



STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

Naturgasbaserade kraftvärmeverk för fjärrvärmeproduktion - tekn. och ekon. aspekter

Bjarne Norén
Tord Torisson

Naturgasbaserade kraftvärmeverk för fjärrvärmeproduktion — tekn. och ekon. aspekter

Bjarne Norén,
Tord Torisson, LTH, Inst för Värme och Kraftteknik

<u>INNEHÅLLSFÖRTECKNING</u>	<u>Sid.</u>
1. <u>INLEDNING</u>	1
2. <u>NATURGAS SOM BRÄNSLE FÖR GASTURBINER OCH GASMOTORER</u>	3
3. <u>SAMMANSTÄLLNING AV LÄMPLIGA GASTURBINER OCH GASMOTORER</u>	6
3.1 GASTURBINER	6
3.2 GASMOTORER	9
4. <u>INPLACERING I FJÄRRVÄRMENÄT</u>	12
5. <u>METODIK FÖR EKONOMISK UTVÄRDERING AV GASDRIVNA KRAFT- VÄRMEVERK</u>	15
5.1 INLEDNING	15
5.2 TEKNISKA GRUNDFÖRUTSÄTTNINGAR	16
5.3 EKONOMISKA GRUNDFÖRUTSÄTTNINGAR	17
5.4 BERÄKNINGSMETOD	23
5.4.1 ANNUITETSMETODEN	24
5.4.2 CASH-FLOWKALKYL	25
5.4.3 RESULTAT OCH FINANSIERINGSKALKYL	26
5.5 LÖNSAMHETSKRITERIER	28
5.6 PRESENTATION OCH TOLKNING AV RESULTAT SAMT KÄNSLIGHETS- ANALYS	29
5.7 TILLÄMPNINGSEXEMPEL	36
5.7.1 GASTURBINKRAFTVÄRMEVERK $10 \text{ MW}_E / 29 \text{ MW}_Q$	36
5.7.2 GASMOTORKRAFTVÄRMEVERK $1425 \text{ kW}_E / 2420 \text{ kW}_Q$	49
5.7.3 GASTURBINKRAFTVÄRMEVERK	50
6. <u>SLUTSATSER</u>	53
7. <u>REFERENSER</u>	57
APPENDIX 1 GASTURBINER $100 \text{ kW}_E - 25 \text{ MW}_E$	
APPENDIX 2 RESULTAT AV FÖRFRÅGAN TILL GASTURBINLEVERANTÖRER	
APPENDIX 3 GASMOTORER $15 \text{ kW}_E - 2138 \text{ kW}_E$	
APPENDIX 4 EKVATIONER FÖR ANNUITETSMETODEN	

INLEDNING

Utredningen syftar till att kartlägga om ett gasdrivet kraftvärmeverk, kopplat till fjärrvärme, ekonomiskt kan konkurrera med andra värme-produktionsalternativ.

Förutom begränsningen att den producerade värmen skall användas till fjärrvärme har det förutsatts att kraftvärmeverken utgöres av enkla processer (gasturbin - eller gasmotorer) och ej sk kombinerade processer, där t ex en gasturbin kombineras med ångkraft och/eller en värmepumpsprocess.

Utredningen börjar med att identifiera lämpliga turbiner och motorer, som går att driva med naturgas. När sålunda det tekniska systemet definierats till sitt innehåll, återstår det att välja dess kapacitet på ett sådant sätt att systemet såväl tekniskt som ekonomiskt passar ihop med det aktuella fjärrvärmesystemet. Därvid måste hänsyn tagas till värmeförbrukningens variation över året, fjärrvärmenätets temperatur-nivå samt eventuella befintliga värmeproduktionsenheter.

När kraftvärmeverkets kapacitet fastlagts kan investeringskostnaden beräknas. Därvid har kontakt tagits med ett antal leverantörer, liksom också med några värmeverk för uppskattning av kringkostnader i samband med anslutning till el-, gas och fjärrvärmesystem. Även kostnader för underhåll och personal har erhållits från leverantörer. Uppgifter om försäkringskostnader har erhållits från försäkringsbolag.

För att avgöra kraftvärmeverkets lönsamhet måste man dessutom ha kännedom om taxorna för el, gas och fjärrvärme. Dessa är vanligen konstruerade med separat fast och rörlig del. De kan dessutom vara tidsdifferenterade.

För att bedömma lönsamheten har följande metodik utarbetats:

1. Med annuitetsmetoden kartlägges i grova drag lönsamhetsgränserna mellan olika värmeproduktionsalternativ.

Om förutsättningarna är sådana att ett gasbaserat kraftvärmeverk är att föredraga framför andra alternativ för produktion av värme går man vidare till nästa steg, som ger ytterligare ekonomisk information.

2. Det ekonomiska resultatet presenteras år från år i en cash-flow beräkning. Här finns möjlighet att variera taxor och andra parametrar samt studera effekten av detta. Det finns här också möjlighet att studera inverkan av inflationen.

2. NATURGAS SOM BRÄNSLE FÖR GASTURBINER OCH MOTORER

Den danska Nordsjögasen, som enligt planerna kommer till Sverige under hösten 1985, är ett exklusivt bränsle. Att beteckna naturgas som ett exklusivt bränsle baseras på att; bränslepriset (kr/kWh_B) blir högt, gasen har mycket bra förbränningsegenskaper och den är ett mycket rent bränsle. Ett högt naturgaspris är givetvis ett hinder för god ekonomi i ett gasdrivet kraftvärmeverk med tanke på de relativt höga investeringskostnaderna för gasturbiner och gasmotorer. Ekonomiska aspekter behandlas emellertid i efterföljande kapitel och här koncentreras intresset på tekniska och miljömässiga aspekter.

Fasta och flytande bränslen måste förgasas innan de kan förbrännas. Eftersom naturgas är i gasform blir förbränningstekniken enklare, vilket innebär att behovet av kringutrustning för bränslehantering blir litet, regleringen blir därmed enkel och anläggningen blir snabbstartad.

Mycket lite sot bildas vid förbränning av naturgas. Detta är givetvis positivt ur emmissionssynpunkt men betyder också att risken för igen-sotning av anläggningens komponenter blir minimal vilket medför att såväl el- som värmeeffekten förblir hög under långa drifttider. Dessutom minskar underhållskostnaderna jämfört med andra bränslen pga liten sotproduktion.

Den danska naturgasen innehåller ytterst lite svavel och spårämnen såsom bly och vanadin. En följd av detta är att risken för högtemperaturkorrosion är minimal. Det låga svavelinnehållet medför dessutom att rökgasernas syradaggpunkt blir väsentligt lägre än för olja. Det höga luftöverskott som normalt tillämpas i gasturbiner och i viss mån även i motorer sänker syradaggpunktstemperaturen ytterligare. Detta medför att rökgastemperaturen kan sänkas betydligt lägre än vid oljeförbränning utan risk för lågtemperaturkorrosion. Den avgivna värmeeffekten i avgasvärmeväxlaren kan bli större och energiutnyttjandet (totalverkningsgraden) bättre. De små korrosionsriskerna i samband med förbränning av naturgas betyder normalt att servicebehovet minskar och därmed också underhållskostnaderna.

Som en direkt följd av att naturgas kemiskt sett består av enkla molekyler blir utsläppen av polyaromatiska kolväten (PAH) betydligt mindre än vid oljedrift. Utsläppen av kolmonoxid blir oförändrade eller något mindre vid naturgasdrift. Mängden oförbrända kolväten i avgaserna kan i motorer förväntas öka något. I gasturbiner förväntas mängden bli oförändrad jämfört med oljedrift. De oförbrända kolvätena omfattar inte bensen och andra aromatiska kolväten vid naturgasförbränning. Det har i ett flertal arbeten påpekats att större utsläpp av formaldehyd kan förväntas vid förbränning av naturgas medan däremot mängden tyngre aldehyder avtar. Några entydiga och säkra resultat har dock ej hittats.

Kväveoxider, NO_x , bildas vid förbränning av alla typer av bränslen där luft används som oxiderande ämne. Naturgas är inget undantag och den bildade mängden vid förbränning i motorer och turbiner blir lika stor eller något mindre som vid förbränning av oljebränslen. Det bör påpekas att mängden NO_x i motoravgaser normalt sett är c:a 10 ggr större än i gasturbinavgaser. Detta beror i huvudsak på högre temperaturer och längre uppehållstid i förbränningszonen i motorer. Ett flertal olika tekniker exempelvis vatteninsprutning och rökgascirkulation kan tillgripas för sänkning av NO_x -emissionerna. Reduktioner med upp till 50 % har observerats.

Med stöd av ovanstående måste naturgas betraktas som ett nära nog idealiskt bränsle för gasturbiner. Omställningen av befintliga anläggningar från olja till gasdrift är enkel och de flesta moderna större gasturbiner är utrustade med dubbelbränslesystem varvid man i vissa kan skifta bränsle automatiskt under drift.

Knackningsmotståndet för gasformiga metanbaserade bränslen är mycket bättre än för bensin. Detta innebär att betydligt högre kompressionsförhållande kan användas i ottogasmotorer vilket ger större effekt och bättre verkningsgrad. Omställningen av en ottomotor från bensindrift till drift med naturgas är enkel då förgasaren endast byts ut mot en blandare.

En fullständig konvertering av en dieselmotor till gasdrift är relativt enkel och innebär att insprutningsanordningen ersätts med en tändanläggning och att kompressionsförhållandet sänks. Kolvar med kaviteter byts ut [1].

Kolvmotorer och gasturbiner får ur tekniska och miljömässiga synpunkter betraktas som mycket lämpliga för naturgasdrift. Någon värdering av vilken typ som är mest lämpad för kraftvärmeproduktion kan ej lämnas med enbart bränslelämplighet som kriterium.

3. SAMMANSTÄLLNING AV LÄMPLIGA GASTURBINER OCH GASMOTORER

3.1 GASTURBINER

Totalt i världen finns c:a 50 st leverantörer av elkraftproducerande gasturbiner. Leverantörernas sortiment varierar men totalt sett finns gasturbiner med generatoreffekter från några få KW_E till c:a 140 MW_E . I appendix 1 redovisas gasturbiner med generatoreffekter från 200 KW_E till 25 MW_E . I tabellen redovisas ett flertal viktiga gasturbinstorheter, exempelvis verkningsgraden. Dessa gäller vid 15°C , utan hänsyn till tryckförluster och de har lämnats av leverantören. De beräknade storheterna; totalutnyttjandefaktorn β , elutbytesfaktorn α och värmeeffekten $\dot{Q}$ lämnas för att visa storleksordningen. Vid ev. ekonomiska beräkningar måste hänsyn tas till tryckförlusternas inverkan på generatoreffekt och verkningsgrad, hjälpkraftbehovet, omgivningstemperaturen och fjärrvärmenätets temperaturprogram.

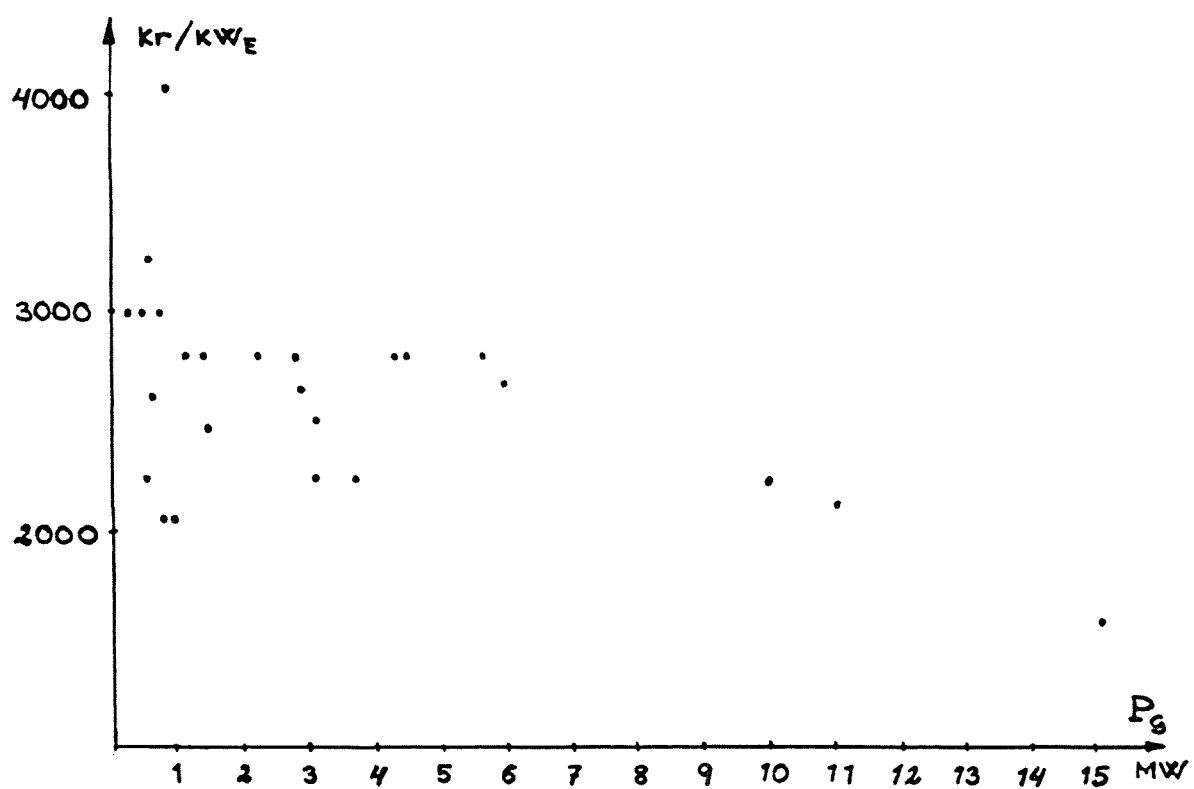
I syfte att bestämma investeringskostnad, underhållskostnad och leveransomfattning tillfrågades 27 st leverantörer. Generatoreffekten maximerades till 15 MW_E . 18 st svar erhöles och deras omfattning redovisas i appendix 2. Lämnade budgetpriser samt uppskattade underhållskostnader (av leverantören) finns sammanställda i tabell 1. Leverans omfattar normalt; komplett gasturbin, generator, inlopps- och avgassystem inklusive filter och ljuddämparutrustning, bränslesystem, tändsystem, smörjoljesystem och reglerutrustning. Vanligen tillkommer kostnader för byggnad med kontrollrum samt montage och provning. I figur 1 visas den specifika investeringskostnaden som funktion av generatoreffekten. Det framgår klart att spridningen är mycket stor vid effekter under 4 MW_E .

Med hänsyn till prisuppgifter och prestanda som redovisats väljes följande maskiner att ingå i de lönsamhetskalkyler som presenteras längre fram i rapporten.

Små gasturbiner	Kongsberg KG2-3C, K-H-D KT334, Centrax CX350
Medelstora gasturbiner	Sulzer 7, Asea Stal GT35C

Leverantör/modell		P_G	η_{tot}	Budgetpris kr/kW _E	Underhållskostnad öre/kWh _E
K-H-D	KA215	221	0.184	3000	3-4.5
	KT215	427	0.178	3000	3-4.5
	KA123	700	0.206	3000	3-4.5
	KA334	1470	0.201	2800	4-4.5
	KA134	1180	0.218	2800	3-4.5
	KT334	2860	0.199	2800	3-4.5
	KT134	2260	0.211	2800	3-4.5
	DC990	4325	0.302	2800	3-4.5
Kongsberg	KG2	1470	0.172	2480	2.6
	KG5	3110	0.246	2510	3.6
Solar	Saturn	800	0.210	4060	2.4
	Centaur	2880	0.245	2641	1.2
	Mars	8840	0.311	2518	0.8
Sulzer	Type 3	5970	0.270	2685	0.55 } onormalt lågt, 0.55 } viss tveksamhet till uppgiften
	Type 7	11000	0.250	2105	
Thomassen	G3142	10080	0.249	2215	—
Asea-Stal	GT35C	15600	0.318	1700	1.1-1.6
Turbomeca	Bastan VI	610	0.205	2617	—
	Bastan VII	870	0.230	2057	—
Garret	IM831	505	0.208	~ 3250	2.5
Bet-Shemesh	M2TL	790	0.145	2057	8
Centrax	33	500	0.164	2240	1.9
	CX350	3178	0.259	2240	1.9
	CX350-KB5	3638	0.285	2240	1.9
	CX570	4500	0.277	2800	1.9
	CX571	5610	0.324	2800	1.9

Tabell 1 Budgetpris och underhållskostnad för olika gasturbiner



Figur 1 Specifik investeringskostnad som funktion av generatoreffekt

3.2 GASMOTORER

Motorer för drift med naturgas arbetar vanligen efter ottoprincipen. Men det är också möjligt att använda sig av diesel-gasmotorer. Dessa startas då med ren dieselolja som under drift ersättes med naturgas. Dock tillföres även under gasdrift en liten mängd dieselolja för tändningsändamål. Av total tillförd energimängd vid gasdrift motsvarar då dieseloljan omkring 8 %. Innan denna typ av motor stoppas kopplas den över till ren dieseldrift. Detta görs för att säkerställa att motorn och avgassystemet är gasfria. Verkningsgraden (axeleffekt) för motorn vid ren dieseldrift har uppgivits till 41.6 % och vid gas-dieseldrift till 41 %. Motorn i detta fall är en fyrtaktsmotor från M.A.N. försedd med turboladdare och laddningskylare [5]. Den ovan beskrivna diesel-gasmotorn förekommer endast i ett fåtal exemplar. Däremot är det vanligt att dieselmotorer byggs om till ottomotorer och arbetar på gasbränsle. Gasmotorer arbetande efter ottoprincipen uppvisar verkningsgrader (axeleffekt) från 30 % upp till 35 % beroende på storlek m.m.

I grova drag kan de gasmotorer som finns på marknaden indelas i tre grupper beroende på dess specifika vikt.

- | | |
|---------------------------------|--|
| - Lätta motorer
15 - 30 kW | De är i allmänhet bensinmotorer (personbil), som är ombyggda till gasmotorer för stationär drift. Hit hör t ex FIAT:s totem-aggregat som finns på flera avloppsreningsverk och då är biogasdrivna. |
| Medeltunga motorer:
- 200 kW | Dieselmotorer (lastbil) ombyggda till ottomotorer för bränslet gas och stationär drift. |

Anm. I dieselmotorer komprimeras ren luft. Bränslet sprutas in i förbränningsrummet strax innan kolven når övre dödläget och antändningen sker av den starkt komprimerade och därigenom upphettade luften. Speciella tändningsanordningar behövs därför inte.

I ottomotorer komprimeras en blandning av luft och finfördelat bränsle som antänds av en elektrisk gnista.

- Tunga motorer Dieselmotorer (fartygs eller industrimotorer) ombyggda att arbeta efter ottoprincipen och på gasbränsle.
 Eller motorer speciellt konstruerade för gasbränsle.

Till den sista gruppen hör således de motorer som ursprungligen konstruerats för gasbränsle och stationär drift. Hit hör t ex USA-tillverkade Waukesha samt märket Jenbacher från Österrike. Dessa motorer är robust byggda, med en hög specifik vikt och därmed relativt lång livslängd. De kan gå upp till 100.000 drifttimmar innan en total-revision är nödvändig.

I appendix 3 finns en sammanställning över tekniska prestanda på gasmotorer tillgängliga på den Europeiska marknaden.

För att få en uppfattning om investeringskostnad och kostnader för underhåll och andra rörliga kostnader har kontakt tagits med ovan nämnda företag, som var för sig har referenslistor på 1000-tals motorer de sista 10 åren.

Företagen vi varit i kontakt med (Jenbacher och Waukesha) säljer kompletta anläggningar dvs gasmotor, generator, värmeåtervinningssystem från avgaser, kylvatten och smörjolja samt reglerutrustning. Pris som uppgivits innefattar även montage, idrifttagning samt service av denna utrustning.

Anslutning av el, gas, VA och fjärrvärme tillkommer liksom grundplatta, byggnad och markarbeten.

Vid en första överslagsberäkning kan man räkna med en total investeringskostnad på 4.5 - 6.0 kkr per installerad kW_E, beroende på anläggningsstorlek.

Eftersom värmeåtervinning sker inte enbart från avgaserna utan även från motorkylning och smörjolja finns vissa tillkommande temperaturkrav. Kylvattnets utloppstemperatur bör vara 80± 5°C och detta vatten bör återföras till motorn med ett temperaturfall på mindre än 10°C.

Det är standard att konstruera avgasvärmväxlaren på så sätt att rökgasernas temperatur sänks till 120°C , men givetvis kan man där liksom för gasturbiner gå lägre ned i temperatur.

Utomlands är de icke överladdade motorerna anslutna till ett vanligt 25 mbar-nät, medan överladdade motorer är anslutna till ett gastryck på 1 bar (övertryck).

Underhållskostnaden (personal och reservdelar) kan enligt leverantörerna uppskattas till 3-6 öre/kWh_E beroende på varvtal. Den tekniska livslängden uppges vara 130-150.000 drifttimmar.

Gasmotorer kopplade till såväl värmepump som generator för kraftproduktion är ett koncept som ger stor flexibilitet vad gäller att utnyttja det för tillfället lägsta priset på primärenergi. Några 100-tal sådana anläggningar har på senare tid uppförts i Europa.

Tid från beställning till kommersiell drift uppges vara c:a 1 år för en större gasmotor.

4. INPLACERING I FJÄRRVÄRMENÄT

Bestämning av lämplig aggregatstorlek och möjlig el- och värmeproduktion under ett år fordrar kännedom om varaktighetskurvan för värmebehovet, fjärrvärmenätets temperaturprogram och andra kompletterande värmeproduktionsenheter.

Exempel på ett fjärrvärmenäts lastprogram finns representerat i diagram 1. Utifrån detta diagram kan en varaktighetskurva konstrueras, diagram 2. Ett av de krav som brukar anges för att ett kraftvärmeverk skall bli lönsamt är att minst 4000 driftstimmar erhålls vid fullast. Tillämpas detta krav kan en maximal värmeeffekt avläsas ur varaktighetskurvan. I det redovisade diagrammet motsvarar detta en värmeeffekt om c:a 80 MW_Q . Beroende på värmeproduktionskostnaden för andra produktionsenheter i systemet och för det planerade gasdrivna kraftvärmeverket så kan en begränsningslinje inritas i varaktighetskurvan. Linjen motsvarar den värmeeffekt och energi som ej kan produceras billigare med ett kraftvärmeverk. Om exempelvis 50 MW_Q kan produceras billigare med hjälp av värmepumpar och elpannor begränsas kraftvärmeverkets värmeeffekt, om driftskravet beaktas, till c:a 30 MW_Q .

Fjärrvärmenätets temperaturprogram har stor betydelse för elproduktionen i ångturbinbaserade kraftvärmeverk. Denna koppling mellan el- och värmeproduktion finns inte i gasmotor- eller gasturbinkraftvärmeverk. Arbetssättet för dessa aggregat medför att värmeproduktionen blir starkt beroende av hur långt rökgastemperaturen kan sänkas i avgasvärmväxlaren. Den lägsta temperatur som teoretiskt skulle kunna uppnås är vattnets inloppstemperatur. Detta förutsätter en motströms värmväxlare med oändlig värmeöverföringsyta. Värmväxlarens värmeeffekt kan i ett praktiskt fall, motströms-värmväxlare förutsätts, skrivas

$$\dot{Q} = \dot{m}_g C_{pg} (t_g - t_{vi} - \Theta)$$

Där Θ benämns grädigkeits, observera $t_{avg} = t_{vi} + \Theta$. Θ beror starkt av värmväxlarens värmeöverföringsyta och värmegenomgångstal men är endast svagt beroende av temperaturen.

Av ovanstående resonemang framgår betydelsen av en låg inlopps-

temperatur på vattnet och en liten grädighet för att erhålla hög värmeeffekt och därmed högt energiutnyttjande. Som exempel på värmeeffektens stora betydelse för det ekonomiska resultatet visas den ackumulerade vinsten (nuvärdesberäkning) för ett gasturbinkraftvärmeverk som funktion av värmeeffekten eller vatteninloppstemperatur, $\theta = 15^{\circ}\text{C}$, i diagram 3. Data har hämtats från tillämpningsexempel 1, kapitel 5.7.1.

Avgasvärmväxlaren bör således anslutas till fjärrvärmenätet där inloppstemperaturen kan bli som lägst. En viss konflikt kan emellertid uppstå om nätets produktionsenheter omfattar värmepumpar. För att värmefaktorn för värmepumpen skall bli bra bör värmepumpen arbeta vid låg kondensortemperatur, dvs låg inloppstemperatur på vattnet. Huruvida avgasvärmväxlaren skall inkopplas före eller efter värmepumpen måste bestämmas med hjälp av total teknisk och ekonomisk analys omfattande både värmepumpen och det gasdrivna kraftvärmeverket. Detta ligger utanför för detta arbetets inriktning men bör vara intressant att studera vid fortsatta studier.

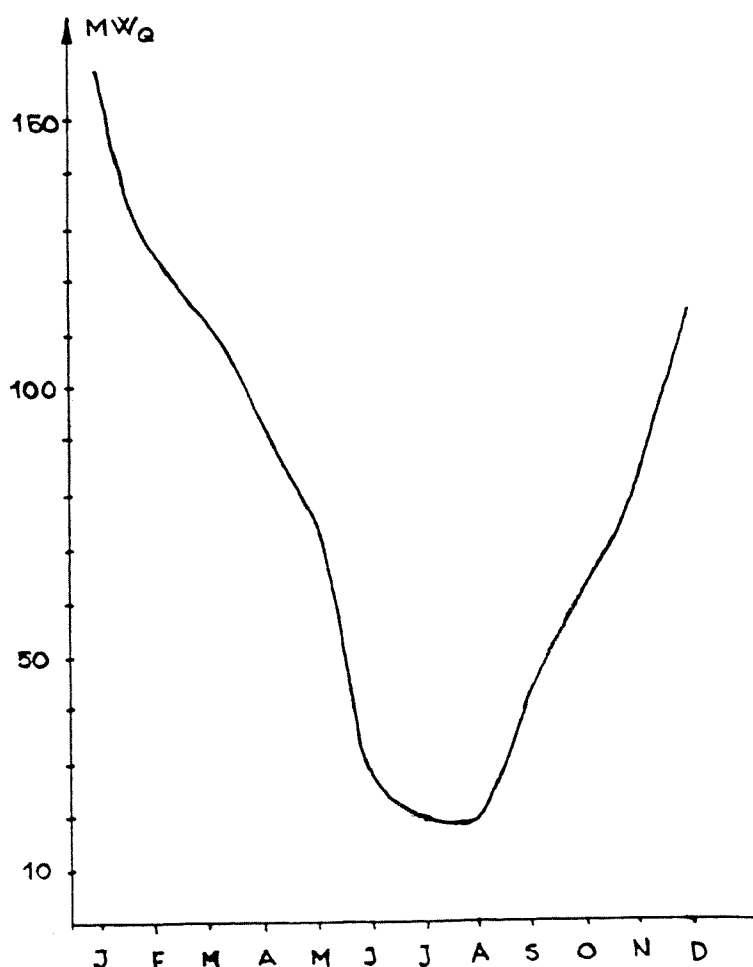


Diagram 1 Fjärrvärmenätets lastprogram

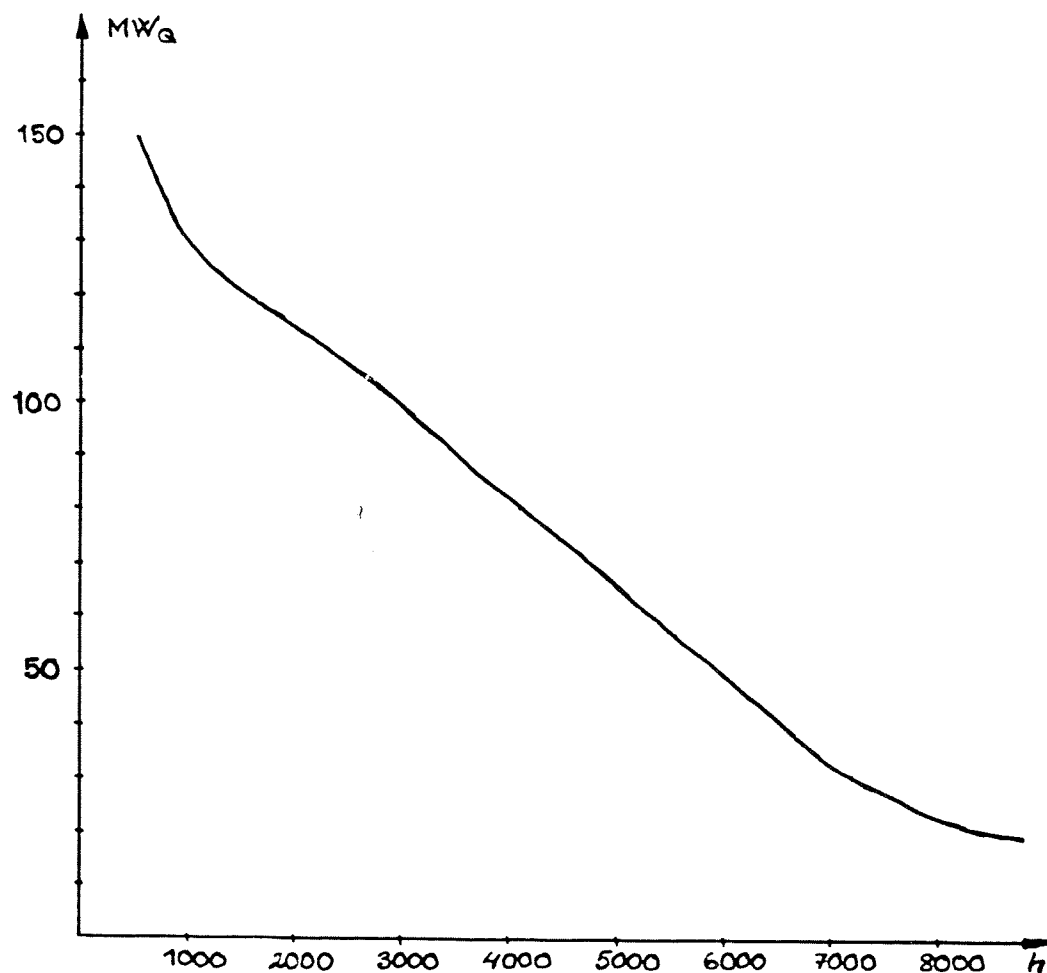


Diagram 2 Varaktighetskurva

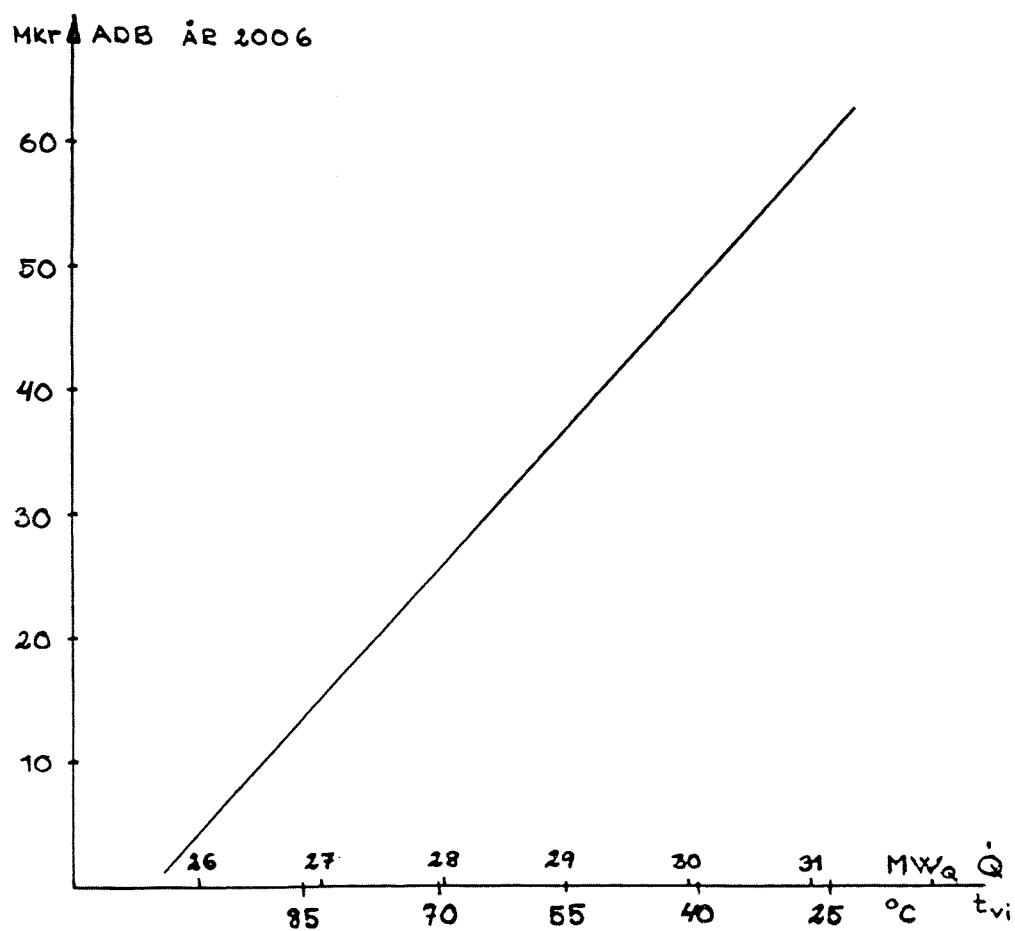


Diagram 3 Ackumulerat diskonteringsbidrag

5 METODIK FÖR EKONOMISK UTVÄRDERING AV GASDRIVNA KRAFTVÄRMEVERK

5.1 INLEDNING

För att en ekonomisk utvärdering av ett tekniskt system skall kunna genomföras, måste såväl de tekniska som de ekonomiska grundförutsättningarna noggrant fastställas. Om den ekonomiska analysen skall omfatta ett förhållandevis långt tidsperspektiv, exempelvis avskrivningstiden för ett kraftvärmeverk, måste prognoser för kostnadsutvecklingen vara väl underbyggda. Då olika förutsättningar, såväl tekniska som ekonomiska, kan vara behäftade med olika stor säkerhet, bör känslighetsanalyser utföras.

Syftet med detta kapitel är att beskriva en lämplig beräkningsmetodik, för ekonomisk utvärdering av gasdrivna kraftvärmeverk. Tillämpningsexempel redovisas.

I den beräkningsmetodik som presenteras har bortsetts från speciella statliga lån och bidrag som kan vara aktuella vid oljeersättning. Skatter och andra dylika avgifter behandlas ej.

5.2 TEKNISKA GRUNDFÖRUTSÄTTNINGAR

Med grundförutsättning avses här och i hela detta kapitel en ingångsvariabel som är nödvändig för beräkning av det ekonomiska resultatet.

Innan en ekonomisk analys påbörjas måste en teknisk studie av det tilltänkta kraftvärmeverket (KVV) genomföras. Följande teman behandlas i den tekniska analysen:

- KVV:s geografiska placering
- KVV:s systemgräns och systemomfattning
- KVV:s anslutning till fjärrvärme- och elnät samt gasnät
- KVV:s prestanda beaktande fjärrvärmenätets temperaturprogram och KVV:s hjälpkraftbehov
- KVV:s drift
- KVV:s servicebehov

Då den tekniska analysen genomförts kan de tekniska grundförutsättningarna kvantifieras.

Eftersom den ekonomiska utvärderingen omfattar en redovisning av årliga in- och utbetalningar under en lång tidsperiod fixeras en datumpunkt, T_{DP} . Med datumpunkt avses det årtal som alla prisutgifter utgår från. För att särskilja variabler som varierar i storlek från år till år inför ett index, i , som definieras

$$i = \text{studerat årtal} - \text{datumpunkt}$$

Tidpunkten för byggnad- och driftstart, T_{BS} och T_{DS} , måste bestämmas. Tidpunkten för byggnadsstart beror dels på beställarens beslutsprocess och dels på leverantörens tillgängliga produktionskapacitet. Byggnadstiden bör utöver uppförandet av kraftvärmeverket inkludera igångkörning och provdrift med av beställaren anställd driftspersonal. T_{DS} blir således tidpunkten för kommersiell driftstart.

Driften av kraftvärmeverket kan variera från år till år. I synnerhet kan speciella förutsättningar gälla under de första driftåren. De tekniska driftparametrar som måste kvantifieras är: ansluten eleffekt $P_{AE}(i)$, årlig elenergiproduktion $E_E(i)$, årlig värmeenergiproduktion

$E_Q(i)$ och årlig bränsleenergikonsumtion $E_B(i)$. Säsongs- och dygnvariationer i energipriserna kan göra det nödvändigt att dela upp respektive parameter i flera delar. För ekonomiska överslagsberäkningar behövs dessutom årsmedelvärden för angiven värmeeffekt $\dot{Q}$ och bränsleeffekten $\dot{Q}_B$. I figur 1 finns de tekniska grundförutsättningarna sammanställda

Datumpunkt	T_{DP}	
Byggstart	T_{BS}	
Driftstart	T_{DS}	
Ansluten eleffekt	$P_{AE}(i)$	[KW _E]
Elenergiproduktion	$E_E(i)$ alt. $E_{E1}(i)$	[KWh _E]
Värmeenergiproduktion	$E_Q(i)$ alt. $E_{Q1}(i)$	[KWh _Q]
Bränsleenergikonsumtion	$E_B(i)$ alt. $E_{B1}(i)$	[KWh _B]
Värmeeffekt	$\dot{Q}$	[KW _Q]
Bränsleeffekt	$\dot{Q}_B$	[KW _B]

Figur 1 Tekniska grundförutsättningar

5.3 EKONOMISKA GRUNDFÖRUTSÄTTNINGAR

Investeringskostnad

Kraftvärmeverkets investeringskostnad är en av de viktigaste ekonomiska parametrarna som måste bestämmas. En svårighet vid bestämningen av denna kostnad är att leverantören oftast lämnar s.k. budgetpriser vilka ofta skiljer sig något från den slutgiltiga kontraktsumman. En känslighetsanalys med avseende på investeringskostnaden bör därför genomföras. Tabell 1 visar ett förslag till uppställning över grundinvesteringens, G , beståndsdelar. Beroende på om anslutning av el sker i befintlig eller ny mottagningsstation kan en av termerna "Anslutning av el" eller "Ställverk och övrig elutrustning" strykas. Om KVV:s upp-

Placering:

Datumpunkt:

ELPRODUKTION

Gasturbin/gasmotor med utrustning

Generator med tillbehör

Manöverutrustning

Byggnad med luftintag och avgaskanal

Anti-icing utrustning

Gasbehandlingsutrustning

Ställverk och övrig elutrustning

VÄRMEPRODUKTION

Avgas-värmeväxlare

By-pass kanal med reglerutrustning

Övriga värmeväxlare

Rör till fjärrvärmekulvertar

Cirkulationspumpar

Avstängningsventiler och instrumentering

FJÄRRVÄRMEPUMPAR

ANSLUTNING AV NATURGAS

FJÄRRVÄRME

EL

MONTAGE OCH PROVNING

MARKKOSTNAD OCH MARKBEREDNING

PROJEKTERING OCH ADMINISTRATION

OFÖRUTSETT

GRUNDINVESTERING

G

Tabell 1 Grundinvesteringens beståndsdelar

gift är att ersätta befintlig anläggning kan eventuellt termen "Fjärrvärmepumpar" strykas. Projektering och administration under byggtiden tas upp till c:a 5 % och oförutsett till 8-10 % av summan (tabell 1).

Vid beräkningar måste hänsyn tas till att betalningen kan vara uppdelad på flera år. Vid uppdelad betalning måste kostnadsfördyrningarna beaktas. Om $\phi(i)$ representerar den andel av grundinvesteringen som erläggs år i och Z_I är prisökningsfaktorn (> 1) skrivs den årliga investeringskostnaden som

$$K_I(i) = \phi(i) \cdot G \cdot (Z_I)^i$$

Fasta driftskostnader

De fasta driftskostnaderna omfattar kostnader för personal, underhåll, försäkring, räntor för beredskapslager och maskinskadekraft. I ekvationsform skrivs detta

$$K_{FD} = K_P + K_{UHF} + K_F + K_{RBL} + K_{MSKF}$$

Personalbehovet och personalens kompetens bör diskuteras med potentiella leverantörer. För att personalen skall vara utbildad och väl förtrogen med anläggningen bör anställning ske relativt tidigt under uppförandetiden. Om personalbehovet är x personer och årskostnaden per person är P_P blir personalkostnaden

$$K_P(i) = x \cdot P_P \cdot (Z_P)^i$$

Leverantören kan ofta lämna uppgifter om den totala underhållskostnaden P_{UHT} (Kr/KWh_E). Många beställare önskar teckna serviceavtal med leverantören varvid 70-80 % av den totala underhållskostnaden kan hänföras till den fasta delen. Om andelen som hänförs till den fasta underhållskostnaden benämns ψ erhålls

$$K_{UHF}(i) = \psi \cdot P_{UHT} \cdot E_E(i) \cdot (Z_{UH})^i$$

där E_E är den totala energiproduktionen.

Försäkringen avser täcka maskin- och brandskador. Man bör undersöka om en avbrottsförsäkring kan vara motiverad. Vid naturgasförbränning kan det antas att en rabatt om 5-10 % erhålls. Den årliga försäkringskostnaden blir

$$K_F(i) = P_F \cdot (Z_F)^i$$

Enligt slutbetänkandet av 1980 års oljelagringskommitté [2] bör storförbrukare av naturgas, årskonsumtion $> 5.000.000 \text{ m}^3$, "vara skyldiga att hålla lager av eldningsolja eller annat bränsle och hålla utrustning för förbränning härav m.m.". Enligt kommitténs betänkande bör lagringsmängden utgöra 40 % av närmast föregående kalenderårs naturgasförbrukning och lagringsskyldigheten inträda vid nästkommande halvårsskifte. I denna rapport antas att eldningsolja alt. dieselolja beredskapslagras. Priset för olja är P_O och räntesatsen rs_O . Det är tveksamt om hela lagringskostnaden skall belasta KVV:s ekonomi om man ersätter befintliga anläggningar. Därför införs en faktor λ ($0 \leq \lambda \leq 1$) för att vid beräkningar studera inverkan av lagringsskyldigheten. Kostnaden för beredskapslager skrivs

$$K_{RBL}(i) = \lambda \cdot 0.40 \cdot \frac{E_B(i-1)}{C_{RBL}} \cdot P_O \cdot rs_O \cdot (Z_{RBL})^i$$

där $E_B(i-1)$ är föregående kalenderårs naturgasförbrukning och C_{RBL} är en konstant.

För att säkerställa elleverans vid maskinskada sker abonnemang på maskinskadekraft. Abonnemanget sker hos råkraftleverantören och priset på maskinskadekraft bestäms vid förhandlingar. Används VVF:s rapport Planeringsmall för mindre kraftvärmeverk [3] kan den fasta kostnaden beräknas som

$$K_{MSKF}(i) = (P_{MSK1} + P_{MSK2} \cdot P_{AE}(i)) \cdot (Z_{MSK})^i$$

Rörliga driftskostnader

Den rörliga driftskostnaden omfattar kostnader för underhåll och maskinskadekraft.

$$K_{RD} = K_{UHR} + K_{MSKR}$$

Den rörliga underhållskostnaden på liknande sätt som fasta.

$$K_{UHR}(i) = (1 - \psi) \cdot P_{UHT} \cdot E_E(i) \cdot (Z_{UH})^i$$

För kraftvärmeverkets otillgängliga driftstid erläggs en dygn- och energitilläggsavgift. Den rörliga delen av kostnaden för maskinskadekraft kan skrivas

$$K_{MSKR}(i) = P_{MSK3} \cdot A \cdot P_{AE}(i) \cdot (Z_{MSK})^i$$

där A är antalet otillgängliga driftdygn.

Bränslekostnad

Kostnaden för bränsle beräknas som produkten av bränslepriset (K_r/KWh_b) och bränslekonsumtionen E_B .

$$K_B(i) = P_B \cdot E_B(i) \cdot (Z_B)^i$$

Om bränslepriset är säsongsberoende kan kostnaden exempelvis skrivas

$$K_B(i) = (P_{B1} \cdot E_{B1}(i) + P_{B2} \cdot E_{B2}(i)) \cdot (Z_B)^i$$

Elenergiintäkt

Elenergiintäkten värderas enligt råkraftleverantörens högspännings-tariff. Tariffen är numera uppdelad på såväl säsonger som natt och dag. 4 st priser på elenergi finns i Sydkrafts tariff. Intäkten för elenergi blir

$$I_{EE}(i) = (P_{E1} \cdot E_{E1}(i) + P_{E2} \cdot E_{E2}(i) + P_{E3}(i) \cdot E_{E3}(i) + P_{E4} \cdot E_{E4}(i)) \cdot (Z_E)^i$$

Eleffektintäkt

Eleffektintäkt värderas enligt råkraftleverantörens tariff. Det antas att såväl effektagiften som abonnemangsavgiften kan värderas till en intäkt motsvarande effekten P_{AE} .

$$I_{EP}(i) = P_{EP} \cdot P_{AE}(i) \cdot (Z_E)^i$$

Värmeenergiintäkt

Priset för värmeenergi P_Q kan antingen bestämmas av en tänkt tariff eller av ett av KVV:s alternativ. Om KVV skall ersätta befintlig anläggning kan priset för värmeenergi bestämmas utifrån dess data. Årsintäkten för värmeenergi skrivs

$$I_Q(i) = P_Q \cdot E_Q(i) \cdot (Z_Q)^i$$

Prisökningsfaktorn Z

Prisökningsfaktorn Z har använts i ovanstående redovisning. Prisökningarna på inkomster och utgifter kan delas upp i två delar, dels den allmänna inflationen och dels den reala prisökningen. Det är alltid mycket svårt, för att inte säga omöjligt, att förutsäga inflationstakt och reala prisökningar.

I denna rapport sätts, för enkelhetens skull, en fix inflationstakt, inf (%/år), och en fix, dock beroende på varan, real prisökning, r_j (%/år), gällande alla framtida år beräkningarna omfattar. Prisökningsfaktorn Z_j skrivs

$$Z_j = 1.0 + \frac{inf + r_j}{100}$$

I figur 2 finns de ekonomiska grundförutsättningarna sammanfattade.

Grundinvestering	G	[Kr]
Årlig investeringsandel	$\phi(i)$	[%/a]
Real prisökning	r_I	[%/a]
Antal anställda	x	[st]
Årslön per anställd	P_p	[Kr/st,a]
Real löneökning	r_p	[%/a]
Fast andel av total underhållskostnad	ψ	[%]
Total underhållskostnad	P_{UHT}	[kr/KWh _E]
Real kostnadsökning	r_{UH}	[%/a]

Årlig försäkringskostnad	P_F	[kr/a]
Real kostnadsökning	r_F	[%/a]
Beredskapslagringsfaktor	λ	[%]
Oljepris	P_O	[kr/m ³]
Räntesats	rs_O	[%/a]
Real oljeprisökning	r_{RBL}	[%/a]
Fast avgift maskinskadekraft	PMSK1	[kr/a]
Effektavgift	PMSK2	[kr/KW _E ,a]
Energiavgift	PMSK3	[kr/KW _E , st]
Antal otillgängliga driftdygn	A	[st]
Real prisökning	r_{MSK}	[%/a]
Bränslepris	P_B alt. $P_{B1}, \dots$	[kr/KWh _B]
Real bränsleprisökning	r_B	[%/a]
Elenergi-intäkt	P_E alt. $P_{E1}, \dots$	[kr/KWh _E]
Eleffekt intäkt	P_{EP}	[kr/KW _E ,a]
Real intäktsökning	r_E	[%/a]
Värmeenergiintäkt	P_Q alt. $P_{Q1}, \dots$	[kr/KWh _a]
Real intäktsökning	r_Q	[%/a]
Inflationstakt	inf	[%/a]

Figur 2 Ekonomiska grundförutsättningar I

5.4 BERÄKNINGSMETOD

Priset på elenergi i Sverige är för närvarande, om det jämförs med andra länders elpriser, mycket lågt. I många fall är priset på värmeenergi (kr/KWh) högre än elpriset. Mot bakgrund av detta är det lämpligt att undersöka vid vilka förutsättningar en gaspanna är en lönsam investering samt då ett gasdrivet kraftvärmeverk är mer motiverat som

investeringsobjekt än en gaspanna. Dessa förutsättningar bestäms med hjälp av annuitetsmetoden. Om den rådande prisnivån är, eller kan förväntas bli, sådan att kraftvärmeverket är en lönsam investering kan detaljerade beräkningar genomföras med hjälp av en cash-flowkalkyl samt resultat- och finansieringskalkyl.

5.4.1 Annuitetsmetoden

Annuitetsmetoden fordrar ingen närmare presentation. Grundekvationen skrivs för kraftvärmeverket

$$V^{KVV} = [I_{EE} + I_{EP} + I_Q - K_B - K_{FD} - K_{RD} - K_{KAP}]^{KVV}$$

och för gaspannan

$$V^P = [I_Q - K_B - K_{FD} - K_{RD} - K_{KAP}]^P$$

K_{KAP} är den årliga kapitalkostnaden som erhålls som produkten av annuitetsfaktorn och den totala investeringskostnaden inkluderande räntekostnader och fördyrningar under byggnadstiden.

$$K_{KAP} = a \cdot G_{TOT}$$

Antaganden:

- produktion och konsumtion av energi skrivs som produkten av effekt, drifttid och tillgänglighet
- ingen delad taxa
- bränsleenergikonsumtionen för föregående kalenderår är lika stor som det studerade årets, $E_B(i-1) = E_B(i)$
- $r_I = r_P = r_{UH} = r_F = r_{MSK} = r_B = r_E = r$
 $r_{RBL} = r_Q = r_o$
- för pannan gäller att underhållskostnaden är en fast andel av grundinvesteringen, G .

De resulterande ekvationerna redovisas i appendix 4.

Genom att ansätta att vinsten för gaspannan ett bestämt år skall vara större eller lika med noll

$$V^P \geq 0$$

kan ett minsta tillåtet värmepris beräknas vid givet bränslepris.
Ansätts att

$$V^{KVV} \geq V^P \geq 0$$

kan ett minsta tillåtet elpris bestämmas för att kraftvärmeverket skall vara lika eller mer lönsamt än alternativet med gaspannan. De resulterande ekvationerna finns redovisade i appendix 4.

På detta sätt erhålls en uppfattning om ett investeringsalternativ blir lönsamt vid givna taxor för el, värme och gas. Alternativt kan man förutsäga vilka priser som måste gälla för att en anläggning skall bli lönsam.

5.4.2 Cash-flowkalkyl

Cash-flow kalkylens syfte är, som namnet anger, att visa de årliga in- och utbetalningarnas storlek. Detta är berättigat dels på grund av tidsvariationer i olika parametrars storlek och dels på grund av olika prisutveckling på inkomster och utgifter.

Figur 3 visar denna utrednings förslag till poster i en cash-flowkalkyl för gasdrivet kraftvärmeverk. Beräkningen av varje post beskrivs i avsnittet om ekonomiska grundförutsättningar. Skillnaden mellan de årliga in- och utbetalningarnas betecknas med DIFFERENS eller DIFF. I ekvationsform skrivs DIFF som

$$\text{DIFF} = I_{EE} + I_{EP} + I_Q - K_B - K_{FD} - K_{RD} - K_I$$

CASH-FLOWKALKYL			
	1985	1986	1987
INVESTERINGSKOSTN.			
BRÄNSLEKOSTNAD			
DRIFTKOSTNAD FAST			
DRIFTKOSTNAD RORLIG			
ELENERGI INTAKT			
ELEFFEKT INTAKT			
VARMEENERGI INTAKT			
DIFFERANS			

Figur 3 Cash-flowkalkyl

5.4.3 Resultat- och finansieringskalkyl

För varje betraktat år beräknas kapitalkostnaden och det ekonomiska resultatet. Figur 4 visar utredningens förslag till poster i en resultat- och finansieringskalkyl för ett gasdrivet kraftvärmeverk.

RESULTAT OCH FINANSIERINGSKALKYL

TÄCKNINGSBIDRAG	
ACKUMULERAT KAPITAL	
RANTEKOSTNAD	
ACKUMULERAD INVEST.	
AVSKRIVNINGSKOSTN.	
KAPITALKOSTNAD	
KAPITALBEHOV	

RESULTAT	

ACKUMULERAT RESULT.	

Figur 4 Resultat- och finansieringskalkyl

Täckningsbidraget, TB, är skillnaden mellan de årliga in- och utbetalningarna bortsett från investerings- och kapitalkostnader. I ekvationsform erhålls

$$TB = I_{EE} + I_{EP} + I_Q - K_B - K_{FD} - K_{RD}$$

Det ackumulerade kapitalbehovet, AKB, är investeringskostnaden och räntekostnaden på motsvarande mängd upplånade pengar. AKB beräknas som

$$AKB(i) = AKB(i-1) + RK(i-1) - TB(i-1) + K_I(i)$$

där $RK(i-1)$ är räntekostnaden för närmast föregående år. Om räntesatsen för upplånat kapital betecknas r_{sk} (%/år) erhålls räntekostnaden

$$RK(i) = \frac{r_{sk}}{100} \cdot AKB(i)$$

Den ackumulerade investeringen, AI, är summan av investeringar och räntekostnader under byggnadstiden.

$$AI(i) = AI(i-1) + RK(i-1) + K_I(i)$$

För att kunna beräkna det årliga resultatet måste avskrivningskostnaden beräknas. Avskrivningsgrundande belopp är det ackumulerade investeringsbeloppet, AI, det år, i^* , alla investeringar är gjorda. Avskrivningen av anläggningen sker med ett fast belopp varje år. Om avskrivningstiden benämns tau blir avskrivningskostnaden

$$AK(i) = \frac{1}{\text{tau}} \cdot AI(i^*)$$

Kapitalkostnaden, KK, är summan av räntekostnaden och avskrivningskostnaden

$$KK = RK + AK$$

Det årliga kapitalbehov, KLB, som uppstår till följd av investeringen är det belopp som varje år måste lånas upp till de investeringar och räntor som ej täcks av täckningsbidraget

$$KLB = K_I + RK - TB$$

Det årliga ekonomiska resultatet, RES, är skillnaden mellan täckningsbidraget och kapitalkostnaden

$$RES = TB - KK$$

Det ackumulerade resultatet, ARES, beräknas som

$$ARES(i) = ARES(i-1) + RES(i)$$

I figur 5 visas de tre kvarvarande ekonomiska parametrarna som måste bestämmas innan beräkningarna påbörjas. De två första har presenterats ovan och den tredje kommer att introduceras i nästa avsnitt.

Räntesats för upplånat kapital	rsk	[%/a]
Avskrivningstid	tau	[a]
Kalkylräntefot	krf	[%/a]

Figur 5 Ekonomiska grundförutsättningar II

5.5 LÖNSAMHETSKRITERIER

I resultat- och finansieringskalkylen är det första steget mot lönsamhet att kapitalbehovet blir negativt. Detta innebär att ingen ytterligare upplåning behövs och en avbetalning av lånen kan påbörjas. Då det ackumulerade kapitalbehovet blir negativt är anläggningen betald. Ett rimligt lönsamhetskrav är att AKB måste bli negativt inom avskrivningstiden. Lönsamhetskriteriet skrivs

$$AKB < 0 \quad T_{BS} < T < T_{BS} + \tau$$

Det ackumulerade resultatet räknat från det år då byggnationen av KVV påbörjades till avskrivningstidens slut är ett mått på den vinst alternativt förlust som KVV:s byggnation och drift skulle ge.

Ovanstående lönsamhetskriterium inkluderar alla kostnader och intäkter KVV medför. Nuvärdesmetoden används ibland för att bedöma investeringars lönsamhet. Metoden innebär att den årliga differensen, DIFF, nuvärdesberäknas med hjälp av en kalkylräntefot, k_{rf} (figur 5), och ett årligt diskonteringsbidrag, DB, erhålls. Då det ackumulerade diskonteringsbidraget, ADB, blir större än noll är investeringen lönsam. Lönsamhetskriteriet skrivs

$$ADB > 0 \quad T_{BS} < T < T_{BS} + \tau$$

där

$$ADB = \sum DB \quad DB = DIFF/F$$

$$F = (1.0 + \frac{k_{rf}}{100})^i$$

Cash-flowkalkylen (figur 3) kan nu utökas med de termer som visas i figur 6.

DISKONTERINGSFAKTOR
DISKONTERINGSBIDRAG
ACKUMULERAT DB

Figur 6 Komplement till cash-flowkalkylen

5.6 PRESENTATION OCH TOLKNING AV RESULTAT SAMT KÄNSLIGHETSANALYS

I föregående avsnitt har en metod för ekonomisk utvärdering av gas-baserade kraftvärmeverk presenterats. De ingångsdata som behövs har sammanfattats i figurer 1, 2 och 5. Resultaten av beräkningarna redovisas antingen i tabell- eller diagramform.

Beräkningar med hjälp av annuitetsmetoden för en bestämd drifttid och bestämda bränslepriser ger oss de minsta värme- och elpriser som kan tillåtas för att vinsten ett bestämt år skall vara större än eller lika med noll. Detta kan, för gränsfallet $V^{KVV} = V^P = 0$, presenteras grafiskt, se diagram 1.

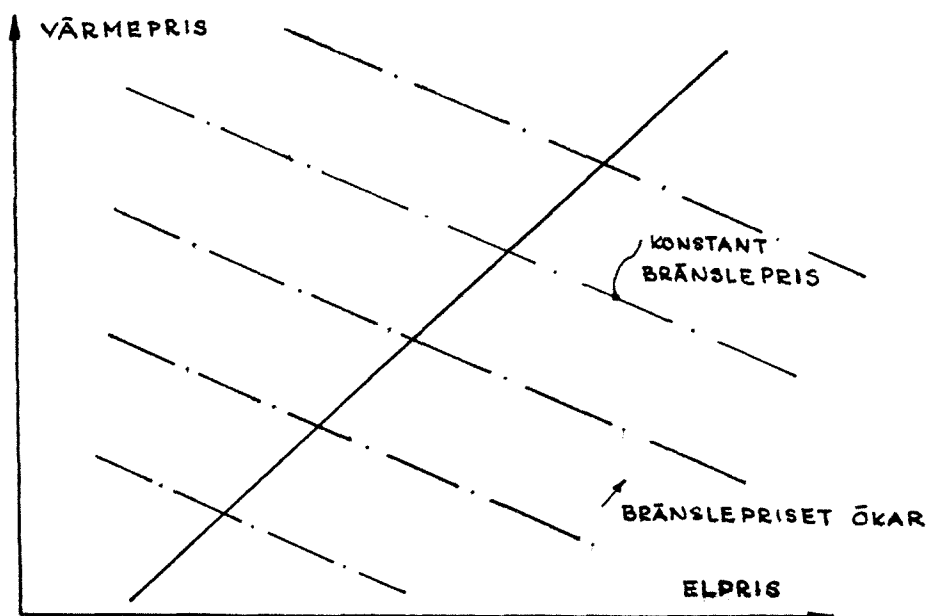


Diagram 1

Med hjälp av den heldragna linjen erhålls de priser på el och värme som uppfyller villkoret $V^{KVV} = V^P = 0$ vid givna bränslepriser. De streckade linjerna ger erforderligt elpris för villkoret $V^{KVV} = 0$ vid ett givet bränslepris men varierande värmepris. Vid ett bestämt bränslepris och villkoret $V^{KVV} \geq V^P \geq 0$ kan tre områden identifieras i diagrammet. Det ena då man ej bör göra någon investering och två andra där man bör investera i en panna eller en gasturbin, diagram 2.

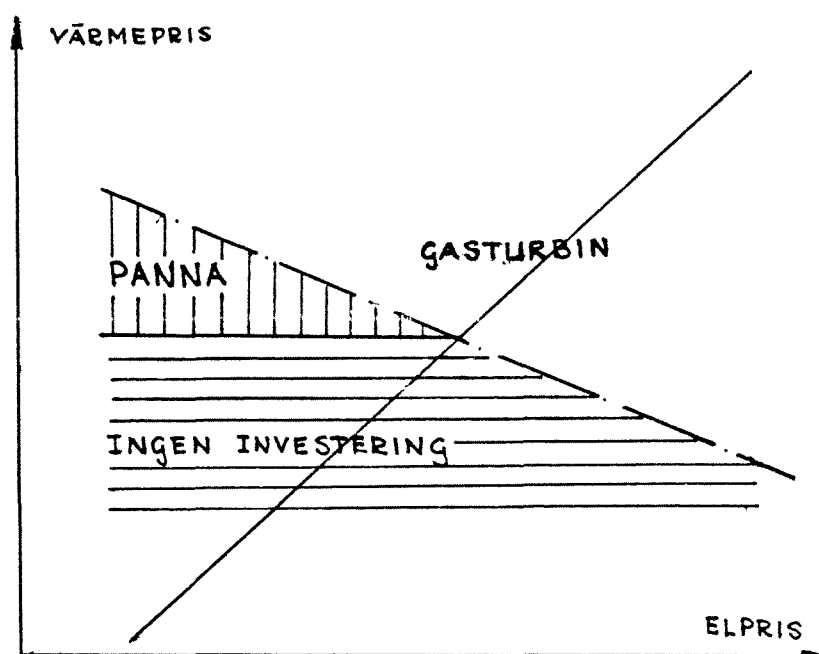


Diagram 2

Cash-flowkalkyl och resultat- och finansieringskalkyl kan presenteras dels i tabellform, figur 7, dels grafiskt där någon storhet presenteras som funktion av tiden.

Ur finansieringssynpunkt är kapitalbehovet och det ackumulerade kapitalbehovet intressanta. Som tidigare påpekats kan en återbetalning av lån påbörjas då kapitalbehovet blir negativt. Det ackumulerade kapitalbehovet visar dels hur stort det maximala lånebeloppet blir och dels när anläggningen är betald inklusive räntekostnader. Diagram 3 och 4 visar dessa storheter som funktion av tiden för ett gasturbinkraftvärmeverk. Den enda skillnaden som finns mellan de två alternativen är att alternativ 1:s agvasvärmewäxlare lämnar c:a 1.3 MW_Q mer än alternativ 2:s. Av diagram 3 framgår att återbetalningen av lånen kan påbörjas 1997 och 2001 för alt. 1 respektive alt. 2. Det maximalt upplånade kapitalet är c:a 90 Mkr för alternativ 1. Av diagram 4 framgår att alternativ 1 är betalt år 2004 och att alternativ 2 ej är betalt år 2006.

CASH-FLOWKALKYL			
	1985	1986	1987
INVESTERINGSKOSTN.			
BRANSLEKOSTNAD			
DRIFTKOSTNAD FAST			
DRIFTKOSTNAD RORLIG			
ELNERGI INTAKT			
ELEFFEKT INTAKT			
VARMEENERGI INTAKT			
DIFFERANS			
DISKONTERINGSFAKTOR			
DISKONTERINGSBIDRAG			
ACKUMULERAT DB			
RESULTAT OCH FINANSIERINGSKALKYL			
TACKNINGSBIDRAG			
ACKUMULERAT KAPITAL			
RANTEKOSTNAD			
ACKUMULERAD INVEST.			
AVSKRIVNINGSKOSTN.			
KAPITALKOSTNAD			
KAPITALBEHOV			
RESULTAT			
ACKUMULERAT RESULT.			

Figur 7 Cash-flowkalkyl och resultat- och finansieringskalkyl

Lönsamheten av en investering kan representeras med hjälp av det årliga resultatet och det ackumulerade resultatet. För samma gasturbinkraftvärmeverk som ovan är detta visat i diagram 5 och 6. Det är endast alt. 1 som förmår generera en vinst inom avskrivningstiden. År 2006 är den ackumulerade vinsten c:a 140 Mkr i löpande penningvärde. Det ackumulerade diskonteringsbidraget kan också användas, diagram 7.

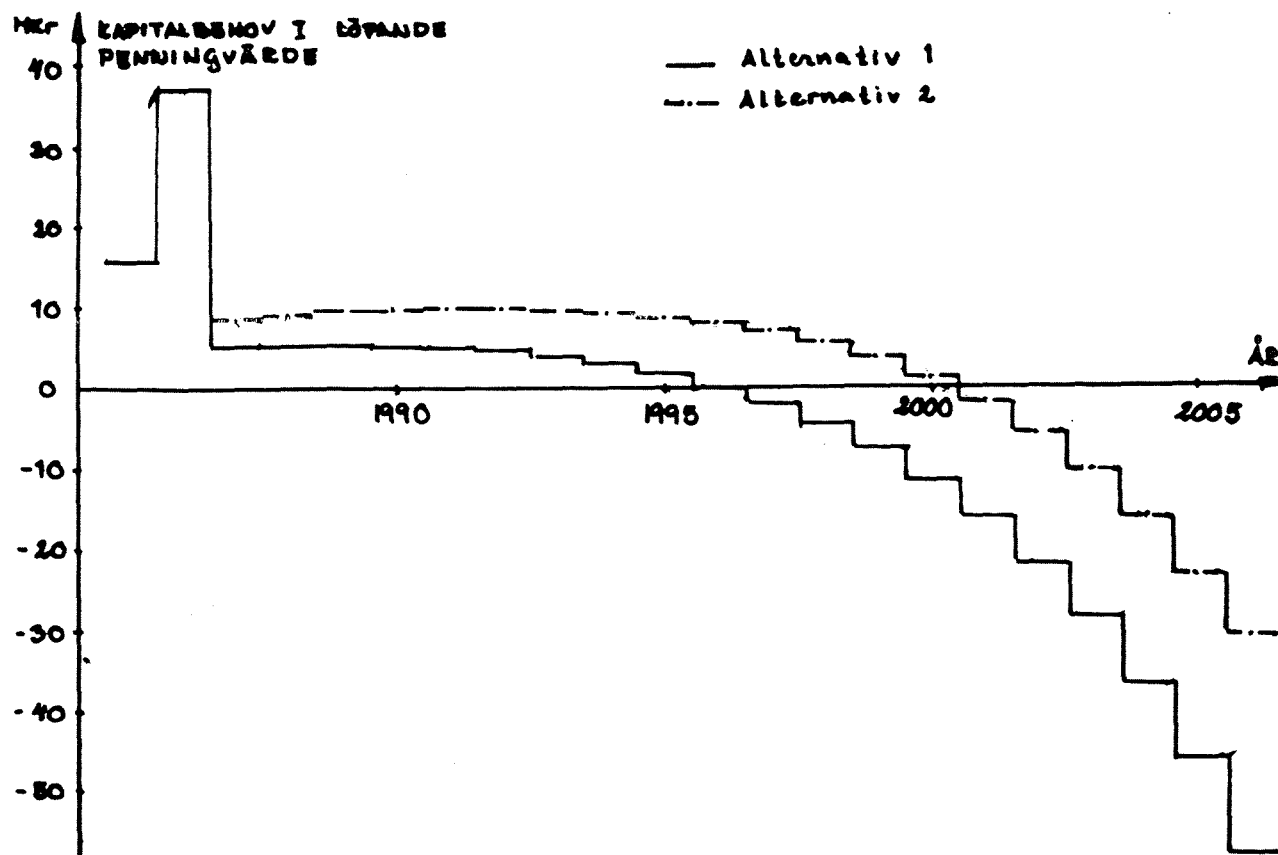


Diagram 3 Årligt kapitalbehov

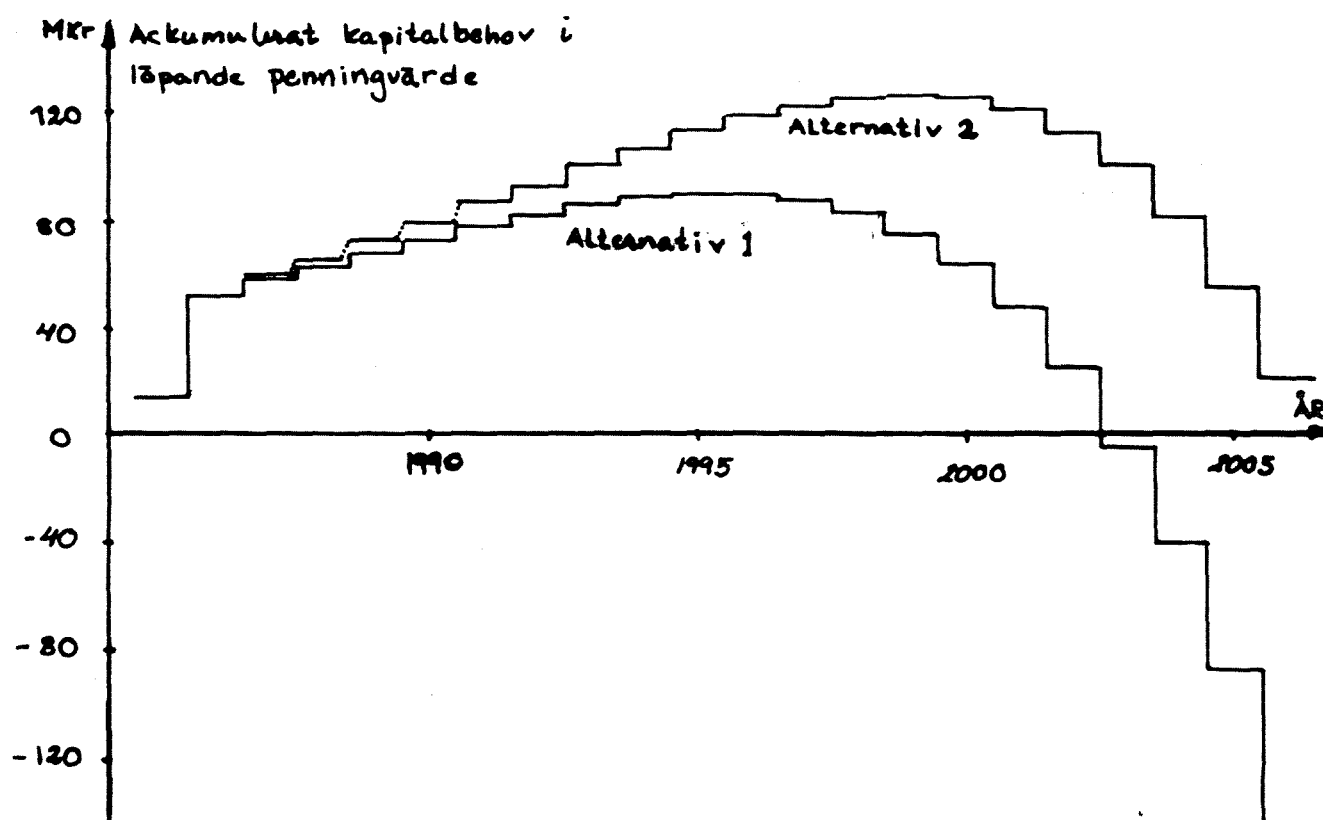


Diagram 4 Ackumulerat kapitalbehov

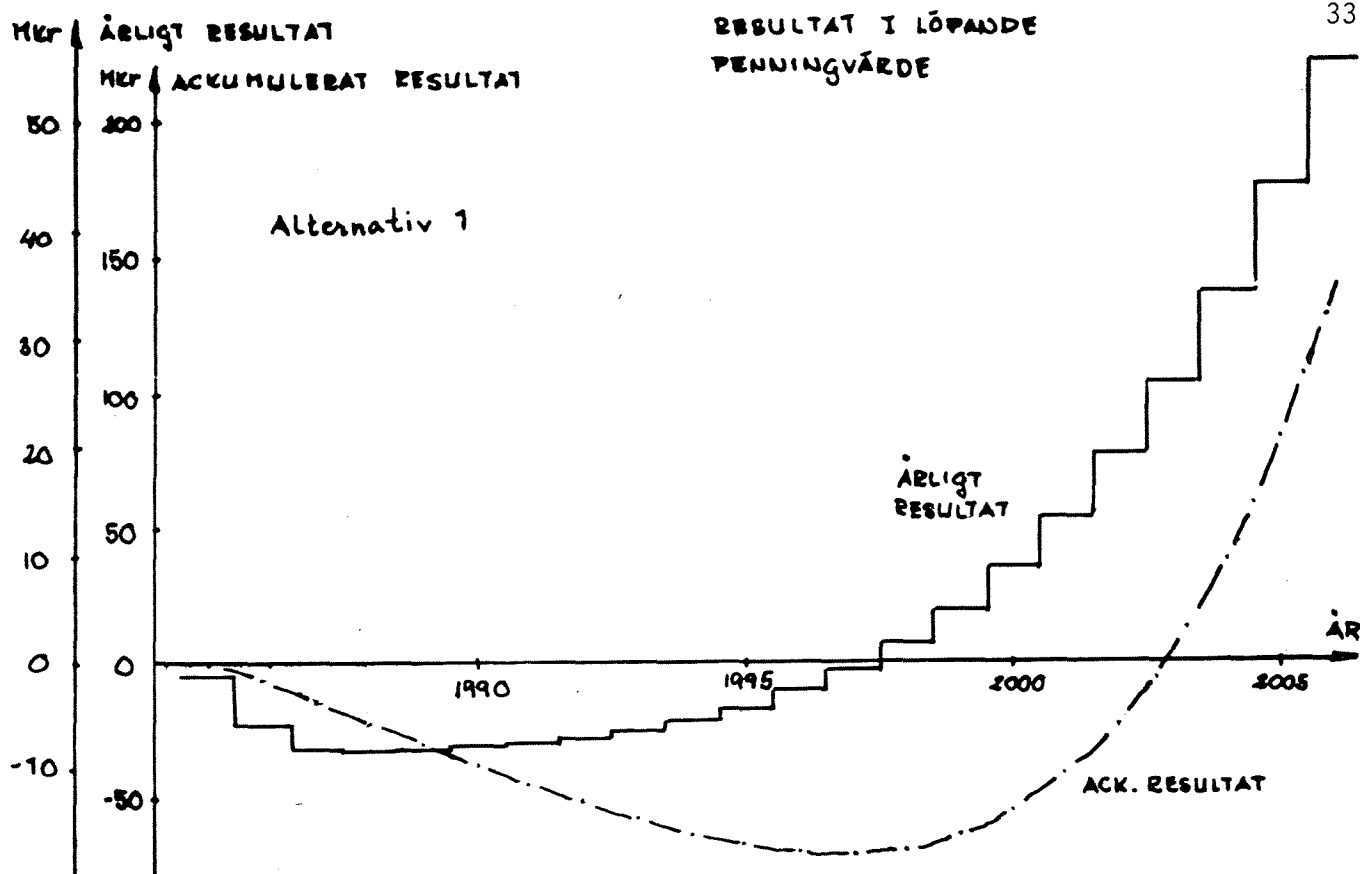


Diagram 5 Årligt och ackumulerat resultat, alternativ 1

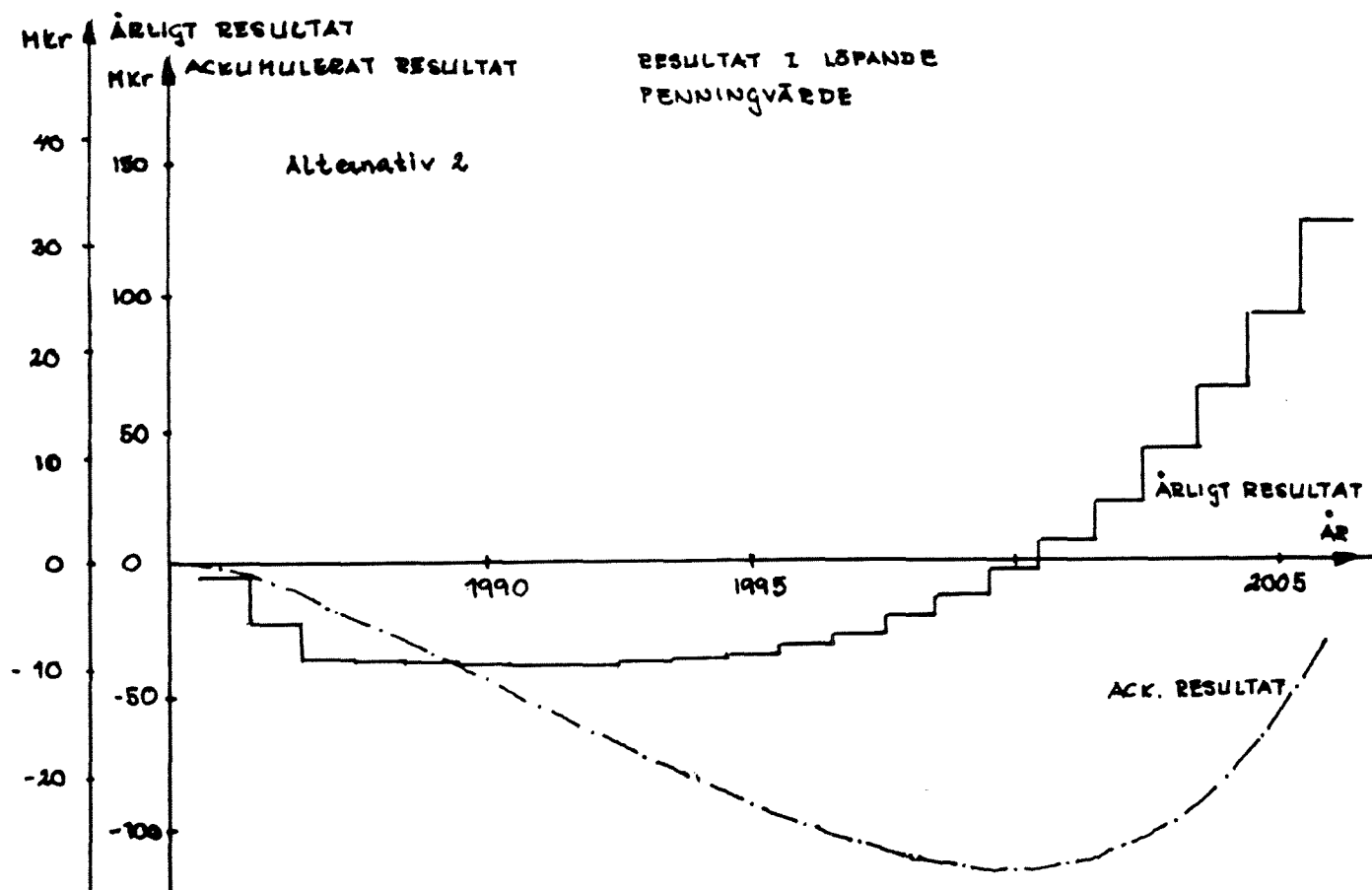


Diagram 6 Årligt och ackumulerat resultat, alternativ 2

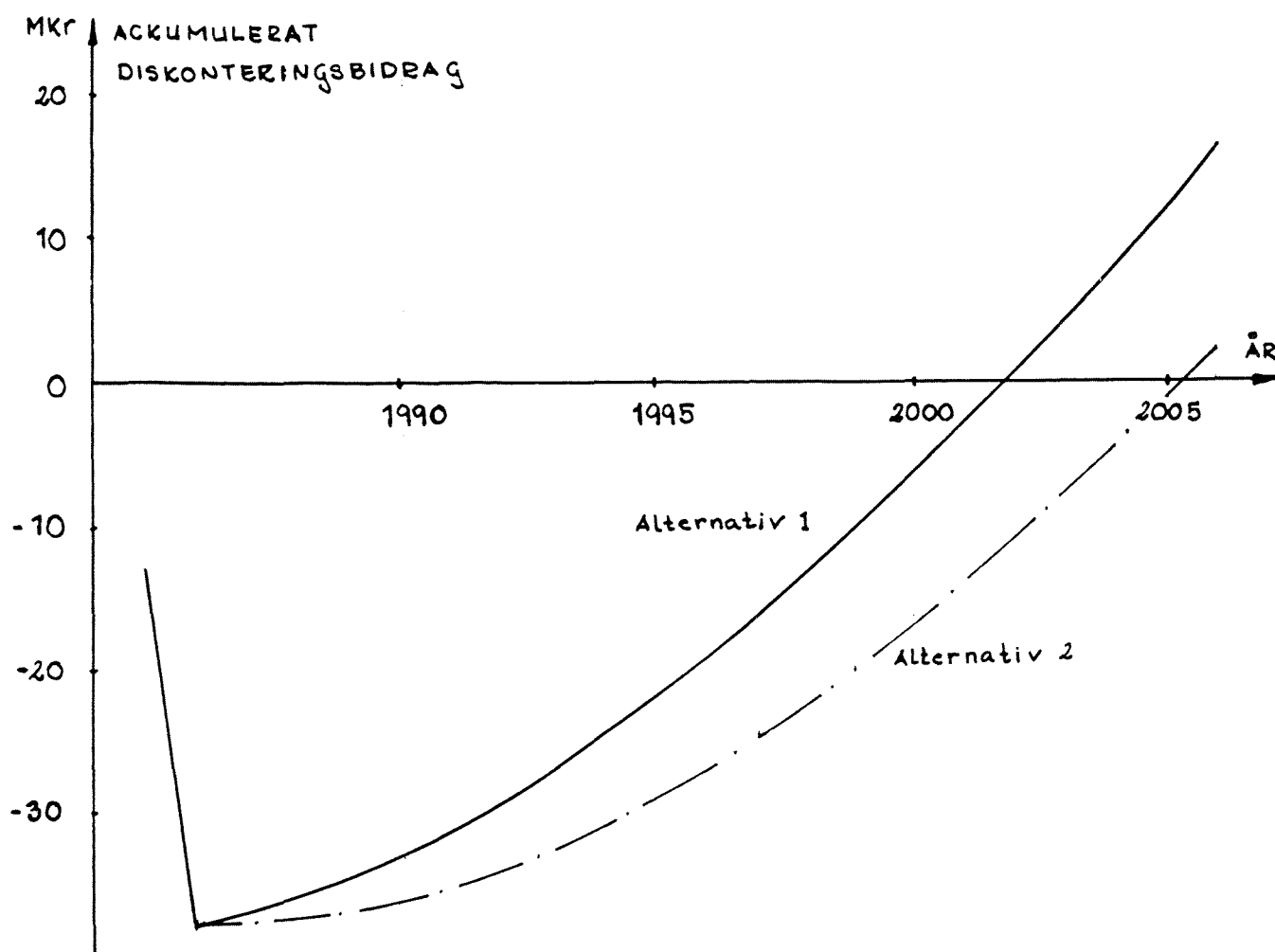


Diagram 7 Ackumulerat diskonteringsbidrag

Eftersom beräkningen är genomförd med kalkylräntefot = räntefot för upplånat kapital blir resultatet att även alt. 2 är lönsamt. Detta beror på att vi inte kompenserar för den extra upplåning som måste ske eftersom täckningsbidraget ej är större än räntekostnaderna under ett flertal år. Ökas kalkylräntefoten blir alt. 2 olönsamt och ökas den tillräckligt mycket blir även alt. 1 olönsamt. Genom att variera kalkylräntefoten kan avkastningskravet varieras.

Såväl tekniska som ekonomiska parametrar är behäftade med osäkerheter. Det kan vara en osäkerhet när det gäller KVV:s prestanda, investeringskostnad eller priset för naturgas. Känslighetsanalyser bör därför genomföras.

Känslighetsanalysen genomförs på så sätt att ett grundalternativ fastställs och genomräknas. Genom att variera en parameters storlek i taget

studeras hur denna variation inverkar på resultatet, dvs hur känsligt är resultatet för förändringar i någon parameters storlek. En fullständig känslighetsanalys kan, pga omfattningen av en sådan, sällan genomföras. Det är svårt att generellt ange vilka parametrar som bör varieras eftersom anläggningars tekniska och ekonomiska miljö skiljer sig från fall till fall. Följande parametrars osäkerhet bör emellertid undersökas:

- KVV:s angivna värmeeffekt
- KVV:s drifttid och otillgängliga drifttid
- KVV:s totala underhållskostnad
- KVV:s investeringskostnad
- naturgaspriset samt dess prisutveckling

Som ett resultat av en känslighetsanalys visas i diagram 8 det årtal ett gasturbinkraftvärmeverk är betalt inklusive räntekostnader som funktion av naturgaspris och beredskapsskyldighet (λ).

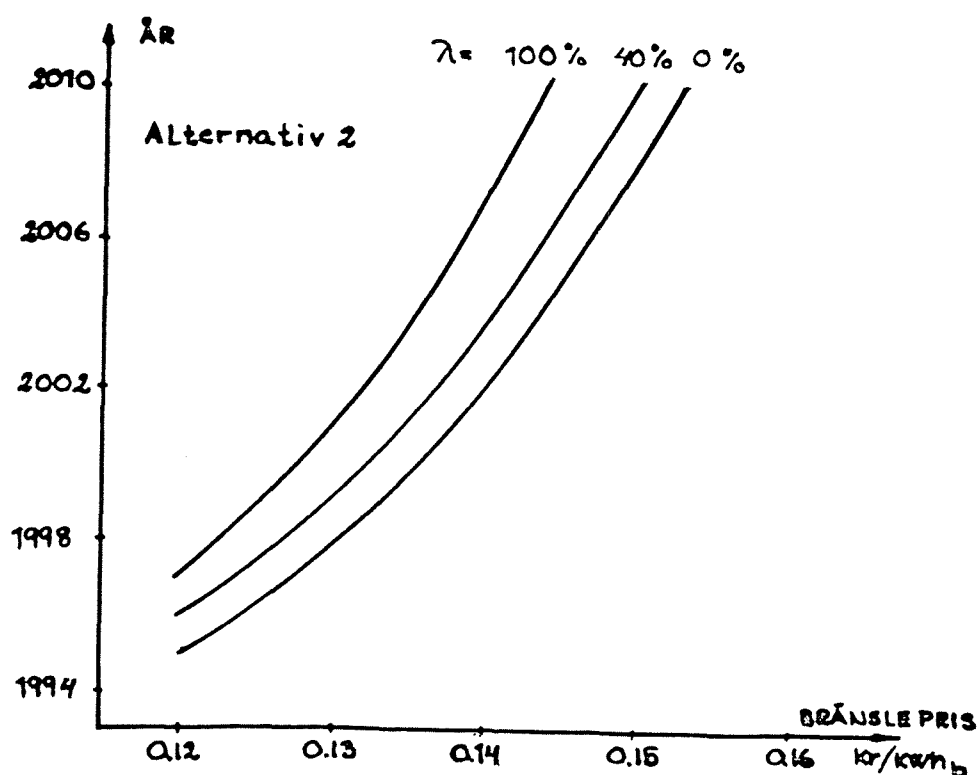


Diagram 8 År då anläggningen är betald inkl. räntekostnader

5.7 TILLÄMPNINGSEXEMPEL

Den framtagna metodiken demonstreras nedan i några konkreta exempel. Det första exemplet är baserat på Sulzer:s gasturbin Type 7, som tänkes bli placerad i Lund och leverera värme till fjärrvärmenätet där. Sulzer-maskinen har en låg elverkningsgrad, men detta är som vi skall se ingen nackdel för svenska förhållanden, d v s lågt elpris. De uppgifter om underhållskostnader som lämnats beträffande Sulzermaskinen får betraktas som onormalt låga. Trots detta har de använts i beräkningsexemplet. I avsnitt 5.7.3 redovisas beräkningar på anläggningar placerade i andra länder, Danmark och USA, där andra priser på el och värme råder. Där har förutom Sulzermaskinen beräkningar utförts för ASEA-STAL GT 35, vilken har högre verkningsgrad. Även en anläggning baserad på gasmotor (Jenbacher) finns genomräknad i avsnitt 5.7.2.

5.7.1 Exempel 1. Gasturbinkraftvärmeverk

Sulzer:s gasturbin Type 7 är således stommen i detta exempel. Kraftvärmeverket placeras i Lund. Vid en utetemperatur av 0°C och baslastdrift avger anläggningen $10.9 \text{ MW}_{\text{el}}$ och $29.1 \text{ MW}_{\text{värme}}$. Energiutnyttjandet blir vid detta driftfall 85.1 %. Anslutning av kraftvärmeverket sker enligt följande

Värme: Lunds fjärrvärmenät, intill hetvattencentral (LHVC)

El: Västra mottagningsstationen

Gas: Mottagningsstation, Nöbbelöv

Kraftvärmeverkets prestanda redovisas i tabell 2 och dess investeringskostnad i tabell 3.

Sulzer Type 7 Bränsle: Naturgas Drift: Base Load * anti-icing i drift Tryckfall rökgassida: 250 mm vp Hjälpkraftbehov: 100 kW				
Månad	t_a (°C)	P_E (kW _E)	Q (kW _Q)	Q_B (kW _B)
* Januari	-0.7	11010	29110	47300
* Februari	-0.8	11010	29110	47300
* Mars	1.3	10820	29060	46570
* April	6.2	10530	28980	45610
Maj	11.3	10140	28890	44300
Juni	15.2	9850	28650	43590
Juli	17.4	9650	28450	43100
Augusti	16.8	9700	28510	43130
September	13.5	10040	28750	44250
Oktober	8.7	10230	29040	44540
* November	4.8	10620	29070	45830
December	1.9	10720	29050	46150
* DUT	-15.0	11890	30570	50410

Tabell 2

Exempel 1:s prestanda

Placering: Intill LHVC

Datumpunkt: 84.01.01

ELPRODUKTION

Gasturbin med utrustning	
Generator med tillbehör	23140
Manöverutrustning	
Byggnad med luftintag och avgaskanal	250
Anti-icing utrustning	50
Gasbehandlingsutrustning	200
Ställverk och övrig utrustning	
	23640

Kommentar: Anslutning av el sker i västra mottagningsstationen, se anslutning, el.

VÄRMEPRODUKTION

Avgasvärmväxlare	8450
By-pass kanal med reglerutrustning	550
Rör till fjärrvärmekulvertar	400
Avstängningsventiler och instrumentering	150
	50
	9600

Kommentar: Rör $\varnothing 300$, 200 m, 2000 kr/m.
Fjärrvärmepumpar finns på LHVC

MONTAGE OCH PROVNING	800
----------------------	-----

MARKKOSTNAD OCH MARKBEREDNING	300
-------------------------------	-----

Kommentar: 2.000 m²

ANSLUTNING AV

NATURGAS	750
FJÄRRVÄRME	1100
EL	
	1200
	3050

Kommentar: Naturgas, $\varnothing 400$, 700 m, 1055 kr/m
Fjärrvärme, $\varnothing 300$, 200 m, 5.300 kr/m kulvert

PROJEKTERING OCH ADMINISTRATION	1850
---------------------------------	------

OFÖRUTSETT	3000
------------	------

GRUNDINVESTERING	42240 Kkr
------------------	-----------

De ingångsdata som behövs för beräkningar enligt annuitetsmetoden finns redovisade i appendix 4. Man har funnit att en lämplig drifttid för ett kraftvärmeverk med denna storlek i Lund är c:a 3600 h. Valet av drifttid har bestämts dels med avseende på fjärrvärmenätets varaktighetskurva och existerande produktionsanläggningar och dels för att undvika ett byte av de heta delarna under avskrivningstiden. Ett byte av dessa delar behöver ske efter ~ 80000 h och kostar i dagspriser 5-10 Mkr. För ett fall med 3624 h och 96.6 % tillgänglighet kan diagram 9 uppritas. Fixeras bränslepriset till 15 öre/kWh_B finner vi de bägge alternativens investeringsområden, diagram 10. Vid ett el-pris på 17.8 öre/kWh_E och ett värmepris på 18.9 öre/kWh_Q, vilka gäller för Lund, bör man investera i en panna. Om elpriset är större än 22.7 öre, vid ovan angivna priser på gas och värme, kan man investera i ett gasturbinkraftvärmeverk.

I tabell 4 och 5 visas ingångsdata och resultatet av en cash-flowkalkyl för gasturbinkraftvärmeverk vid drift dygnet runt från november till och med mars. Ingångsdata motsvarar ovanstående fall med annuitetsmetoden då gasturbinen skall vara lönsam. Anläggningen är betald år 1997 och år 2006 är det ackumulerade diskonteringsbidraget 60.5 Mkr. Vid ett elpris på 17.8 öre/kWh_E är anläggningen betald 2001 och det ackumulerade diskonteringsbidraget år 2006 är 34.3 Mkr. Detta sista fall är referensfall för känslighetsanalysen och därför redovisas resultatet av cash-flowkalkylen i såväl tabell som i några diagram, tabell 6 och diagram 11 och 12.

Vid givna priser på värme och el finner man att det ekonomiska resultatet är mest känsligt för variationer i bränslepriset, se diagram 13, värmeproduktionen, se diagram 14, och beredskapsskyldigheten. En full beredskapsskyldighet uppskjuter betalningspunkten till år 2005 och minskar det ackumulerade diskonteringsbidraget år 2006 till 14.7 Mkr.

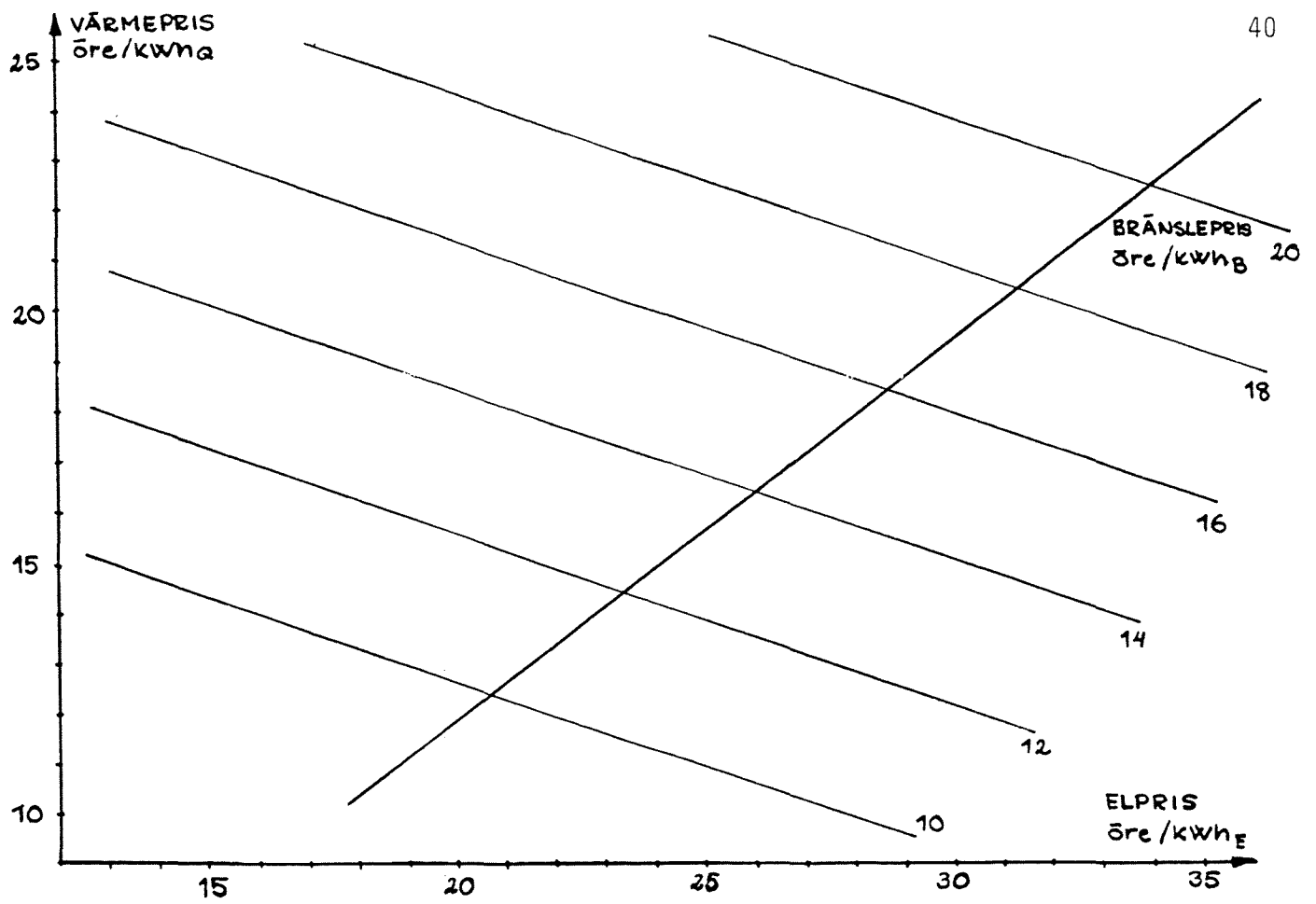


Diagram 9

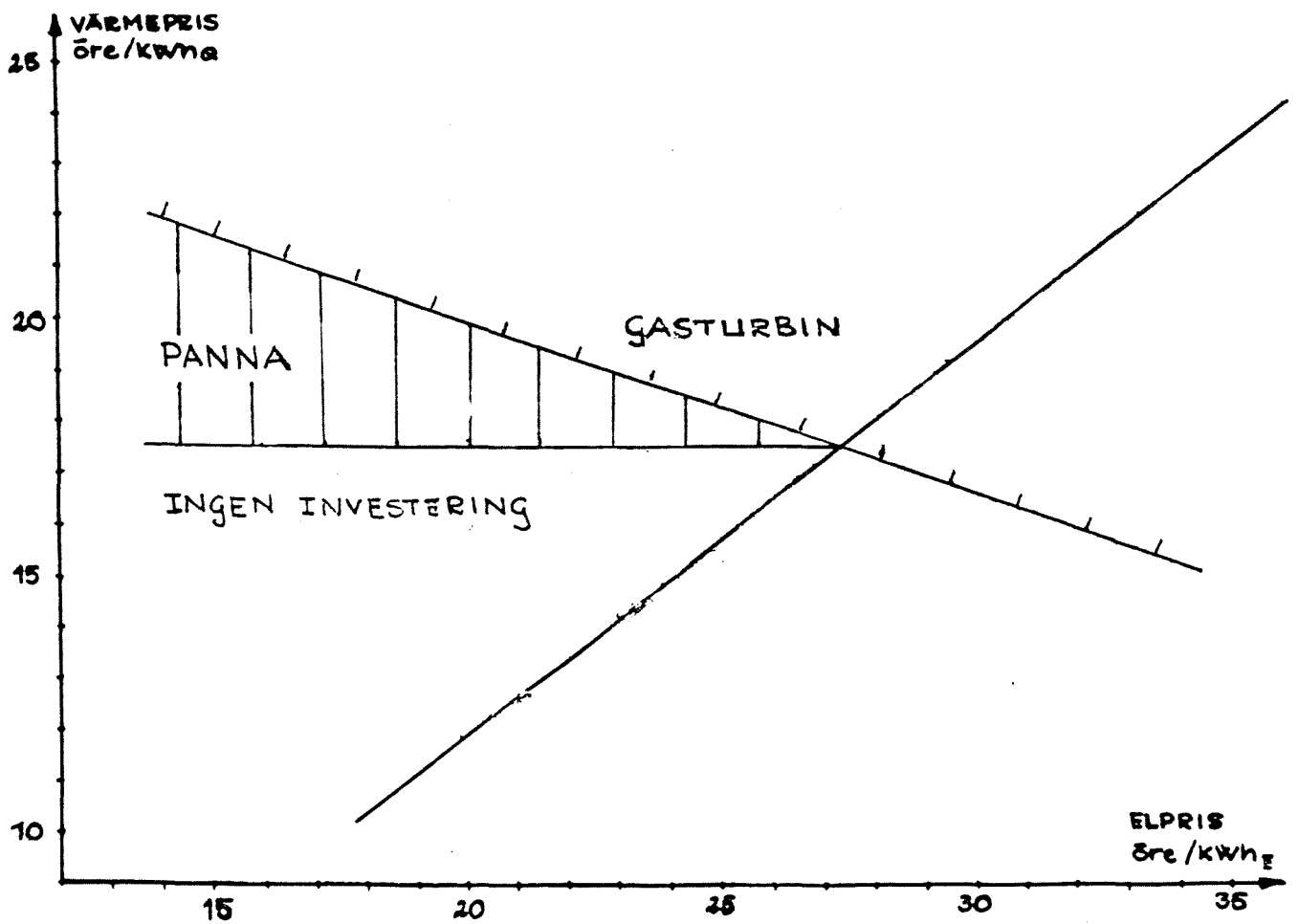


Diagram 10

 indata till cash-flowkalkyl

datumpunkt: 1984 1
 byggstart: 1985 5
 driftstart: 1986 11

	1985	1986	1987	1988	1989	1990-	
pae:	0	0	10830	10830	10830	10830	kv
ee1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
ee2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
ee3:	0.000	7.603	20.029	20.029	20.029	20.029	gwt
ee4:	0.000	6.738	17.936	17.936	17.936	17.936	gwt
eq1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eq2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eq3:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eq4:	0.000	39.056	101.894	101.894	101.894	101.894	gwt
eb1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eb2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eb3:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eb4:	0.000	61.815	163.363	163.363	163.363	163.363	gwt
fi:	33.33	66.67	0.00	0.00	0.00	0.00	%
g: 42240.0 kkr ri: 0.0 %/a							
x: 1.0 st from 1986 1 pp: 150.0 kkr/st rp: 0.0 %/a							
ksi: 75.00 % puht: 0.600 ore/kwh ruh: 0.0 %/a							
pf: 215.00 kkr from 1986 11 rf: 0.0 %/a							
po: 1800.0 kr/m3 rso: 12.0 %/a rrbl: 2.0 %/a							
crbl: 10806.0 kwh/m3 lan: 0.00 %							
from 1987 1 a: 5.0 dygn pmsk1: 15.627 kkr							
pmsk2: 0.02702 kkr/kw pmsk3: 0.00284 kkr/(kw*dygn)							
rmsk: 0.0 %/a							
energipris	1	2	3	4			
el	12.580	16.690	19.980	25.750	ore/kwh		
varme	0.000	0.000	0.000	18.890	ore/kwh		
bransle	0.000	0.000	0.000	15.000	ore/kwh		
pep: 69.85 kr/kw re: 0.0 %/a							
rq: 2.0 %/a rb: 0.0 %/a							
inf: 8.0 %/a krf: 12.0 %/a rsk: 12.0 %/a tau: 20 a y: 0 a							

Tabell 4 Indata till cash-flowkalkyl

CASH-FLOWKALKYL

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
INVESTERINGSKOSTN.	15205	32847	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BRANSLEKOSTNAD	0	10815	30869	33338	36005	38886	41996	45356	48985	52903	57136
DRIFTKOSTNAD FAST	0	292	1063	1148	1240	1339	1447	1562	1687	1822	1968
DRIFTKOSTNAD RORLIG	0	25	265	287	310	334	361	390	421	455	491
ELNERGI INTAKT	0	3796	10859	11728	12666	13679	14774	15956	17232	18611	20099
ELEFFEKT INTAKT	0	0	953	1029	1112	1200	1296	1400	1512	1633	1764
VARMEENERGI INTAKT	0	8927	25619	28181	30999	34099	37508	41259	45385	49924	54916
DIFFERANS	-15205	-31257	5234	6165	7221	8419	9775	11307	13036	14987	17184
DISKONTERINGSFAKTOR	1.12	1.25	1.40	1.57	1.76	1.97	2.21	2.48	2.77	3.11	3.48
DISKONTERINGSBIDRAG	-13576	-24918	3725	3918	4098	4265	4422	4567	4701	4825	4940
ACKUMULERAT DB	-13576	-38494	-34769	-30851	-26753	-22488	-18067	-13500	-8799	-3974	967

RESULTAT OCH FINANSIERINGSKALKYL

TACKNINGSBIDRAG	0	1590	5234	6165	7221	8419	9775	11307	13036	14987	17184
ACKUMULERAT KAPITAL	15205	49269	53591	54788	55198	54600	52733	49287	43895	36126	25474
RANTEKOSTNAD	1216	5912	6431	6575	6624	6552	6328	5914	5267	4335	3057
ACKUMULERAD INVEST.	15205	49269	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181
AVSKRIVNINGSKOSTN.	0	0	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759
KAPITALKOSTNAD	1216	5912	9190	9334	9383	9311	9087	8673	8026	7094	5816
KAPITALBEHOV	16421	37169	1197	410	-598	-1867	-3447	-5392	-7769	-10652	-14128
RESULTAT	-1216	-4322	-3956	-3169	-2161	-892	687	2633	5010	7893	11369
ACKUMULERAT RESULT.	-1216	-5538	-9495	-12664	-14825	-15717	-15030	-12397	-7387	506	11875

Tabell 5 Cash-flowkalkyl samt resultat- och finansieringskalkyl

CASH-FLOWKALKYL

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
INVESTERINGSKOSTN.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BRANSLEKOSTNAD	61706	66643	71974	77732	83951	90667	97920	105754	114214	123351	133220
DRIFTKOSTNAD FAST	2126	2296	2479	2678	2892	3123	3373	3643	3934	4249	4589
DRIFTKOSTNAD RORLIG	531	573	619	668	722	780	842	909	982	1061	1146
ELNERGI INTAKT	21707	23444	25320	27345	29533	31895	34447	37203	40179	43393	46865
ELEFFEKT INTAKT	1905	2057	2222	2400	2592	2799	3023	3265	3526	3808	4113
VARMEENERGI INTAKT	60408	66449	73093	80403	88443	97287	107016	117718	129490	142438	156682
DIFFERANS	19658	22438	25562	29069	33003	37412	42351	47879	54064	60978	68705
DISKONTERINGSFAKTOR	3.90	4.36	4.89	5.47	6.13	6.87	7.69	8.61	9.65	10.80	12.10
DISKONTERINGSBIDRAG	5046	5142	5231	5311	5383	5449	5507	5559	5605	5644	5678
ACKUMULERAT DB	6012	11154	16385	21696	27079	32528	38035	43594	49199	54843	60521

RESULTAT OCH FINANSIERINGSKALKYL

TACKNINGSBIDRAG	19658	22438	25562	29069	33003	37412	42351	47879	54064	60978	68705
ACKUMULERAT KAPITAL	11346	-6950	-30222	-59411	-95609	-140085	-194307	-259974	-339050	-433800	-546834
RANTEKOSTNAD	1362	-834	-3627	-7129	-11473	-16810	-23317	-31197	-40686	-52056	-65620
ACKUMULERAD INVEST.	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181
AVSKRIVNINGSKOSTN.	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759
KAPITALKOSTNAD	4121	1925	-868	-4370	-8714	-14051	-20558	-28438	-37927	-49297	-62861
KAPITALBEHOV	-18296	-23272	-29189	-36198	-44476	-54222	-65667	-79076	-94750	-113034	-134326
RESULTAT	15537	20513	26430	33439	41717	51463	62908	76317	91990	110275	131566
ACKUMULERAT RESULT.	27411	47925	74355	107794	149511	200974	263882	340199	432139	542464	674031

Tabell 5 forts.

indata till cash-flowkalkyl

datumpunkt: 1984 1
byggstart: 1985 5
driftstart: 1986 11

	1985	1986	1987	1988	1989	1990-	
pae:	0	0	10830	10830	10830	10830	kw
ee1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
ee2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
ee3:	0.000	7.603	20.029	20.029	20.029	20.029	gwt
ee4:	0.000	6.738	17.936	17.936	17.936	17.936	gwt
eq1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eq2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eq3:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eq4:	0.000	39.056	101.894	101.894	101.894	101.894	gwt
eb1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eb2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eb3:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwt
eb4:	0.000	61.815	163.363	163.363	163.363	163.363	gwt
fi:	33.33	66.67	0.00	0.00	0.00	0.00	%
g:	42240.0 kkr ri: 0.0 %/a						
x:	1.0 st from 1986 1 pp: 150.0 kkr/st rp: 0.0 %/a						
ks1:	75.00 % puht: 0.600 ore/kwh ruh: 0.0 %/a						
pf:	215.00 kkr from 1986 11 rf: 0.0 %/a						
ps:	1800.0 kr/m ³ rso: 12.0 %/a rrbl: 2.0 %/a						
erbl:	10806.0 kwh/m ³ lan: 0.00 %						
from 1987 1 a:	5.0 dygn pmsk1: 15.627 kkr						
pmsk2:	0.02702 kkr/kw pmsk3: 0.00284 kkr/(kw*dygn)						
pmsk:	0.0 %/a						
energipris	1	2	3	4			
el	9.710	12.880	15.420	19.870	ore/kwh		
varme	0.000	0.000	0.000	18.890	ore/kwh		
bränsle	0.000	0.000	0.000	15.000	ore/kwh		
gap:	69.85 kr/kw re: 0.0 %/a						
rq:	2.0 %/a rb: 0.0 %/a						
inf:	0.0 %/a krf: 12.0 %/a rsk: 12.0 %/a tau: 20 a y: 0 a						

Tabell 6 Indata för cash-flowkalkyl samt resultat av beräkningar

CASH-FLOWKALKYL

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
INVESTERINGSKOSTN.	15205	32047	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BRANSLKOSTNAD	0	10615	30869	33338	36005	38886	41996	45356	48985	52903	57136
DRIFTKOSTNAD FAST	0	292	1063	1148	1240	1339	1447	1562	1687	1822	1968
DRIFTKOSTNAD RÖRLIG	0	25	265	287	310	334	361	390	421	455	491
ELNERGI INTAKT	0	2929	8380	9050	9774	10556	11401	12313	13298	14362	15511
ELEFFEKT INTAKT	0	0	953	1029	1112	1200	1296	1400	1512	1633	1764
VARMEENERGI INTAKT	0	8927	25619	28181	30999	34099	37508	41259	45385	49924	54916
DIFFERANS	-15205	-32124	2754	3487	4330	5296	6402	7664	9102	10738	12596
DISKONTERINGSFAKTOR	1.12	1.25	1.40	1.57	1.76	1.97	2.21	2.48	2.77	3.11	3.48
DISKONTERINGSBIDRAG	-13576	-25609	1961	2216	2457	2683	2896	3095	3282	3457	3621
ACKUMULERAT DB	-13576	-39185	-37224	-35000	-32551	-29868	-26972	-23877	-20594	-17137	-13516

RESULTAT OCH FINANSIERINGSKALKYL

TACKNINGSBIDRAG	0	724	2754	3487	4330	5296	6402	7664	9102	10738	12596
ACKUMULERAT KAPITAL	15205	49269	54457	58238	61739	64818	67300	69974	69587	69835	66357
RÄNTEKOSTNAD	1216	5912	6535	6989	7409	7778	8076	8277	8350	8260	7963
ACKUMULERAD INVEST.	15205	49269	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55191	55181	55181
AVSKRIVNINGSKOSTN.	0	0	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759
KAPITALKOSTNAD	1216	5912	9294	9748	10168	10537	10835	11036	11109	11019	10722
KAPITALBEHOV	16421	30036	3780	3501	3079	2482	1674	613	-732	-2478	-4633
RESULTAT	-1216	-5188	-6539	-6260	-5838	-5241	-4433	-3372	-2007	-281	1874
ACKUMULERAT RESULT.	-1216	-6405	-12944	-19205	-25043	-30284	-34717	-38089	-40096	-40377	-38503

Tabell 6 forts.

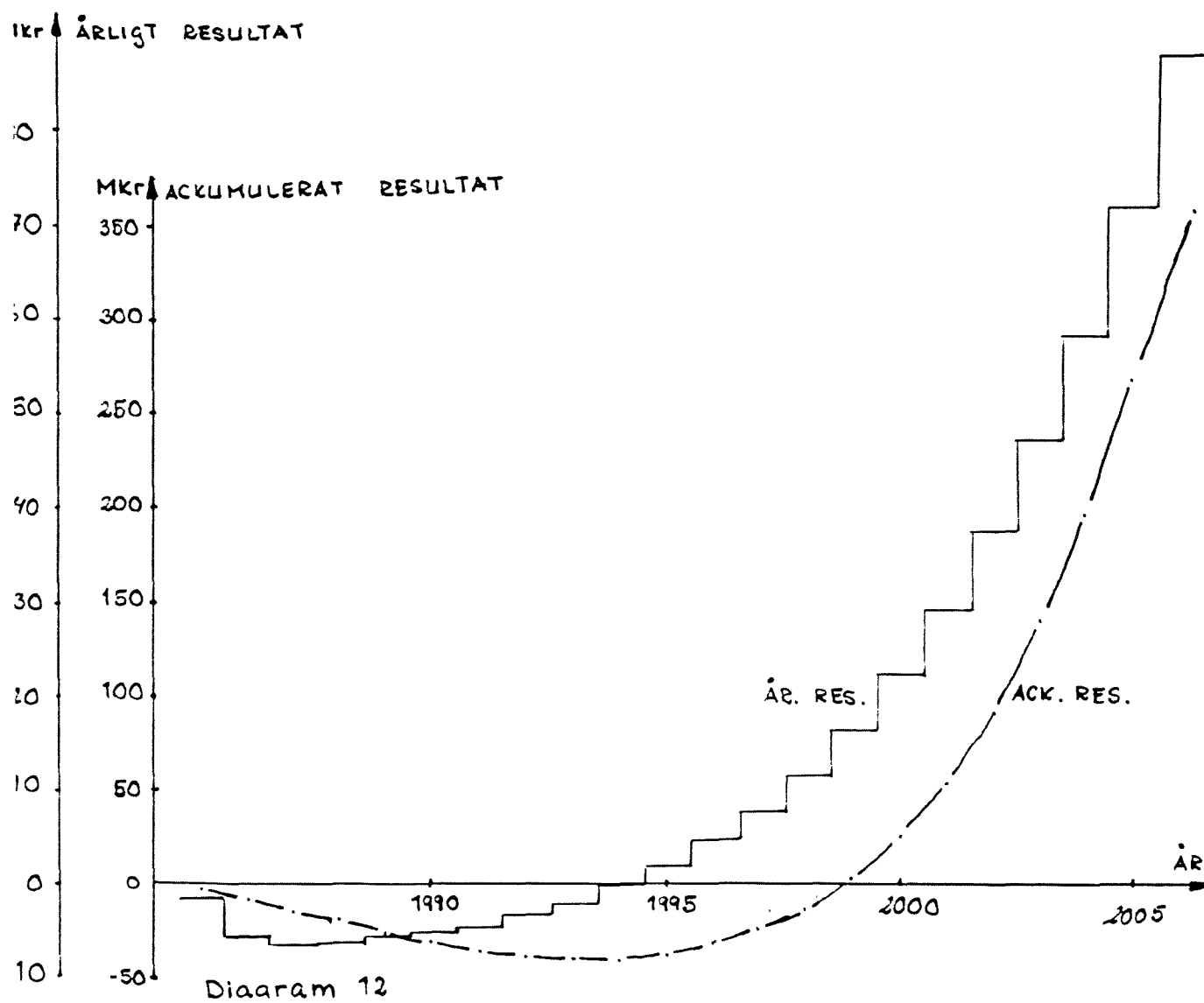
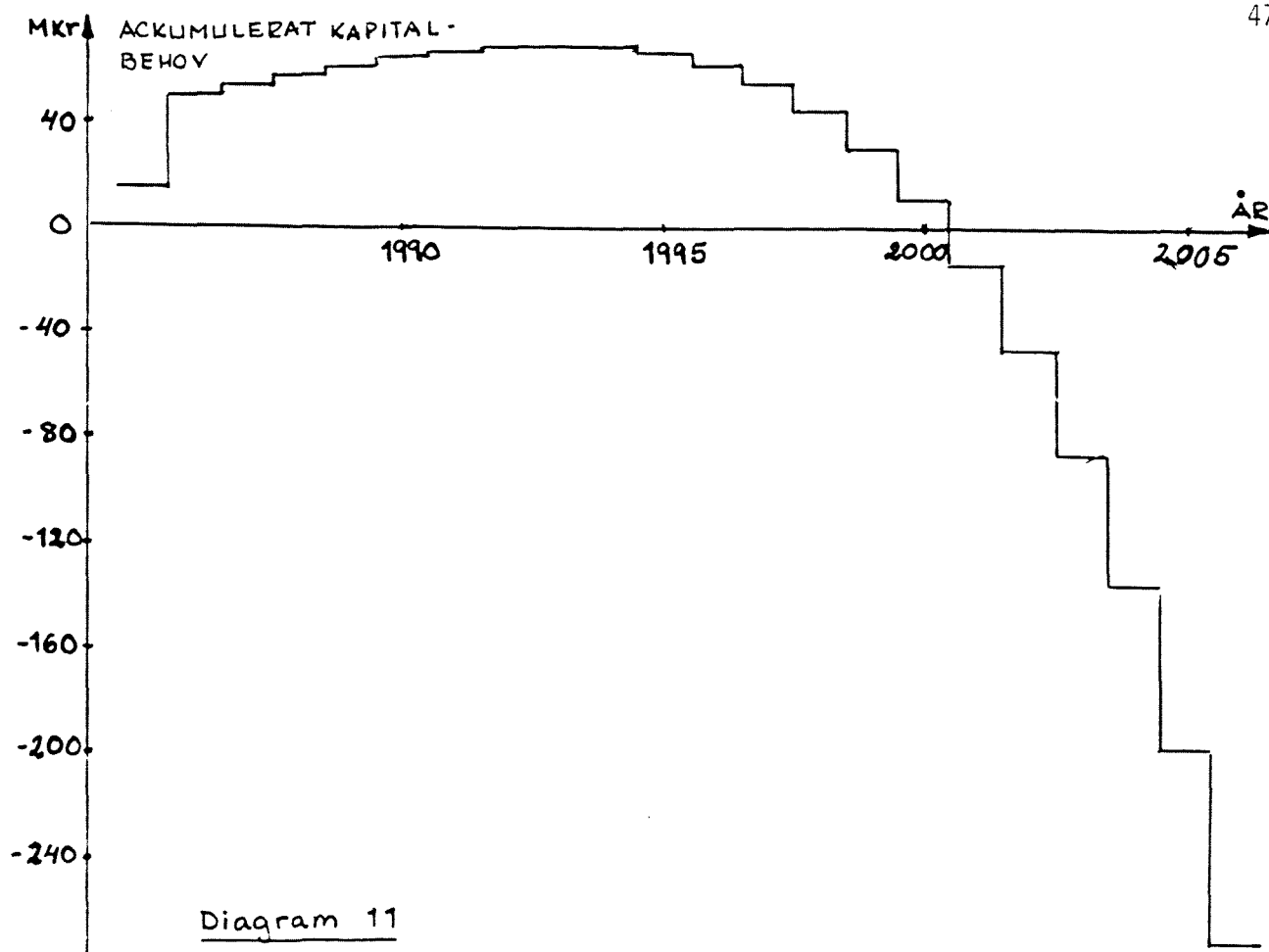
CASH-FLOWKALKYL

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
INVESTERINGSKOSTN.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BRANSELEKOSTNAD	61706	66643	71974	77732	83951	90667	97920	105754	114214	123351	133220
DRIFTKOSTNAD FAST	2126	2296	2479	2678	2892	3123	3373	3643	3934	4249	4589
DRIFTKOSTNAD RÖRLIG	531	573	619	668	722	780	842	909	982	1061	1146
ELENERGI INTAKT	16752	18092	19539	21102	22791	24614	26583	28710	31006	33487	36166
ELEFFEKT INTAKT	1905	2057	2222	2400	2592	2799	3023	3265	3526	3808	4113
VARMEENERGI INTAKT	60408	66449	73093	80403	88443	97287	107016	117718	129490	142438	156682
DIFFERANS	14702	17086	19782	22826	26261	30130	34487	39386	44891	51072	58007
DISKONTERINGSFAKTOR	3.90	4.36	4.89	5.47	6.13	6.87	7.69	8.61	9.65	10.80	12.10
DISKONTERINGSBIDRAG	3774	3916	4048	4170	4284	4388	4485	4573	4654	4727	4794
ACKUMULERAT DB	-9742	-5826	-1779	2392	6675	11064	15548	20121	24775	29502	34296

RESULTAT OCH FINANSIERINGSKALKYL

TÄCKNINGSBIDRAG	14702	17086	19782	22826	26261	30130	34487	39386	44891	51072	58007
ACKUMULERAT KAPITAL	61724	54429	43874	29357	10053	-15001	-46931	-87050	-136891	-198198	-273054
RÄNTEKOSTNAD	7407	6531	5265	3523	1206	-1800	-5632	-10446	-16426	-23784	-32766
ACKUMULERAD INVEST.	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181	55181
AVSKRIVNINGSKOSTN.	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759
KAPITALKOSTNAD	10166	9290	8024	6282	3965	959	-2873	-7687	-13657	-21025	-30007
KAPITALBEHOV	-7295	-10555	-14517	-19304	-25054	-31930	-40118	-49832	-61317	-74856	-90773
RESULTAT	4536	7796	11758	16545	22295	29171	37359	47073	58558	72097	88014
ACKUMULERAT RESULT.	-33967	-26171	-14413	2131	24427	53598	90957	138030	196588	268684	356698

Tabell 6 forts.



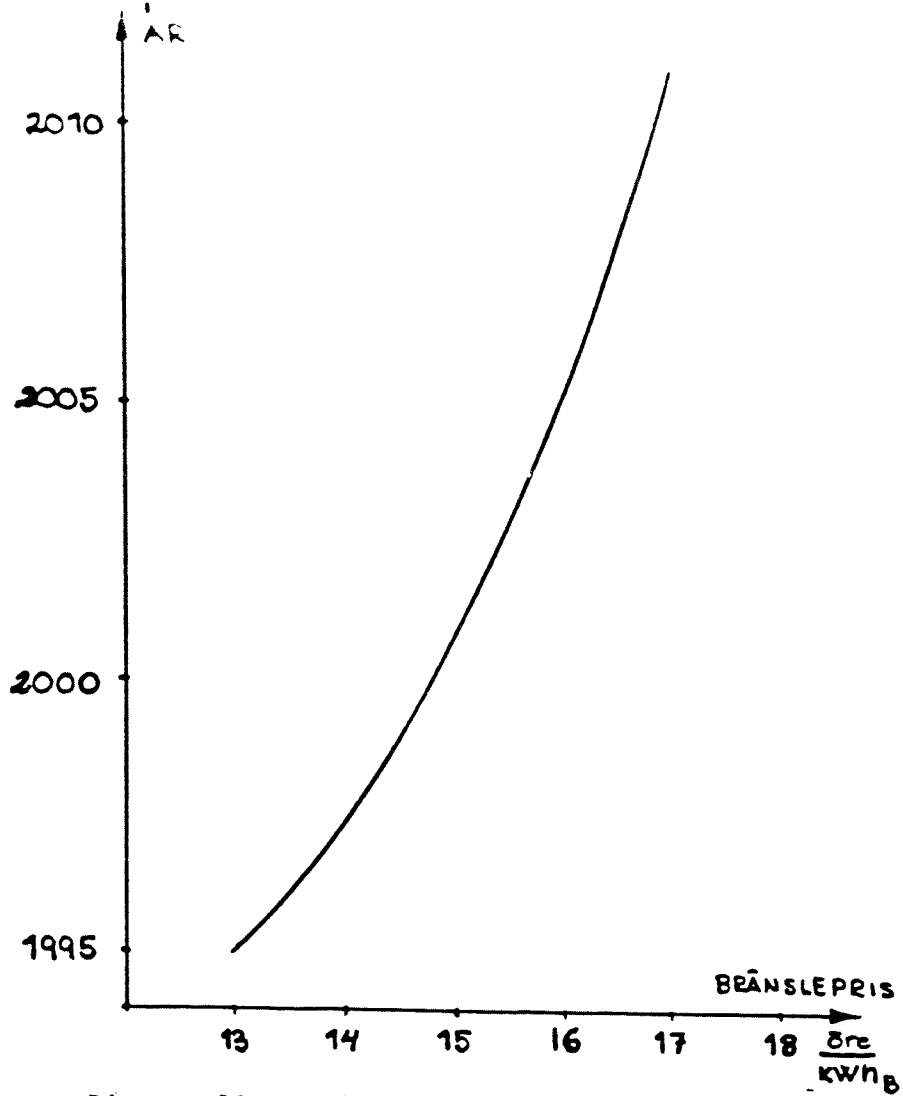


Diagram 13 År då anläggningen är betald

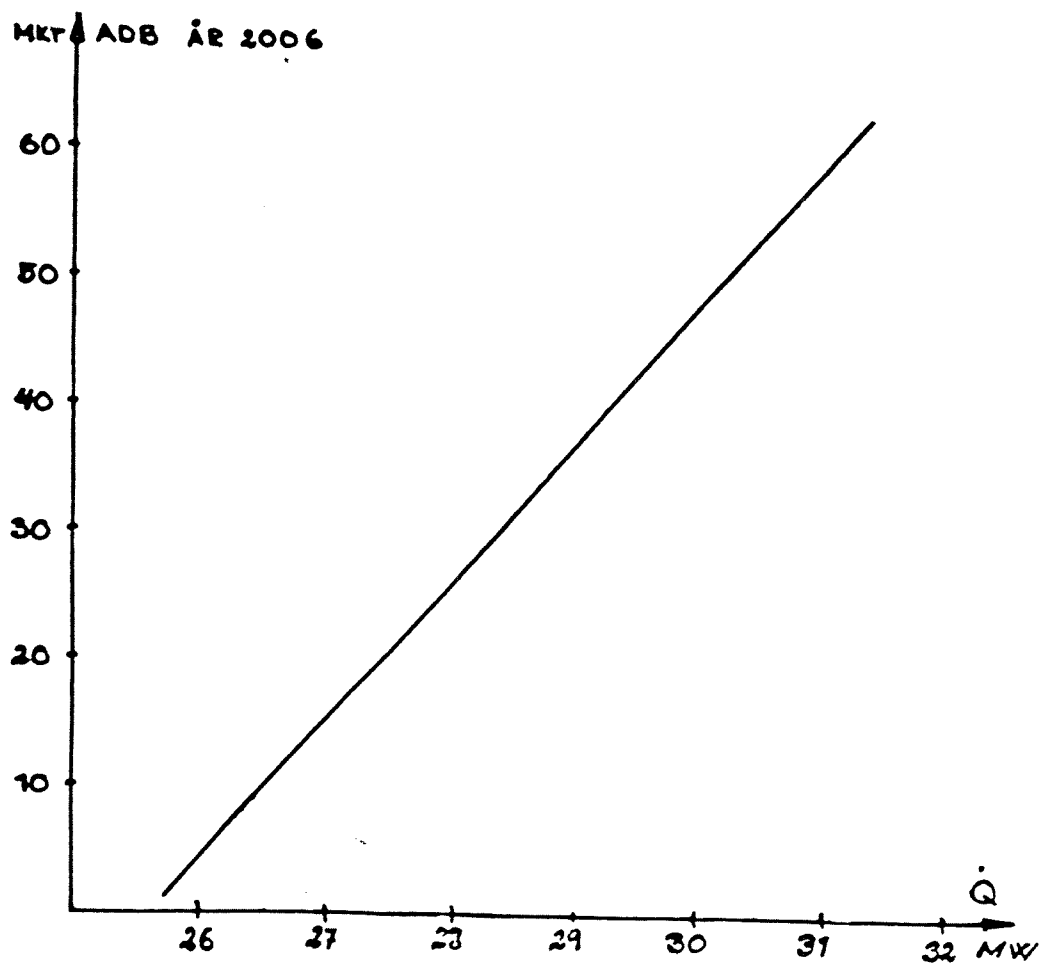


Diagram 14 Ackumulerat diskontorerat värde

5.7.2 Exempel 2. Gasmotorkraftvärmeverk

Jenbacher:s gasmotor LM 1750 Go (inkl. värmeåtervinningssystem) studeras i detta exempel. Anläggningen avger 1425 kW_{el} och $2420 \text{ kW}_{värme}$ vid en utetemperatur av $+1^{\circ}\text{C}$. Energiutnyttjandet blir vid detta driftfall 91.4 %.

Anläggningens investeringskonstad blir 7100 kkr då den ansluts till ett mindre fjärrvärmenät. Den totala underhållskostnaden, inkl. personalkostnad, är 4 öre/ kWh_E .

De ingångsdata som behövs för beräkningar enligt annuitetsmetoden finns redovisade i appendix 4. Vid en drifttid på 3624 h och en tillgänglighet om 96.7 % kan diagram 15 uppritas. Om gaspriset är 15 öre/ kWh_B och värmepriset 18.9 öre/ kWh_Q krävs ett elpris på 30.2 öre/ kWh_E för att man skall kunna investera i ett gasmotorkraftvärmeverk. Ökas drifttiden till 5160 h/år erhålls ett nära nog identiskt diagram med det som erhöles i exempel 1 (diagram 9).

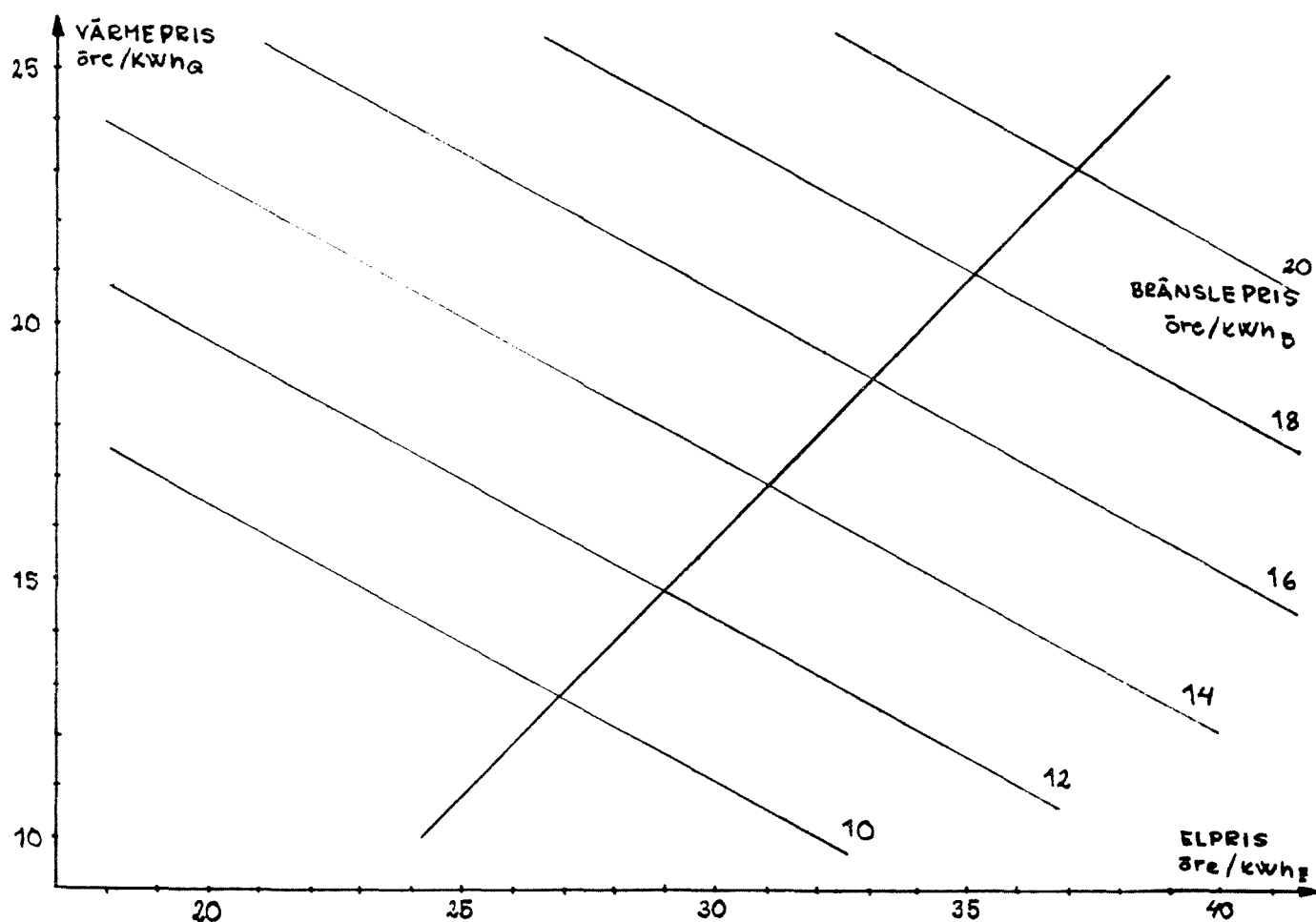


Diagram 15

Cash-flowberäkningar med ovanstående energipriser ger att anläggningen är betald år 1998 och att det ackumulerade diskonteringsbidraget år 2006 är 7.5 Mkr. Vid ett elpris på 17.8 öre/kWh_E blir inte anläggningen betald inom avskrivningstiden (AKB < 0 år 2012). Det ekonomiska resultatet är vid givna priser på el och värme mest känsligt för variationer i bränslepriset och beredskapsskyldigheten.

5.7.3 GASTURBINKRAFTVÄRMEVERK

Beräkningar har genomförts för Kongsberg:s KG2-3C vilken avger ungefär lika stor eleffekt som Jenbacher:s gasmotor LM 1500 Go. I jämförelse med gasmotorn så är gasturbinens verkningsgrad låg och den producerade värmeeffekten stor. Investeringskostnaden blir något större än för gasmotoralternativet (G = 9.0 Mkr). En cash-flowberäkning för ett elpris av 17.8 öre/kWh_E, värmepris på 18.9 öre/kWh_Q och gaspris på 15 öre/kWh_B resulterar i att gasturbinkraftvärmeverket är betalt 1999. Det ackumulerade diskonteringsbidraget år 2006 blir 10.5 Mkr. Trots att gasmotorn har högre verkningsgrad och är billigare än gasturbinen så är lönsamhetsförutsättningarna för den senare betydligt bättre. Detta är en följd av rådande priser för el och värme och förhållandet mellan el- och värmeeffekten.

Asea-Stal:s GT35C är en modern gasturbin med utmärkt verkningsgrad trots en låg turbininloppstemperatur. Det bör påpekas att en låg temperatur i turbininloppet är viktig ur underhållssynpunkt. Jämförs GT35C med Sulzer:s Type 7 (5.7.1) finner man, att Sulzermaskinen har bättre lönsamhetsförutsättningar trots att Stalmaskinen har en betydligt högre verkningsgrad. För samma energipriser som ovan så är GT35C-kraftvärmeverket betalt 2005 med ett ackumulerat diskonteringsbidrag år 2006 på 11.9 Mkr.

Av ovanstående exempel framgår att en hög elverkningsgrad icke är önskvärd med idag rådande priser på el och värme. Om priset på el-energi ökar, relativt övriga energipriser, kommer maskiner med hög elverkningsgrad mer till sin rätt.

indata till cash-flowkalkyl

datumpunkt: 1984 1
byggstart: 1985 5
driftstart: 1986 11

	1985	1986	1987	1988	1989	1990-	
pae:	0	0	16590	16590	16590	16590	kw
ee1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
ee2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
ee3:	0.000	11.621	30.671	30.671	30.671	30.671	gwh
ee4:	0.000	10.293	27.457	27.457	27.457	27.457	gwh
eq1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
eq2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
eq3:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
eq4:	0.000	36.753	95.767	95.767	95.767	95.767	gwh
eb1:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
eb2:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
eb3:	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	gwh
eb4:	0.000	69.797	184.434	184.434	184.434	184.434	gwh
fi:	33.33	66.67	0.00	0.00	0.00	0.00	%
g:	45250.0 kkr ri: 0.0 %/a						
x:	1.5 st from 1986 1 pp: 150.0 kkr/st rp: 0.0 %/a						
ksi:	75.00 % puht: 1.250 ore/kwh ruh: 0.0 %/a						
pf:	215.00 kkr from 1986 11 rf: 0.0 %/a						
po:	1800.0 kr/m ³ rso: 12.0 %/a rrbl: 2.0 %/a						
crbl:	10806.0 kwh/m ³ lan: 0.00 %						
from 1987 1 a:	5.0 dygn pmsk1: 15.627 kkr						
pmsk2:	0.02702 kkr/kw pmsk3: 0.00284 kkr/(kw*dygn)						
rmsk:	0.0 %/a						
energipris	1	2	3	4			
el	9.710	12.880	15.420	19.870	ore/kwh		
varme	0.000	0.000	0.000	18.890	ore/kwh		
bransle	0.000	0.000	0.000	15.000	ore/kwh		
pep:	69.85 kr/kw re: 0.0 %/a						
rq:	2.0 %/a rb: 0.0 %/a						
inf:	8.0 %/a krf: 12.0 %/a rsk: 12.0 %/a tau: 20 a y: 5 a						

Tabell 7. Indata för GT35C

Givetvis kan beräkningar genomföras för olika energiprisnivåer gällande för ett framtida Sverige. Ett annat sätt är att studera utfallet av beräkningar för länder där prisrelationen mellan el och värme skiljer sig från den som gäller i Sverige.

Vi har här valt att studera det ekonomiska utfallet för både Sulzer Type 7 och Asea-Stal GT35C i Danmark och USA. I tabell 7 redovisas de indata som gäller för GT35C i Sverige, motsvarande för Type 7 är redovisat i tabell 6 sidan 44. Vid beräkningarna för USA och Danmark har endast energipris och antagen prisutveckling förändrats. I tabell 8 redovisas indata och det ekonomiska utfallet.

	Sverige		Danmark		USA	
P_B/P_{BSV}	1.0		1.0		1.0	
P_Q/P_{QSV}	1.0		0.64		0.90	
P_E/P_{ESV}	1.0		2.25		2.87	
r_B	0		2		2	
r_Q	2		2		2	
r_E	0		2		2	
	Betald år	ADB ₂₀₀₆ Mkr	Betald år	ADB ₂₀₀₆ Mkr	Betald år	ADB ₂₀₀₆ Mkr
Type 7	2001	34.3	2009		1991	153.5
GT35C	2005	11.9	1996	61.6	1990	243.5

Tabell 8. Indata och ekonomiskt utfall (Sv=Sverige)

Av tabellen framgår tydligt att ett högre elpris (USA och Danmark) förbättrar det ekonomiska utfallet för GT35 C vilken har hög elverkningsgrad. Ett lågt pris på värme (Danmark) resulterar i ett klart försämrat utfall för Type 7, vilken har låg elverkningsgrad, trots dubbleringen av elpriset.

Gjorda jämförelser är givetvis inte fullständiga men de visar betydelsen av prisrelationen mellan el och värme samt av elverkningsgraden. Jämförelsen skall ses som ett komplement till den diskussion som redovisats för svenska förhållanden.

6. SLUTSATSER

Uppgiften har varit att undersöka om gasturbiner eller gasmotorer i kombination med fjärrvärme ekonomiskt kan konkurrera med andra värme-och kraftproduktionsalternativ. Ursprungligen var avsikten att begränsa studien till förhållandena i Sverige, senare uttrycktes önskemål om att studera även andra länder. Gjorda ekonomiska bedömningar är baserade på såväl annuitetsmetoden som på cash-flow beräkningar där det ekonomiska resultatet kan studeras år för år.

I utredningen konstateras:

att det f n i Sverige saknas incitament för att välja maskiner med hög elverkningsgrad, beroende på vårt låga elpris. Mot denna bakgrund står det klart att enbart teknisk utveckling inte kan förändra här redovisad slutsats, hur revolutionerande denna än må vara. Det är först om elpriset stiger ca 50 % relativt bränslen som det lönar sig att arbeta för en högre elverkningsgrad på maskinerna.

att för placeringar i Danmark eller USA där andra el-och värmepriser gäller, är maskiner med hög elverkningsgrad att föredra. God lönsamhet bör kunna uppnås i USA och en hygglig lönsamhet erhålles i Danmark för en maskin med hög elverkningsgrad t ex GT35C.

Bedömningarna avseende den svenska situationen måste nyanseras beroende på om det är värme eller el som utgör den primära nyttigheten. En fjärrvärme-producent har att jämföra med alternativa sätt att producera värme medan en kraftproducent har att jämföra med alternativa sätt att producera kraft.

Kommun

Generella slutsatser är naturligtvis svåra att dra, eftersom investeringen varierar beroende på geografisk placering (anslutningskostnader för fjärrvärme, el och gas) Genomräknade exempel har valts med tanke på att Extremsituationer inte föreligger vad gäller kringkostnader. De kan således på goda grunder sägas vara normalinstallationer. Det förtydjar emellertid att påpekas att avvikelser från denna situation kan förekomma i båda riktningarna, dvs kostnaderna för en investering på annan ort kan vara upp till 20 % lägre eller högre.

Kraftvärmeverkets drifttid bestäms i hög grad av el-taxorna. Det är naturligtvis ingen mening att låta kraftvärmeverket producera kraft då elpriset är lägre än kraftvärmeverkets rörliga kostnad för elproduktion. Med idag aktuella el-taxor torde det inte vara god ekonomi att köra kraftvärmeverket mer än c:a 4000 timmar per år. En annan faktor som begränsar årliga drifttiden är den rekommenderade sammanlagda drifttiden fram till genomgripande revision.

I det exempel som är mest attraktivt är drifttiden uppskattad till 3624 timmar (under vinterhalvåret) och tillgängligheten 96.7 %. Vidare har priset för levererad värme satts till alternativkostnaden att producera motsvarande mängd i en befintlig oljepanna (E05). Priset för levererad el har också fastlagts med hjälp av alternativet, dvs att köpa motsvarande mängd elkraft.

Utgående från dessa förutsättningar kan man konstatera att gasen inte får kosta mer än c:a 14 öre/kWh för att det skall vara lönsamt med ett gasturbinbaserat kraftvärmeverk.

Om vi istället säger att gaspriset idag är 18 öre/kWh finner vi att elpriset måste öka till 35-36 öre/kWh för att lönsamhet skall uppnås. Priset på el måste således öka till denna nivå, medan priserna på andra energiformer ligger kvar på dagens nivå.

Ovanstående bedömningar är gjorda med hjälp av annuitetsmetoden. Cash-flowberäkning ger med samma förutsättningar att ett gasbaserat kraftvärmeverk driftklart i Lund 1986 har återbetalt sig själv år 1997 om gaspriset är 14/öre kWh och år 2016 om gaspriset är 18 öre/kWh.

Detta skall ställas i relation till anläggningens tekniska livslängd, som beräknas vara c:a 20 år.

Förhållandet är något sämre för gasmotorer, beroende dels på att underhållskostnaderna är relativt sett högre och dels på att priset på el är så lågt att den högre elverkningsgraden faktiskt är en ekonomisk belastning. Gasmotorerna med sin högre elverkningsgrad uppvisar å andra sidan snabbare en förbättring av ekonomiska resultatet vid höjningar av elpriset än vad gasturbiner gör. Med dagens råenergipriser måste en gasmotor ha c:a 40 % längre drifttid än en gasturbin för att uppnå samma lönsamhet.

I utredningen konstateras således:

att för en fjärrvärmeproducent (kommunen eller motsvarande huvudman) är det idag ej lönsamt att investera i ett gaseldat kraftvärmeverk. Det finns anledning att ompröva denna ståndpunkt när priset på elkraft ökat med 50% relativt andra råenergipriser.

Kraftbolag

Produktionskostnaden för el i nya kolkraftverk ligger i storleksordningen 35-40 öre/kWh. (Priset på kolkraft är starkt beroende av vilka krav som ställs på rening av rökgaser) Om det gasbaserade kraftvärmeverket kunde påräkna ersättning i samma storleksordning för producerad el finns det utrymme att betala 19-20 öre/kWh för gasen med bibehållna fjärrvärmetakser.

I utredningen konstateras således:

att för en kraftproducent (kraftbolag eller motsvarande) som behöver utöka sin produktionsapparat med en grundlastenhet, med drifttider på 4000-5000 timmar, kan ett gaseldat kraftvärmeverk vara ett lönsamt alternativ. Konkurrerande alternativ i denna situation är förutom vattenkraft, kondenskraft och kraftvärme baserade på fastbränsle. Det gaseldade kraftvärmeverket har i jämförelse med fastbränsle-alternativen ytterligare två fördelar som här ej är med i de ekonomiska kalkylerna; nämligen att det är miljövänligt och går att utnyttja som toppkraftverk då värme ej behövs.

Det har legat utanför denna utredning att studera andra kraftvärmeapplikationer än fjärrvärme. Likaså har det inte studerats vilka möjligheter som s.k. kombinerade processer kan ge. Det är inte uteslutet att ekonomin blir något bättre om gasturbinen kombineras ihop med en ångkraftprocess och dessutom kanske en värmepumpsprocess. Sådana kaskadkopplingar ger komplicerade anläggningar, men eftersom naturgas är ett högvärdigt och lätthanterligt bränsle finns förutsättningarna för att detta till trots uppnå enkla och robusta lösningar.

Jämfört med ett fastbränslebaserat kombikraftverk har ett gasbaserat dito följande fördelar:

- Lägre investering (enklare bränsle och askhantering)
- Högre tillgänglighet (om bränslet finns)
- Kan byggas i såväl små som stora enheter (specifika kostnader ej lika beroende av storleken)
- Gasturbinerna håller längre
- Enkelt att tillsatselda i ångpannan
- Lättare att reglera
- Lättare att kontrollera NO_x och PAH
- Mindre miljöpåverkan

Med stöd av ovan utförda ekonomiska bedömningar avseende enkla gasturbin-kraftvärmeverk och av ovan redovisade, men ej kvantifierade faktorer, rekommenderas att fortsatta studier inriktas på gasbaserade kombikraftverk för elproduktion, där överskottsvärme tages tillvara i fjärrvärmesystemet.

7. REFERENSER

1. Heilig, M.
Energianläggningar - ett tillämpningsområde för kolvmotorer.
Institutionen för Strömningsmaskiner
2. Kol, uran och gas för kristid
Slutbetänkande av 1980 års oljelagringskommitté
Ds H 1981:2
3. VVF
Planeringsmall för mindre kraftvärmeverk. Rapport 1981
4. Gas Turbine World. Performance Specs 1984
Gas Turbine World, mars 1984
5. Energie, Jahrg 35, Nr 8. August 1983.
Techinscher Verlag Resch. KG.
6. Warmte/Krachtkoppeling VEG-Gasinstitut
Wilmsdorf 50, Postbus 137, 7300 AC Apeldoorn.

Ett flertal olika publikationer har använts stödjande litteratur under arbetets genomförande. I tillämpliga delar har följande publikationer använts

VAST
Gasturbinkraftverk. Rapport 1970

VVF
Gasturbinkraftvärmeverk. Rapport 1977

Bohman, T., Frederiksen, S.
Om avgaspannan i ett gasturbin-energikombinat
Rapport, Institutionen för Värme- och kraftteknik, LTH, 1974

VVF
Skultuna dieselkraftvärmeverk, Rapport 1977

FTA Fachberichte

Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren und Gasturbinen -
Beurteilungskriterien -

Band 6, Vulkan-Verlag, Essen 1982

Sarofim, A., Flagan, R.

NO_x control for stationary combustion sources

Prog. Energy Combust. Sci., vol. 2, pp 1-25, 1976

Acurex Corp.

Review of NO_x Emission Factors for Stationary Fossil
Fuel Combustion Sources

EPA -450/4-79-021, 1979

APPENDIX 1

Gasturbiner 100 kW_E - 25000 kW_E

Förklaringar:

MODELL: Leverantör och gt:s beteckning

P_g : generatoreffekt baslast (ISO) [kW]

P_{gmax} : generatoreffekt spetslast (ISO) [kW]

ISO : vid 15°C, havsnivå och utan tryckförluster i insugnings- och avgaskanal

η_g : verkningsgrad för gasturbin

π_k : totalt tryckförhållande över kompressor

$\dot{m}_1$: massflöde luft vid spetslast [kg/s]

t_{in} : turbininloppstemperatur vid spetslast [°C]

t_g : temperatur efter turbiner, alt. efter regenerator, vid spetslast [°C]

Om effekt vid spetslast ej angivits erhålls $\dot{m}_1$, t_{in} och t_g vid baslast.

Data hämtade från Gas Turbine World, Performance Specs 1984, mars 1984 [4].

$\dot{Q}$, β, och α beräknade enligt följande

$$\beta = \eta_{V VX} + \eta_G (\eta_{GE} - \eta_{V VX}) = \frac{P_E + \dot{Q}}{\dot{Q}_B}$$

$$\alpha = \frac{\eta_{GE} \eta_G}{\eta_{V VX} (1 - \eta_G)} = \frac{P_E}{\dot{Q}}$$

$$\dot{Q} = \frac{1}{\alpha} P_E \quad [\text{kW}]$$

$$\text{där } \eta_{GE} = 0.98 \quad \eta_{V VX} = \frac{t_g - 70}{t_g - 15}$$

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
K-H-D KA 215	220	0.184	277	0.187	4.0	0.20	-	600	1113	0.92	0.25
Kawasaki S1B-02	220	0.158	230	0.158	9.0	1.77	-	505	1110	0.90	0.21
Allison GT 404	251	0.296	251	0.296	4.3	1.77	1024	284	485	0.85	0.52
Noel Penny NPT 403	294	0.172	318	0.180	5.8	2.27	933	582	1335	0.92	0.24
Turbomeca Astazou IV	305	0.185	340	0.190	5.6	2.54	-	520	1318	0.91	0.26
Pratt & Whitney ST6J77	380	0.194	620	0.214	6.9	3.13	982	574	2095	0.92	0.30
Kawasaki A1T-02	425	0.152	450	0.152	9.0	3.49	-	505	2274	0.90	0.20
K-H-D KT 215	427	0.180	440	0.181	9.0	3.54	-	518	1809	0.91	0.24
Noel Penny NPT 603	455	0.208	492	0.211	5.2	2.45	1027	685	1723	0.93	0.29
Centrax 33	500	0.164	550	0.174	5.2	4.99	800	500	2362	0.90	0.23
S & S TG-831	518	0.212	565	0.220	11.0	3.58	963	499	1812	0.91	0.31
Garret IM831-800	520	0.213	565	0.219	11.0	3.58	963	499	1822	0.91	0.31

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_1$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
Kongsberg KG 831	548	0.224	596	0.230	11.0	3.49	-	522	1815	0.91	0.33
Turbomeca Bastan VI	570	0.195	640	0.200	5.5	4.31	-	550	2344	0.91	0.27
TurboSystems TG-9A	640	0.232	720	0.237	7.1	3.04	834	624	2152	0.93	0.33
K-H-D KA 123	700	0.216	700	0.216	9.0	4.90	-	493	2294	0.91	0.31
Kawasaki S2A-01	700	0.191	700	0.191	9.0	4.81	-	475	2664	0.90	0.26
TurboSystems TG-9B	720	0.232	800	0.237	8.2	3.72	762	596	2379	0.92	0.34
Bet-Shemesh M2TL	750	0.145	790	0.147	3.8	7.71	757	525	4173	0.91	0.19
Solar Saturn	800	0.210	-	-	6.2	5.81	738	443	2676	0.89	0.30
Turbomeca Bi Bastan VII	820	0.220	990	0.236	7.2	6.03	-	500	2899	0.91	0.34
Bet-Schemesh M5TL	960	0.220	1040	0.227	5.5	5.90	915	548	3241	0.92	0.32
Turbomeca Bi Bastan VI	1090	0.194	1225	0.196	5.5	8.62	-	505	4552	0.91	0.27
Kawasaki M1A-01	1140	0.195	1200	0.195	8.0	7.67	-	510	4493	0.91	0.27

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_1$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
K-H-D KA 134	1177	0.219	1177	0.219	8.0	7.85	-	505	3802	0.91	0.31
Ruston TA 1750	1277	0.168	-	-	4.3	11.34	825	510	5736	0.90	0.22
TurboSystems TG-9AT	1280	0.239	1440	0.244	7.1	6.08	834	624	4142	0.93	0.35
Kongsberg KG2-3R	1400	0.260	-	-	4.0	-	-	-	-	-	-
TurboSystems TG-9BT	1440	0.232	1600	0.237	8.2	7.44	762	596	4759	0.92	0.34
K-H-D KA 334	1470	0.203	1470	0.203	9.2	9.07	-	545	5278	0.91	0.30
Kawasaki M1A-03	1470	0.192	1500	0.192	9.2	8.98	-	540	5767	0.91	0.26
Kongsberg KG2-3C	1560	0.174	1670	0.179	4.0	12.70	-	608	7091	0.92	0.24
Turbomeca Bi Bastan VII	1565	0.216	1885	0.231	7.2	12.06	-	500	5677	0.91	0.33
Ruston TA 2500	1764	0.202	-	-	4.9	12.70	851	504	6311	0.91	0.28
Avco TF25	1835	0.225	2163	0.231	6.5	9.39	965	580	6632	0.92	0.33
Kawasaki KTF25	1835	0.229	2163	0.233	6.5	9.39	965	580	6558	0.92	0.33

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_1$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
Kawasaki M1T-01	2210	0.266	3000	0.270	7.6	11.97	995	610	7512	0.93	0.40
K-H-D KT 134	2260	0.212	2350	0.214	8.0	15.69	-	505	7819	0.91	0.30
Kawasaki KTF35	2550	0.264	3000	0.268	7.6	11.97	995	610	7588	0.93	0.40
K-H-D KT334	2824	0.197	2824	0.197	9.2	17.96	-	545	10527	0.91	0.27
Kawasaki M1T-03	2870	0.191	3000	0.191	9.2	17.96	-	500	11496	0.90	0.26
Solar Centaur	2880	0.255	3220	0.258	8.3	17.24	944	471	8310	0.91	0.39
Avco TF40	2950	0.265	3312	0.267	8.4	12.70	1060	610	8420	0.93	0.39
Ishikawajima IM-400	3000	0.268	3700	0.282	9.3	14.97	982	515	8555	0.92	0.43
Centrax CX350	3050	0.262	3450	0.270	9.3	15.42	1037	550	8540	0.92	0.40
Hitachi Zosen GT 10	3066	0.268	3713	0.282	9.3	14.97	1077	510	8575	0.91	0.43
Allison 501-KB	3066	0.266	3713	0.282	9.3	15.19	1077	510	8575	0.91	0.43
Kongsberg KG5	3110	0.246	3340	0.248	6.3	20.86	-	494	9148	0.91	0.37

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
S & S TG-501-KB	3138	0.268	3864	0.287	9.3	15.96	1077	556	8799	0.92	0.44
TurboSystems TG40B	3330	0.286	4060	0.303	9.3	15.60	1077	506	8462	0.92	0.48
Ruston TB 5000	3457	0.243	-	-	7.0	20.87	877	492	9722	0.91	0.36
Fiat Aviazone LM500	3600	0.296	-	-	14.0	15.42	-	504	7754	0.91	0.46
Ishikawajima IM400-6	3610	0.286	4090	0.296	9.3	15.42	1035	533	8872	0.92	0.46
Hitachi Zosen GT10-5	3620	0.287	4100	0.297	9.3	15.42	-	533	8851	0.92	0.46
Centrax CX350-KB5	3650	0.285	4250	0.292	9.3	15.56	-	533	9399	0.92	0.45
Nuovo Pignone G 1542 R	3670	0.305	-	-	7.4	20.41	943	349	7128	0.88	0.51
S & S TG-501-KB5	3706	0.290	4219	0.301	9.4	15.65	1099	578	9021	0.93	0.47
Nuovo Pignone G 1542	3810	0.233	-	-	7.0	20.41	943	545	11470	0.92	0.33
TurboSystems TG60B	3930	0.307	4460	0.318	9.3	15.74	-	572	8797	0.93	0.51
Allison 501-KB5	3934	0.307	4462	0.318	9.3	15.56	-	533	8728	0.92	0.51

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
TurboSystems TG60A	4060	0.318	4470	0.320	14.5	16.33	-	540	8677	0.92	0.52
Dresser Clarck DC-990	4060	0.302	4350	0.308	12.0	20.4	1077	496	8832	0.91	0.49
Thomassen USA G1642R	4215	0.316	-	-	8.3	24.04	943	-	-	-	-
K-H-D DC 990	4325	0.302	-	-	12.25	19.7	-	472	8973	0.91	0.48
Thomassen USA G1642	4344	0.241	-	-	8.3	24.04	943	504	12390	0.91	0.35
Nuovo Pignone G1642R	4380	0.323	-	-	8.5	24.04	943	354	7848	0.88	0.56
Centrax CX 570	4400	0.277	4700	0.275	11.2	19.05	-	605	11465	0.93	0.41
Allison 570-KA	4500	0.281	5000	0.281	12.0	19.4	-	621	11870	0.93	0.42
Ishikawajima IM600	4500	0.283	5000	0.282	11.2	18.60	-	583	11732	0.92	0.43
Hitachi Zosen GT 15	4512	0.284	5019	0.283	12.0	19.05	-	621	11798	0.93	0.43
Nuevo Pignone G1642	4520	0.247	-	-	8.3	24.04	943	535	12574	0.92	0.36
S & S TG 570K	4545	0.286	5050	0.285	11.2	18.73	-	608	11729	0.93	0.43

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
Creusot Loire CA-5	4800	0.301	5350	0.299	12.0	19.41	-	620	11635	0.93	0.46
TurboSystems TG80A	4810	0.303	5350	0.301	12.0	19.41	850	620	11525	0.93	0.46
Hispano-Suiza THM 1203	5260	0.227	-	-	7.6	34.02	905	498	16196	0.91	0.32
S & S TG 571K	5405	0.320	5860	0.308	12.0	19.82	-	577	12120	0.93	0.48
Centrax CX 571	5450	0.324	5870	0.327	12.0	19.50	-	554	11070	0.92	0.53
Mitsui SB30	5560	0.263	5840	0.266	6.9	28.12	951	533	14698	0.92	0.40
Sulzer R3	5740	0.323	6020	0.324	9.5	31.75	970	478	11346	0.91	0.53
Ruston Tornado	5890	0.296	-	-	12.1	27.2	1000	475	12585	0.91	0.47
TurboSystems TG80B	5910	0.341	6370	0.344	12.2	20.05	835	576	11180	0.93	0.57
Sulzer 3	5970	0.272	6270	0.274	9.5	31.75	970	478	14938	0.91	0.42
USSR GTG-6	6300	0.232	-	-	6.0	45.4	760	430	18460	0.89	0.34
Thomassen Holland TF10	6700	0.423	-	-	8.5	24.9	1074	254	7180	0.86	0.93

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
GEC EM85	6750	0.214	-	-	6.0	45.4	805	460	22171	0.90	0.30
Westinghouse CW101PG	8080	0.224	-	-	6.6	60.78	-	438	24849	0.89	0.33
Fiat TTG TG7	8200	0.230	8950	0.235	6.0	59.9	-	444	25918	0.90	0.35
AEG-Kanis G3122R	8500	0.312	-	-	7.3	52.16	899	335	15839	0.88	0.54
Mitsubishi MW-101	8710	0.228	9250	0.233	8.0	65.8	-	430	26953	0.89	0.34
Solar Mars	8840	0.311	9470	0.322	16.0	37.2	1071	473	17903	0.91	0.53
Hispano-Suiza THM 1304	8930	0.270	-	-	10.0	44.45	985	505	21871	0.91	0.41
AEG-Kanis G3132	9250	0.246	-	-	7.1	52.16	899	504	25676	0.91	0.36
AEG-Kanis G3142R	10000	0.332	-	-	7.3	52.16	954	353	17190	0.88	0.58
USSR GTG-10	10000	0.285	-	-	6.0	86.2	-	315	20906	0.86	0.48
Thomassen Holland G3142R	10000	0.329	-	-	7.2	52.2	954	353	17425	0.88	0.57
Nuovo Pignone G3142R	10110	0.335	-	-	7.5	52.16	954	353	17146	0.89	0.59

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
Nuovo Pignone G3142	10450	0.258	-	-	7.1	52.16	943	526	27366	0.91	0.38
AEG-Kanis G3142	10450	0.258	-	-	7.1	52.16	943	526	27366	0.91	0.38
John Brown MS3002J	10450	0.258	-	-	7.1	52.16	943	526	27366	0.91	0.38
Thomassen Holland G3142J	10450	0.258	-	-	7.1	52.16	943	526	27366	0.91	0.38
Hitachi G3142	10450	0.258	-	-	7.1	52.16	943	526	27366	0.91	0.38
Sulzer R7	10600	0.318	11100	0.320	7.7	63.50	925	336	19223	0.88	0.55
Ishikawajima IM 1500	10700	0.260	12100	0.262	12.6	71.21	-	410	29936	0.89	0.40
I-R GT-51	10925	0.269	-	-	12.2	74.8	-	-	-	-	-
Sulzer 7	11000	0.252	11500	0.254	7.5	63.5	925	485	30342	0.91	0.38
GEC ESP-1	11200	0.316	13230	0.328	-	-	-	-	-	-	-
Dresser Clarck DC-125C	11250	0.255	14550	0.273	10.0	76.2	899	454	34584	0.90	0.42
GEC EAS-133	11330	0.257	14580	0.275	9.5	81.6	902	453	34297	0.90	0.43

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
I-R GT-52	11780	0.267	-	-	10.0	75.7	-	-	-	-	-
Sulzer Primo 12	12200	0.285	15800	0.296	8.8	75.3	810	403	32910	0.89	0.48
Dresser Clarck DJ-270G-20	12200	0.319	13500	0.325	15.0	57.2	1038	452	25010	0.91	0.54
I-R GTG1DR	12500	0.329	-	-	18.0	57.2	-	-	-	-	-
Dresser Clarck DJ-160R	12600	0.259	15800	0.275	10.0	76.2	968	482	37499	0.91	0.42
Fiat Aviazone LM2500-20	12850	0.342	-	-	18.0	56.7	-	413	21741	0.90	0.59
John Brown LM2500-PD	12850	0.342	-	-	14.8	56.7	-	413	21741	0.90	0.59
Mitsui SB60	13070	0.307	14140	0.311	13.2	60.8	1031	480	28185	0.91	0.50
I-R GT-53	13100	0.268	-	-	10.0	75.7	-	-	-	-	-
Kvarner Brug LM2500-20	13100	0.349	-	-	-	56.7	974	413	21489	0.90	0.61
AEG-Kanis LM2500-PD	13125	0.351	-	-	14.8	57.6	974	415	21358	0.90	0.61
Hitachi Zosen GT151	13970	0.266	16684	0.276	9.5	81.6	995	510	39696	0.91	0.42

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
I-R GT54	14100	0.268	-	-	10.0	77.1	-	-	-	-	-
GEC EAS-135	14535	0.277	17020	0.282	9.4	81.6	-	-	-	-	-
Asea-Stal GT35C	15600	0.318	18600	0.325	12.2	93.0	880	385	33560	0.89	0.55
USSR GTG-16	16000	0.285	-	-	11.5	85.3	900	430	35531	0.90	0.45
Sulzer Primo 15	16200	0.292	18000	0.298	9.0	86.2	955	478	38128	0.91	0.47
Rolls Royce SK15	16300	0.289	18200	0.296	10.0	82.1	-	500	39161	0.91	0.46
Mitsui SB90	16810	0.267	17650	0.268	6.9	87.2	951	532	43959	0.92	0.40
AEG-Kanis G5241	17550	0.254	-	-	8.1	96.6	899	488	46481	0.91	0.38
Westinghouse CW191PG	17700	0.255	19000	0.258	7.5	122.5	-	412	48034	0.89	0.40
Mitsubishi MW-191	17790	0.254	19100	0.258	7.5	122.5	-	418	48402	0.89	0.39
Fiat TTG TG16	18200	0.259	19500	0.263	7.0	121.1	-	419	48169	0.89	0.40
AEG-Kanis G5261	19400	0.259	-	-	8.1	96.6	938	513	50381	0.91	0.39

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
Kvarner-Brug	19730	-	-	-	18.0	65.3	1169	496	-	-	-
Fiat Aviazone LM2500	20100	0.348	-	-	18.0	65.3	1186	504	34105	0.92	0.59
Sulzer 10	20700	0.332	-	-	12.8	72.6	-	528	37943	0.92	0.55
Dresser Clarck DJ-270G	20750	0.344	22840	0.349	18.0	65.3	1124	504	38584	0.92	0.59
I-R GT61	21000	0.358	-	-	18.0	67.6	-	-	-	-	-
GE PGLM2500-PE	21100	0.359	-	-	18.7	66.2	-	515	34214	0.92	0.62
S & S TG-2500-33	21450	0.361	23675	0.358	18.0	67.6	-	557	38927	0.93	0.61
Hitachi Zosen GT202	21525	0.365	23750	0.362	18.9	68.5	-	557	38378	0.93	0.62
GEC ELM-125	21550	0.364	23420	0.360	18.8	68.5	-	559	38190	0.93	0.61
Ishikawajima LM2500	21560	0.363	23380	0.361	18.1	67.6	-	523	37657	0.92	0.62
AEG-Kanis LM2500-PE	21566	0.365	-	-	18.0	66.7	1185	513	34056	0.92	0.63
Nuovo Pignone LM2500	22000	0.373	-	-	18.0	66.7	-	513	33568	0.92	0.66

MODELL	P_G	η_G	P_{Gmax}	η_{Gmax}	π_k	$\dot{m}_l$	t_{in}	t_g	$\dot{Q}$	β	α
Hitachi Zosen GT201	23390	0.339	25690	0.344	20.0	90.7	-	-	-	-	-
GEC EO-IC	23410	0.306	27910	0.340	10.4	109.3	-	535	49437	0.92	0.56
GEC ERB-124	23495	0.343	25795	0.347	20.0	92.0	-	-	-	-	-
Rolls Royce SK25	23700	0.343	25900	0.346	19.2	93.0	-	495	44231	0.92	0.59
Dresser Clarck DJ-290RC	23750	0.343	28900	0.348	21.0	100.7	1093	441	48118	0.91	0.60
GE PG5361	24800	0.274	26620	0.277	10.3	121.1	996	493	62741	0.91	0.42
Nuovo Pignone PG5361	24800	0.274	26620	0.277	10.3	121.1	996	493	62741	0.91	0.42
Kvarne Brug PG5361	24800	0.274	26620	0.277	10.3	121.1	996	493	62741	0.91	0.42
USSR GTG-25	25000	0.294	-	-	12.5	172.4	-	385	52153	0.89	0.48

APPENDIX 2

Tillfrågade leverantörer samt resultat av för-frågan.

Leverantör	Svar	Budgetpris	Underhållskostnad	Omfattning	Anmärkning
Avco (USA)	Nej				
Bet-Shemesh (Israel)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Centrax (England)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Creusot-Loire (Frankrike)	Nej				
Dresser-Clarck (USA)	Nej				
Fiat Aviazione (Italien)	Nej				
Fiat TTG (Italien)	Ja	Ja	Ja	Ja	Angivet för stor gasturbin (40 MW _E)
Detroit Allison (USA)	Nej				
Garret (USA)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Hispano-Suiza (Frankrike)	Ja	Nej	Nej	Ja	
GEC Gas Turbines (England)	Ja	Nej	Nej	Ja	
General Electric (USA)	Ja	Nej	Nej	Nej	Har ej gasturbin i effektklassen
Ishikawajima (Japan)	Nej				
Ingersoll-Rand (USA)	Nej				
Klockner-Humboldt-Deutch (Västtyskland)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Kongsberg (Norge)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Kawasaki (Japan)	Ja	Nej	Nej	Ja	

Leverantör	Svar	Budgetpris	Underhållskostnad	Omfattning	Anmärkning
Nuovo Pignone (Italien)	Nej				
Solar (USA)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Mitsui (Japan)	Nej				
Ruston (England)	Ja	Nej	Ja	Ja	
Asea-Stal (Sverige)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Sulzer (Schweiz)	Ja	Ja	Ja	Ja	
Stewart & Stevenson (USA)	Ja	Nej	Nej	Ja	
Turbomeca (Frankrike)	Ja	Ja	Nej	Ja	
Thomassen (Holland)	Ja	Ja	Nej	Ja	
Westinghouse (Kanada)	Ja	Nej	Nej	Nej	Har ej gasturbin i effektklassen

APPENDIX 3

Gasmotorer $15 \text{ kW}_E - 2138 \text{ kW}_E$

Förklaringar:

MODELL: leverantör och beteckning

P_E : generatoreffekt baslast (ISO) [kW]

ISO : vid 15°C , havsnivå och utan tryckförluster i insugnings- och avgaskanal

η : verkningsgrad för gasmotor + generator

π_k : kompressionsförhållande

$\dot{m}_R$: utgående gasflöde vid maxlast [kg/h]

t_g : utgående gastemperatur från gasmotor vid maxlast [$^\circ\text{C}$]

$\dot{Q}_{\text{avg}}$: återvinnbar värme från avgaserna när dessa kyles till 120°C

$\dot{Q}_{\text{kyln.}}$: återvinnbar värme vid kylning av motorn

$\dot{Q}_{\text{olja}}$: återvinnbar värme vid kylning av smörjoljan

Data hämtade från respektive leverantörer och VEG-Holland. [6]

MODELL		P_E	η	n	π_k	t_g	$\dot{m}_R$	$\dot{Q}_{avg}$	$\dot{Q}_{kyln.}$	$\dot{Q}_{olja}$	$\Sigma \dot{Q}$
Fiat	127 A	15	27	3000	-	750	73	19	21.5	-	40.5
Lister	HR 3	18.5	22	1500	-	-	108	-	-	-	-
Ford	2274 E	20	26	3000	-	-	121	-	-	-	55
Ford	SI 4	28	21	1500	-	-	197	45	31	3	79.0
Renault	1.6	25	26	3000	9.3:1	-	-	19	-	-	35
Waukesha	VRG 220	24.6	26	1500	8.0:1	500	121	-	-	-	32
Waukesha	VRG 330	37.5	27	1500	8.0:1	500	175	-	-	-	48
Renault	2.2	38	27	3000	9.2:1	-	-	-	-	-	53
Ford	SI 6	45	23	1500	-	-	278	66	47	2.3	115.3
Jenbacher	JW 60 Go	45	31	1500	-	-	216	37		46	83.0
Caterpillar	G 330 4NA	47	28	1500	8.0:1	-	-	-	-	-	-
Renault	3	47	27	3000 1500	-	-	-	-	-	-	65

MODELL		P_E	η	n	π_k	t_g	$\dot{m}_R$	$\dot{Q}_{avg}$	$\dot{Q}_{kylm.}$	$\dot{Q}_{olja}$	$\Sigma \dot{Q}$
Caterpillar	G 330 4NA	55	31	1500	10.5:1	-	227	-	-	-	-
M.W.M.	G 232 V6	58.5	30	1500	-	-	249	-	-	-	103
Jenbacher	JW 80 Go	62.8	32	1500	-	-	288	45	60.6		105.6
Caterpillar	G 330 6NA	70	28	1500	8.0:1	-	317	-	-	-	-
M.W.M.	G 232 V8	78.5	30	1500	-	-	340	-	-	-	138
Jenbacher	JW 80 SGo	79.8	33	1500	-	-	403	50	71.5		121.5
Caterpillar	G 330 6NA	85	32	1500	10.5:1	535	392	58	80	10	148.0
M.A.N.	E 2566E	87	32	1500	12.5:1	470	433	52	95	-	-
Waukesha	F 817G	95.6	29	1500	9.0:1	603	370	72	-	-	112.3
Jenbacher	JW 120 Go	100.3	32	1500	-	-	461	68	103.7		171.7
M.W.M.	G 232	118	30	1500	-	-	-	-	-	-	205
Caterpillar	G 3306 TA	125	32	1500	10.0:1	593	550	86	109	13.5	208.5

MODELL		P_E	η	n	π_k	t_g	$\dot{m}_R$	$\dot{Q}_{avg}$	$\dot{Q}_{kyln.}$	$\dot{Q}_{olja}$	$\Sigma \dot{Q}$
Waukesha	F 1197G	135	30	-	9.0:1	648	502	109	165	-	-
Caterpillar	G 342 NA	136	33	1000	10.0:1	610	525	91	122	8	221
M.A.N.	E 2542E	156	35	1500	12.5:1	470	780	87	170	-	-
Jenbacher	JW 120 SGo	161.4	34	1500	-	-	803	108		138.9	245
M.W.M.	TBG 232	170	32	1500	-	-	-	-	-	-	266
Caterpillar	G 342 TA	176	32	1000	10.0:1	580	715	117	157	17	291
M.W.M.	G 604	185	31	1500	-	-	-	-	-	-	316
M.A.N.	4L20/27NG	186	31	1000	12.5:1	500	1060	128	184	22	334
Caterpillar	G 379 NA	190	31	1000	10.0:1	570	784	128	195	34	357
Waukesha	H 2475G	196	27	1000	9.4:1	547	809	138	204	19	361
Jenbacher	JW 160 SGo	217.6	34	1500	-	-	1069	145		185	330
M.A.N.	5L20/27NG	232	31	1000	12.5:1	500	1325	160	230	28	418

MODELL		P_E	n	n	π_k	t_g	$\dot{m}_R$	$\dot{Q}_{avg}$	$\dot{Q}_{kyln.}$	$\dot{Q}_{olja}$	$\Sigma \dot{Q}$
Waukesha	F2895G	256	32	1000	10.0:1	542	896	153	265	39	457
M.W.H.	G 604	279	31	1500	-	-	-	-	-	-	474
Caterpillar	G 379 TA	280	33	1000	10.0:1	555	1170	160	231	47	438
M.A.N.	GL20/27NG	282	31	1000	12.5:1	500	1590	193	277	34	504
Caterpillar	G 398NA	285	31	1000	10.0:1	566	1173	189	277	50	516
Waukesha	L 3711G	297	29	1000	9.4:1	578	1155	217	306	22	545
Waukesha	F 3521G	314	33	1000	10.0:1	557	1071	186	311	48	545
Jenbacher	JW 240 SGo	325	34	1500	-	-	1606	196		319	515
M.A.N.	7L20/27NG	329	31	1000	12.5:1	500	1855	224	323	39	586
Waukesha	F2895GSI	371	31	1000	8.0:1	575	1358	255	364	76	695
M.V.M.	G 604	373	31	1500	-	-	-	-	-	-	632
M.A.N.	8L20/27NG	376	31	1000	12.5:1	500	2120	259	369	45	673
Caterpillar	G 399NA	386	32	1000	10.0:1	538	1674	230	387	67	684

MODELL		P_E	η	n	π_k	t_g	$\dot{m}_R$	$\dot{Q}_{avg}$	$\dot{Q}_{kyln.}$	$\dot{Q}_{olja}$	$\Sigma \dot{Q}$
Caterpillar	G 398TA	420	32	1000	10.0:1	525	1682	237	265	93	595
M.A.N.	GL20/27NG	423	31	1000	12.5:1	500	2385	289	415	50	754
Jenbacher	JW 320 SGo	424	33	1500	-	-	2138	248	425		673
Waukesha	L5108G	445	32	1000	10.0:1	529	1576	256	487	68	811
Waukesha	F352GSI	451	31	1000	8.0:1	593	1645	318	438	93	849
Waukesha	L5970G	518	33	1000	10.0:1	542	1794	302	529	79	910
Caterpillar	G 399TA	560	32	1000	10.0:1	570	2406	361	491	130	982
M.A.N.	12V20/27NG	564	31	1000	12.5:1	500	3180	385	553	67	1005
Jenbacher	4T6 SGo	573	33	1500	-	-	2502	343	586		929
Waukesha	L7042G	628	33	1000	10.0:1	557	2151	374	622	96	1092
Waukesha	L5108GSI	656	30	1000	8.0:1	557	2429	422	691	133	1246
M.A.N.	14V20/27NG	658	31	1000	12.5:1	500	3710	449	645	78	1172

MODELL		P_E	η	n	π_k	t_g	$\dot{m}_R$	$\dot{Q}_{avg}$	$\dot{Q}_{kyln.}$	$\dot{Q}_{olja}$	$\Sigma \dot{Q}$
Jenbacher	LM 750 Go	713	32	1000	-	-	5508	584	528		1112
Waukesha	L5790GSI	743	31	1000	8.0:1	575	2716	510	729	151	1390
M.A.N.	16V20/27NG	752	31	1000	12.5:1	500	4240	513	738	90	1341
Waukesha	P9390G	837	31	1000	10.0:1	601	3048	598	831	97	1526
M.A.N.	18V20/27NV	846	31	1000	12.5:1	500	4770	577	830	101	1508
Waukesha	L7042GSI	904	31	1000	8.0:1	593	3281	634	876	184	1694
Jenbacher	LM 1000 Go	950	33	1000	-	-	7358	781	700		1481
Waukesha	P939DGSI	1205	32	1000	8.0:1	610	4302	856	1168	270	2294
Jenbacher	LM 1500 Go	1425	34	1000	-	-	11052	1171	1050		2221
Jenbacher	LM 1750 Go	1662	33	1000	-	-	12902	1359	1220		2579
Jenbacher	LM 2000 Go	1900	33	1000	-	-	14724	1553	1394		2947
Jenbacher	LM 2250 Go	2138	33	1000	-	-	16812	1782	1574		3356

APPENDIX 4

Ekvationer för panna

$$V = I_Q - K_B - K_{FD} - K_{RD} - K_{KAP}$$

$$I_Q = P_Q \cdot \kappa \cdot \dot{Q} \cdot \tau \cdot Z_0^n$$

$$K_B = P_B \cdot \kappa \cdot \dot{Q}_B^P \cdot \tau \cdot Z^n$$

$$K_{KAP} = a \cdot G_{TOT}^P = a \cdot \left(\sum_{i=0}^n \phi(i) Z^i \right) \cdot (1 + rsk) \cdot G^P$$

$$K_{FD} = [\Theta \cdot G^P + X^P \cdot P_P + P_F^P] \cdot Z^n$$

$$K_{RD} = \lambda \cdot 0.40 \cdot \frac{P_0 \cdot rso}{C_{RBL}} \cdot \kappa \cdot \dot{Q}_B^P \cdot \tau \cdot Z_0^n$$

$$\frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_B^P} = \eta_P$$

$$\text{Villkor } V^P > 0$$

$$P_Q > \frac{1}{\eta_P} \left[P_B \cdot \left[\frac{Z}{Z_0} \right]^n + \lambda \cdot 0.40 \cdot \frac{P_0 \cdot rso}{C_{RBL}} \right] + \frac{a \cdot G_{TOT}^P + [\Theta \cdot G^P + X^P \cdot P_P + P_F^P] Z^n}{\kappa \cdot \dot{Q} \cdot \tau \cdot Z_0^n}$$

Ekvationer för gasturbinkraftvärmeverk

$$V = I_{EP} + I_{EE} + I_Q - K_B - K_{FD} - K_{RD} - K_{KAP}$$

$$I_{EP} = P_{EP} \cdot P_{AE} \cdot Z^n$$

$$I_{EE} = P_E \cdot \kappa \cdot P_{AE} \cdot \tau \cdot Z^n$$

$$I_Q = P_Q \cdot \kappa \cdot \dot{Q} \cdot \tau \cdot Z_0^n$$

$$K_B = P_B \cdot \dot{Q}_B^{GT} \cdot \tau \cdot Z^n$$

$$K_{KAP} = a \cdot G_{TOT}^{GT}$$

$$K_{FD} = [X^{GT} \cdot P_P + P_F^{GT} + P_{MSK1} + P_{MSK2} \cdot P_{AE}] \cdot Z^n$$

$$K_{RD} = P_{UHT} \cdot \kappa \cdot P_{AE} \cdot \tau \cdot Z^n + \lambda \cdot 0.40 \cdot \frac{P_O \cdot rso}{CRBL} \cdot \kappa \cdot \dot{Q}_B^{GT} \cdot \tau \cdot Z_O^n + \\ + (1-\kappa) \cdot P_{MSK3}^* \cdot P_{AE} \cdot \tau \cdot Z^n$$

$$\frac{P_{AE}}{\dot{Q}_B^{GT}} = \eta_{GT} \quad \frac{P_{AE}}{\dot{Q}} = \alpha_{GT} \quad \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_B} = \frac{\eta_{GT}}{\alpha_{GT}}$$

$$\text{Villkor } V^{GT} > 0$$

$$P_E > \frac{1}{\eta_{GT}} \left[P_B + \lambda \cdot 0.40 \cdot \frac{P_O \cdot rso}{CRBL} \cdot \left[\frac{Z_O}{Z} \right]^n \right] + P_{UHT} + \frac{(1-\kappa)}{\kappa} \cdot P_{MSK3}^* + \\ + \frac{P_{MSK2} - P_{EP}}{\kappa \tau} + \frac{a \cdot G_{TOT}^{GT} + [X^{GT} \cdot P_P + P_F^{GT} + P_{MSK1}] \cdot Z^n}{\kappa \cdot P_{AE} \cdot \tau \cdot Z^n} - \frac{1}{\alpha_{GT}} \cdot P_Q \cdot \left[\frac{Z_O}{Z} \right]^n$$

Ingångsdata för exempel 1

gemensamma $P_O = 1800 \text{ kr/m}^3 \quad \lambda = 0 \%$

$$rso = 12 \text{ \%/a} \quad rsk = 12 \text{ \%/a}$$

$$Z = 1.08 \quad Z_O = 1.10 \quad n = 5 \quad (1989)$$

$$\kappa = 0.9669 \quad \dot{Q} = 29060 \text{ kW}$$

$$a = 0.1339$$

$$\phi(1) = 0.3333 \quad \phi(2) = 0.6667$$

$$\phi(o) = \phi(\text{alla övriga } i) = 0$$

$$P_P = 150 \cdot 10^3 \text{ kr/st}$$

panna $G^P = 15.5 \cdot 10^6 \text{ kr}$

$$X^P = 0.5$$

$$P_F^P = 110 \cdot 10^3 \text{ kr}$$

$$\Theta = 0.03$$

$$\eta_P = 0.90$$

gasturbin $G^{GT} = 42.24 \cdot 10^6 \text{ kr}$

$$X^{GT} = 1.0$$

$$P_F^{GT} = 215 \cdot 10^3 \text{ kr}$$

$$P_{UHT} = 0.006 \text{ kr/kWh}_E$$

$$P_{MSK1} = 15.627 \cdot 10^3 \text{ kr}$$

$$P_{MSK2} = 27.02 \text{ kr/kW}_E$$

$$P_{MSK3}^* = 0.1183 \text{ kr/kWh}_E$$

$$P_{EP} = 69.85 \text{ kr/kW}_E \quad \alpha_{GT} = 0.372$$

$$\eta_{GT} = 0.232 \quad P_{AE} = 10830 \text{ kW}_E$$

Ingångsdata för exempel 2

gemensamma $\dot{Q} = 2420$

panna $G^P = 1.3 \cdot 10^6 \text{ kr}$

$$X^P = 0.1$$

$$P_F^P = 10 \cdot 10^3 \text{ kr}$$

$$\eta_P = 0.88$$

gasmotor $G^{GM} = 7.1 \cdot 10^6 \text{ kr}$

$$X^{GM} = 0$$

$$P_{\mathbf{F}}^{\text{GM}} = 35 \cdot 10^3 \text{ kr}$$

$$P_{\text{UHT}} = 0.04 \text{ kr/kWh}_E$$

$$\alpha_{\text{GM}} = 0.589 \quad \eta_{\text{GM}} = 0.339$$

$$P_{\text{AE}} = 1425 \text{ kW}_E$$

alla övriga storheter som i exempel 1

Värmeforsk är ett organ för industrisamverkan inom värmeteknisk Forskning och utveckling. Stiftelsens forkningsprogram 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