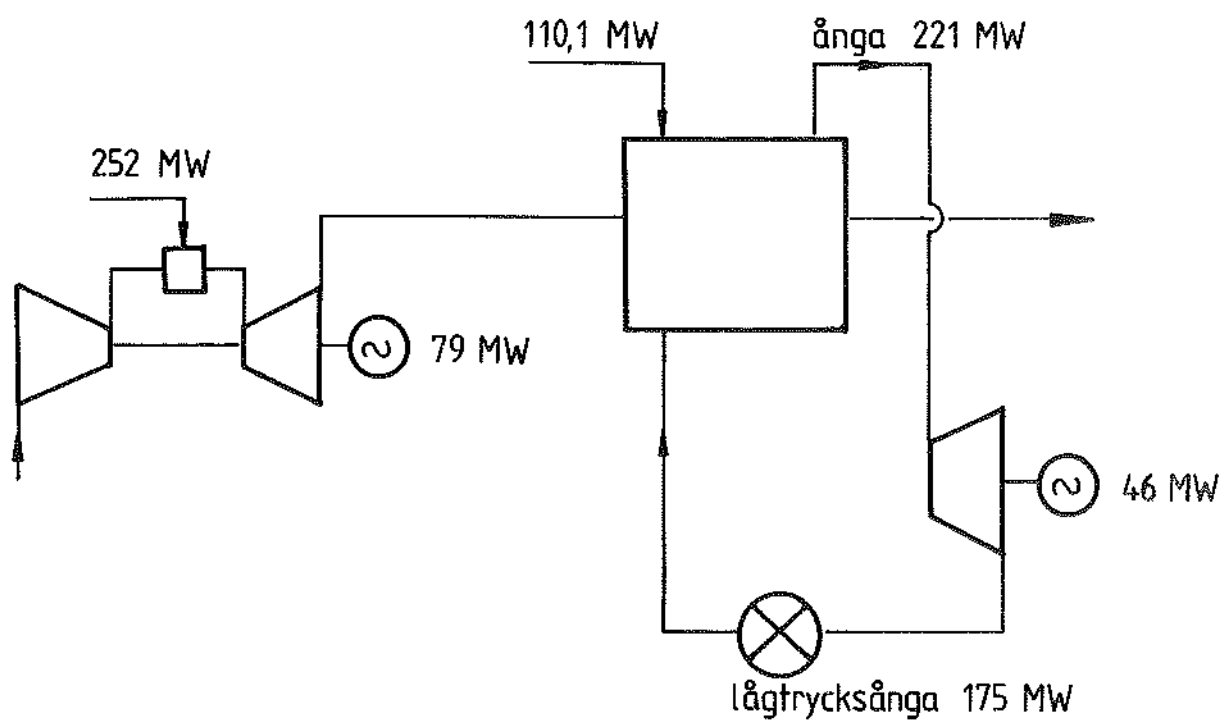
flöde, antaget	283 ton/h
nyttig energi	175 000 kW

(All energi i ångan ned till kondensat 4 bar, 145°C antas utnyttjad).

Verkningsgrader

totalverkningsgrad: 82.9%
 elverkningsgrad: 34.5%
 alfa-värde: 0.71

totalverkningsgrad
 för gasturbin och
 avgaspanna: 82.9%



Figur 8. Sammanställning av data

4.5 Komplettering av ångturbin TG8 med kondenssteg

4.5.1 Max ångflöde 220 ton/h

Detta alternativ är anpassat till en komplettering av panna P11 enligt 4.3.3.

Max ångproduktion i detta fall är grovt sett 50 å 60 ton/h i panna P12 (med barkeldning) och 220 ton i P11. Processångbehovet förutsätts i stort sett tillgodoses via P12, och det nya kondenssteget dimensioneras med andra ord för 220 ton/h.

Följande data ansätts för kondenssteget:

p inlopp	4 bar
t utlopp	30-35°C
P el	30 MW

Max eleffekt i TG8 antas bli 44 MW (motsv, ca 270 ton ånga/h).

4.5.2 Max ångflöde 280 ton/h

Detta alternativ är anpassat till ångproduktion i en ny avgaspanna enligt 4.4, samt befintlig panna P12.

Max ångproduktion i detta fall är grovt sett 50 å 60 ton/h i P12 (med barkeldning) och 280 ton i den nya avgaspannan. Processångbehovet förutsätts i stort sett tillgodoses via P12, och det nya kondenssteget dimensioneras med andra ord för 280 ton/h.

Följande data ansätts för kondenssteget:

p inlopp	4 bar
t utlopp	30-35°C
P el	35,5 MW

Max eleffekt i TG8 antas bli 54 MW (märkeffekt)

4.6 Sammanställning av data för studerade alternativ

	P12 + gas- turbin	P11 barkugn gasturbin	P11 + gas- turbin	Ny avgaspanna + gasturbin	
Bränsle till gasturbin	17 450	47 100	66 850	252 000	kW
Bränsle till panna bark	46 000	69 000			kW
naturgas		42 000	143 100	110 000	kW
Summa bränsle	63 450	158 100	209 950	362 000	kW
Ångproduktion	46 250	119 000	160 150	221 000	kW
Elproduktion i gasturbin	5 500	13 900	21 500	79 000	kW
Totalverkningsgrad	81.6	84.1	86.5	82.9	%
Data inklusive antagen elproduktion i ångturbin					
Elproduktion i ångturbin	-	24 000*	32 800*	46 000	kW
4-bars ånga, effekt	-	94 000	127 000	175 000	kW
Total elverknings- grad	-	24.0	25.9	34.5	%
Alfavärde	-	0.40	0.43	0.71	

*) Värdena proportionerade med det sista fallet

Beträffande data för kondensdriftfallen, se avsnitt 5.

4.7 Naturgassystem

4.7.1 Uppbyggnad i stort

Naturgassystemet kan indelas i två huvuddelar:

- o Högtryckssystem, tryck >4.0 bar
- o Låg- och medeltryckssystem, tryck ≤4.0 bar

Tillstånds- och utförandemässigt ställs något olika krav beroende på om trycket är över respektive under 4.0 bar. Se vidare kapitel 7.

Det kan också vara naturligt att se en indelning i gasdistributörens system respektive anläggningsägarens system. Skiljelinjen däremellan är vanligtvis fastighetsgränsen.

I grova drag är systemet uppbyggt enligt följande:

I det s.k stamledningsnätets huvud- och grenledningar transporteras gasen genom landet. Systemtrycket är normalt max 80 bar. I slutet av respektive grenledning sitter en s.k M/R-station (mät- och reducerstation) där trycket sänks till 4 bar. Efter M/R-stationen vidtar det lokala distributionsnätet för försörjning av enskilda förbrukare. I vissa fall har man valt ett högre tryck än 4 bar efter M/R-stationen, t.ex 10 eller 16 bar. Motivet i dessa fall är normalt att stora kvantiteter gas skall fördelas från M/R-stationen till en separat förbrukare. En kostnadsbesparing kan då uppnås genom att högre systemtryck än 4 bar väljs för denna ledning trots att hårdare krav ställs på utförandet.

I Skoghallsfallet är några olika alternativ möjliga:

- o Matning sker från en separat M/R-station i anslutning till verket. Utgångstrycket kan vara 4 bar eller högre.
- o Matning sker från en stor M/R-station avsedd för försörjning av både Karlstadsområdet och Skoghallsverket. Systemtryck kan vara 4 bar, eller högre (om en separat fördelningsledning i högtrycksförande anläggs.)

För ledningskostnadsberäkningen som redovisas i avsnitt 6 har antagits att trycket i leveranspunkten (d.v.s Skoghalls fastighetsgräns) är ca 4 bar. Om högre eller lägre tryck blir aktuellt kan en viss kostnadsförändring uppstå. Detta ger dock en försumbar inverkan på den totala kostnaden.

Ledningslängden inom verket har bedömts till 1 300 m.

Mätning av levererad gasvolym sker med s.k turbinmätare. Levererad energimängd beräknas av en elektronisk kompenseringsenhet som antingen är placerad i M/R-stationen, eller i separat byggnad i anslutning till verket. Utrustningen ägs av gasdistributören.

4.7.2 Gasledningsteknik

4.7.2.1 Gasledning i mark

För systemtryck upp till 4 bar och dimension max DN200 används i första hand plastledningar i s.k PE (polyeten). Läggning och användning av denna typ av ledning är i regel det mest kostnadseffektiva där så är möjligt, och tekniken är väl beprövad i Västeuropa och Sverige.

Vid större dimensioner och/eller högre tryck läggs stålledning. Materialet bör vara tryckkärslrör med helsvetsade skarvar. Korrosionsskydd sker med utvändigt coating och vanligtvis också s.k katodiskt skydd som åstadkoms med påtryckt likström.

Av såväl kostnads- som säkerhetsmässiga skäl bör ledningen så långt det är möjligt förläggas i grönytor. Vid förläggning i asfalt väljs företrädesvis mindre trafikerade sträckningar. Vid vissa känsliga passager, t.ex korsning med järnvägsspår, kan det krävas att ledningen läggs med ett utvändigt skyddsrör.

4.7.2.2 Gasledning ovan mark och inomhus

För dessa ledningar tillåts uteslutande stålmaterial. I större installationer skall rören vara av tryckkärlskvalitet, t.ex SS 1330 eller St. 35.8/l. Vid utomhusförläggning skall materialet vara lämpligt för de låga temperaturer som råder vintertid. I vissa industrianläggningar har även rostfria rör, t.ex i kvalitet SS 2333 eller 2343 använts.

Rörledningen är normalt svetsad, med anslutande förband i form av fläns. (Gänga tillåts t.o.m DN50). Upphängningar och stöd utförs lämpligen enligt SSG-standard. Ytbehandling utförs med hänsyn till aktuell miljöklass.

4.7.3 Gasbrännarutrustning

Gasbrännare skall vara försedda med erforderlig säkerhetsutrustning och reglerautomatik, så att en störningsfri drift utan olycksrisk kan garanteras. De grundläggande kraven finns uppställda i Svenska Gasföreningens Naturgasmanual, volym 5. (Se vidare avsnitt 7).

Gasdistributören ansvarar i normalfallet för att dessa krav är uppfyllda innan anläggningen tas i drift. En enskild storförbrukare kan också påta sig det fullständiga ansvaret för anläggningens säkerhet utan att gasdistributören blir inkopplad. Godkännande av en sådan förbrukares installation sker då av den lokala byggnadsnämnden i samråd med Sprängämnesinspektionen. (Se vidare avsnitt 7.5).

4.7.4 Gastillförsel till gasturbiner

Erfarenheten av naturgasdrivna gasturbiner i Sverige är idag mycket begränsad. Under 1988 beslutade Svenska Gasföreningen i samråd med industrirepresentanter och Sprängämnesinspektionen, att följande bör gälla beträffande de säkerhetstekniska kraven på gastillförselsystemet:

- o Tills vidare utformas systemen enligt relevanta normer i andra länder, i första hand följande:
 - NFPA 37 (USA)
 - Gasreglementet B-40 (Danmark)
- o De säkerhetsmässiga ansvaret för installationen, "föreståndareansvaret", ligger hos anläggningsägaren. Naturgasdistributören förutsätts, åtminstone i ett inledningsskede inte ha den kompetens som fordras för att påta sig detta ansvar.

Matning av gasbränsle till gasturbiner måste ske vid ett förhållandevis högt tryck. Samtliga de studerade gasturbinerna har ett brännkamartryck i intervallet 12-15 bar. Detta medför att gastillförseln måste ligga på minst 10-20 bar. Om det trycket kan erhållas direkt från naturgasnätet förenklas och förbilligas gasturbininstallationen. Ett så högt leveranstryck kan emellertid innebära avsevärda kostnadsökningar i distributionsnätet, och kan inte tas för givet. I kostnadssammanställningen, avsnitt 6, har därför antagits att en bränslegaskompressor för höjning av gasttrycket från ca 1-4 bar upp till 15-20 bar installeras. Om denna kompressor inte krävs kan en besparing motsvarande ca 10% av kostnaden för gasturbinenheten göras.

5. PRODUKTIONSDATA PÅ ÅRSBASIS

Med hänsyn till dagens ångbehov inom Skoghallsverket, se avsnitt 2.3, och de produktionskapaciteter som redovisas för de olika systemen i avsnitt 4.6 kan man konstatera följande:

Endast alternativet P12 + gasturbin kan tillämpas med realistisk utnyttjningstid under beaktande av de produktionsförhållanden som råder i Skoghall idag. De övriga kraftvärmealternativen kan i första hand ses som framtida möjligheter att åstadkomma ökad elproduktion genom komplettering av befintlig utrustning. Denna framtida utökade elproduktion förutsätter ett större ångbehov i anläggningen än vad som finns idag. (Alternativt en förändring på massaproduktionssidan).

Om en omställning sker till ren kondensproduktion under vissa delar av året kommer även de större ångmängder (200-300 ton/h) som kan produceras via komplettering av P11 med en gasturbin, eller en större gasturbin och en ny avgaspanna, att kunna utnyttjas i den befintliga ångturbinen TG8.

5.1 Produktionsdata, P12 + gasturbin

Bränsleanvändningen inom anläggningen redovisas i figur 2, avsnitt 2.3.2.

Barkförbrukningen i P12 uppgår årligen till drygt 200 GWh. Bränslebelastningen vid märkeffekt 50 ton/h, och enbart barkeldning, är ca 26 ton bark/h. Detta motsvarar ca 46 MW bränsleeffekt.

Utnyttjningstiden för barkpannan är följaktligen ca 4 400 h/år.

Vid komplettering med en gasturbin enligt avsnitt 4.2 stiger max ångproduktion till 60 ton/h.

Tillkommande energi motsvarar det som utvinns ur gasturbinens avgaser i pannan. Denna energimängd täcks idag genom oljeeldning.

Olja eldas enligt figur 2 företrädesvis under "eldningssäsongen". Sommartid används endast små mängder olja. Exakt vilken anpassning som finns mellan barkeldning och oljeeldning är svårt att klarställa i detalj. Oljan eldas emellertid i så stor omfattning att en rimlig ansats kan vara följande:

Utnyttjningstiden för det effekttillskott som erhålls vid kombination med en gasturbin, och därmed för elproduktionen i gasturbinen, antas vara samma som för barkpannan, d.v.s ca 4 400 h/år.

Följande produktionsvärden erhålls:

o	elproduktion	24 200	MWh
o	ökad ångproduktion	41 000	MWh
o	ersatt oljemängd	45 600	MWh
	ersatt oljemängd	4 200	m ³ Eo*
o	naturgasförbrukning	76 800	MWh

* Ca 30% av Skoghalls årsförbrukning av olja.

5.2 Produktionsdata kondensdrift

5.2.1 Allmänna förutsättningar

Kondensdriften förutsätts ske under 4500 h/år.

Behovet av mottrycksånga förutsätts motsvara den mängd som produceras med bark i panna P12 idag, samt dessutom en stor del av den mängd energi som idag tillförs anläggningen som olja. Som ett rimligt värde antas att ånga motsvarande 75% av dagens oljeförbrukning (se 2.3.1 och figur 2) går till processen.

75% av oljeförbrukningen är ca 114 000 MWh brutto (ca 10 600 m³) vilket kan antas motsvara ca 136 000 ton ånga/år. Denna mängd undantas från underlaget för elgenerering i kondensstegen. Däremot förutsätts att 114 000 MWh brutto olja ersätts med naturgas.

Den mängd ånga som genereras via barkeldning i P12 förutsätts i princip gå utslutande till processbehov, och bidrar inte till elproduktionen i kondensstegen. Denna bränslemängd antas inte heller belasta kostnadskalkylen för elproduktionen.

5.2.2 Kondenssteg för 220 ton/h

För kombinationen gasturbin och panna P11 gäller siffror enligt 4.6:

Naturgas till gasturbin	67 MW netto
Naturgas till P11	143 MW brutto
Elproduktion i gasturbin	21.5 MW el

För ångturbinerna gäller enl. 4.5.1:

TG8	44 MW el
Kondenssteg	30 MW el

(30 MW i kondenssteget produceras med 220 ton ånga/h)

Årlig drifttid ansätts till 4500 h/år.

Årsvärden blir enligt följande:

Elproduktion

Gasturbin	98 000 MWh
TG8	198 000 MWh
Kondenssteg	116 000 MWh *
totalt	412 000 MWh

* Reducerat m.h.t den ångmängd som idag produceras med olja (136 000 ton/år) och som även här förutsätts gå till processbehovet.

Naturgasförbrukning:	945 000 MWh
Ersatt oljemängd:	114 000 MWh

5.2.3 Kondenssteg för 280 ton/h

För ny avgaspanna och gasturbin gäller siffror enligt 4.6:

Naturgas till gasturbin	252 MW brutto
Naturgas till avgaspanna	110 MW brutto

Elproduktion i gasturbin	79 MW el
--------------------------	----------

För ångturbinerna gäller enligt 4.5.2:

TG8	54 MW el
Kondenssteg	33,5 MW el

(33.5 MW el i kondenssteget produceras med 280 ton ånga/h).

Årlig drifttid 4500 h/år.

Årsvärden blir enligt följande:

Elproduktion

Gasturbin	355 000 MWh
TG8	243 000 MWh
Kondenssteg	142 000 MWh*
Totalt	740 000 MWh

* Reducerat m.h.t ersatt oljemängd (jmf. 5.2.2.).

Naturgasförbrukning	1 630 000 MWh
Ersatt oljemängd	114 000 MWh

6. KOSTNADSBEDÖMNING

De kostnadsuppskattningar som redovisas nedan baseras på:

- o Generella kostnadsdata för gasturbiner av de olika aktuella typerna och installation av gasturbinbaserade system.
- o Kontakter med pannleverantören (nu Götaverken) betr. panna P12.
- o Budgetoffert från 1984 för ombyggnad av panna P11 till barkeldning, uppräknad med hänsyn till ökad kostnadsnivå.
- o Kontakter med ABB betr. kondensångturbiner
- o Kostnadsnivå 1988.

Av de olika bedömningarna är noggrannheten störst för fallet panna P12 + gasturbin, medan kostnaderna för de övriga fallen får anses vara mindre väl underbyggda.

Observera att de redovisade kostnaderna inte baseras på aktuella budgetofferter för ombyggnad och komplettering av befintliga pannor. Osäkerheten i siffrorna är med andra ord generellt sett relativt stor, framförallt på pannelsidan, och de bör i första hand ses som en kostnadsindikation. Skall lönsamheten för ett eller flera alternativ klarställas med erforderlig säkerhet måste underlag i form av budgetofferter tas in.

6.1 Panna P12 + gasturbin

Gasturbinmodul	14.0	Mkr
Kringutrustning, gaskompressor och elutrustning	2.9	Mkr
Montagearbeten på plats; el, bygg, mark	3.5	Mkr
Komplettering av panna, nya ytor, kanaler etc	7.0	Mkr
Gasledning i mark inom området	0.8	Mkr
Osäkerhet	2.8	Mkr
Projektkostnader	1.5	Mkr
<u>Summa</u>	<u>32.5</u>	<u>Mkr</u>

6.2 Panna P11 + barkugn + gasturbin

Gasturbinmodul	33.0	Mkr
Kringutrustning, gaskompressor och elutrustning	7.0	Mkr
Montagearbeten på plats; el, bygg, mark	8.0	Mkr

Barkugn	62.0	Mkr
Extern kokaryta	5.0	Mkr
Brännare, kanaler	5.0	Mkr
Gasledning i mark inom området	1.0	Mkr
Osäkerhet	12.0	Mkr
Projektkostnader	3.0	Mkr
<u>Summa</u>	<u>136.0</u>	<u>Mkr</u>

6.3 Panna P11 + gasturbin

Gasturbinmodul	43.0	Mkr
Kringutrustning, gaskompressor och elutrustning	9.0	Mkr
Montagearbeten på plats; el, bygg, mark	11.0	Mkr
Extern kokaryta	6.5	Mkr
Brännare, kanaler	7.5	Mkr
Gasledning i mark inom området	2.0	Mkr
Osäkerhet	8.0	Mkr
Projektkostnader	3.0	Mkr
<u>Summa</u>	<u>90.0</u>	<u>Mkr</u>

6.4 Ny avgaspanna + gasturbin

Gasturbinenhet	106.0	Mkr
Kringutrustning, gaskompressor, och elutrustning	21.0	Mkr
Montagearbeten på plats; el, bygg, mark	30.0	Mkr
Ny avgaspanna	125.0	Mkr
Gasledning i mark inom området	2.0	Mkr
Osäkerhet	28.0	Mkr
Projektkostnader	3.0	Mkr
<u>Summa</u>	<u>315</u>	<u>Mkr</u>

6.5 Kondensångturbiner

- o 30 MW (220 ton/h)

Mekanisk utrustning	40.0 Mkr
Övrigt (bygg etc)	5.0 Mkr
Summa	45.0 Mkr

- o 35,5 MW (280 ton/h)

Mekanisk utrustning	46.0 Mkr
Övrigt (bygg etc)	6.0 Mkr
Summa	52.0 Mkr

6.6 Drift- och underhållskostnad

En noggrann uppskattning av denna kostnad kräver en uppdelning i fasta och rörliga delar, där den fasta kostnaden består av t.ex personal, och den rörliga av driftskostnad för hjälpsystem, planerade och planerade underhållsåtgärder etc. Schablonmässigt brukar dock kostnaden kunna uttryckas som en fix andel av investeringskostnaden per år. Nedan anges en sådan kostnadsbedömning för de aktuella anläggningarna, med beaktande av att den tillkommande driftspersonalkostnaden i stort sett är försumbar. Gasturbiner är nämligen generellt sett inte speciellt underhållskrävande, och driften kan automatiseras i mycket stor utsträckning. Den nya systemen antas därför kunna installeras utan utökad personalstyrka.

Schablonmässig drift- och underhållskostnad:

- o För installation av gasturbin i kombination med befintlig panna:
 - gasturbin: 2% av investeringskostnaden för turbinen per år
 - panna: ingen kostnadsökning jämfört med dagens situation

- o För gasturbin + ny avgaspanna:
 - 1.5% av investeringen per år

6.7 Elproduktionskostnad

6.7.1 P12 + gasturbin

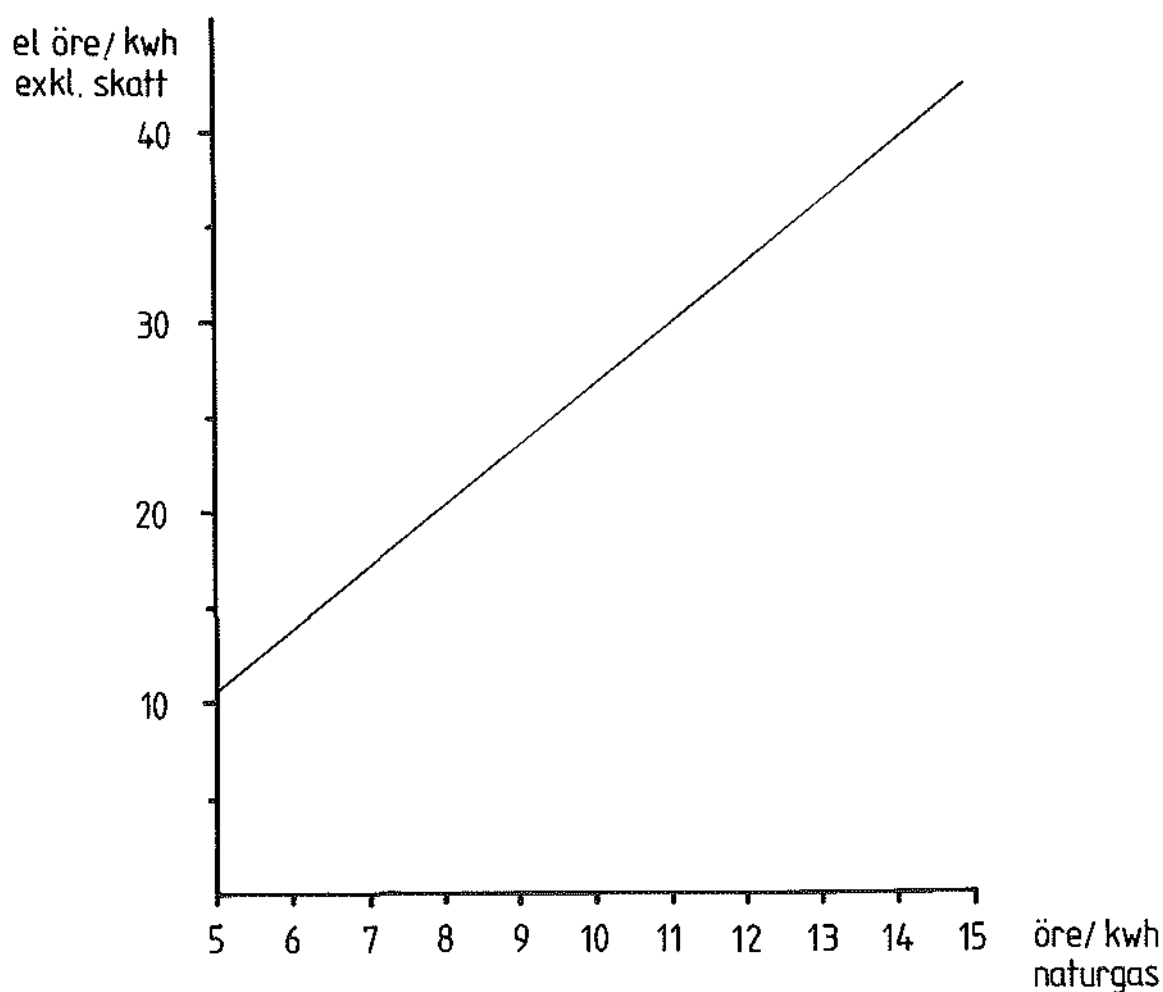
Med underlag i de uppgifter som lämnats i kapitel 5 samt 6.1 och 6.5 kan en beräkning av elproduktionskostnaden göras för fallet panna P12 + gasturbin. (För de övriga kraftvärmefallen görs ingen beräkning, med hänsyn till att årliga produktionssiffror inte kan härledas ur statistik för dagens förhållanden inom anläggningen).

Förutsättningarna antas vara följande:

- o naturgasförbrukning 76 800 MWh/år
- o elproduktion 24 200 MWh/år
- o tillkommande ångproduktion 41 000 MWh/år
- o oljebesparing Eo5 4 200 m³/år
- o oljepris 1 600 kr/m³
- o kapitalkostnad annuitet 0.10
- ger per år 3.25 Mkr/år

- o Dou-kostnad
2% av 20.4 Mkr 0.4 Mkr/år
(andel av investering för
gasturbin)
- o naturgasskatt
2.85 öre/kWh för den andel
av förbrukningen som går
till värmeproduktion,
ger per år 1.375 Mkr

Elproduktionskostnaden enligt detta, uttryckt i öre/kWh exklusive elskatt och vid olika gaspris framgår av följande:



Figur 9 Elproduktionskostnad, öre/kWh exklusive elskatt vid olika gaspris.

6.7.2 Kondenssdrift

6.7.2.1 P11 + gasturbin, 30 MW kondenssteg

Följande förutsättningar antas:

o	naturgasförbrukning	945 000	MWh/år
o	elproduktion	412 000	MWh/år
o	oljebesparing Eo5	10 600	m ³ /år
o	oljepris	1 600	kr/m ³
o	kapitalkostnad annuitet ger pr år	0.10 13.5	Mkr/år
o	DoU-kostnad		
	2% av 65 Mkr (andel av inv. för mekanisk utrustning gasturbin + ångturbin)	1.3	Mkr/år
o	Naturgasskatt		
	2.85 öre/kWh för den andel av förbrukningen som går till värmeproduktion (processånga)	2.6	Mkr/år

Elproduktionskostnaden enligt detta vid olika gaspris framgår av följande (såväl elproduktionskostnad som naturgaskostnad exklusive skatt):

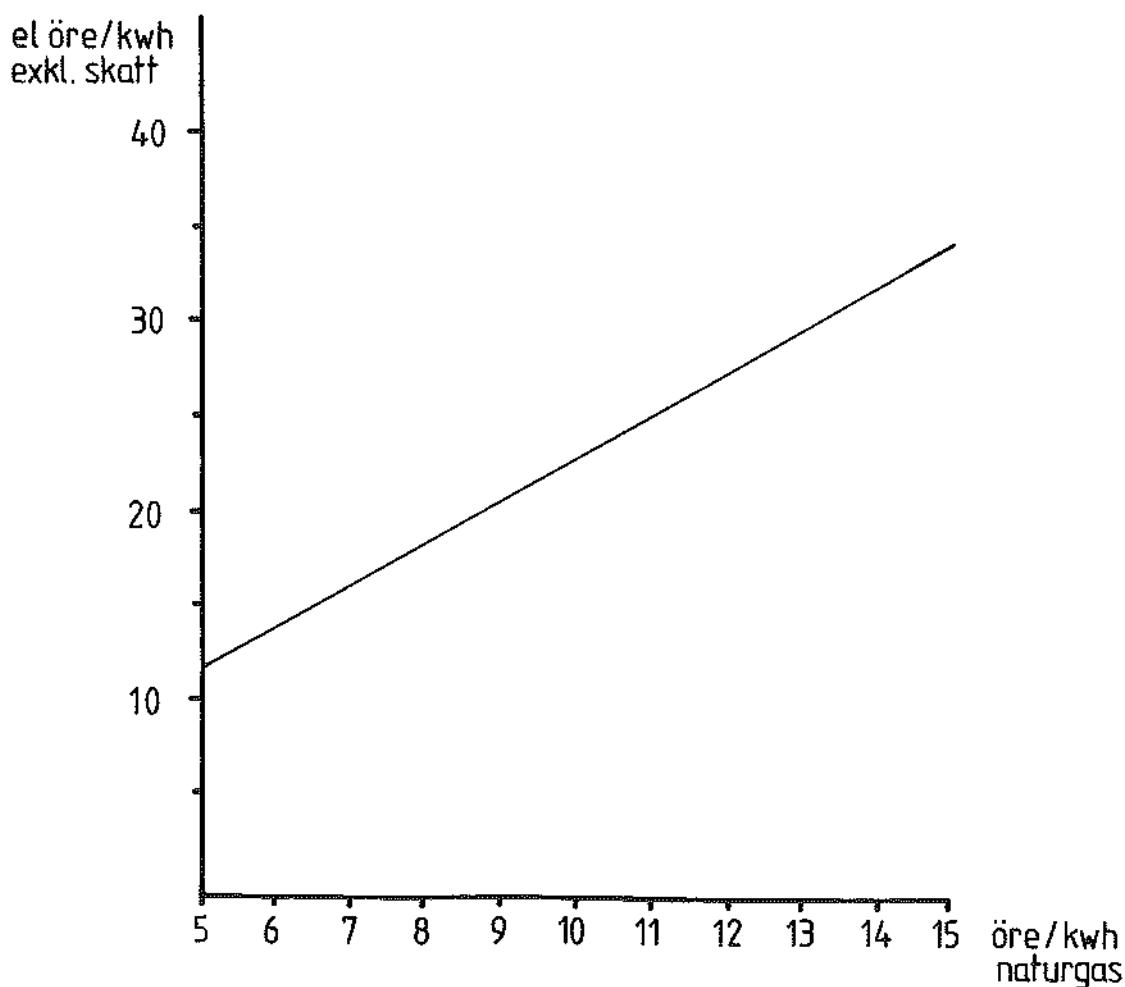


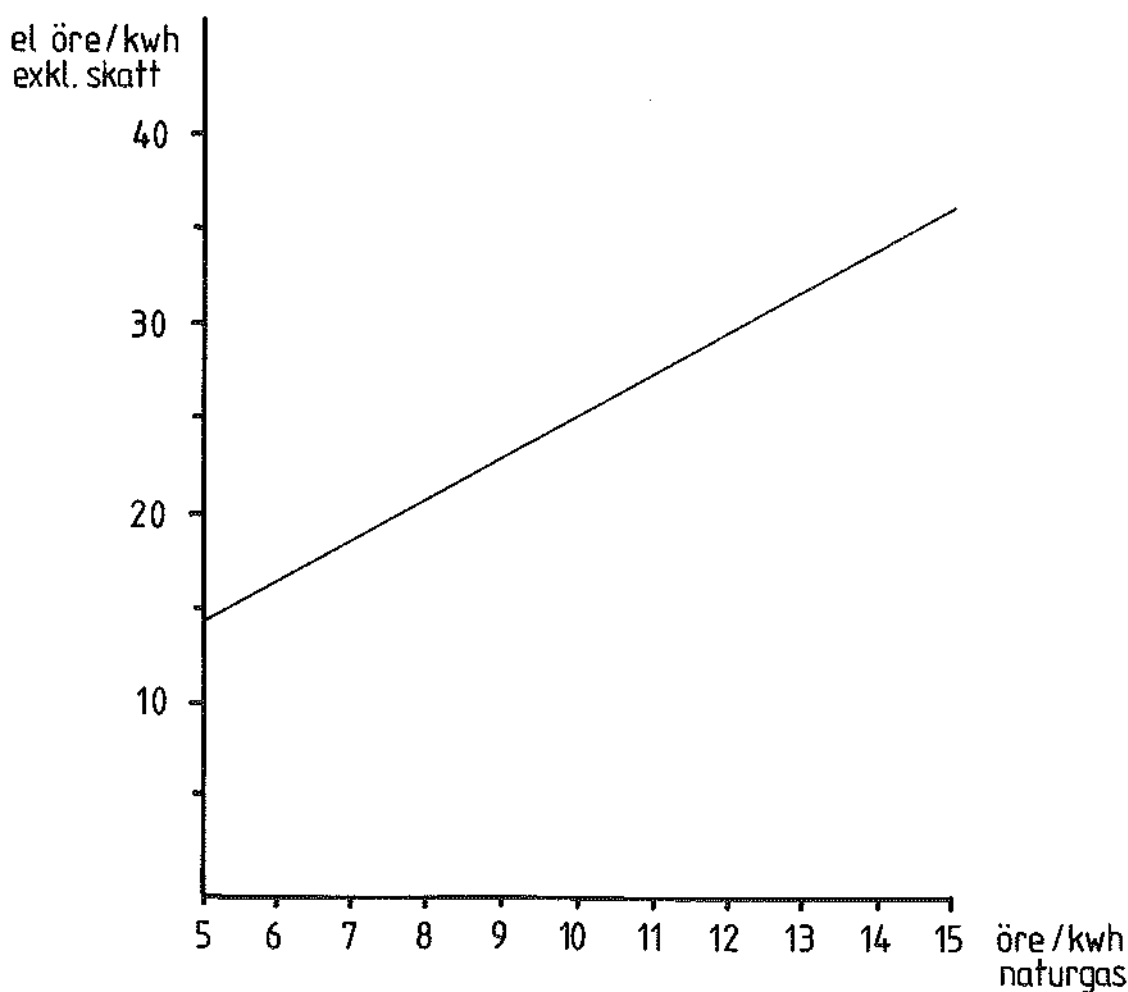
Fig. 10 Elproduktionskostnad, öre/kWh exklusive elskatt vid olika gaspris.

6.7.2.2 Gasturbin + ny avgaspanna, 35.5 MW kondenssteg

Följande förutsättningar antas:

o	Naturgasförbrukning	1 630 000	MWh/år
o	Elproduktion	740 000	MWh/år
o	Oljebesparing Eo5	10 600	m ³ /år
o	Oljepris	1 600	kr/m ³
o	Kapitalkostnad annuitet per per år	0.10 36.7	Mkr/år
o	DoU-kostnad 2% av 130 Mkr (andel av inv. för mek.utv. gasturbin + ångturbin)	2.6	Mkr/år
o	Naturgaskraft 2.85 öre/kWh för den andel av förbrukningen som går till värme- produktion (processånga)	2.6	Mkr/år

Elproduktionskostnaden enligt detta vid olika gaspris framgår av följande (såväl elproduktionskostnad som naturgaskostnad exklusive skatt):



Figur 11 Elproduktionskostnad, öre/kWh exklusive elskatt vid olika gaspris.

7. ANVÄNDNING AV NATURGAS, BESTÄMMELSER OCH ANSVAR

Nedanstående text är i stort sett en förkortad version av den information som lämnas i "Industriell Naturgasteknik" utgiven av STU, information nr 702-1988. För den fullständiga texten hänvisas till denna skrift.

7.1 Allmänt

Anläggning och utformning av naturgassystem berörs av ett stort antal lagar, föreskrifter och normer. Dessa redovisas kortfattat nedan.

Inledningsvis erinras om att:

- o lagar stiftas av riksdagen
- o förordningar utfärdas av regeringen

Lagar och förordningar är oftast ganska allmänt hållna. Därför ger regeringen uppdrag till en s.k föreskrivande myndighet att meddela:

- o föreskrifter
- o allmänna råd

Föreskrifter är bindande; den som ej följer dem kan straffas av allmän domstol. Allmänna råd (som ibland kallas kommentarer) är ej bindande utan tjänar endast som vägledning om hur kraven i en föreskrift kan uppfyllas.

De delar av det svenska naturgasnätet vari systemtrycket är högre än 4 bar ö benämns högtryckssystem. För dessa ledningar finns såväl bestämmelser om den rent tekniska utformningen som bestämmelser av samhällsplaneringskaraktär.

7.2 Planmässiga bestämmelser

7.2.1 Systemtryck över 4 bar

För att få bygga och begagna en gasledning med systemtryck över 4 bar ö och mer än två mil lång, måste ledningsägaren ha koncession (tillstånd) enligt rörledningslagen. Samhället har genom denna lag givits möjlighet att pröva tillkomsten och sträckningen av mer omfattande rörledningar.

Koncession enligt rörledningslagen innebär att ledningsprojektet får genomföras under förutsättning att vissa villkor uppfylls. Dessa villkor syftar till att tillgodose såväl allmänna intressen som markägarintressen.

Ansökan om koncession inges till Statens energiverk.

För ledningar kortare än två mil och med systemtryck över 4 bar ö, krävs tillstånd från kommunen enligt **Förordningen om brandfarliga varor**. Om ledningen går igenom minst två kommuner krävs tillstånd från länsstyrelsen.

7.2.2 Systemtryck under 4 bar

Normalt krävs inte byggnadslov för distributionsledningar. I de fall kommunen ej själv är distributör sluts avtal mellan distributören och kommunen i vilket formerna för samråd med exempelvis fastighetsbildningsmyndighet och gatukontor fastslås.

För ledningar på annan mark än kommunens krävs ledningsrättsavtal med markägaren.

Ovanmarkanläggningar, t.ex. mät- och reglerstationer, är byggnadslovspliktiga.

7.3 Bestämmelser rörande teknisk utformning

Naturgas är brandfarligt och regleras därför av **Lagen (1975:69) om brandfarliga och explosiva varor**, via **Förordningen om brandfarliga varor**, SFS 1961:568 (omtryckt 1984:196, ändrad 1985:1109).

Till denna förordning har utfärdats tillämpningsföreskrifter. Det är **Sprängämnesinspektionen (SÄI)** som är den föreskrivande myndigheten. Innan SÄI blev självständig myndighet har dock andra myndigheter haft detta uppdrag, vilket namnen på en del av dessa föreskrifter också antyder. Således utfärdades tillämpningsföreskrifter

intill 1973-06	av Kommerskollegium (KK)	i KFsA
1973-07 till 1981-06	av Statens industriverk (SIND)	i SIND-FS
1981-07 till 1983-10	av Sprängämnesinspektionen (SÄI)	i SIND-FS
och efter 1983-11	av Sprängämnesinspektionen (SÄI)	i SÄIFS

Bland de tillämpningsföreskrifter som hör till **Förordningen om brandfarliga varor** finns **SÄIFS 1987:2** samt **SIND-FS 1981:2** med ändringen **SÄIFS 1983:1** vilka behandlar systemtryck över 4 bar ö respektive under 4 bar ö.

7.3.1 Systemtryck över 4 bar

Tillämpningsföreskrifterna SÄIFS 1987:2 syftar till att garantera en viss säkerhetsnivå för högtryckssystemet, och ger även vissa anvisningar om hur denna nivå skall uppnås.

Naturgassystemnormerna (NGSN), utgivna av Svenska Gasföreningen och Tryckkärtskommisionen, ger mer konkreta anvisningar om godtagbara tekniska lösningar för den säkerhetsnivå som avses i föreskriften SÄIFS 1987:2.

7.3.2 Systemtryck under 4 bar

I **SÄIFS 1983:1** undantas distributionssystem för naturgas, stadsgas och gasol i gasfas från tillstånd, enligt Förordningen om brandfarliga varor, om gastrycket uppgår till högst 4 bar. Detta dock under vissa förutsättningar, däribland att anläggning, drift och kontroll av distributionsystemet sker enligt regler som utarbetats i samråd med SÄI. Sådana regler finns i Svenska Gasföreningens **Naturgasmanual**.

Naturgasmanualen består 1988 av följande fem delar:

1. Allmän del
2. Ledningsnät
3. Reglerstationer
4. Installationer I
5. Installationer II

En omredigering av Naturgasmanualen kommer att ske under 1989, varför ovanstående indelning kan komma att förändras. Sakinnehållet blir dock i princip oförändrat.

Distributionsnät

Del 2 i Naturgasmanualen ger utförliga anvisningar om nätets tekniska standard och utförande, bl a genom hänvisningar till MARK-AMA, RN 78 och olika standards (SS, SMS, DIN), som därigenom vävs in i bestämmelserna för naturgas-system.

Installationer

Då en vara som naturgas förs in på en arbetsplats är det normalt Arbetskyddsstyrelsen (ASS) som utfärdar anvisningar. För att undvika att naturgas dubbelregleras har dock SÄI och ASS överenskommit om att det enbart är SÄI:s regler och därmed Naturgasmanualen som skall gälla i fråga om det rent gastekniska utförandet.

På samma sätt som för distributionsnät hänvisar Naturgasmanualen ofta till andra normer och standarder vad gäller exempelvis utförande och materialval för installationer. Så hänvisas t.ex till SBN för pannrums utformning och till SMS och DIN för rörmaterial. De viktigaste av dessa generella normer torde vara:

- o SBN 80 (Svensk Byggnorm)
- o VVN I (Varmvattennorm I)
- o VVN II (Varmvattennorm II)
- o ÅPN (Ångpannenormer)
- o STEV-FS 1988:1 (Starkströmsföreskrifter)

(Det normsystem som ovan nämnda normer utgör delar av är under omarbetning och ändringar kan komma att ske inom en nära framtid).

Ett generellt krav är att all installerad utrustning skall vara godkänd av gasbranschen för de gaskvaliteter och trycknivåer den är avsedd för. Godkännande av två slag ges av Svenska Gasföreningen:

- o **Gastekniskt typgodkännande** som branschen obligatoriskt kräver för gasarmatur, gasapparater och brännare av standardkaraktär och med effekt upp till 120 kW för atmosfärsbrännare och 350 kW för fläktbrännare. Detta godkännande bygger på specificerad konstruktionsmässig bedömning vid av Svenska Gasföreningen godkänd provningsinstitution.
- o **Systemgodkännande**; gäller för brännare med tillhörande utrustning och med effekt överstigande 120 kW för atmosfärsbrännare och 350 kW för fläktbrännare samt för enstaka objekt av icke-standard karaktär. Systemgodkännande utfärdas av systemgranskare utsedd av Svenska Gasföreningen. Detta godkännande baseras på tillämpliga svenska provningsnormer och på utländska typgodkännanden. Man kan utgå ifrån att det är i första hand denna typ av godkännande som är aktuellt för industrianläggningar av mer komplicerad karaktär.

I Naturgasmanualen kapitel 4.1 ges anvisningar om rollspelet mellan gasanvändare, distributör, installatör och myndigheter.

7.4 Övriga aktuella lagar och bestämmelser

Naturgasinstallationernas utformning kan också komma att påverkas av

- o arbetsmiljökrav
- o emissionskrav
- o krav på beredskapslagring
- o räddningstjänstkrav
- o "fastbränslekrav"

7.5 Sprängämnesinspektionens krav på gasdistributören

I avsnitt 7.3.2 ovan nämns att distributionsystem för naturgas undantas från kravet på tillstånd i varje enskilt fall enligt Förordningen om brandfarliga varor.

Förutsättningen är att:

- Distribution av gasen sker från en central enhet till flera förbrukare.
- Ett distributionsföretag svarar för att distributionssystemet är utformat och används på ett korrekt sätt.
- En s.k föreståndare, med det säkerhetsmässiga ansvaret för systemet, utses enligt vad som föreskrivs i Förordningen om brandfarliga varor. Föreståndaren är anställd hos gasdistributören.

I begreppet distributionssystem omfattas vanligtvis samtliga delar av naturgassystemet, t.o.m gasbrännaren ("lågan"). Gasturbiner, inklusive eventuella kompressorer, ingår dock inte enligt vad som tidigare nämnts (avsnitt 4.7.4).

Om en större industrikund helt självständigt vill svara för anläggningens utformning och drift, utan "insyn" av gasdistributören, skall tillstånd sökas hos den lokala byggnadsnämnden för naturgasanläggningen. Sprängämnesinspektionen är remissinstans vid byggnadsnämndens granskning. Industrin måste själv tillsätta en föreståndare för anläggningen, enligt kravet i Förordningen om brandfarliga varor. För gasturbinanläggningar krävs f.n alltid att anläggningsägaren har en egen föreståndare.