



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

R75:1989

# Akkumulatorer för fastbränsleeldade medelstora centraler

Optimering av systemutformning

Ulrika Jantze

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	1989:1989
Plac	Ser

R  
Jantze

Byggforskningsrådet

R75:1989

ACKUMULATORER FÖR FASTBRÄNSLEELDADE  
MEDELSTORA CENTRALER

Optimering av systemutformning

Ulrika Jantze

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 790652-5  
från Statens råd för byggnadsforskning till Theorell och  
VBB Energikonsulter AB, Stockholm.

## REFERAT

I denna rapport studeras hur olika parametrar inverkar på lönsamheten för ackumulatorer i värmecentraler bestående av en fastbränslepanna och en oljepanna. I första hand behandlas de fördelar med en ackumulatorinstallation som kan värderas i ekonomiska termer. Hur mycket olja som kan ersättas med flis beräknas timme för timme under ett år med hjälp av datorbaserade beräkningar. Med detta beräkningshjälpmedel kan vi erhålla värdefull information om hur olika variabler, t ex ackumulatorns lagringskapacitet i förhållande till totalt effektbehov, dygnsvariationens storlek, dygnskurvans utseende, fastbränslepannans effektandel etc inverkar på ackumuleringsmöjligheten och därmed på minskad bränslekostnad.

Genom att en ackumulator installeras kan fastbränslepannan köras med en jämnare last, vilket i vissa fall innebär att verkningsgraden förbättras. Verkningsgradsökningen kan emellertid inte beräknas generellt pga den varierande kvaliteten hos reglersystemen. I denna rapport har därför verkningsgradsökningens betydelse för lönsamheten endast exemplifierats.

Vid planering av nya centraler kan eventuellt den totala panneffekten minskas om en ackumulator installeras samtidigt. Om installationen följer teoretiska beräkningar blir den totala investeringen lägre vid en samtidig ackumulatorinstallation eftersom vinsten som erhålles genom att panneffekten minskas, är större än kostnaden för ackumulatorn. Hur mycket man minskar den totala panneffekten är emellertid en fråga om marginaler och reserveffekt.

I Byggeforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R75:1989

ISBN 91-540-5084-7  
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Svenskt Tryck Stockholm 1989

## INNEHALLSFÖRTECKNING

	<u>sid</u>
SAMMANFATTNING	
1. INLEDNING	1
2. ACKUMULATOR	2
2.1 Ackumulatorns inverkan på totala investeringen	2
2.2 Ackumulatorns inverkan på driftsekonomin	3
2.3 Ackumulatorns driftstekniska fördelar	4
3. FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR BERÄKNINGAR	6
3.1 Varaktighetskurva	6
3.2 Energipriser	10
3.3 Ackumulator - tryck, temperatur, laddningstid	11
3.4 Ackumulatorkostnader	12
3.5 Pannkostnader	13
3.6 Databaserade beräkningar	13
4. RESULTAT AV BERÄKNINGAR - ERSÄTTNING AV OLJA MED FASTBRÄNSLE	16
4.1 Huvudsakligt beräkningsalternativ	16
4.2 Betydelsen av dygnsvariationens effektintervall	17
4.3 Effektintervallens betydelse vid olika effekt- behov	18
4.4 Inverkan av dygnskurvans utseende	19
4.5 Inverkan av fastbränslepannans storlek	19
4.6 Inverkan av fastbränslepannans mineffekt	20
4.7 Fastbränslepannans storlek vid olika effektbehov	21
4.8 Ackumulatorstorlek vid olika storlekar på fast- bränslepannan	22
4.9 Driftsättets inverkan	22
4.10 Pay-off-tider för ackumulatortankar vid olika storlekar på fastbränslepannan	23
4.11 Förutsättningar för att pay-off-tiden för ackumulatortanken skall understiga 5 år	24
4.12 Investeringskostnadens inverkan på lönsamheten	25
5. VAL AV ACKUMULATORSTORLEK	26
6. LÖNSAMHET VID BEFINTLIGA ANLÄGGNINGAR	27
6.1 Ersättning av olja med flis	27
6.2 Verkningsgradsökning	28

	<u>sid</u>
7. LÖNSAMHET VID PLANERADE ANLÄGGNINGAR	30
7.1 Fastbränslepannans effektandel	30
7.2 Totala panneffekten	31
7.3 Panneffekt - reservkapacitet	33
8. DISKUSSION - TOTALA KOSTNADER SAMT LÖNSAMHET BASERAD PÅ TOTALA INVESTERINGEN	34
9. REFERENSER	37

Bilaga 1: Varaktighetsdiagram för ett år	
Bilaga 2: Varaktighetsdiagram månadsvis	
Bilaga 3: Maximal oljeersättning	
Bilaga 4: Effektkurva, fjärrvärmenät	
Bilaga 5: Effektkurva, fjärrvärmenät	
Bilaga 6: Effektkurva, fjärrvärmenät	
Bilaga 7: Effektkurva, fjärrvärmenät	
Bilaga 8: Effektkurva, sjukhus	
Bilaga 9: Dygnskurvor	
Bilaga 10: Samband ackumulatorvolym - lagringskapacitet	
Bilaga 11: Ackumulator pris, kr/m <sup>3</sup> bruttovolym	
Bilaga 12: Ackumulator pris, kkr	
Bilaga 13: Priser på oljepannor	
Bilaga 14: Priser på fastbränslepannor	
Bilaga 15: Dygnsvis ackumulering	
Bilaga 16: Energifördelning flis - olja - ackumulator	
Bilaga 17: Bränslekostnad med, respektive utan ackumulator	
Bilaga 18: Procentuell minskning av bränslekostnad	
Bilaga 19: Månatliga varaktighetsdiagram, dygnsvariation 20 %	
Bilaga 20: Månatliga varaktighetsdiagram, dygnsvariation 50 %	
Bilaga 21: Månatliga varaktighetsdiagram, dygnsvariation 80 %	
Bilaga 22: Förutsättningar för att pay-off-tiden för acku- mulatortanken skall understiga 5 år	

Diagram: Se omstående sida

		Totalt effektbehov MW	Effekt- andel fastbränsle %	Dygn- variation %	Skilnad i energipris p, kr/MWh	Dygn- kurva	Akkumulator- storlek MWh
Diagram 1	Minskad bränslekostnad = f(ackumulatorstorlek)	20	40	20	50-150	1	20-200
Diagram 2	Minskad bränslekostnad = f(ackumulatorstorlek)	20	40	50	50-150	1	20-200
Diagram 3	Minskad bränslekostnad = f(ackumulatorstorlek)	20	40	80	50-150	1	20-200
Diagram 4	Pay-off-tid = f(ackumulatorstorlek)	20	40	50	50-150	1	20-200
Diagram 5	Minskad bränslekostnad = f(ackumulatorstorlek)	20, 50	40	20-80	100	1	20-200
Diagram 6	Pay-off-tid = f(ackumulatorstorlek)	20, 50	40	20-80	100	1	20-200
Diagram 7	Minskad bränslekostnad = f(ackumulatorstorlek)	20	40	50	50-150	1, 2	20-200
Diagram 8	Minskad bränslekostnad = f(effektandel fastbränsle)	20	20-80	20-80	100	1	20
Diagram 9	Minskad bränslekostnad = f(effektandel fastbränsle)	50	20-80	20-80	100	1	20
Diagram 10	Pay-off-tid = f(effektandel fastbränsle)	20	20-80	20-80	100	1	20
Diagram 11	Minskad bränslekostnad = f(effektandel fastbränsle)	20	20-80	20	100	1	20, 200
Diagram 12	Minskad bränslekostnad = f(effektandel fastbränsle)	20	20-80	50	100	1	20, 200
Diagram 13	Minskad bränslekostnad = f(effektandel fastbränsle)	20	20-80	80	100	1	20, 200
Diagram 14	Pay-off-tid = f(effektandel fastbränsle)	20	20-80	50	100	1	20-200
Diagram 15	Inverkan av förändring i investeringsbehov	20	40	50	100	1	20-200
Diagram 16	Förändring av pay-off-tid = f(ändrad investeringskostnad)						
Diagram 17	Inverkan av pannans minneffekt	20	20-80	50	100	1	20

## Sammanfattning

### Rapportens omfattning

I denna rapport studeras hur olika parametrar inverkar på lönsamheten för ackumulatörer i värmecentraler bestående av en fastbränslepanna och en oljepanna. I första hand behandlas de fördelar med en ackumulatorinstallation som kan värderas i ekonomiska termer. Hur mycket olja som kan ersättas med flis beräknas timme för timme under ett år med hjälp av datorbaserade beräkningar. Med detta beräkningshjälpmedel kan vi erhålla värdefull information om hur olika variabler, t ex ackumulatorns lagringskapacitet i förhållande till totalt effektbehov, dygnsvariationens storlek, dygnskurvans utseende, fastbränslepannans effektandel etc inverkar på ackumuleringsmöjligheten och därmed på minskad bränslekostnad.

Genom att en ackumulator installeras kan fastbränslepannan köras med en jämnare last, vilket i vissa fall innebär att verkningsgraden förbättras. Verkningsgradsökningen kan emellertid inte beräknas generellt pga den varierande kvaliteten hos reglersystemen. I denna rapport har därför verkningsgradsökningens betydelse för lönsamheten endast exemplifierats.

Vid planering av nya centraler kan eventuellt den totala panneffekten minskas om en ackumulator installeras samtidigt. Om installationen följer teoretiska beräkningar blir den totala investeringen lägre vid en samtidig ackumulatorinstallation eftersom vinsten som erhålles genom att panneffekten minskas, är större än kostnaden för ackumulatören. Hur mycket man minskar den totala panneffekten är emellertid en fråga om marginaler och reserveffekt.



Genom installation av en ackumulator erhålles driftstekniska fördelar som kan vara mycket värdefulla, men som inte upptas i den ekonomiska kalkylen. Detta diskuteras i rapporten och får inte åsidosättas i den slutgiltiga bedömningen.

#### Sammandrag av resultat

I det huvudsakliga beräkningsalternativet gäller följande förutsättningar:

Totalt effektbehov	20 MW
Dygnsvariation i effekt	50 %
Fastbränslepannans effektandel	40 %

Vid installation av en ackumulator kan den årliga bränslekostnaden minskas, genom att en del av oljan ersättes med flis. Hur minskningen varierar med ackumulatorstorlek, och skillnad i energipris mellan olja och flis visas i diagram.

Som exempel kan nämnas att minskningen av bränslekostnaden, genom ersättning av olja med flis, blir ca 4 % (= 275 kkr) med en ackumulator med lagringskapaciteten 25 MWh, och en skillnad i energipris mellan olja och flis på 100 kr/MWh. Pay-off-tiden endast för själva ackumulatortanken (inkl isolering) blir då 6,5 år, och för hela installationen ca 14 år. Priserna varierar emellertid inom ett relativt stort intervall, varvid även pay-off-tiderna kan variera.

I anläggningar med bristfälliga reglersystem kan den jämnare lasten hos fastbränslepannan som erhålles genom ackumulatorinstallationen medföra en verkningsgradsförbättring. Ökning av den genomsnittliga pannverkningsgraden 1 procentenhet medför att den årliga

bränslekostnaden minskar med 0,9 % (70 kkr). Vid en verkningsgradsökning på 4 procentenheter blir minskningen ca 4 % (300 kkr) varvid ovanstående pay-off-tider (6 år med avseende på ackumulatortanken och 14 år med avseende på totala investeringen) halveras.

Ur diagrammen som visar pay-off-tid som funktion av ackumulatorstorlek utläses att ju större ackumulatorn är desto längre blir pay-off-tiden. Ackumulatorns storlek bör därför väljas efter behovet för dygnsackumulering, men inte ökas därutöver.

Hur stor fastbränslepannans effektandel är, av det totala effektbehovet, har betydelse för hur mycket olja som kan ersättas med flis, och därmed hur mycket bränslekostnaden kan minskas. I denna rapport visas hur den minskade bränslekostnaden beror av fastbränslepannans effektandel vid olika stora dygnsvariationer och ackumulatorstorlekar. Vid planering av en panncentral bör man beakta att prisökningen vid ökning av fastbränslepannans effektstorlek i regel är avsevärt mycket större än den vinst som erhålles genom att en större andel olja ersättes med flis. Ackumulering motiverar därför **inte** en ökning av fastbränslepannans effektandel.

## 1. INLEDNING

I följande utredning studeras de fördelar som erhålles vid installation av en ackumulator i en panncentral bestående av en fastbränslepanna och en oljepanna. Studierna utföres i första hand med avseende på lönsamheten, men även andra aspekter, t ex driftstekniska fördelar diskuteras.

Avsikten med studien är att ge svar på de väsentligaste frågorna kring en ackumulatorinstallation. Exempel på dessa är:

- \* Hur mycket minskar bränslekostnaden vid olika stora ackumulatorer?
- \* Hur stor skall ackumulatorn vara i förhållande till totala effektbehovet?
- \* Hur stor skall fastbränslepannans effektandel vara i förhållande till totala panneffekten? (Gäller vid planerade anläggningar.)
- \* Hur inverkar ändrade bränslepriser på lönsamheten?
- \* Vilken inverkan har en verkningsgradsökning på lönsamheten?

Man kan inte erhålla ett exakt resultat som gäller för varje specifik anläggning eftersom förutsättningarna varierar från fall till fall. Beräkningsexemplen ger emellertid en god bild av inom vilka intervall man hamnar, och hur de olika parametrarna inverkar på resultatet.

## 2. ACKUMULATORNS INVERKAN PÅ SYSTEMET

### 2.1 Ackumulatorns inverkan på totala investeringen

Hur ackumulatören inverkar på ekonomin beror på i vilken typ av central den installeras. Studier har utförts för centraler bestående av en fastbränslepanna för baslast och en oljepanna för spetslast. För att utvärdera en ackumulators inverkan på systemet skiljer vi mellan två fall:

- 1) Befintlig panncentral
- 2) Nybyggnad av panncentral

Om panncentralen är befintlig har investeringen för pannorna redan utförts, och ackumulatören påverkar inte storleken på pannorna. Fastbränslepannans storlek förväntas ligga på ca 40 % av totalt effektbehov, eftersom detta i de flesta fall är den ekonomiskt optimala storleken.

Emellertid har energibesparingar utförts på många håll varvid det totala effektbehovet har sjunkit och den installerade pannans effekt därmed utgör en större procentandel av det totala effektbehovet. Även för väl tilltagna energiprognoser eller det faktum att man gärna "tar till lite extra" medför att många fastbränslepannor är större än vad som är ekonomiskt optimalt. Man får därför räkna med att fastbränslepannans effektandel kan variera väsentligt mellan olika fall.

Pga utbyggnader etc finner man ofta att kapaciteten hos en central är otillräcklig efter ett antal år i drift. I denna situation kan man, förutsatt att det ökande effektbehovet är måttligt, välja mellan att installera en ackumulator eller att investera i en ny

panna. Fortsätter effektbehovet att öka kan en ny panna bli oundvikligt. Eventuellt kan dock investeringen skjutas upp en tid, genom installation av en ackumulator för vilken ett ringa investeringsbehov föreligger jämfört med investeringsbehovet för en ny panna.

Vid planeringen av en ny panncentral kan pannornas totala effekt minskas genom att en ackumulator installeras. För detta ändamål krävs en noggrann undersökning av effektbehovets karaktär med speciell kartläggning av förekommande effekttoppar. Erfordras maximalt effektuttag under långa perioder kan endast dygns-svängningen utnyttjas för ackumulering. Ett vanligt värde för dygns-svängningen är en variation på 40-50 %, dvs + 20-25 procents avvikelse från effektbehovets medelvärde (1). Totalt installerad effekt kan därmed minskas med ca 20 % teoretiskt sett. Val av ackumulatorstorlek kontra pannstorlek har emellertid även anknytning till aspekten på reserveffekt.

## 2.2 Akkumulatorns inverkan på driftsekonomin

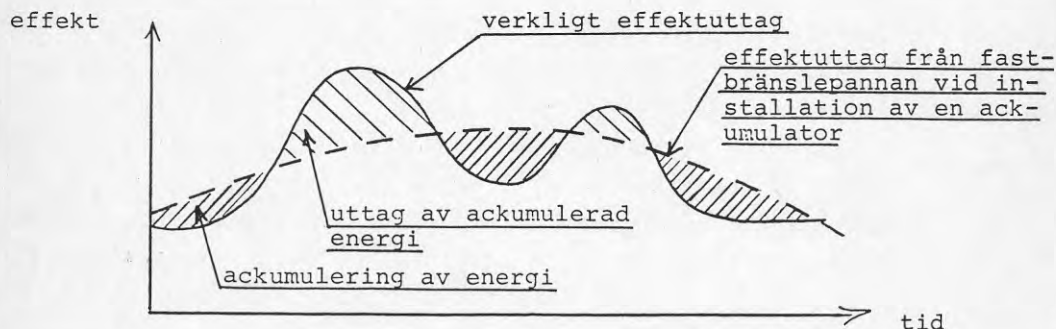
Installation av en ackumulator påverkar driftsekonomin genom att ett dyrare bränsle kan ersättas med ett billigare. Hur stor andel som kan ersättas beror av många olika faktorer som t ex hur effektbehovet ändras timme för timme under dygnet, hur stor maximala dygns-svängningen är i förhållande till uttagen effekt, ackumulatorns storlek i förhållande till effektbehovet, fastbränslepannans effektandel av totala effektbehovet etc. Hur dessa faktorer inverkar på ersättningsbar energiandel och hur de därmed direkt påverkar lönsamheten har undersökts i det följande arbetet. I kapitel 3 anges förutsättningarna för beräkningarna, och resultatet presenteras i kapitel 4.

Driftsekonomin påverkas även genom att fastbränslepannan kan köras med jämnare last om en ackumulator är installerad, eftersom topparna jämnas ut (se avsnitt 2.3). En jämnare last innebär vid eldning i en fastbränslepanna att förbränningen förbättras. Detta beror på att regleringen är relativt långsam och att optimala förbränningsförhållanden inte kan åstadkommas omedelbart efter en förändring. Ju oftare och ju större förändringar som sker desto sämre blir därför förbränningen. Hur mycket verkningsgraden ökar om förbränningen sker med jämnare last kan inte uppskattas generellt emedan mycket stora variationer i regler-system och ugnskonstruktioner förekommer.

### 2.3 Akkumulatorns driftstekniska fördelar

I varje värmesystem existerar mer eller mindre utpräglade effekttoppar. Speciellt vid fastbränsleeldning uppstår svårigheter att följa effektbehovet vid dessa toppar, genom att regleringen sker betydligt långsammare än vid exempelvis oljeeldning.

Genom att införa en ackumulator jämnas topparna ut och fastbränslepannan kan köras jämnare.



Ovanstående figur visar principiellt dels det effektbehov som föreligger och alltså måste tas ut ur fastbränslepannan om man inte har tillgång till en ackumulator, och dels hur effektuttaget från fastbränslepannan kan se ut om en ackumulator finns tillgänglig.

Den största effekttoppen som inträffar på morgonen i de flesta fjärrvärmenät medför ofta problem och driftspersonalen åläggs krävande arbetsinsatser. Förberedelser tidigt i förväg i form av "laddning" av nätet etc är vanligt förekommande. En utjämning av lasten vore därför av driftstekniska skäl av mycket stort värde.

### 3. FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR BERÄKNINGAR

#### 3.1 Varaktighetskurva

##### Typ av fjärrvärmenät

Möjligheten att ersätta ett dyrare bränsle med ett billigare med hjälp av en ackumulator beror på hur effektbehovet varierar i tiden. För industrier kan effektbehovet vara av högst varierande karaktär beroende på tidsintervaller i processförfarandet etc. Även mellan olika fjärrvärmenät föreligger skillnader i effektbehovets variation. I små fjärrvärmenät med större industrier får industrierna en dominerande inverkan på effektbehovets karaktär jämfört med hushållens inverkan. Större nät med blandning av bostäder och industrier, eller fjärrvärmenät med övervägande del bostäder får mer likartade effektkurvor.

För att exemplifiera en optimering av ackumulatorstorlek samt en lönsamhetsberäkning har vi valt ett typiskt fjärrvärmenät med huvudsakligen bostäder.

##### Temperaturberoende del av effektbehovet

Effektbehovet kan delas upp i en temperatur- och en tidsberoende del. Den temperaturberoende delen utgörs av uppvärmning. Vi ansätter här att hela uppvärmningsbehovet endast beror på utetemperaturen. Nattsänkningar förekommer visserligen vilket innebär att uppvärmningsbehovet även till viss del beror av tiden på dygnet. Denna del är emellertid ofta relativt liten för bostadsområden varvid den kan utelämnas i sammansättningen av ett exemplifierande varaktighetsdiagram som ska gälla speciellt för bostadsområden. Vid beräkningar som utförs för ett specifikt nät bör det emellertid klargöras huruvida denna del är av betydelse.

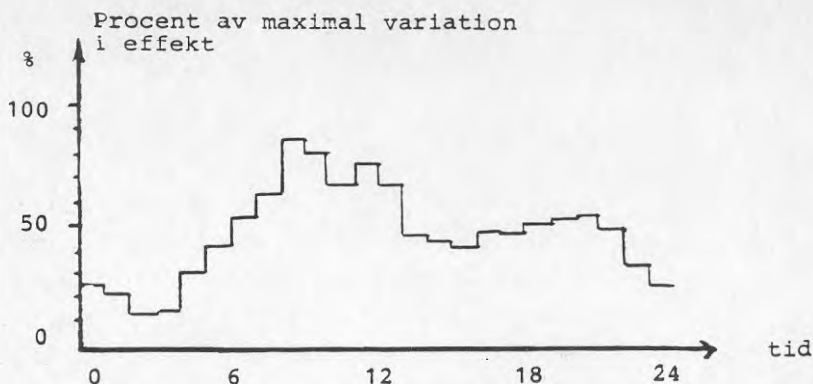


### Tidsberoende del av effektbehovet

Den tidsberoende delen av effektbehovet utgörs av tappvarmvattenbehovet. Diagrammen i bilaga 4-6 visar, speciellt vid konstant utetemperatur (se högra kurvan), hur effektbehovet (vänstra kurvan) varierar med två markanta toppar under dygnet. Även i bilaga 7 där utetemperaturen svänger under varje dygn syns tydligt två markerande effekttoppar per dygn. Bilaga 8 visar ett exempel på hur effekten kan pendla upp och ner runt ett medelvärde med en mycket stor mängd toppar till följd. En variation av detta slag beror på brister i reglersystemet. Denna dygnskurva som har uppmätts på ett sjukhus visar emellertid att medelvärdet av effektbehovet (mätt under tiominutersperioder) även här formas till två toppar under dygnet.

En dygnsvariation med en, eller vanligen två, dominerande effekttoppar kan anses karaktäristiskt för ett fjärrvärmenät med huvudsakligen bostäder. Den största effekttoppen infaller vanligen mellan kl 7-10 på morgonen. Morgondusch, frukostdisk etc orsakar denna topp. Varmvattenbehovet sjunker därefter under dagen då de flesta lämnat sina hem, för att åter öka när den normala arbetstiden är över. Kvällstoppen infaller oftast mellan kl 17-20.

Varmvattenbehovet varierar även beroende på årstiden. Det finns emellertid ytterst lite dokumenterat om hur stora dessa variationer är. I en BFR-rapport (2) har frågan studerats och den dygnsvariationkurva som framtagits har skalats upp och ned för olika månader. Dygnskurvan visas nedan och i bilaga 9, dygnskurva 1.



Dygnskurva för tappvarmvattenbehov

Ovanstående dygnskurva har korrigerats med följande skalfaktorer (enligt referens 2):

april, oktober, december	1,15
januari, november	1,10
februari, mars, maj, september	1,00
juni, augusti	0,85
juli	0,60

Vid konstruktionen av den ovanstående dygnskurvan har hänsyn tagits till att variationerna under dygnet är olika för vardagar och helgdagar. Ovanstående dygnskurva kan därmed betraktas som en medelkurva för en vecka.

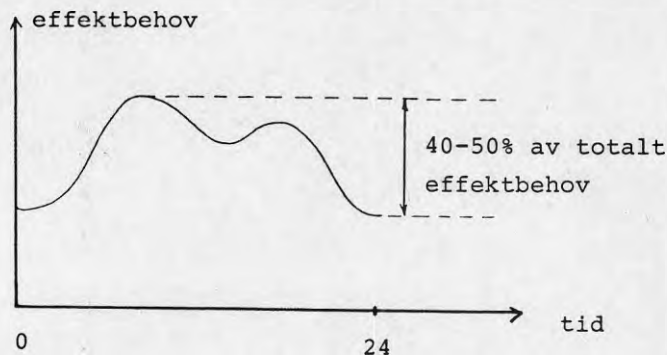
I exemplifieringen av ackumulatoroptimeringen och lönsamhetsbedömningen har ovanstående dygnskurva och skalfaktorer använts för tappvarmvattenbehovet. En jämförande beräkning har även utförts för temperaturkurvan i bilaga 9, dygnskurva 2. Den senare temperaturkurvans utseende är antaget och har således inte anknytning till något speciellt nät.

Variationen i effektbehov genom ojämn fördelning av tappvarmvattenbehov under dygnet ligger under vardagar vanligen i intervallet  $\pm 20-25\%$  runt medelvärdet (1). Detta innebär att effekten kan pendla inom ett inter-

vall som är 40-50 % av medeleffektbehovet. Under helgerna brukar intervallet ungefär halveras dvs intervallet för variationen är 20-25 %.

I följande beräkningar har intervallet för maximala dygnsvariationen under året ansatts till 50 % av maximala effektbehovet. Dygnsvariationen har därefter skalats ner enligt dygnskurvan och skalfaktorerna på sid 8.

För att undersöka hur betydelsefullt intervallet för dygnsvariationen är för lönsamheten, har beräkningar även utförts för maximala värden på intervallet på 20 % och 80 % av maximalt effektbehov.



#### Varaktighetskurvans utseende

Varaktighetskurvan som används vid beräkningarna utgörs av en sammanslagning av en temperaturberoende del (uppvärmning) och en tidsberoende del (tappvarmvatten). Varaktighetskurvan för ett totalt effektbehov på 20 MW med en maximal effektvariation på 10 MW (50 % av maximalt effektbehov) under dygnet visas i bilaga 1 för hela året och i bilaga 2 för respektive månad.

Med hjälp av varaktighetskurvan kan den teoretiskt maximala ersättningen av olja med flis genom ackumulering illustreras, se bilaga 3. I januari månad begränsas ackumuleringen av hur mycket energi som kan tas ut ur fastbränslepannan. I maj månad ligger begränsningen i stället i hur mycket av den ackumulerade energimängden som kan utnyttjas. En ackumulatorstorlek med tillräcklig kapacitet för denna teoretiskt maximala ackumulering är emellertid inte ekonomiskt försvarbar. En optimering av ackumulatorstorlek följer i kapitel 4.

Som nämnts ovan har beräkningarna utförts för tre fall:

	Dygns- <u>variation</u>	Maximal effekt, tem- <u>peratur beroende del</u>	Maximal effekt för <u>tappvarmvatten-</u> <u>behov</u>	<u>Totalt</u>
1)	20 %	16 MW	4 MW	20 MW
2)	50 %	10 MW	10 MW	20 MW
3)	80 %	4 MW	16 MW	20 MW

Totala maximala effektbehovet är 20 MW i samtliga tre fall, men fördelningen mellan effektbehov för uppvärmning (temperaturberoende del) och tappvarmvatten (tidsberoende del) varierar. De respektive varaktighetsdiagrammen för de tre olika fallen för samtliga månader under året visas i bilaga 19-21.

### 3.2 Energipriser

Priserna för de olika bränsleslagen kan variera inom relativt korta tidsperioder och är därför svåra att förutsäga. För att resultatet i rapporten skall kunna användas vid olika energipriser har beräkningar utförts för tre olika skillnader i energipris:

- 1)  $p = 50 \text{ kr/MWh}$
- 2)  $p = 100 \text{ kr/MWh}$
- 3)  $p = 150 \text{ kr/MWh}$

$p$  = skillnad i energipris mellan olja och fastbränsle

### 3.3 Ackumulator - tryck, temperatur, laddningstid

#### Tryck

Vid installation av en ackumulator kan man välja mellan en öppen eller en trycksatt ackumulator. Lagringskapaciteten blir större per volymsenhet i en trycksatt ackumulator, men även kostnaden per volymsenhet ackumulatortank blir större genom att godset i väggarna blir betydligt tjockare.

I följande beräkningar har en vanlig ackumulatortyp valts, där trycket är ca 2,5 bar i toppen och 6 bar i botten.

#### Temperatur

Temperaturnivån för denna ackumulatortyp har ansatts till  $95-60^{\circ}\text{C}$ .

Vid beräkningen av erforderlig ackumulatorvolym för att erhålla en önskvärd lagringskapacitet, måste hänsyn tagas till att värmespanningar uppstår omkring temperaturzonernas gränsskikt. För att spänningarna inte skall bli alltför kraftiga utnyttjas inte vattenvolymer närmast gränsskiktet, utan denna får i stället bibehålla en konstant temperatur. Till den beräknade nettovolymen måste alltså ett tillägg göras som motsvarar denna inaktiva volym. Som tumregel har använts

att nettovolymer utgör 80 % av bruttovolymer. Sambandet mellan lagringskapacitet och bruttovolym visas i bilaga 10.

#### Laddningstid

Vidare krävs en viss tid för att ackumulatören ska kunna laddas ur, utan att varmt och kallt vatten blandas i ackumulatören. Hur lång tid som erfordras är helt och hållet beroende på konstruktionen. I princip kan en ackumulator dimensioneras så att flödet in och ut ur tanken blir i stort sett obegränsat och tidsaspekten därmed kan negligeras.

Vi har därför valt att utföra beräkningarna utan tidsfördröjning för i- och urladdning. Vid val av ackumulatörkonstruktioner med starkt begränsade flöden bör beräkningsresultaten alltså kompenseras för detta.

#### 3.4 Akkumulatörkostnader

Kostnader för ackumulatörtankar i olika storlekar har undersökts genom förfrågningar hos olika leverantörer. De konkurrerande anbuden har visat en mycket stor prisvariation. I bilaga 11 visas en kurva som i möjligaste mån representerar ett medelvärde på kostnad per  $m^3$  ackumulatorvolym som funktion av ackumulatorvolym (kostnaden inkluderar ackumulatörtank och isolering). I följande beräkningar har ackumulatorns lagringskapacitet i MWh använts i stället för volymen. I bilaga 12 visas kostnaden för ackumulatörtanken som funktion av lagringskapaciteten i MWh, under ovanstående förutsättningar.

Ovan nämnda ackumulatorkostnader har använts vid beräkning av pay-off-tider. För att undersöka hur investeringskostnaden påverkar pay-off-tiden, har beräkningar utförts för bedömning av känsligheten. Resultaten av dessa beräkningar illustreras i diagram 15 och 16.

### 3.5 Pannkostnader

Priset för pannor, i synnerhet fastbränslepannor, kan variera väsentligt. I denna studie görs emellertid ett försök till en generell uppskattning av priser, både för oljepannor och fastbränslepannor. Priserna gäller en totalentreprenad exklusive byggnad och skorsten. Pris som funktion av panneffekt visas i bilaga 13 för en central med oljepanna, och i bilaga 14 för en fastbränslecentral. Priserna för de respektive centralerna är i effektområdet undre och övre gräns:

<u>panneffekt</u>	<u>pris-olja</u>	<u>pris-fastbränsle</u>
5 MW	3,5 Mkr	13 Mkr
25 MW	12 Mkr	47 Mkr

### 3.6 Datorbaserade beräkningar

Fördelarna med en ackumulator är som redan nämnts dels de driftstekniska aspekterna och dels möjligheten att ersätta ett dyrare bränsle med ett billigare. De driftstekniska fördelarna är av stort värde men kan tyvärr inte värderas i kronor, varför de i denna rapport behandlas mer i diskussionsform. Att ersätta ett bränsle med ett annat och därmed minska bränslekostnaden är däremot en fördel som kan värderas i direkta lönsamhetstermer. En stor del av detta arbete utgörs

av att analysera hur lönsamheten beror av olika faktorer. Grunden till samtliga lönsamhetsbedömningar är datorbaserade beräkningar.

Lönsamheten är ett direkt resultat av hur mycket av det dyrare bränslet, i detta fall olja som kan ersättas av det billigare bränslet, i detta fall flis. För att beräkna den ersatta bränslemängden måste utförliga beräkningar utföras. Med hjälp av varaktighetskurvan med ett temperaturberoende anpassat efter ortens, i detta fall Stockholms, temperaturstatistik samt ett tidsberoende i form av dygnsvariationer anpassade efter året, är det möjligt att utföra dessa beräkningar. Med datorns hjälp utförs beräkningarna timme för timme under året, med laddning av ackumulatortorn med energi från det billigare bränslet så fort tillfälle föreligger, och i första hand uttag ur ackumulatortorn vid ökat energibehov. På detta sätt erhålles information om vilken energimängd som med ackumulatortorns hjälp kan ersättas.

Detta datorprogram är dock behäftat med vissa begränsningar. I datorprogrammet placeras dagarna i månaden i ordningsföljd efter temperaturen, dvs den kallaste dagen är placerad först i månaden och den varmaste sist. Detta medför att den ackumuleringsmöjlighet som uppstår vid väderomslag inte har tagits med i beräkningarna. Genom att den varmaste dagen ena månaden åtföljs av den kallaste dagen påföljande månad kan detta emellertid betraktas som ett väderomslag.

Vid dimensionering och lönsamhetsberäkning av en ackumulatortorn bör ett väderomslag per månad vara grundläggande för beräkningarna, dvs detta fall bör vara tillräckligt för att lönsamhet skall erhållas. I praktiken kan både fler och färre omslag erhållas och antalet



varierar givetvis från år till år. Endast de väderomslag som medför att effekten passerar effektnivån för fastbränslepannans maxeffekt inverkar på lönsamheten.

#### 4. RESULTAT AV BERÄKNINGAR - ERSÄTTNING AV OLJA MED FASTBRÄNSLE

I detta kapitel studeras hur olika parametrar inverkar på lönsamheten. I diagram 4, 6, 10, 14 och 15 redovisas pay-off-tider som funktion av olika variabler. Pay-off-tiden har här valts att beräknas med avseende på kostnad endast för ackumulatortank (inklusive isolering) samt minskad bränslekostnad endast genom ersättning av olja med fastbränsle.

Denna pay-off-tid har valts pga att ovan nämnda kostnad och besparing är relativt likartad för olika anläggningar. Vid bedömning av den totala lönsamheten måste emellertid samtliga kostnader och besparingar beaktas, vilka alltså kan variera avsevärt mellan olika anläggningar. Lönsamheten för den totala installationen diskuteras i kapitel 8.

##### 4.1 Huvudsakligt beräkningsalternativ

För det huvudsakliga beräkningsalternativet som troligen har den bästa överensstämmelsen i de flesta fall gäller följande:

Maximalt effektbehov	- 20 MW
Fastbränslepannans effektandel	- 40 %
Maximalt effektintervall för dygnsvariation	- 50 %

I diagram 2 visas hur mycket den årliga kostnaden för bränsle minskar vid olika ackumulatorstorlekar och olika skillnader i energipris. Eftersom energipriserna kan ändras relativt snabbt, har olika skillnader i energipris mellan olja och flis ( p) använts:

$p = 50 \text{ kr/MWh}$   
 $p = 100 \text{ kr/MWh}$   
 $p = 150 \text{ kr/MWh}$

Ur diagram 2 framgår att skillnaden i energipris, dvs  $p$ , är av stor betydelse för hur mycket bränslekostnaden minskar, emedan storleken på ackumulatortanken inverkar i betydligt mindre utsträckning.

Om bränslekostnaden vid eldning med flis är 140 kr/MWh och med olja 240 kr/MWh, dvs  $p = 100 \text{ kr}$ , minskar bränslekostnaden med 300 kkr per år om ackumulatortankens lagringskapacitet är 40 MWh. Denna minskning motsvarar 3 % av totala bränslekostnaden. Pay-off-tiden enbart för själva ackumulatortanken blir då 6,5 år.

Pay-off-tiden endast för ackumulatortanken exklusive installationskostnader, vid samma förhållanden som i diagram 2, visas i diagram 4. Härur framgår att pay-off-tiden understiger 5 år endast om skillnaden i energipris mellan olja och flis uppgår till ca 150 kr/MWh, och ackumulatortankens storlek understiger 55 MWh.

#### 4.2 Betydelsen av dygnsvariationens effektintervall

Framtagningen av dygnskurvans effektintervall har beskrivits i avsnitt 3.1. Diagram 1, 2 och 3 visar hur minskningen av årlig bränslekostnad förändras då maximala effektintervallet för dygnsvariationen under året (se avsnitt 3.1) är 20 %, 50 % resp 80 % av det totala effektbehovet. Av diagrammen framgår att ackumulatortankens storlek har störst betydelse då effektvariationen är liten (diagram 1).

Vid normal effektvariation (50 %, diagram 2) ändras den minskade årliga bränslekostnaden långsamt då ackumulatorns storlek överstiger ca 60 MWh:s lagringskapacitet.

Vid ett maximalt effektintervall för dygnsvariationen på 80 % av totalt effektbehov blir förändringen av minskad bränslekostnad i det närmaste obefintlig redan vid en ackumulatorstorlek överstigande ca 40 MWh:s lagringskapacitet.

Ur diagram 6 framgår av de tre översta kurvorna att pay-off-tiden för ackumulatortanken blir i stort sett densamma vid dygnsvariationer på 20 % och 50 %. Ökar effektvariationen under dygnet i stället till 80 % minskar pay-off-tiden nästan till halva värdet.

#### 4.3 Effektintervallets betydelse vid olika effektbehov

I diagram 5 har kurvorna i diagram 1-3 gällande

$p = 100$  kr/MWh sammanställts. Vidare har exakt samma kurvor lagts in för ett totalt effektbehov på 50 MW.

Kurvskarorna för 20 resp 50 MW är intressanta att studera med avseende på likheter och skillnader. Själva formen för kurvorna är likartad med en snabb utplanning.

En anmärkningsvärd skillnad mellan kurvskarorna är att vid 20 MW:s effektbehov ligger kurvan för 80 % variation betydligt över de andra, emedan kurvorna för 50 MW:s effektbehov besitter en jämnare spridning. Intervallet för dygnsvariationens storlek är alltså mer betydelsefullt vid det lägre effektbehovet på 20 MW. Detta framgår tydligare av diagram 6 där pay-off-tiderna (motsvarande kurvorna i diagram 5) har

avsatts som funktion av ackumulatorstorleken. Diagram 6 visar att vid  $p = 100$  kr/MWh understiger pay-off-tiden 5 år i följande fall:

<u>Effektbehov</u>	<u>Dygnsvariation</u>	<u>Akkumulatorns lagringskapacitet</u>
20 MW	80 %	< 80 MWh
50 MW	20 %	< 100 MWh
50 MW	50 %	< 110 MWh
50 MW	80 %	< 120 MWh

#### 4.4 Inverkan av dygnskurvans utseende

För att få en uppfattning om betydelsen av dygnskurvans utseende, har beräkningar även utförts med dygnskurva 2 som visas i bilaga 9. Skillnaden i utseende mellan dygnskurva 1 och 2 är väsentlig, men ackumuleringsmöjligheterna påverkas trots detta endast i ringa omfattning. I diagram 7 visas hur mycket bränslekostnaden minskar per år vid beräkningar med dygnskurva 1 resp 2. Som framgår av diagram 7 är skillnaden marginell.

#### 4.5 Inverkan av fastbränslepannans storlek

Tidigare beräkningar och diagram 1-6 gäller för en antagen storlek på fastbränslepannan på 40 % av totala effektbehovet.

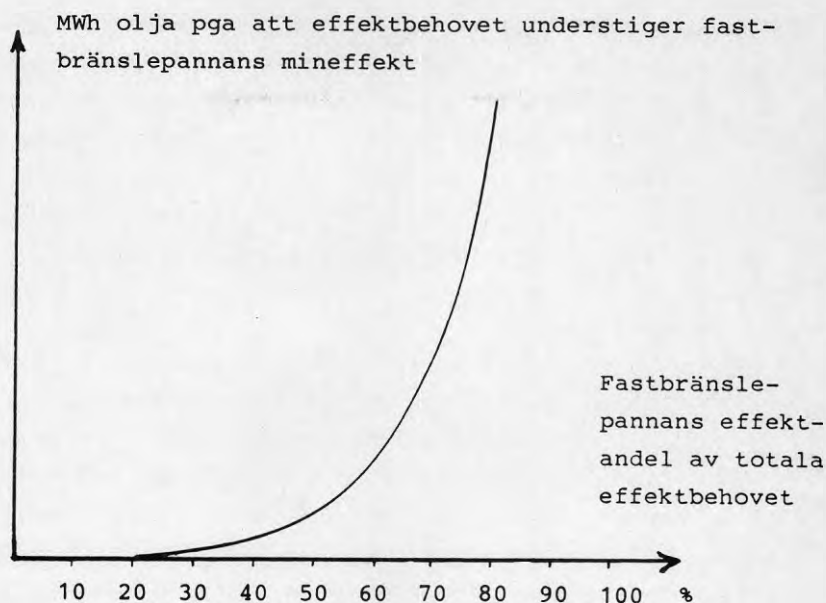
Hur fastbränslepannans storlek påverkar lönsamheten är intressant för beräkningen av pay-off-tid för befintliga anläggningar, och för optimering av fastbränslepannans storlek vid planering av nya anläggningar.

Hur minskningen av den årliga bränslekostnaden beror på fastbränslepannans effektandel av totala effektbehovet, vid olika stora intervall för effektvariationen under dygnet, visas i diagram 8 för 20, 50 resp 80 % dygnsvariation. Båda kurvorna gäller för ackumulatorstorleken 20 MW (vilken enligt tidigare diagram givit den lägsta pay-off-tiden).

#### 4.6 Inverkan av fastbränslepannans mineffekt

För kurvorna i diagram 8 gäller att fastbränslepannans mineffekt är 30 % av maximala effekten hos fastbränslepannan. Detta är förklaringen till att antalet ersatta MWh ökar då fastbränslepannans effektandel av totala effektbehovet överstiger 65-70 %. I diagram 17 visas skillnaden i antal ersatta MWh då fastbränslepannans mineffekt är 0 MW (kurva 1) och då den är 30 % av maximala effekten (kurva 2).

Om mineffekten är 30 % av maximala effekten hos fastbränslepannan kommer det antal MWh som, pga att effektbehovet understiger fastbränslepannans mineffekt, måste erhållas från olja (om en ackumulator inte är tillgänglig), att variera med fastbränslepannans storlek på följande principiella sätt:



Ovanstående diagram visar det principiella utseendet hos kurvan. Det maximala värdet på y-axeln kan variera mellan ca 3.000-12.000 MWh, vid ett totalt effektbehov på 20 MW, beroende på varaktighetskurvans utseende vilket påverkas av dygnsvariationen hos tappvarmvattenbehovet.

De i ovanstående diagram illustrerade MWh från olja kan till viss del ersättas med flis med hjälp av en ackumulator. Den snabba ökningen av antalet MWh mellan 60 % och 80 % fastbränsleeffekt, är förklaringen till den uppåtgående "svansen" i diagram 8 då effektandelen hos fastbränslepannan överstiger ca 70 %.

#### 4.7 Fastbränslepannans storlek vid olika effektbehov

Kurvorna i diagram 8 (vilka beskrevs ovan) gäller för ett effektbehov på 20 MW. Samma kurvor, men för ett totalt effektbehov på 50 MW visas i diagram 9. Man bör här speciellt lägga märke till att kurvorna mot-

svarande samma effektvariation (20, 50 eller 80 %) i de båda diagrammen har samma "lutning". Då totala effektbehovet är 50 MW förekommer ett mer utpräglat maximum vid effektvariationen 50 % och ett mer utslätat vid 80 % variation.

#### 4.8 Akkumulatorstorlek vid olika storlekar på fastbränslepannan

I diagram 11-13 visas hur minskningen av bränslekostnaden varierar då fastbränslepannans effektandel av det totala effektbehovet ökar, dels för en akkumulator med lagringskapaciteten 20 MWh, och dels för lagringskapaciteten 200 MWh. I diagram 11 har ansatts att dygnsvariationen ligger i intervallet 20 % av totala effekten, i diagram 12 är dygnsvariationen 50 % och i diagram 13, 80 %. Vid jämförelse mellan dessa diagram framgår att skillnaden mellan en akkumulator på 20 MWh och en på 200 MWh minskar när dygnsvariationen ökar.

Diagram 14 visar pay-off-tiden för en akkumulatortank (inklusive isolering) med hänsyn till den minskade bränslekostnaden som erhålles genom att en del av oljan ersättes med flis. Ur diagrammet framgår att pay-off-tiden i samtliga fall är lägre ju mindre akkumulatortanken är. Pay-off-tiden minskar även med ökande effektandel hos fastbränslepannan.

#### 4.9 Driftsättets inverkan

I diagram 8 är driftsätten följande:

##### a) 20 % variation

I detta fall kommer effektbehovet i exempelvis juli (i vissa fall även juni och augusti) aldrig att överstiga fastbränslepannans mineffekt (se



varaktighetsdiagram, bilaga 19). Fastbränslepannan kommer därmed inte att startas och ackumulatorn laddas inte. Antalet MWh som pga fastbränslepannans mineffekt måste eldas med olja kommer därmed endast i ringa omfattning ersättas med flis.

b) 80 % variation

Den andel MWh som pga fastbränslepannans mineffekt måste eldas med olja blir i detta fall liten eftersom effektkurvan ligger relativt högt i detta fall se bilaga 21 (varaktighetsdiagram).

Gemensamt för fall a) och b) är att endast en ringa del av antalet MWh olja pga fastbränslepannans mineffekt, ersättes med flis med hjälp av ackumulatorn.

c) 50 % variation

I bilaga 20 föreligger ett motsatt förhållande. Antalet MWh olja pga fastbränslepannans mineffekt är betydande. Effekttopparna i juni-augusti överstiger ofta fastbränslepannans mineffekt varvid ackumulatorn laddas. Härigenom ersättes en stor del av "MWh olja pga fastbränslepannans mineffekt", med flis. Kurvan för 50 % dygnsvariation i diagram 8 får därmed ett annorlunda utseende.

4.10 Pay-off-tider för olika stora ackumulatorer vid olika storlekar på fastbränslepannan

I diagram 14 visas pay-off-tiden som funktion av fastbränslepannans effektandel. Som parameter i diagrammet har inlagts ackumulatorstorleken. Kurvorna beskriver pay-off-tiden för ackumulatorstorlekarna 20, 40, 60, 100 resp 200 MWh.

En pay-off-tid understigande 5 år erhålles i följande fall:

<u>Akkumulatorstorlek</u>	<u>Fastbränslepannans effektandel</u>
20 MWh	> 40 %
40 MWh	> 60 %
60 MWh	> 75 %
100 MWh	> 80 %
200 MWh	> -

#### 4.11 Förutsättningar för att pay-off-tiden skall understiga 5 år

Vid ovanstående beräkningar av pay-off-tiden (diagram 4, 6, 10, 14 och 15) har denna beräknats **endast** med avseende på kostnaden för själva ackumulatortanken.

För att pay-off-tiden för ackumulatortanken skall understiga 5 år i en anläggning med ett totalt effektbehov på 20 MW krävs en rad olika förutsättningar (i bilaga 22 visas en schematisk presentation):

- a) Om  $p$  (skillnad i energipris mellan olja och flis) är 50 kr/MWh kommer pay-off-tiden i de flesta fall att överstiga 5 år. Endast om maximala dygnsvariationen är 80 % och fastbränslepannans effektandel är 40 % kan en pay-off-tid understigande 5 år erhållas och då endast om ackumulatorns lagringskapacitet understiger 20 MWh.
- b) Vid ett  $p$  på 100 kr/MWh kan en pay-off-tid under 5 år erhållas om dygnsvariationen överstiger 50 % och fastbränslepannans effektandel överstiger 40 %.

c) Vid ett  $p$  på 150 kr/MWh gäller samma förutsättningar som vid  $p = 100$  kr/MWh men ackumulatorstorlekarna varierar. I detta fall kan pay-off-tiden understiga 5 år även vid en dygnsvariation på endast 20 % om fastbränslepannans effektandel är ca 40 %.

Ovan beskrivna resultat och ackumulatortankarnas respektive storlekar visas i bilaga 22.

#### 4.12 Investeringskostnadens inverkan på lönsamheten

Akkumulatorkostnaden i bilaga 11 och 12 har använts vid beräkningarna av pay-off-tider (diagram 4, 6, 10 och 14). I diagram 15 och 16 visas hur pay-off-tiden varierar beroende på investeringskostnaden. Pay-off-tiden har beräknats dels vid ovanstående ackumulatorkostnader (kallade  $\pm 0$ ) och dels vid 20 % respektive 40 % högre investeringskostnad och vid 20 % respektive 40 % lägre investeringskostnad, se diagram 15. I diagram 16 visas känslighetsanalysen i ett kompassrosdiagram. I detta diagram visas procentuell förändring av pay-off-tid som funktion av procentuell förändring i investeringskostnad. Ur diagrammet framgår att när investeringskostnaden ändras, förändras pay-off-tiden procentuellt lika mycket.

## 5. VAL AV ACKUMULATORSTORLEK

I samtliga beräkningar där pay-off-tid för ackumulatortanken avsatts som funktion av ackumulatorstorleken framgår att ju större ackumulatortorn är desto sämre blir lönsamheten (diagram 4, 6, 10, 14 och 15).

Vid val av ackumulatorstorlek är det därför tillräckligt att storleken väljs efter de driftstekniska aspekterna. En ackumulator med tillräcklig kapacitet för att jämna ut topparna under dygnet är att rekommendera. Att öka storleken i syfte att ersätta mer olja med flis är som vi här påvisat inte lönsamt (under gällande förutsättningar).

En normal dygnssvängning i ett fjärrvärmenät ligger inom intervallet 50 % av effektbehovet. För en anläggning på 20 MW maximalt effektbehov kan skillnaden mellan effektbehovet under natten och effektbehovet vid förmiddagens maximum utgöras av ca 8-10 MW.

I bilaga 15 visas hur förmiddagens effekttopp i detta fall kan tillgodoses med energi lagrad i en ackumulator om ackumulatorns lagringskapacitet är ca 25 MWh. Denna ackumulatorstorlek skulle alltså vara tillräcklig i detta fall. Vid en skillnad i energipris på 100 kr/MWh blir pay-off-tiden för denna ackumulatortank ca 5 år. Pay-off-tiden för totala ackumulatorinstallationen behandlas i kapitel 8.

## 6. LÖNSAMHET VID BEFINTLIGA ANLÄGGNINGAR

Vid befintliga anläggningar är pannstorlekarna fixa och kan alltså inte påverkas av ackumulatorinstallationen.

De besparingar som kan göras är då dels ersättning av olja med flis, och dels en eventuell verkningsgradshöjning hos flispannan genom att denna kan köras på högre och jämnare last.

### 6.1 Ersättning av olja med flis

I kapitel 4 behandlas ingående hur mycket den årliga bränslekostnaden kan minskas, beroende på en rad olika faktorer. I det huvudsakliga beräkningsalternativet, se kapitel 4.1, där totala effektbehovet är 20 MW kan bränslekostnaden minskas från 7,7 Mkr till 7,4 Mkr (dvs 4 % minskning) med en ackumulator på 40 MWh och  $\Delta p = 210 - 110 = 100$  kr/MWh. I bilaga 18 följer en utförligare illustration av den procentuella minskningen av bränslekostnaden, beroende på bränslepriser och ackumulatorvolymer.

Bränslebesparingen åskådliggöres även i bilaga 17 för det fall att  $\Delta P_{\text{olja}} = 210$  kr/MWh,  $\Delta P_{\text{flis}} = 110$  kr/MWh och ackumulatorns lagringskapacitet är 40 MW. I diagrammet visas bränslekostnaden för olja, flis samt totalt, med och utan ackumulator, varje månad.

I bilaga 16 visas hur antalet MWh fördelas i ovanstående exempel, vid tillgång till en ackumulator på 40 MWh.

Om  $\Delta p = 100$  kr/MWh och ackumulatorstorleken är 40 MWh blir pay-off-tiden endast för själva ackumulatortanken 6,5 år (se diagram 4).

## 6.2 Verkningsgradsökning

Genom en installation av en ackumulator kan fastbränslepannan köras med en jämnare last, vilket i sin tur vanligen medför att pannverkningsgraden förbättras. Hur stor verkningsgradsförbättringen blir är svårt att förutsäga, framför allt beroende på den varierande kvaliteten hos reglersystemen.

Om man erhåller en verkningsgradsökning, har den då någon inverkan på lönsamheten? Med hjälp av följande exempel illustreras värdet av en verkningsgradsökning.

Totalt effektbehov	= 20 MW
Dygnsvariation	= 50 %
Fastbränslepannans effektandel	= 40 %

Bränslekostnad, flis 110 kr/MWh (uttagen energi)  
 Bränslekostnad, olja 210 kr/MWh (uttagen energi)

Beräknade värden:

Total bränslekostnad per år utan ackumulator 7,7 Mkr

Total bränslekostnad per år med en ackumulator med lagringskapacitet 40 MWh 7,4 Mkr

Om pannverkningsgraden ökar från 80 % till 81 % minskar den totala bränslekostnaden med 0,07 Mkr (dvs 0,9 %).

För att verkningsgradshöjningen skall ge en lika stor minskning av bränslekostnaden som ersättningen av olja med flis ger, krävs att verkningsgraden höjs från det ansatta utgångsvärdet 80 % till 84 %. Pay-off-tiden för ackumulatortanken (se diagram 4,  $\Delta p = 100$  kr/MWh) kommer då att halveras, dvs minska från 6,6 år till 3,3 år.

## 7. LÖNSAMHET VID PLANERADE ANLÄGGNINGAR

Vid planering av nya anläggningar finns det större möjligheter för att en installation av en ackumulator ska bli lönsam. I detta fall kan man fritt välja dels fastbränslepannans effektandel och dels den totala panneffekten.

### 7.1 Fastbränslepannans effektandel

Vid optimering av fastbränslepannans effektandel i en central med ackumulator, har man att beakta dels hur den minskade bränslekostnaden (pga ackumulering) varierar och dels hur pannkostnaden varierar med olika effektandel.

I exempelvis diagram 14 illustreras hur pay-off-tiden för ackumulatortanken minskar när fastbränslepannans effektandel ökar. Vidare visas i bilaga 13 och 14 hur pannkostnaden (totalentreprenad exklusive byggnad och skorsten) varierar med effekten inom intervallet 5-20 MW.

För en anläggning med ett totalt effektbehov på 20 MW ökar pannkostnaden för fastbränslepannan med 8 Mkr om effektandelen ökar från 40 % till 60 %.

Kostnaden för oljepannan minskar då enligt bilaga 13 med 0,3 Mkr, och skillnaden i minskad bränslekostnad blir 0,06 Mkr per år vid ackumulatorstorleken 20 MWh (se diagram 12) och en skillnad i energipris mellan olja och flis på 100 kr/MWh. Investeringskostnaden ökar alltså med 7,7 Mkr men förtjänsten pga minskad bränslekostnad blir endast 0,06 Mkr per år.



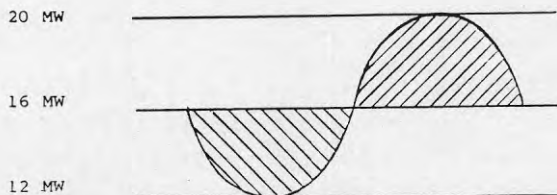
Slutsatsen av detta blir att fastbränslepannans effektandel **inte** skall ökas pga tillgång till en ackumulator. I anläggningar utan ackumulatörer är fastbränslepannans optimala effektandel ca 30-40 % av totala effektbehovet. Denna siffra bör alltså gälla även om en ackumulator är tillgänglig.

## 7.2 Totala panneffekten

I avsnitt 4.11 "Val av ackumulatorstorlek" rekommenderas att ackumulatorns storlek ur lönsamhetssynpunkt inte överstiger den volym som motsvarar dygnsvariationen.

I det genomgående beräkningsexemplet med 20 MW totalt effektbehov och en dygnsvariation på 50 %, dvs  $\pm 25\%$  avvikelse från medelvärdet, erfordras lagringskapaciteten 25 MWh för att täcka maximalt dygnsbehov.

Vid maximalt effektbehov blir medeleffekten 16 MW och effekten kommer under dygnet att variera mellan 12-20 MW.



Genom att utnyttja en ackumulator som kan lagra energimängden som markerats i ovanstående schematiska figur, kan panneffekten teoretiskt sett minskas med 4 MW.

Hur stor skillnaden i investeringskostnad blir för 20 respektive 16 MW totalt installerad effekt beräknas nedan. Här förutsättes att fastbränslepannans effekt utgör 40 % av totala effektbehovet.

Diagrammen i bilaga 13 och 14 beskriver priserna för totalentreprenad, för oljeeldade respektive fastbränsleeldade centraler.

Priserna för fastbränslepannan och oljepannan adderas:

<u>Totalt effektbehov</u>	<u>Total pannkostnad</u>
16 MW	25,1 Mkr
20 MW	27,3 Mkr

Eftersom prisuppgifterna för de båda pannorna avser totalentreprenad, är ovanstående summerade kostnader inte de sanna värdena. Oljepannan och fastbränslepannan placeras i en gemensam central, varvid kostnaderna blir lägre än vad ovan angivits. Den minskade kostnaden blir emellertid lika stor i de båda fallen. Vi kan därmed erhålla **skillnaden** i kostnad mellan att installera 16 MW jämfört med att installera 20 MW total panneffekt.

Vid installation av 16 MW total panneffekt krävs även en ackumulator med en lagringskapacitet på ca 25 MWh. Kostnaden för själva tanken uppgår till ca 1,5 Mkr, och för hela installationen ca 2,2 Mkr.

Vid installation av 16 MW panneffekt och en ackumulator, blir den årliga bränslekostnaden 300 kkr lägre, jämfört med det fall då 20 MW panneffekt installeras utan ackumulator.

Pay-off-tiden för alternativet med 16 MW panneffekt och en ackumulator blir (jämfört med 20 MW panneffekt utan ackumulator) enligt följande:

Investering:	1.	20 MW	27,3 Mkr
		16 MW	25,1 Mkr
	2.	ackumulator	4,0 Mkr

Skillnad i bränslekostnad: 0,3 Mkr/år

$$\text{Pay-off-tid: } \frac{25,1 + 4,0 - 27,3}{0,3} = 6 \text{ år}$$

Pay-off-tiden för den totala merinvestering i fallet med ackumulator blir alltså 6 år, i detta illustrerande exempel.

### 7.3 Panneffekt - reservkapacitet

Om totala panneffekten kan minskas enligt beräkningen ovan blir pay-off-tiden för installation av en ackumulator betydligt lägre.

Vid planering av effektstorlekar tas även hänsyn till behovet av reserveffekt. Det finns alltid osäkerheter i en bedömningsgrund. Har det totala effektbehovet uppskattats korrekt? Är dygnsvariationen rätt uppskattad?

Förutom dessa frågor bör man även gardera sig för ett tekniskt fel. Vanligt idag i centraler utan ackumulatörer är att reserveffekt finns tillgänglig för största enhet.

## 8. DISKUSSION - TOTALA KOSTNADER OCH LÖNSAMHET

I de ovanstående kapitlen har lönsamheten valts att uttryckas som pay-off-tid endast för investeringskostnaden för själva ackumulatortanken (inkl isolering). Detta har gjorts eftersom denna investeringskostnad är lättare att fastställa generellt. Totala investeringskostnaden varierar avsevärt mellan olika anläggningar. Vid bedömning av totala lönsamheten måste emellertid hela investeringsbehovet och samtliga besparingar beaktas. Följande kostnader uppskattas:

- ackumulatorstorlek
- isolering
- plattformar
- lejdare
- fundament (pålning?)
- armatur
- instrumentering
- reglering
- ställverk
- rör

Totala investeringsbehovet kan grovt uppskattas till 2-3 ggr investeringen för ackumulatortanken.

I nedanstående exempel visas hur pay-off-tiden påverkas vid beaktande av samtliga kostnader och besparingar.

### Beräkningsexempel

#### Förutsättningar:

- befintlig anläggning ansättes
- totalt effektbehov 20 MW
- dygnsvariation 50 %
- effektandel, fastbränsle 40 %
- skillnad i energipris ( p ) 100 kr/MWh
- ackumulatorstorlek 25 MWh

Enligt diagram 2 blir den årliga minskade bränslekostnaden 275 kkr, och diagram 4 visar att pay-off-tiden för själva ackumulatortanken (inkl isolering) blir 5,5 år. Enligt bilaga 12 är investeringskostnaden för tank + isolering 1.500 kkr.

Totala investeringsbehovet uppskattas till  
 $2,5 \times 1.500 \text{ kkr} = 3.750 \text{ kkr}$ , varvid pay-off-tiden blir ca 13,5 år.

Om den årliga bränslekostnaden kan sänkas ytterligare genom att verkningsgraden förbättras kan pay-off-tiden minskas. Vid ansättande av en genomsnittlig verkningsgradsökning på 4 %-enheter (se avsnitt 6.2) minskar den årliga bränslekostnaden med ytterligare 300.000 kr, och pay-off-tiden blir ca 6,5 år.

Ovanstående exempel belyser den totala investeringskostnadens storleksordning och hur denna inverkar på den totala pay-off-tiden.

Det är viktigt att inte generalisera den totala pay-off-tiden för hårt, emedan den totala investeringskostnaden varierar i hög utsträckning från fall till fall.

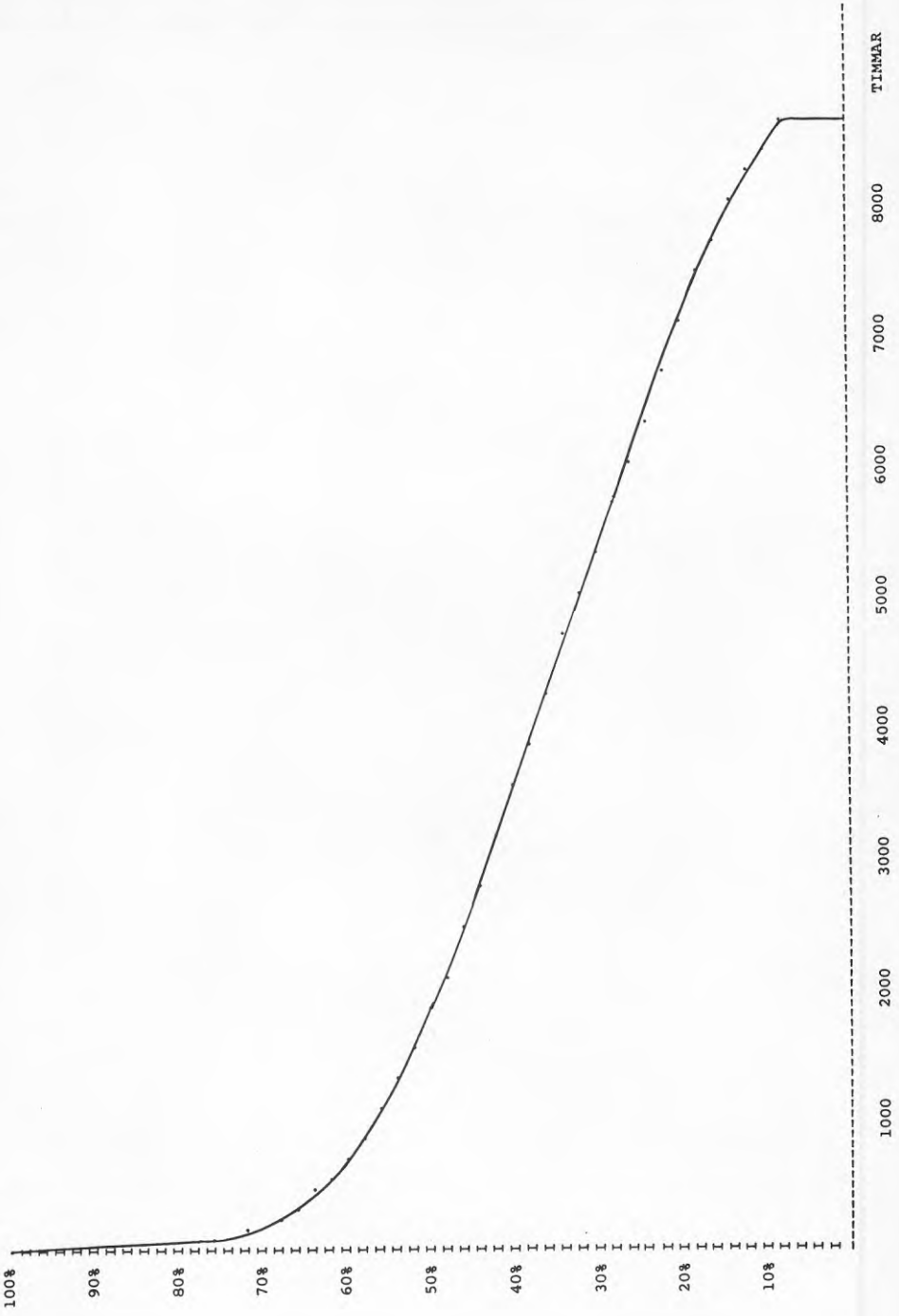
Som nämnts ovan bör ackumulatorns lagringskapacitet dimensioneras med avseende på dygnsvis ackumulering. Teknikåterföringen från idriftsatta anläggningar har påvisat att de driftstekniska fördelarna som erhålles genom en utjämning av pannbelastningen under dygnet, betingar ett mycket stort värde. Detta värde inrymmes inte i den ekonomiska lönsamhetskalkylen, men får för den skull inte åsidosättas. I den slutgiltiga bedömningen bör i stället driftsaspekternas roll dominera över lönsamhetsaspekten baserad på den bränsleersättande och verkningsgradshöjande effekten.

9. REFERENSER

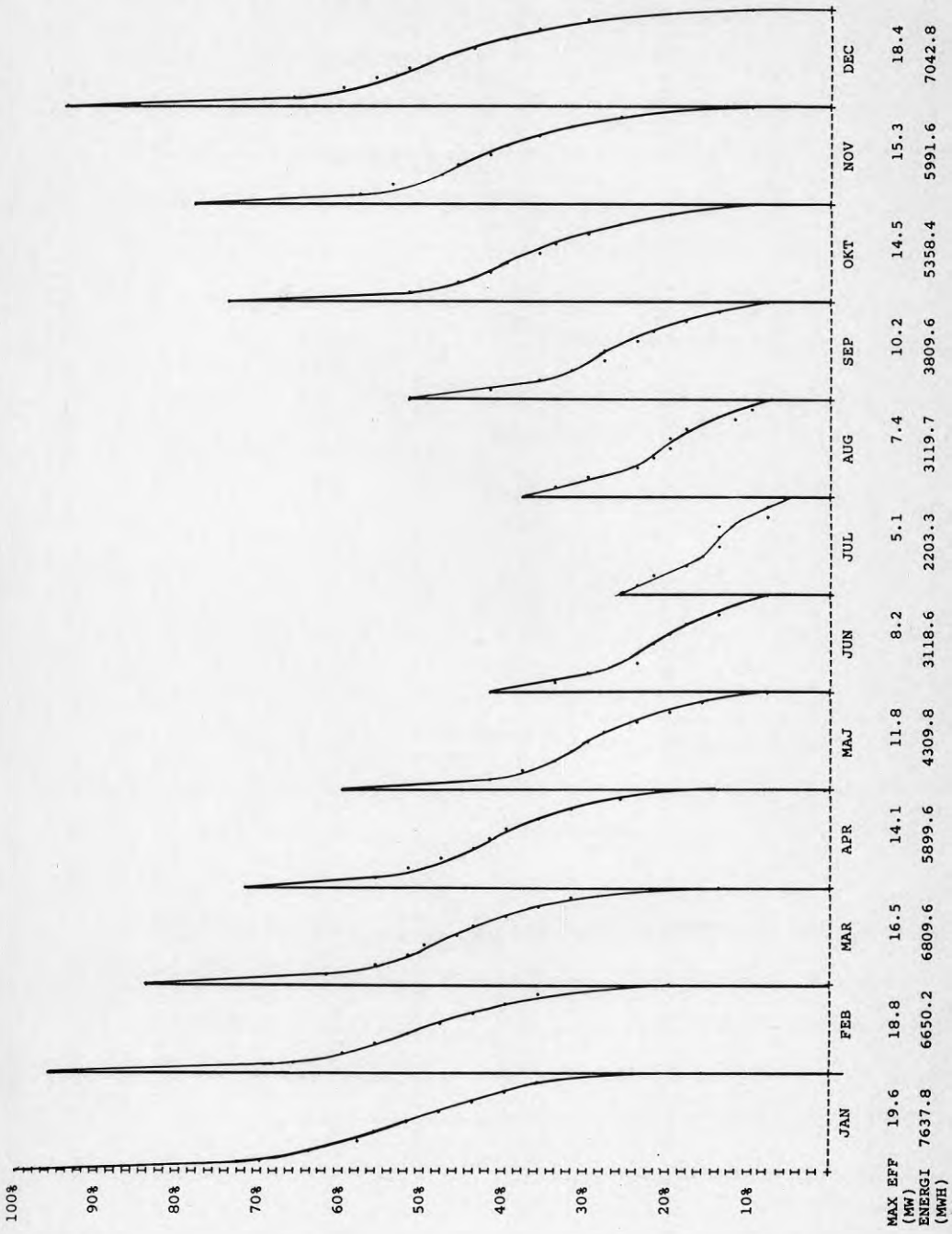
1. Sandberg, Olov  
Energimagasinet nr 4, 1985
2. Wetterberg, Björn  
Byggforskningsrådet (BFR) rapport R 49:1984

VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR ÅRET I % AV MAXIMAL EFFEKT.

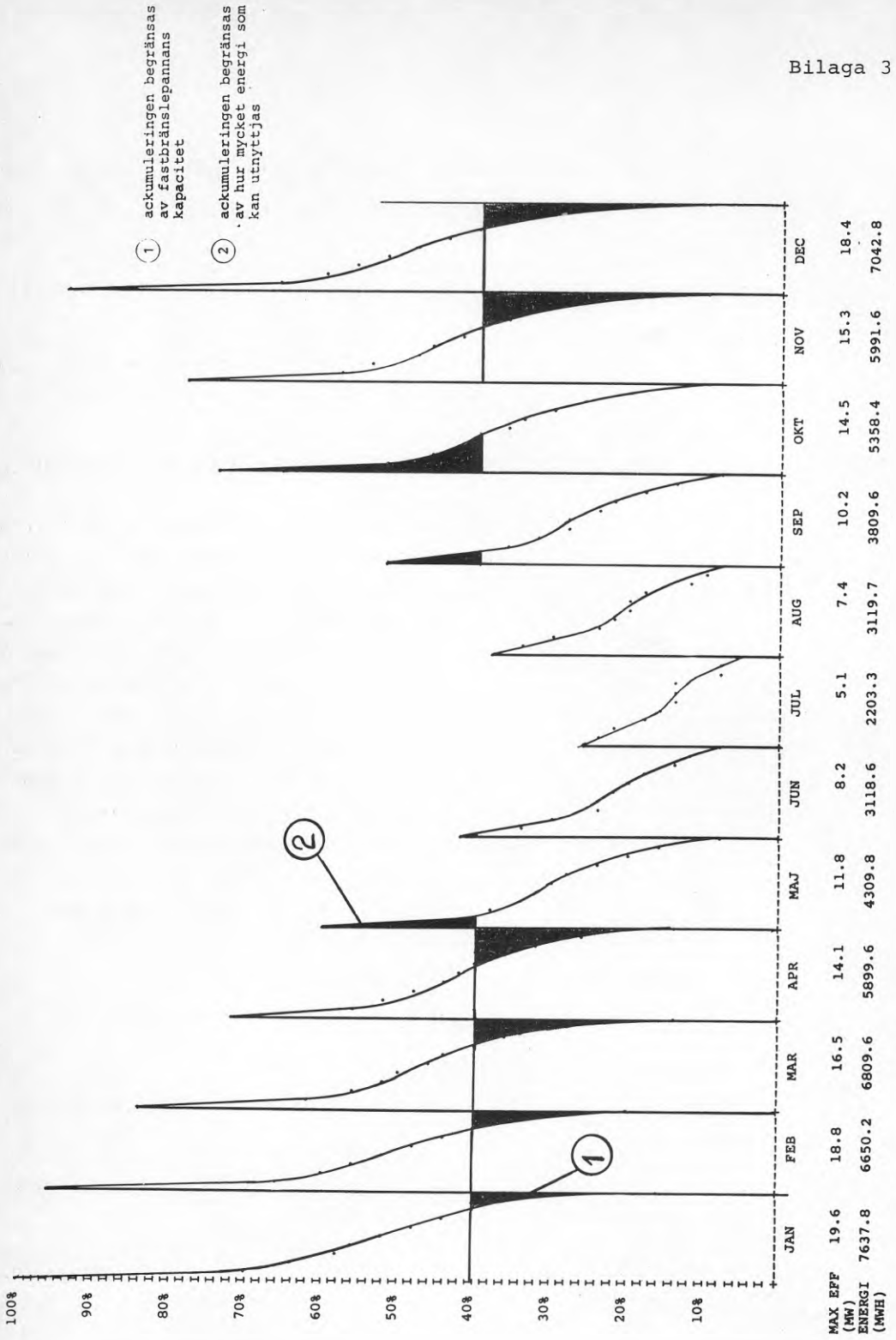
MAXIMAL EFFEKT: 20 MEGAWATT  
AKKUMULATOR



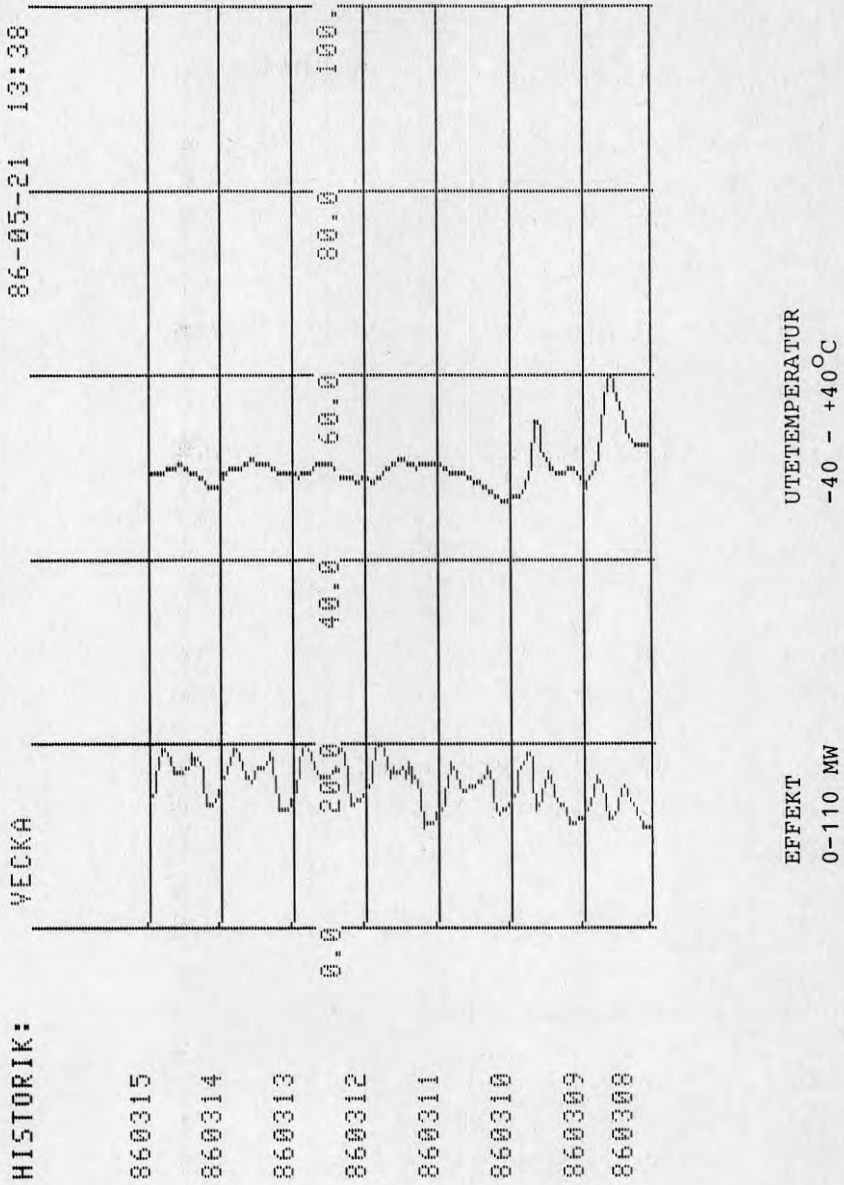




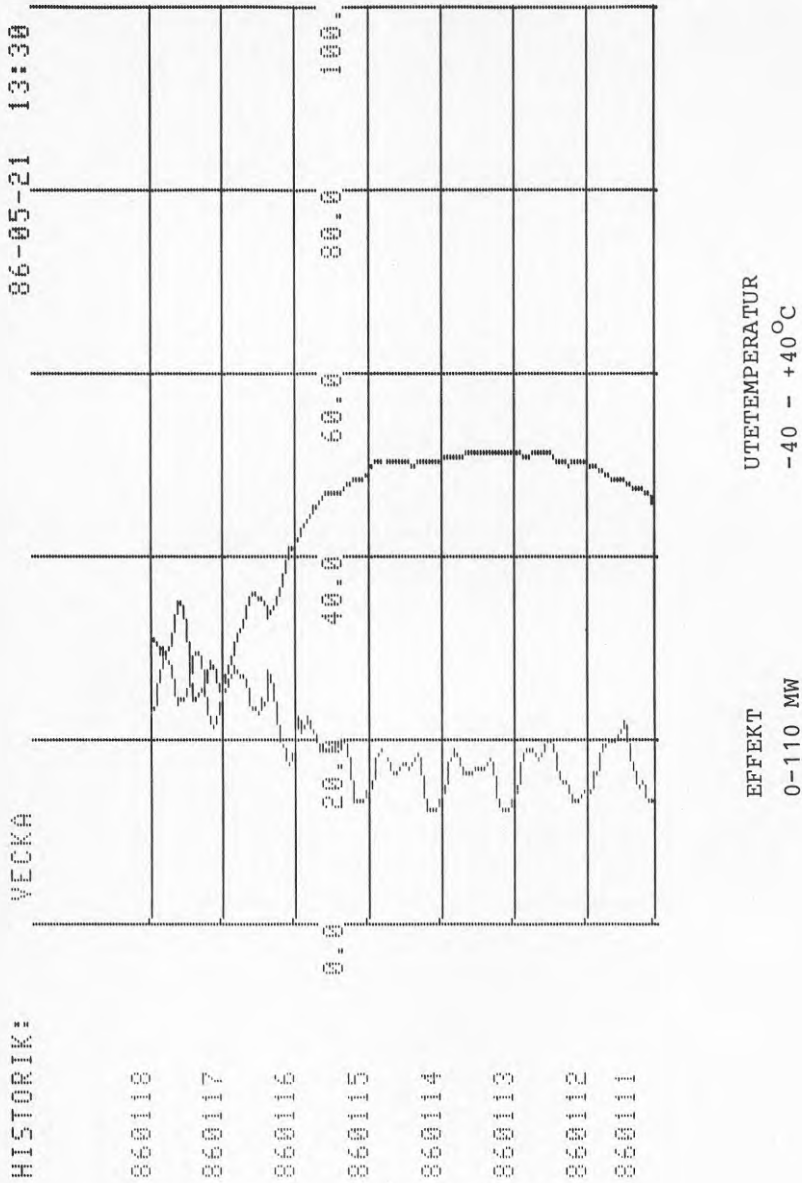
Bilaga 2: Månatliga varaktighetsdiagram



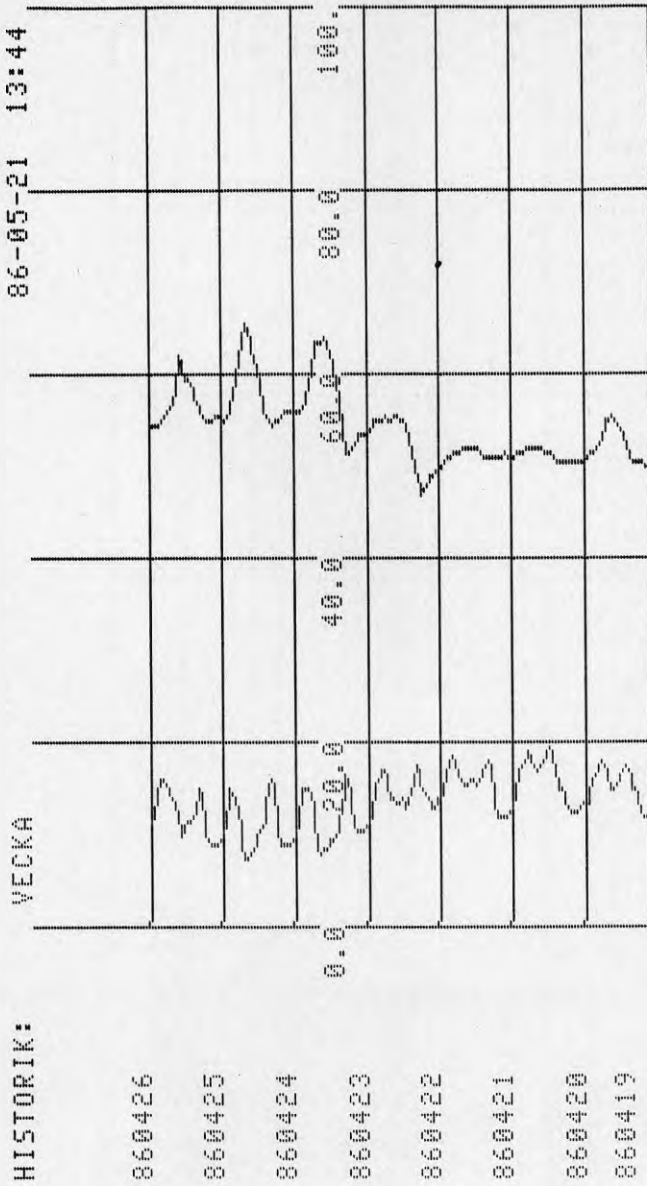
Bilaga 3: Maximal oljeersättning



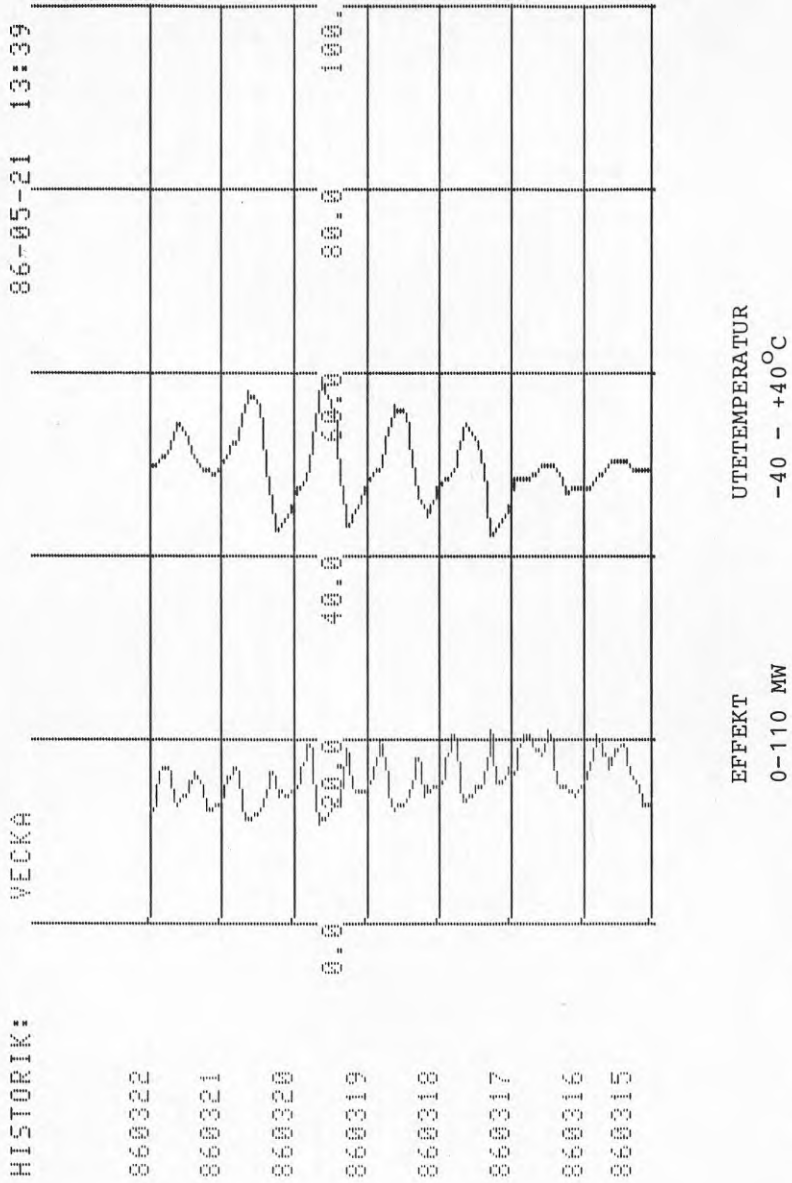
Bilaga 4: Effektkurva, fjärrvärmenät



Bilaga 5: Effektkurva, fjärrvärmenät



Bilaga 6: Effektkurva, fjärrvärmenät

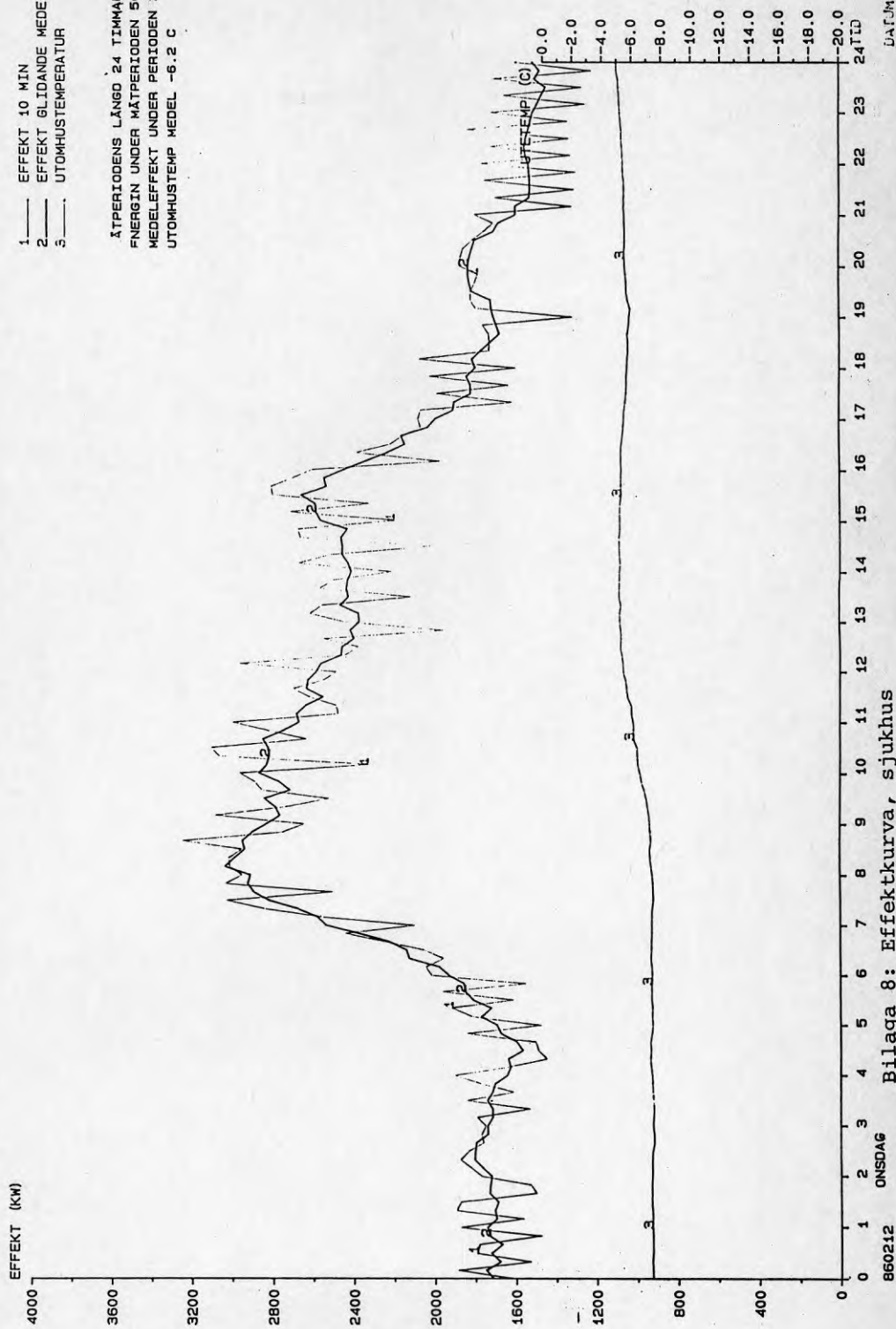


Bilaga 7: Effektkurva, fjärrvärmenät

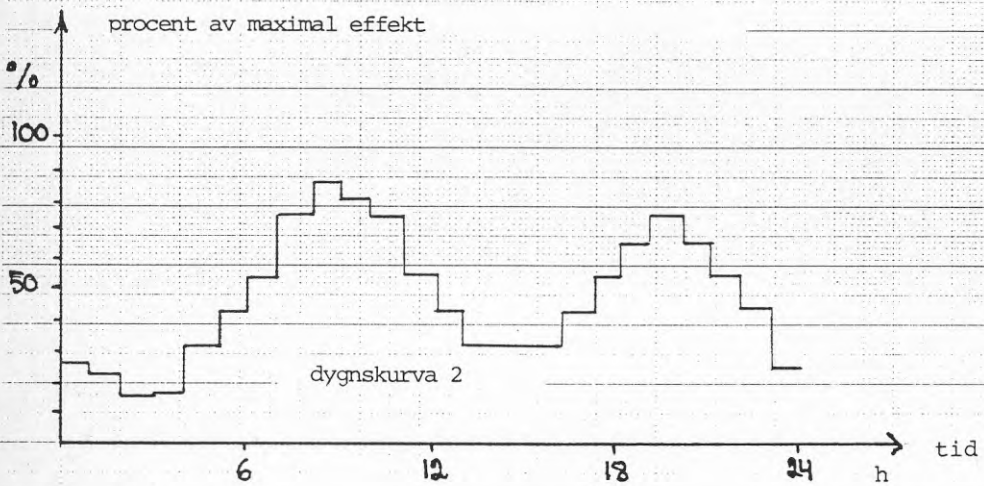
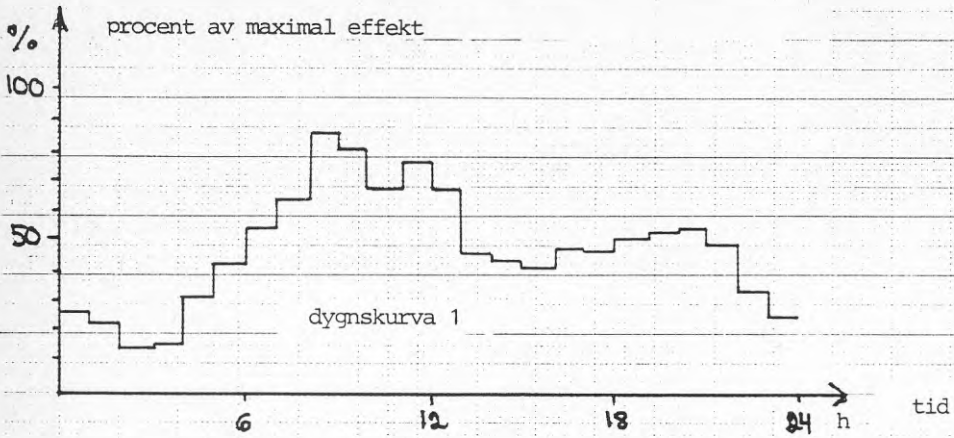
EFFEKT (KW)

- 1 ——— EFFEKT 10 MIN
- 2 ——— EFFEKT GLIDANDE MEDELVÄRDE 1 TIMM
- 3 ——— UTMÖRSTEMPERATUR

ÅTPERIODENS LÅNGD 24 TIMMAR  
 FNERGIN UNDER MÅTPERIODEN 50170 KMH  
 MEDEFFEKT UNDER PERIODEN 2090 KM  
 UTMÖRSTEMP MEDEL -6.2 C

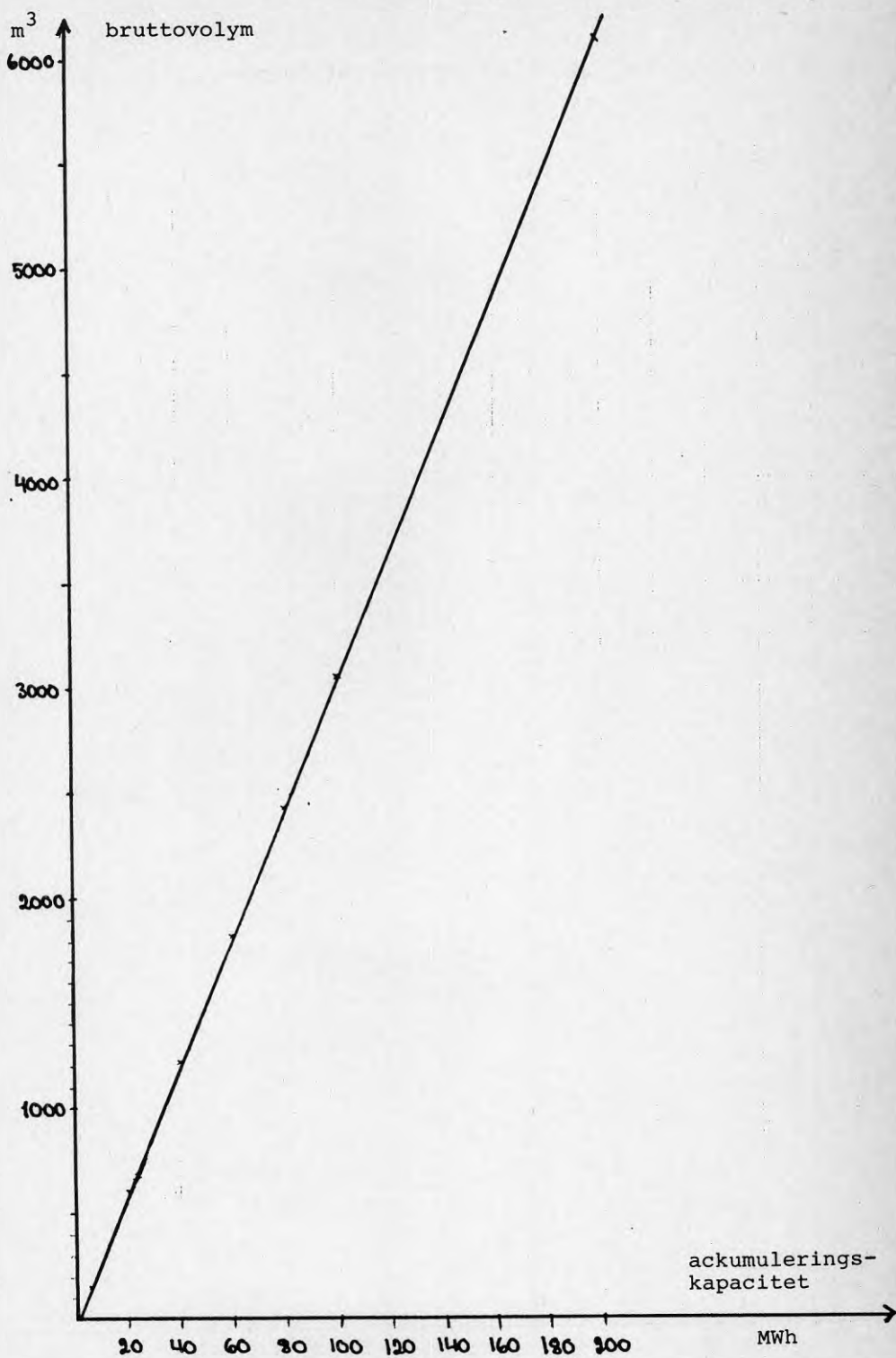


860212 ONSDAG Bilaga 8: Effektkurva, sjukhus

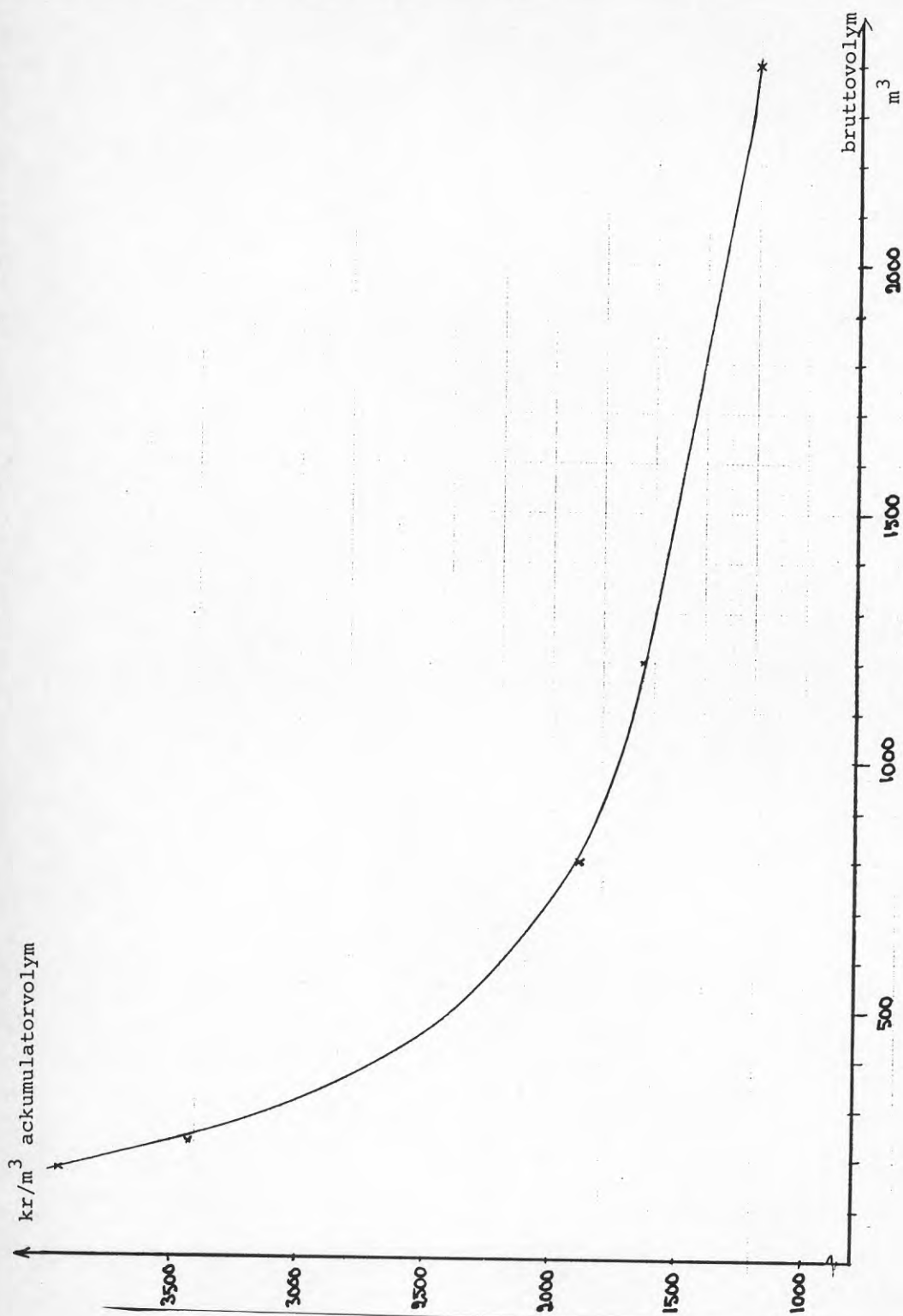




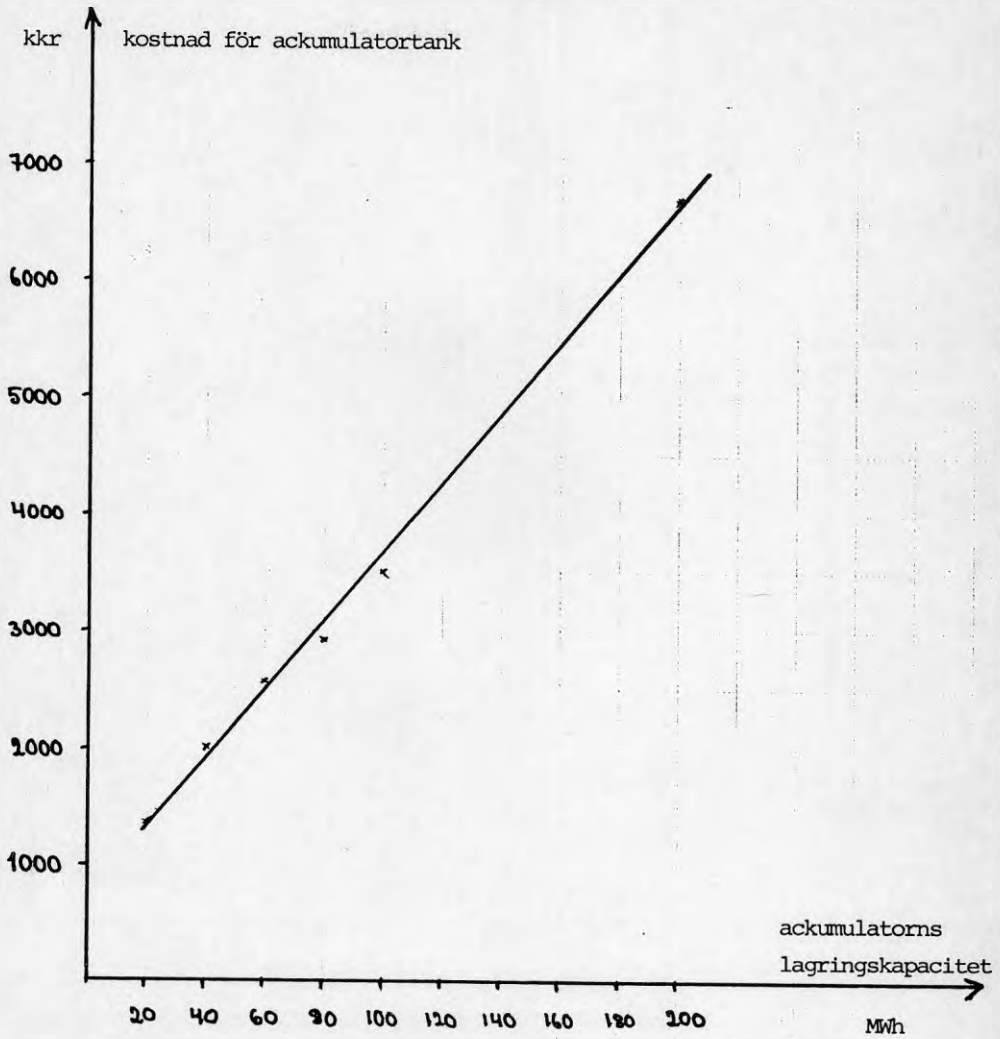
Akkumulatørns bruttovolum som  
funktion av dess lagringskapasitet



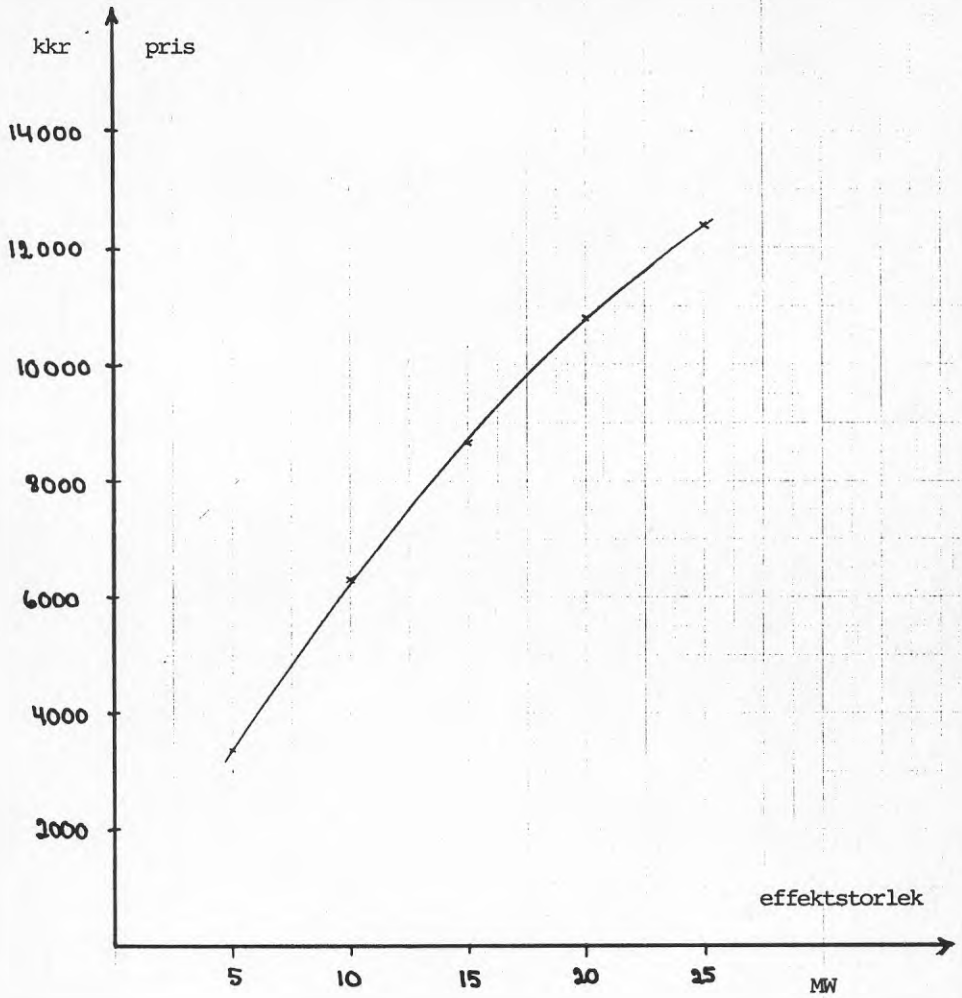
Pris per kubikmeter ackumulator-  
volym, som funktion av brutto-  
volym.



Pris för ackumulatortank inkl.  
isolering, som funktion av acku-  
mulatorns lagringskapacitet.

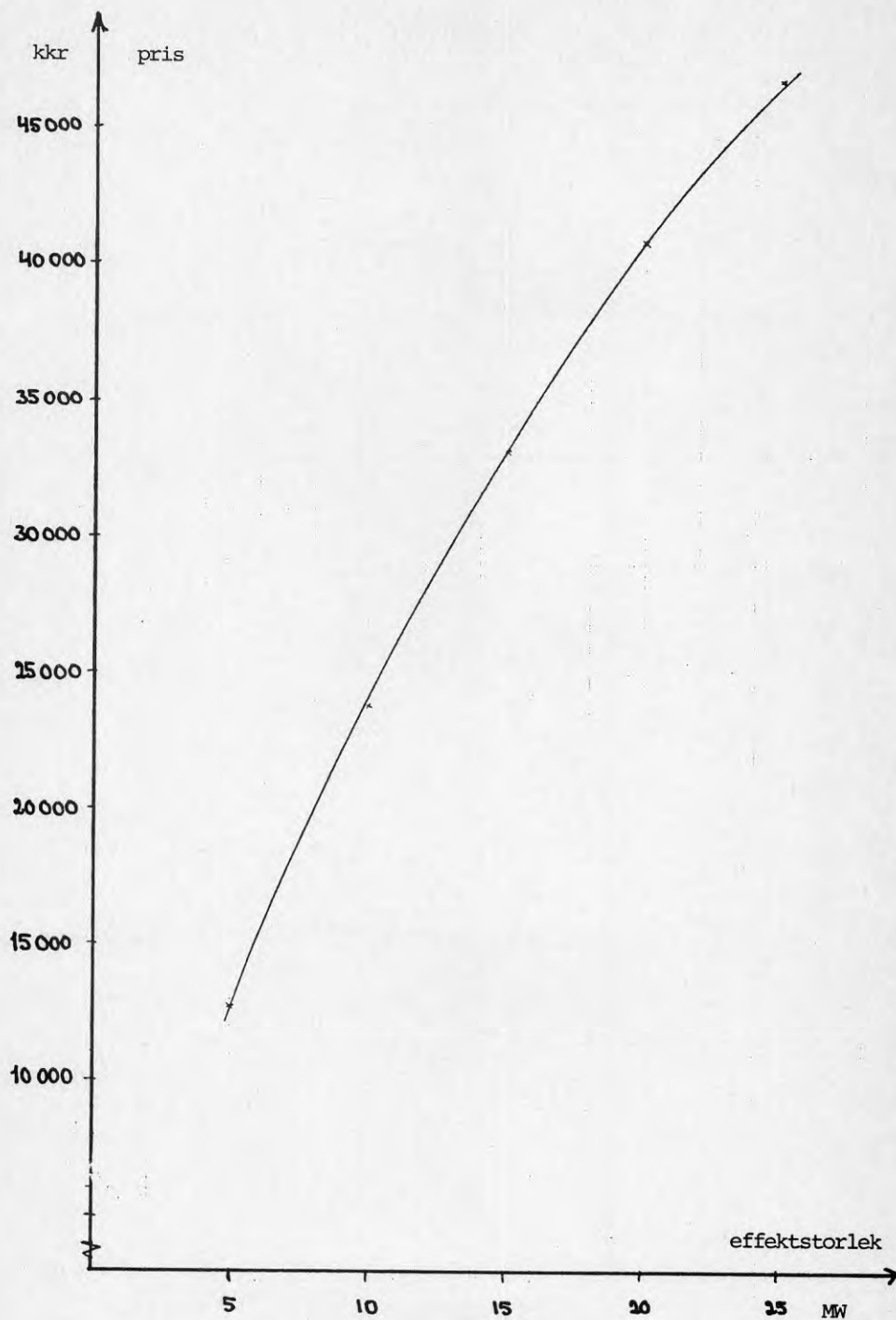


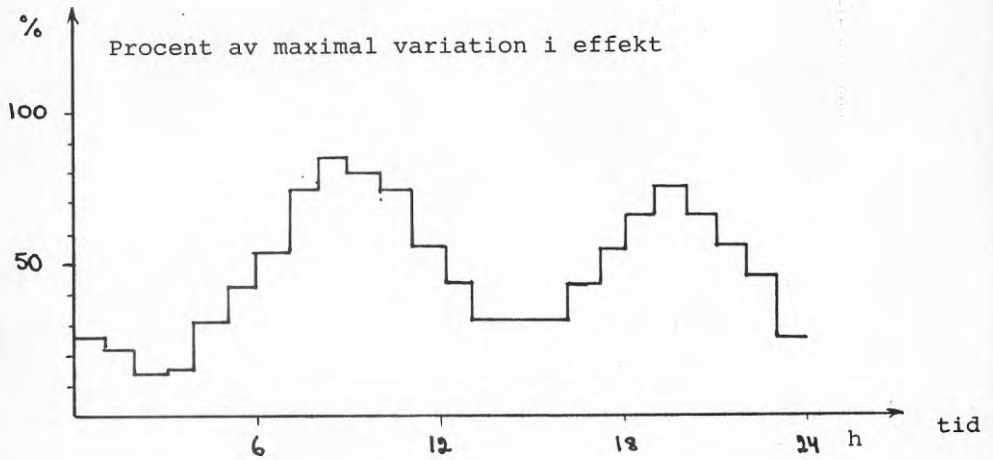
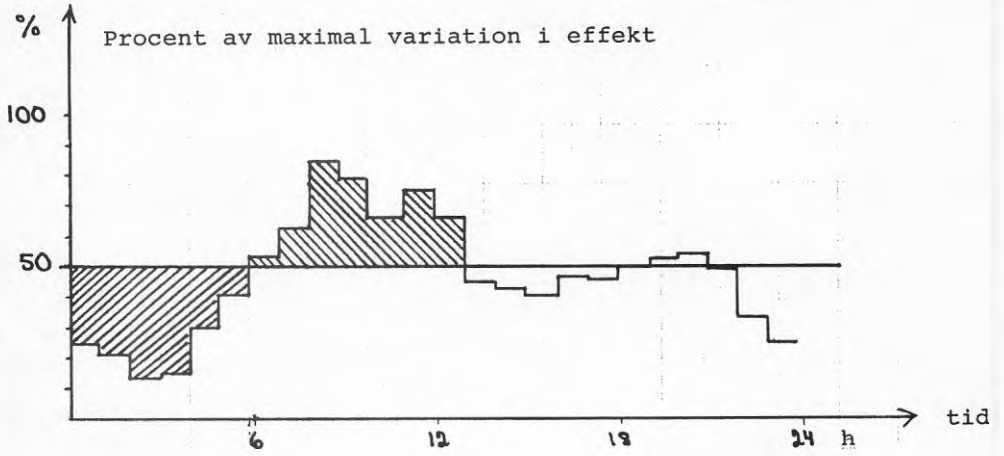
Pris för oljepanna, totalentreprenad exklusive byggnad och skorsten, som funktion av effektstorlek.



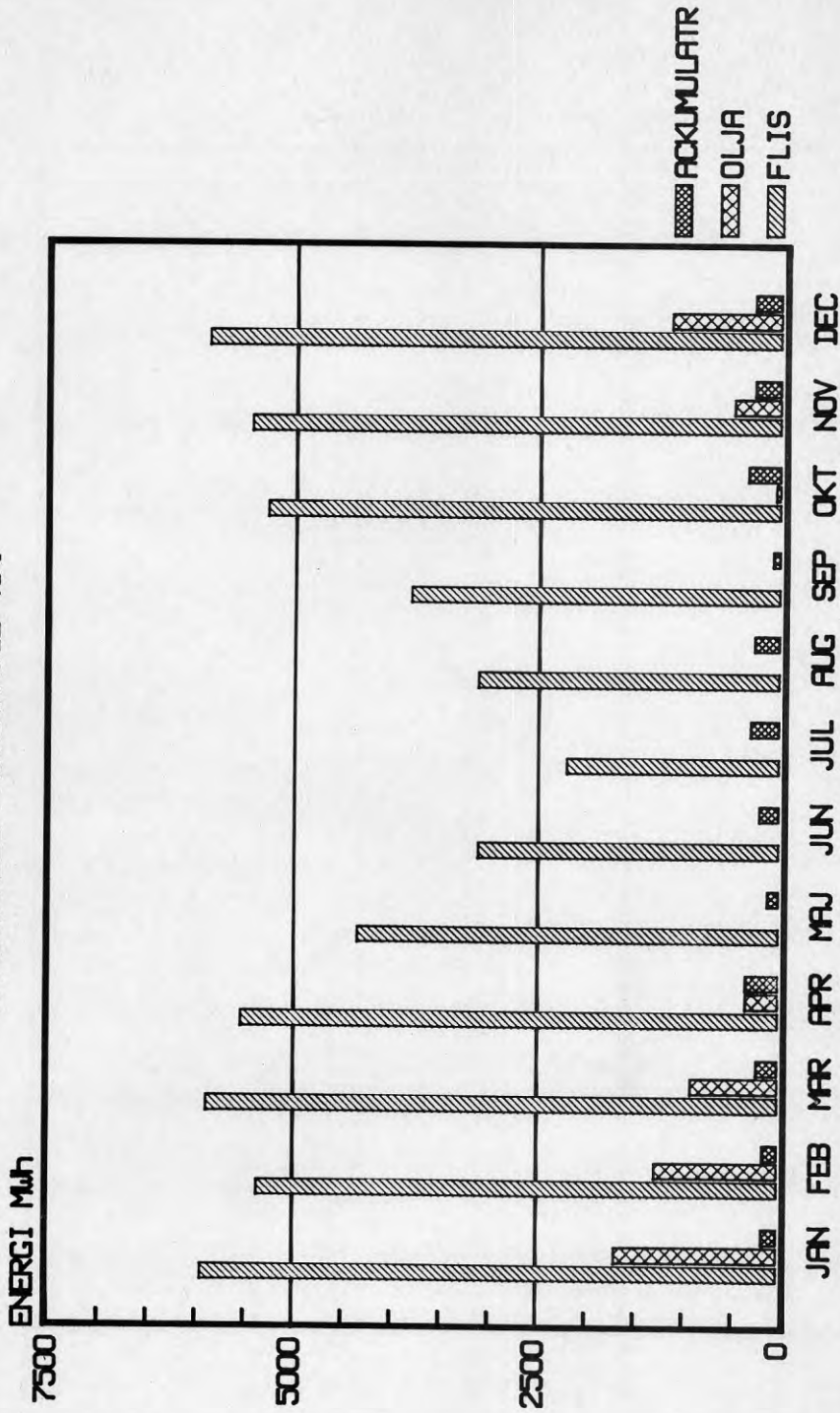
Pris för fastbränsleanläggning,  
totalentreprenad exklusive  
byggnad och skorsten, som funktion  
av effektstorlek.

Bilaga 14

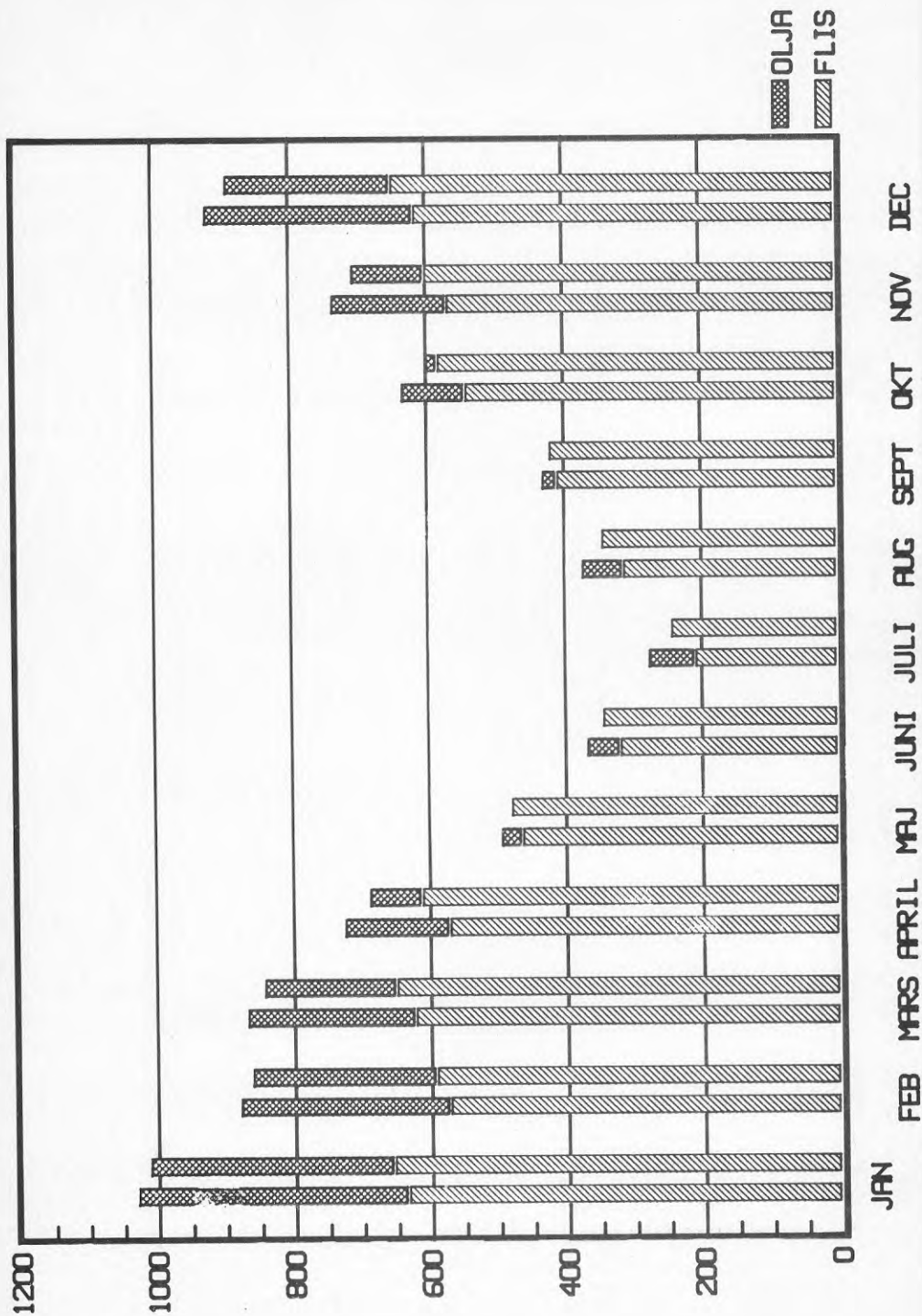




ENERGIFÖRDELNING, MED 60 MWh AKKUMULATOR  
 TOTAL EFFEKT 20 MW  
 MAX EFFEKTVARIATION 50%  
 EFFEKTBÄRANDE FASTERÄNSLE 40%



BRÄNSLEKOSTNAD PER ÅR kkr



BILAGA 15: Månatliga bränslekostnader med och utan ackumulator. Diagrammet förklarar på omstående sida



Förklaring till diagram i bilaga 17 sid 1

I diagrammet illustreras bränslekostnaden dels för flis (den undre stapeln) och dels för olja (den övre stapeln) varje månad.

Den fästa stapeln i respektive månad illustrerar bränslekostnaden utan ackumulator, och den andra stapeln visar bränslekostnaden vid tillgång till en ackumulator med en lagningskapacitet på 40 MWh. Bränslepriserna har ansatts till 110 kr/MWh för flis och 210 kr/MWh för olja. Den procentuella besparingen under ett år blir ca 4 %

Bilaga 18: Procentuell minskning av bränslekostnad
Förutsättningar:

Totalt effektbehov	20 MW
Dygnsvariation	50 %
Fastbränslepannans effektandel	40 %

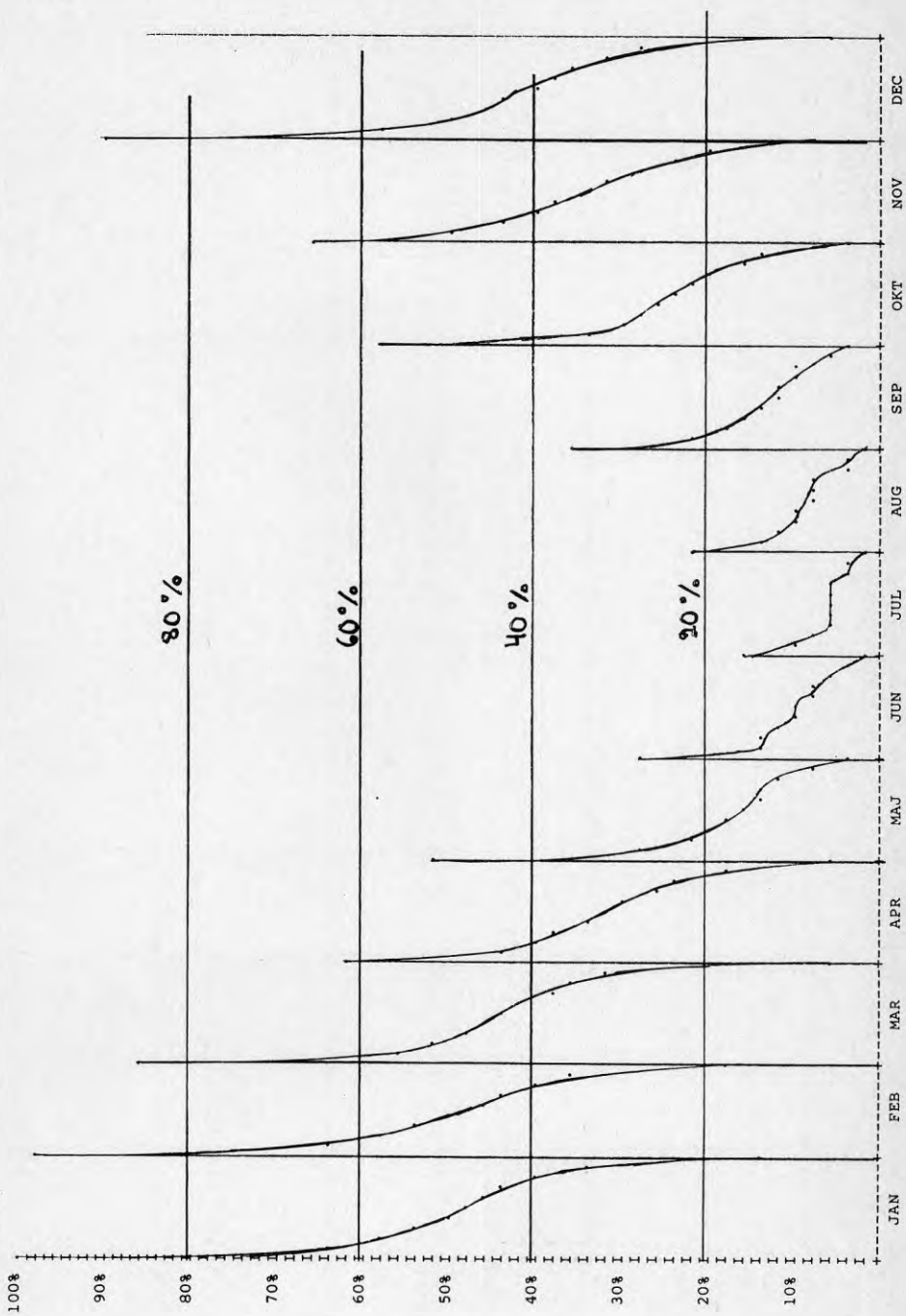
$\Delta P$  anger skillnader i energipris mellan olja och flis

Procentuell minskning av den årliga bränslekostnaden

- a)  $\Delta P = 150 \text{ kr/MWh}$
- |                    |           |
|--------------------|-----------|
| Polja = 260 kr/MWh | } = 5-7 % |
| Pflis = 110 kr/MWh |           |
| Polja = 290 kr/MWh | } = 4-5 % |
| Pflis = 140 kr/MWh |           |
- b)  $\Delta P = 100 \text{ kr/MWh}$
- |                    |           |
|--------------------|-----------|
| Polja = 210 kr/MWh | } = 4-5 % |
| Pflis = 110 kr/MWh |           |
| Polja = 240 kr/MWh | } = 3-4 % |
| Pflis = 140 kr/MWh |           |
- c)  $\Delta P = 50 \text{ kr/MWh}$
- |                    |             |
|--------------------|-------------|
| Polja = 160 kr/MWh | } = 2-2,5 % |
| Pflis = 110 kr/MWh |             |
| Polja = 190 kr/MWh | } = 1,5-2 % |
| Pflis = 140 kr/MWh |             |

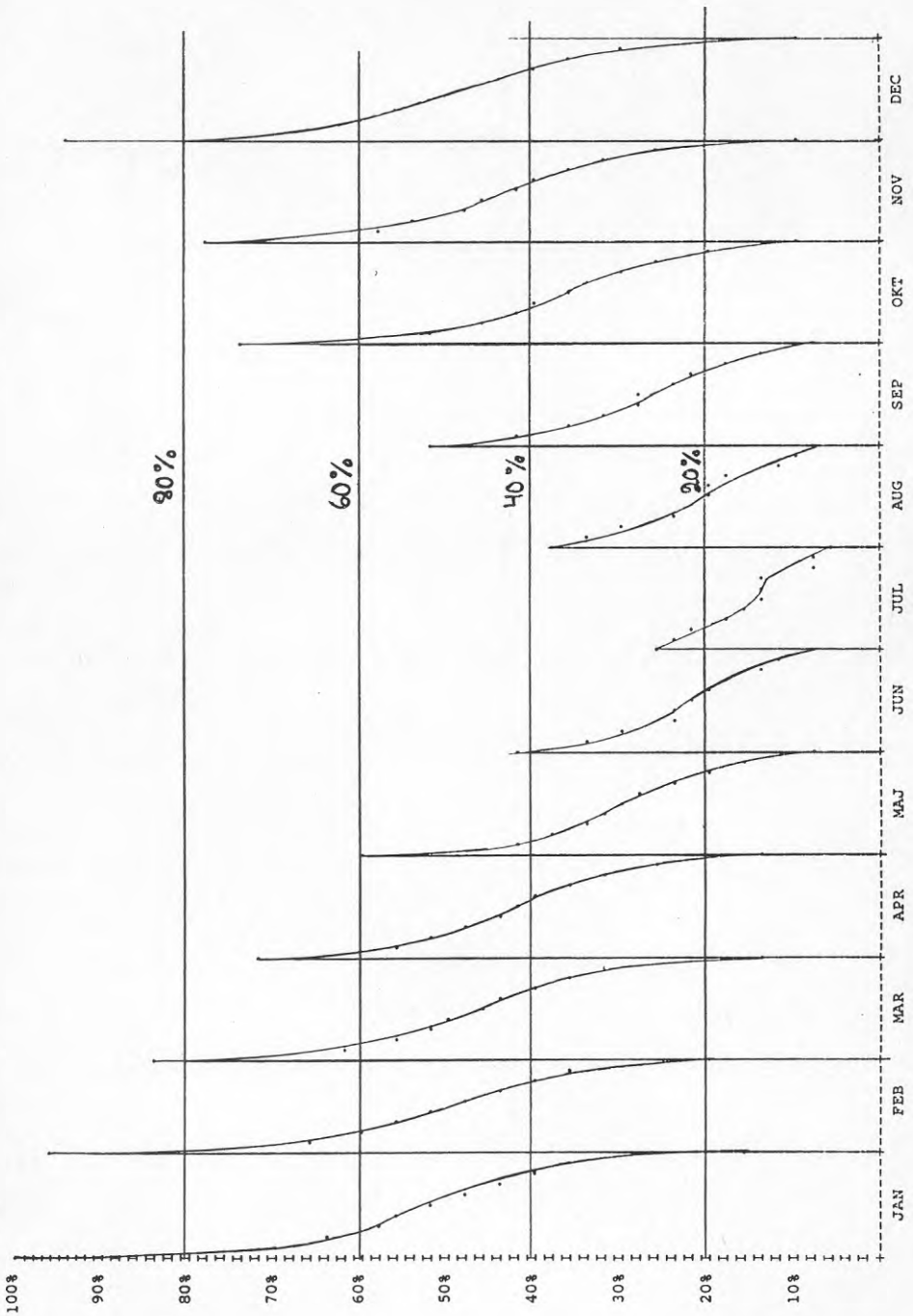
\* intervallet anger den procentuella minskningen då  
 ackumulatorns lagningskapacitet varierar mellan 20-200 MWh.

VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR VARJE MÅNAD UNDER ETT ÅR I % AV MAXIMAL EFFEKT  
 20 MW total effekt, dygnsvariation 20 %  
 AKKUMULATOR



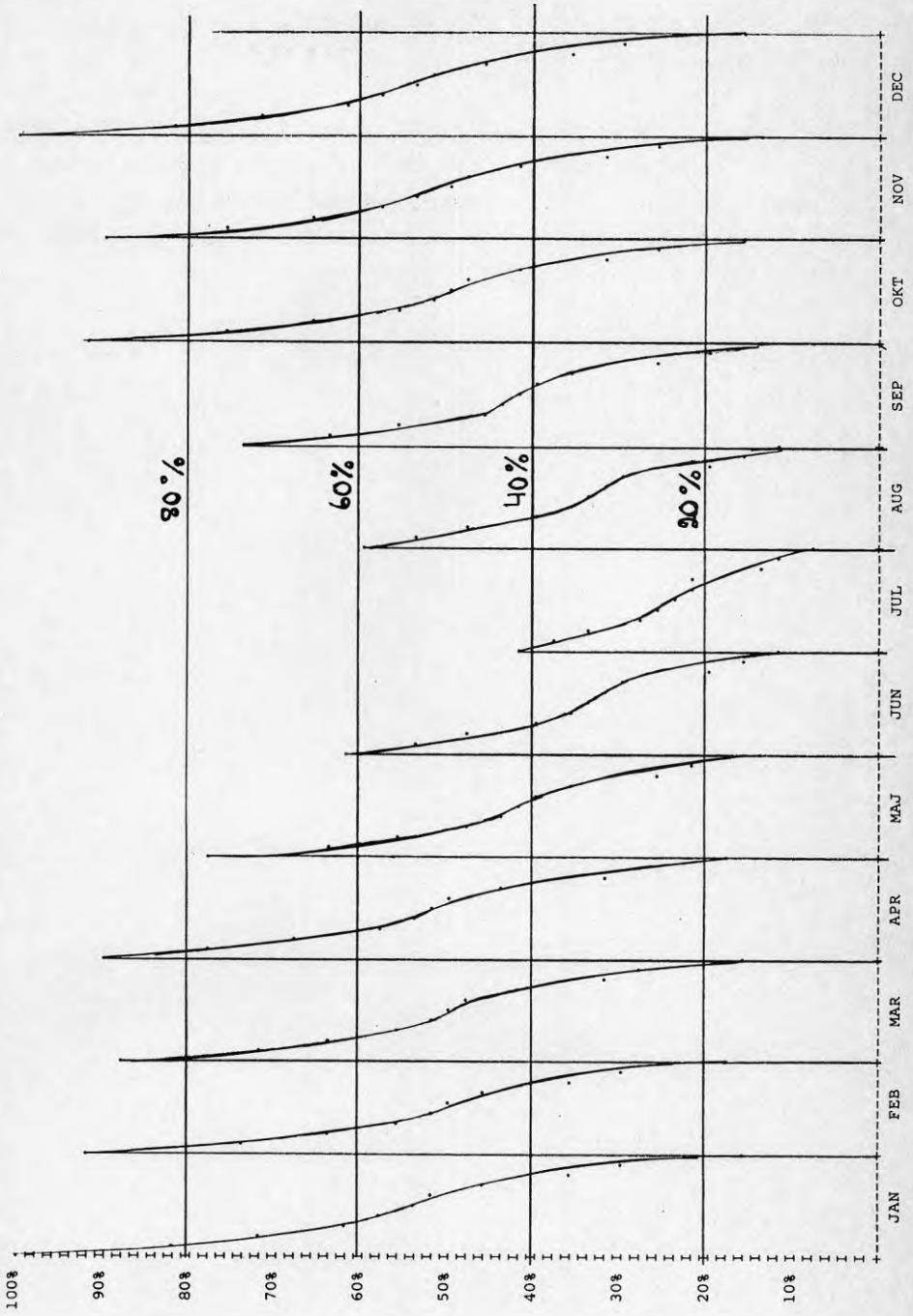
VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR VARJE MÅNAD UNDER ETT ÅR I % AV MAXIMAL EFFEKT  
 20 MW total effekt, dygnsvariation 50 %.

ACKUMULATOR



VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR VARJE MÅNAD UNDER ETT ÅR I % AV MAXIMAL EFFEKT  
 20 MW total effekt, dygnsvariation 80 %.

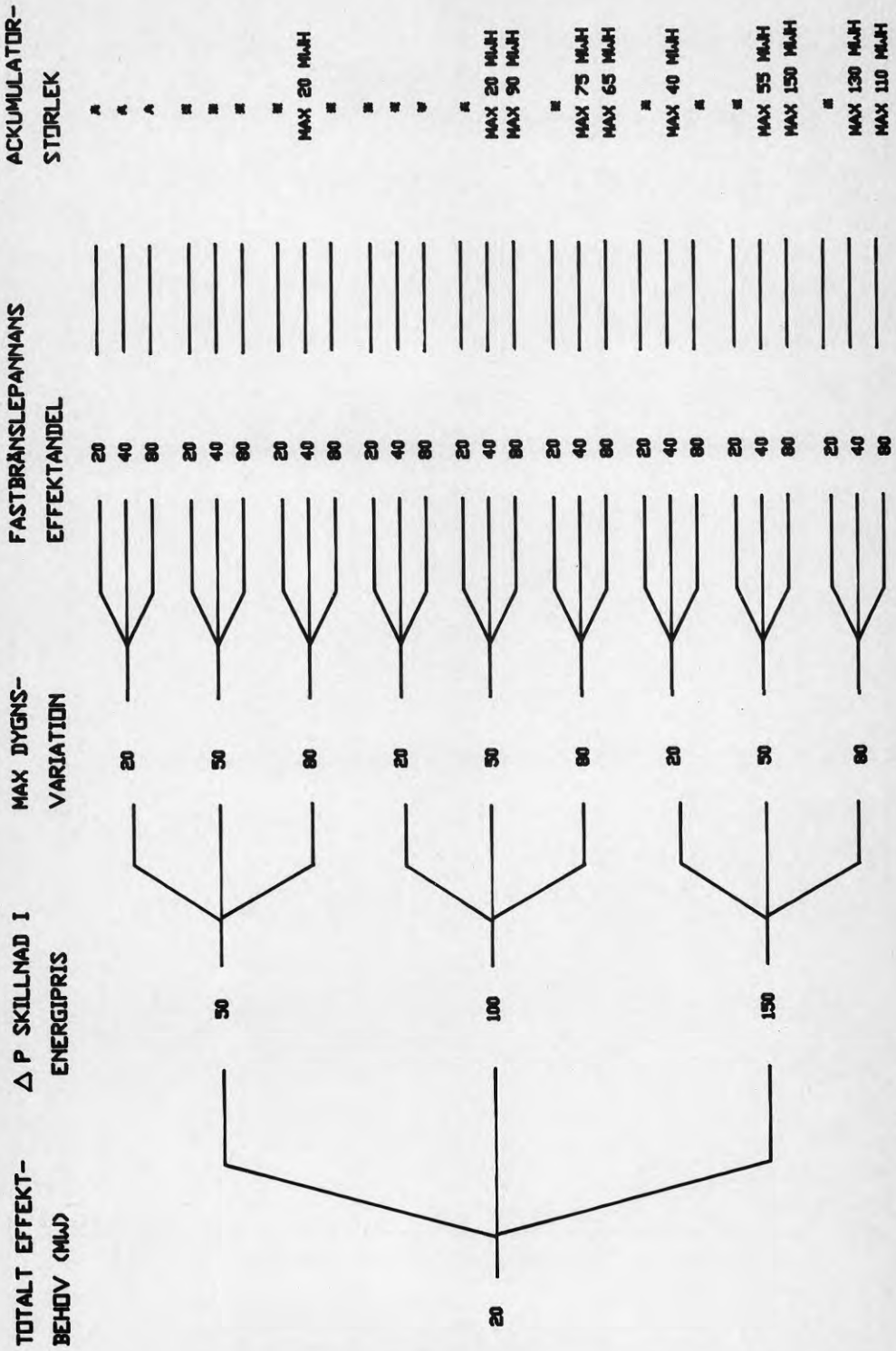
AKKUMULATOR



Bilaga 19: Förutsättningar för att pay-off tiden för ackumulatortanken skall understiga 5 år.

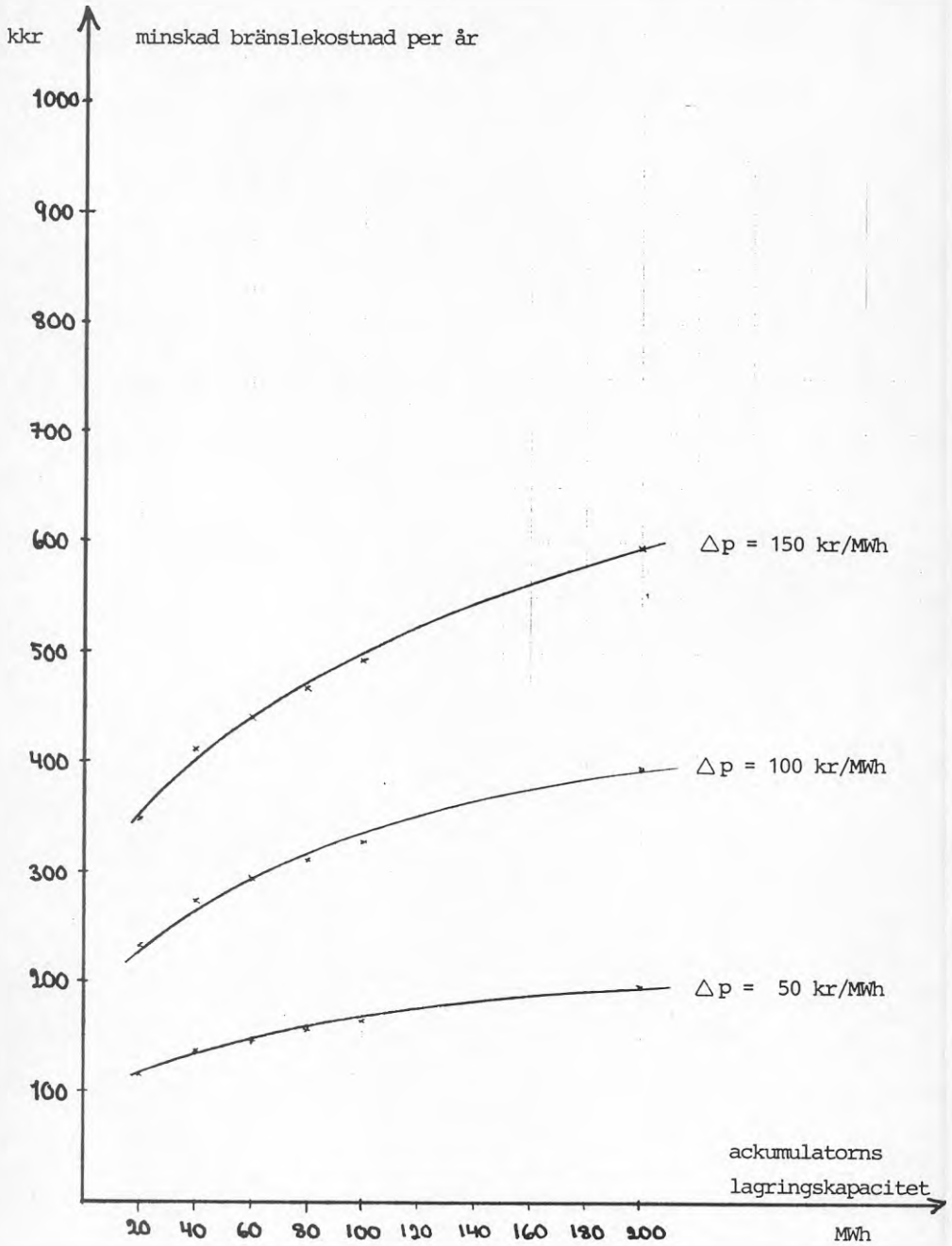
I tabellen på omstående sida visas under vilka omständigheter pay-off tiden understiger 5 år. Den pay-off tid som här avses har beräknats endast med avseende på kostnaden för själva ackumulatortanken samt besparingen genom att olja ersättes med flis. Den totala pay-off tiden diskuteras i kapitel 8.

FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR ATT PAY-OFF TIDEN SKALL UNDERSTIGA 5 ÅR



20 MW total effekt  
40 % fastbränsle  
20 % dygnsvariation

Diagram 1

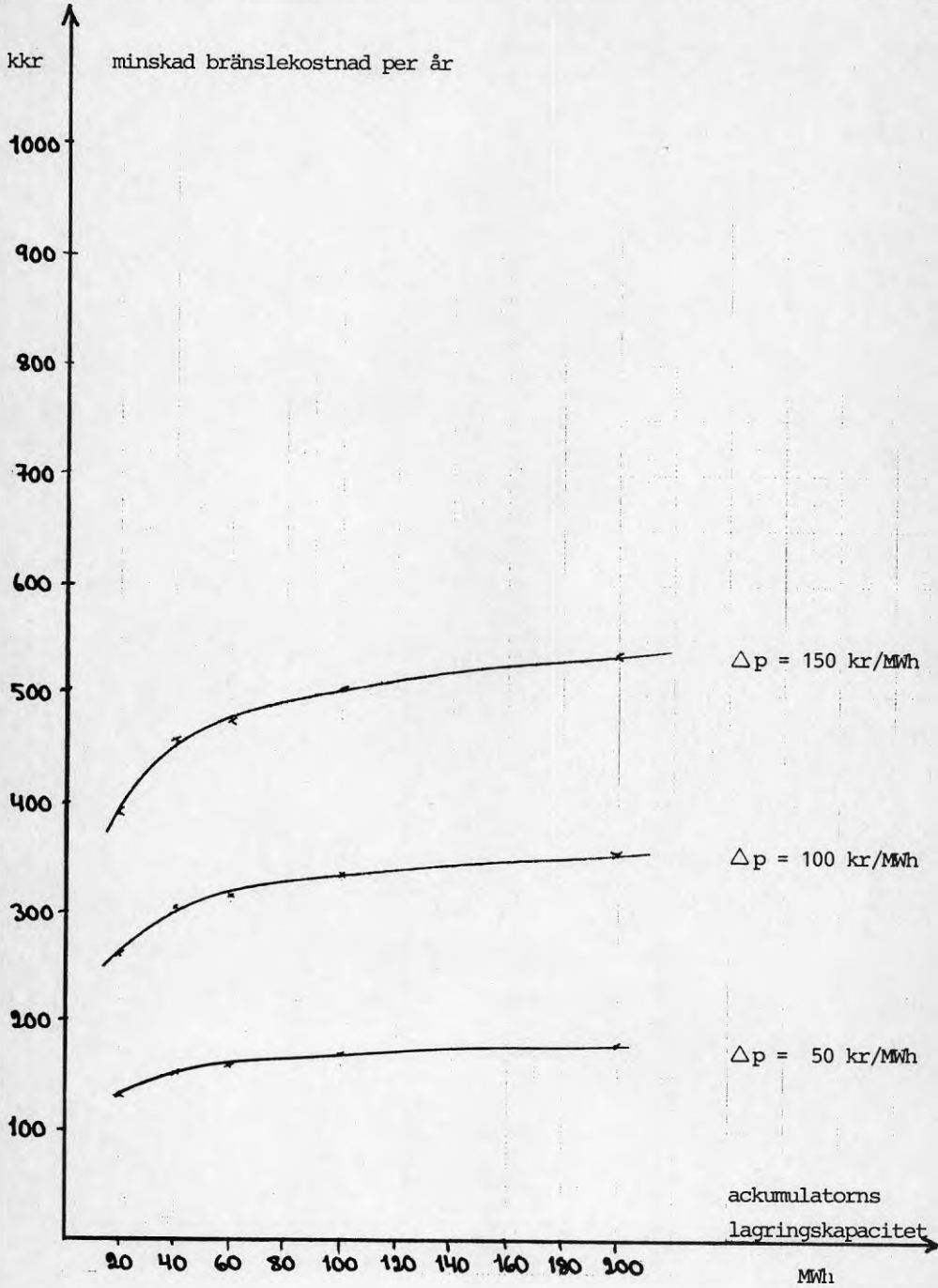


$\Delta p$  = skillnad i energipris mellan olja och flis



Diagram 2

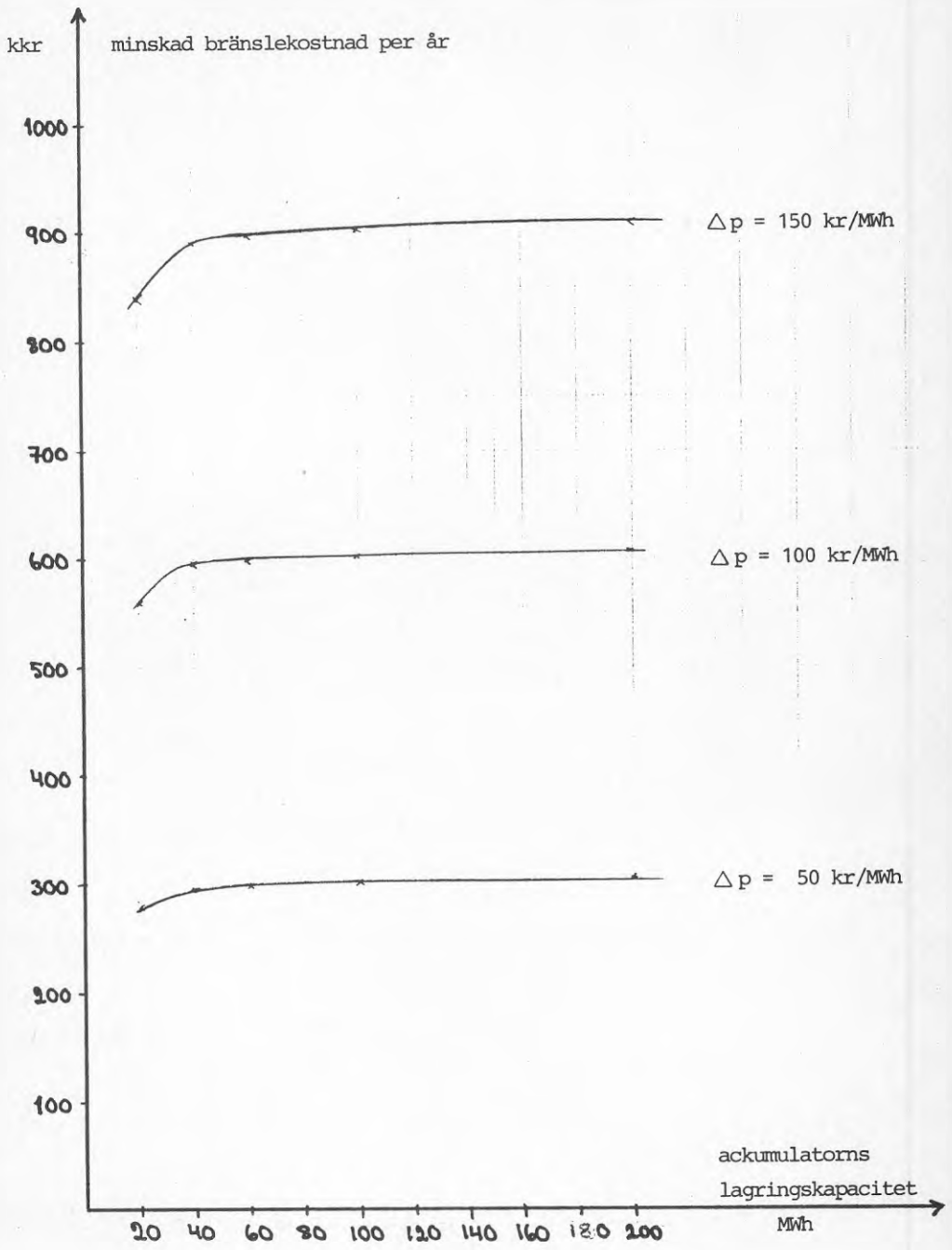
20 MW total effekt  
40 % fastbränsle  
50 % dygnsvariation



$\Delta p$  = skillnad i energipris mellan olja och flis

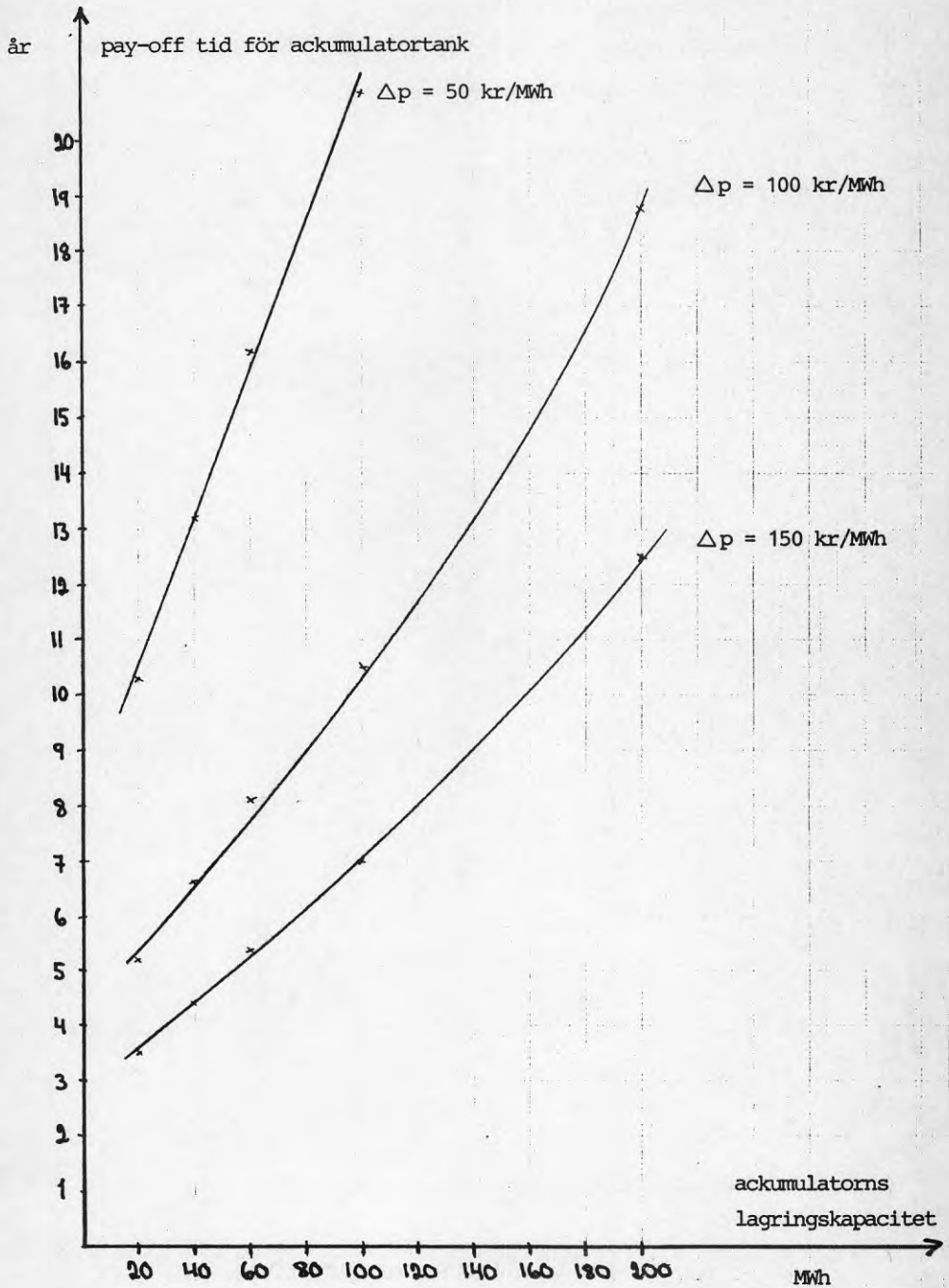
20 MW total effekt  
40 % fastbränsle  
80 % dygnsvariation

Diagram 3



Δp = skillnad i energipris mellan olja och flis

20 MW total effekt  
 40 % fastbränsle  
 50 % dygnsvariation



$\Delta p =$  skillnad i energipris mellan olja och flis

Diagram 5

40 % fastbränsle  
 $\Delta p = 100 \text{ kr/MWh}$

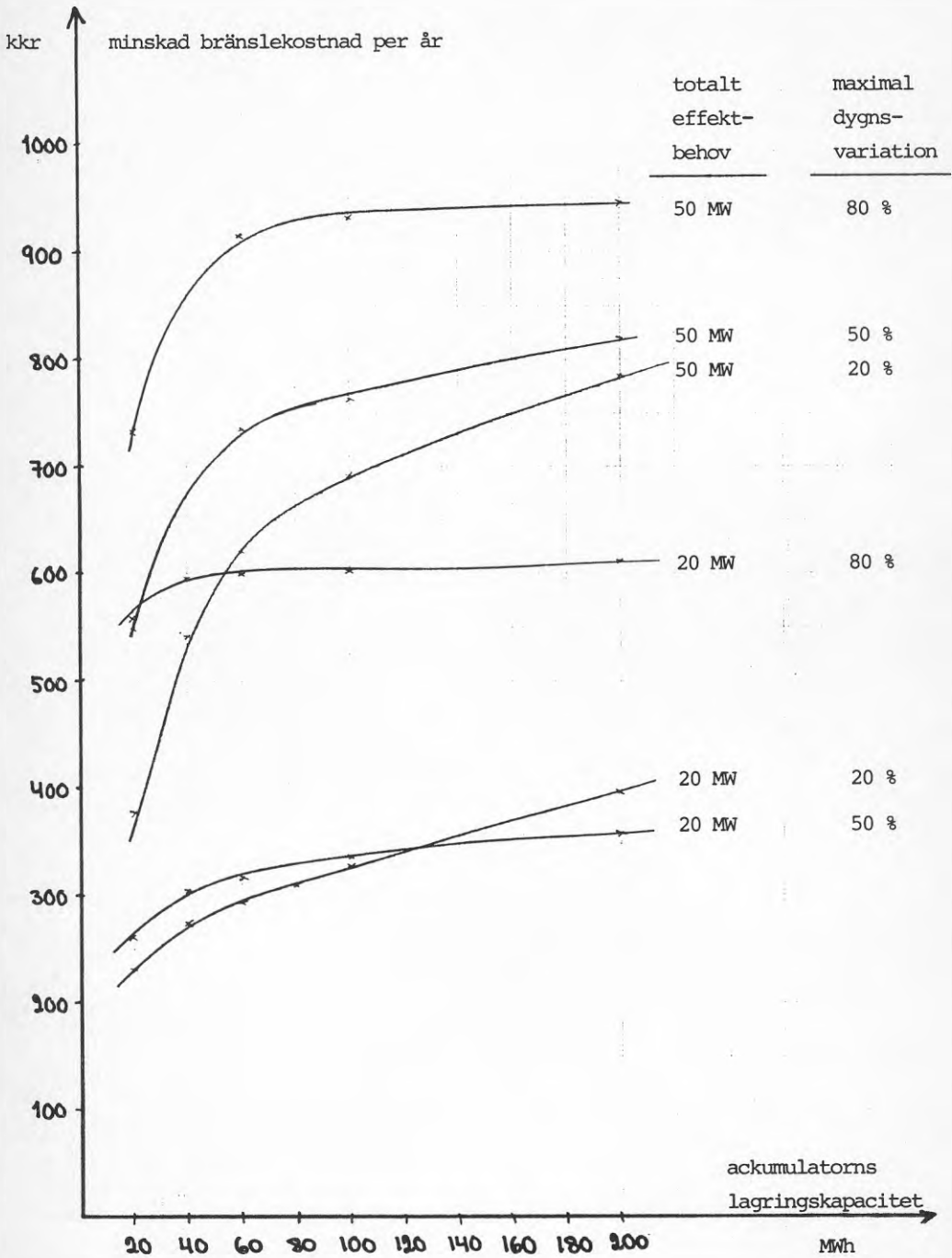
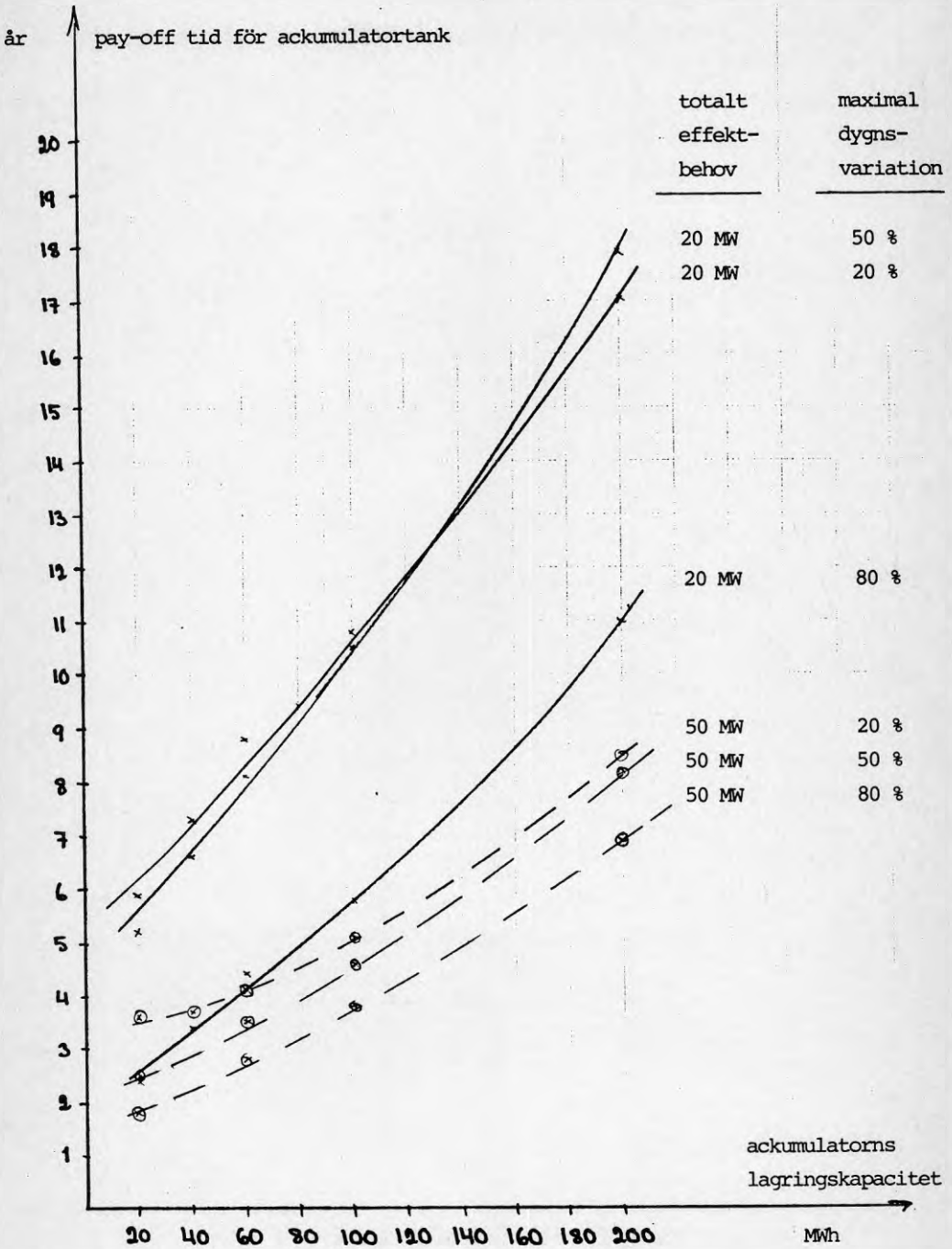


Diagram 6

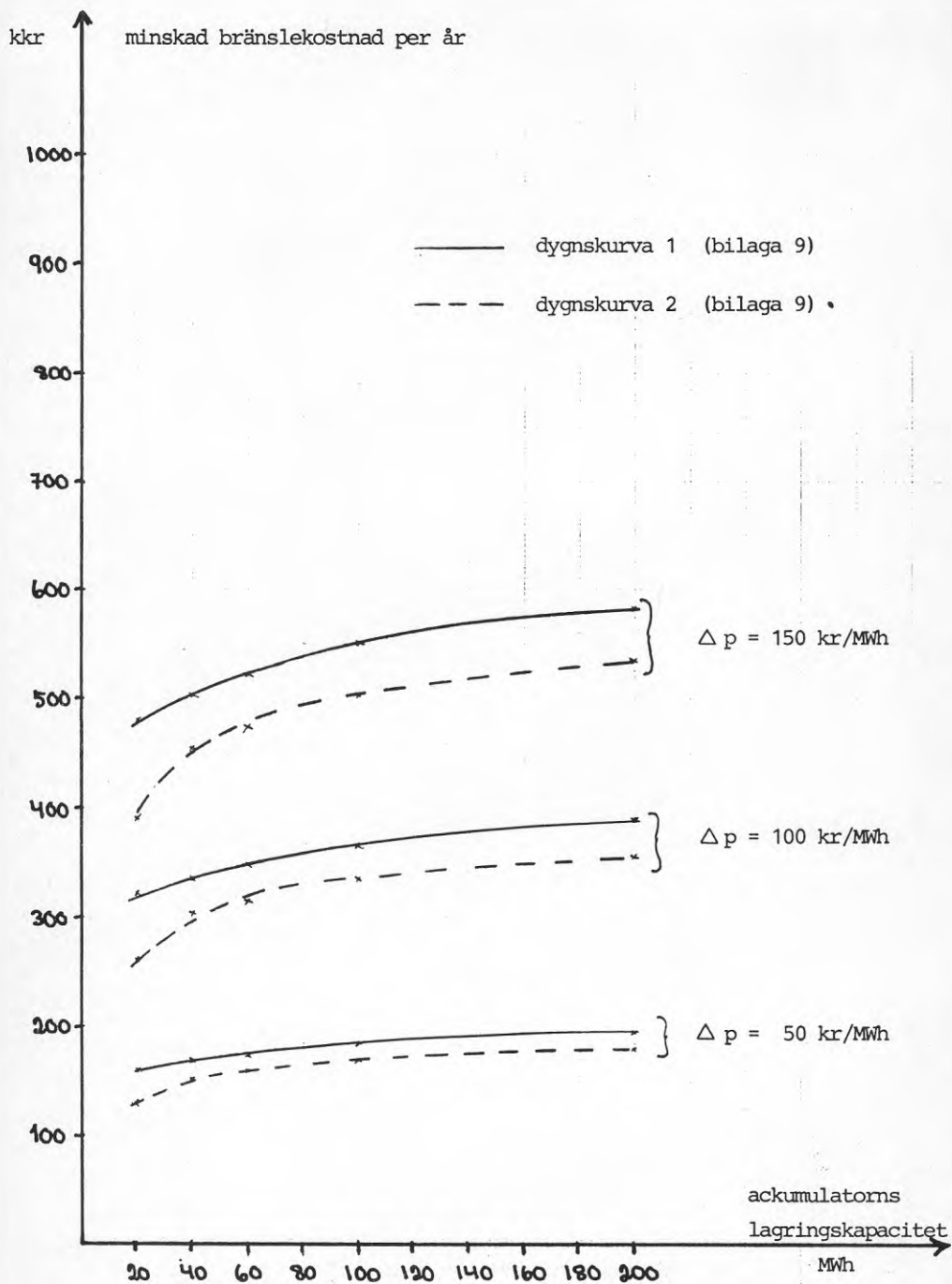
40 % fastbränsle

$\Delta p = 100 \text{ kr/MWh}$



20 MW total effekt  
40 % fastbränsle  
50 % dygnsvariation

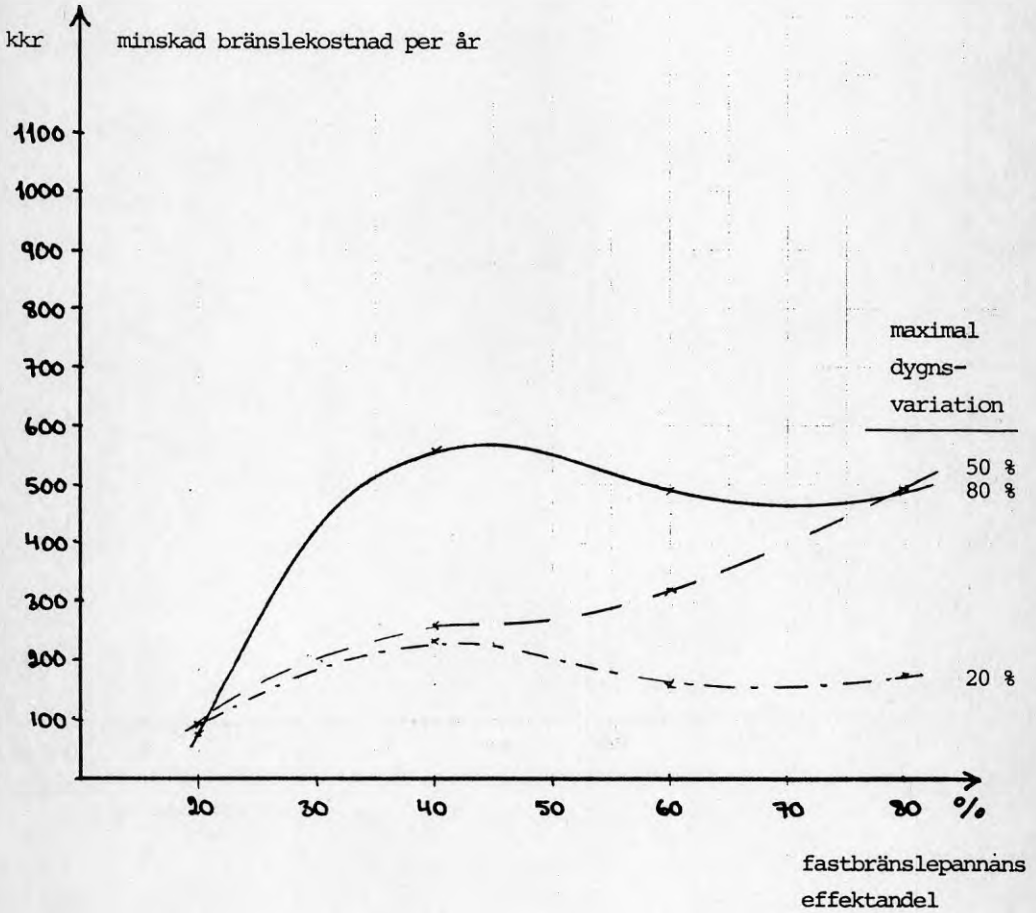
Diagram 7



$\Delta p$  = skillnad i energipris mellan olja och flis

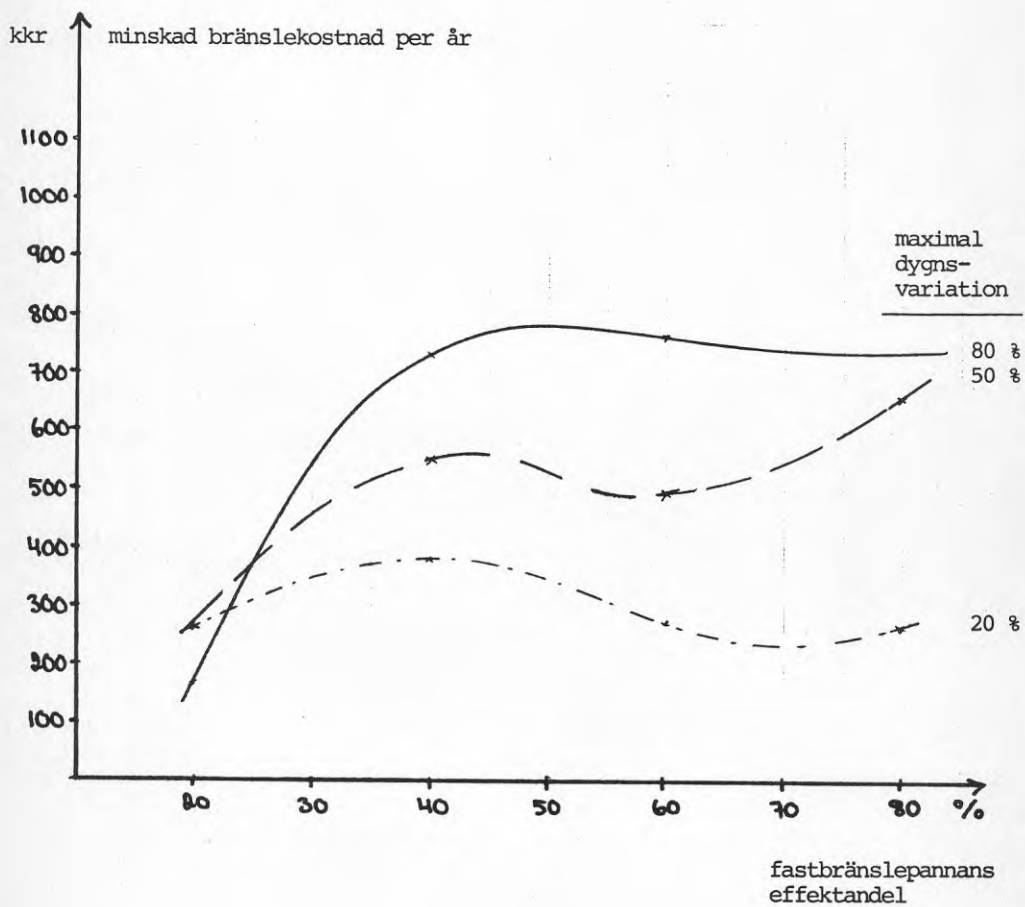
20 MW total effekt  
20 MWh ackumuleringskapac.  
 $\Delta p = 100$  kr/MWh

Diagram 8



50 MW total effekt  
20 MWh ackumuleringskapac.  
 $\Delta p = 100$  kr/MWh

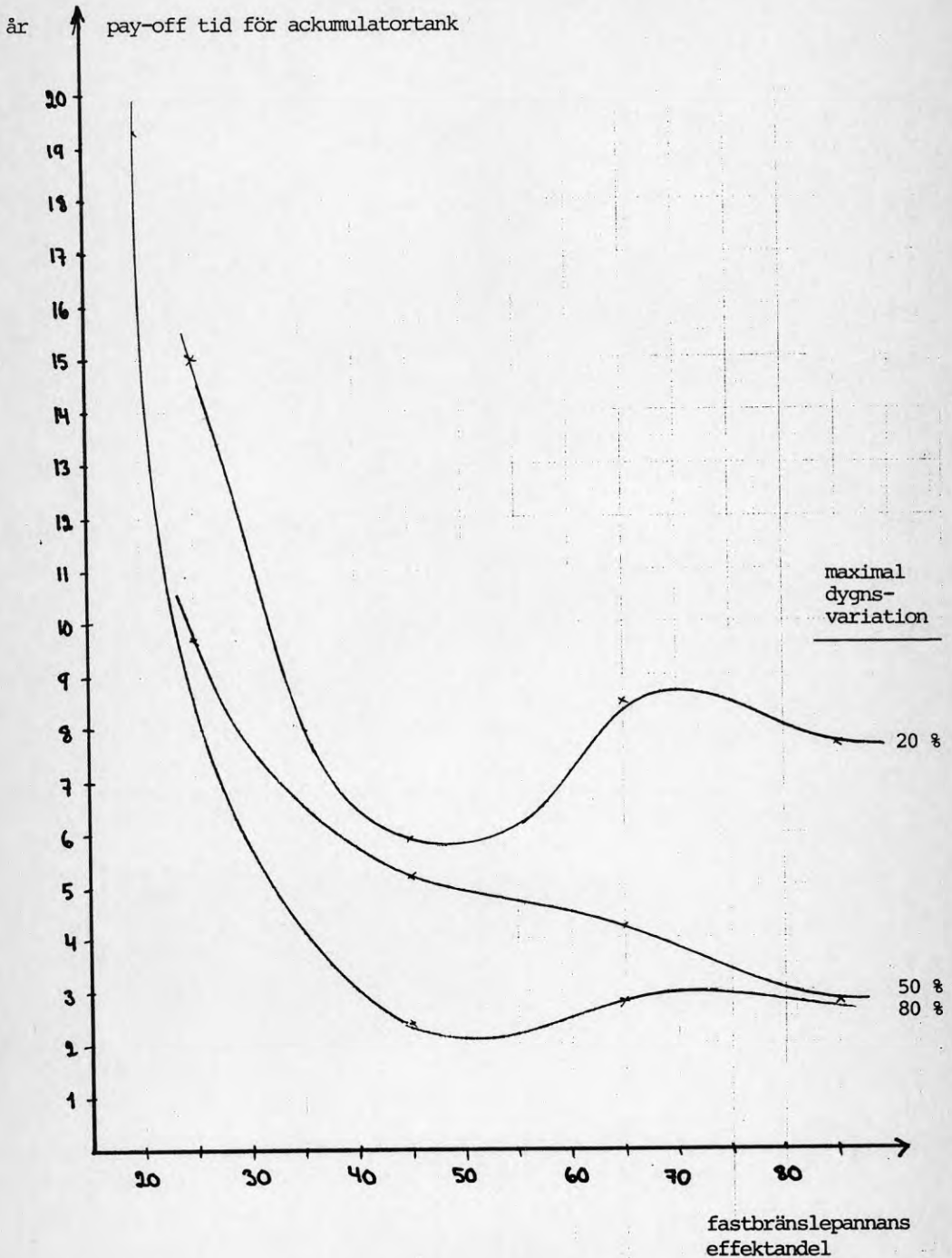
Diagram 9



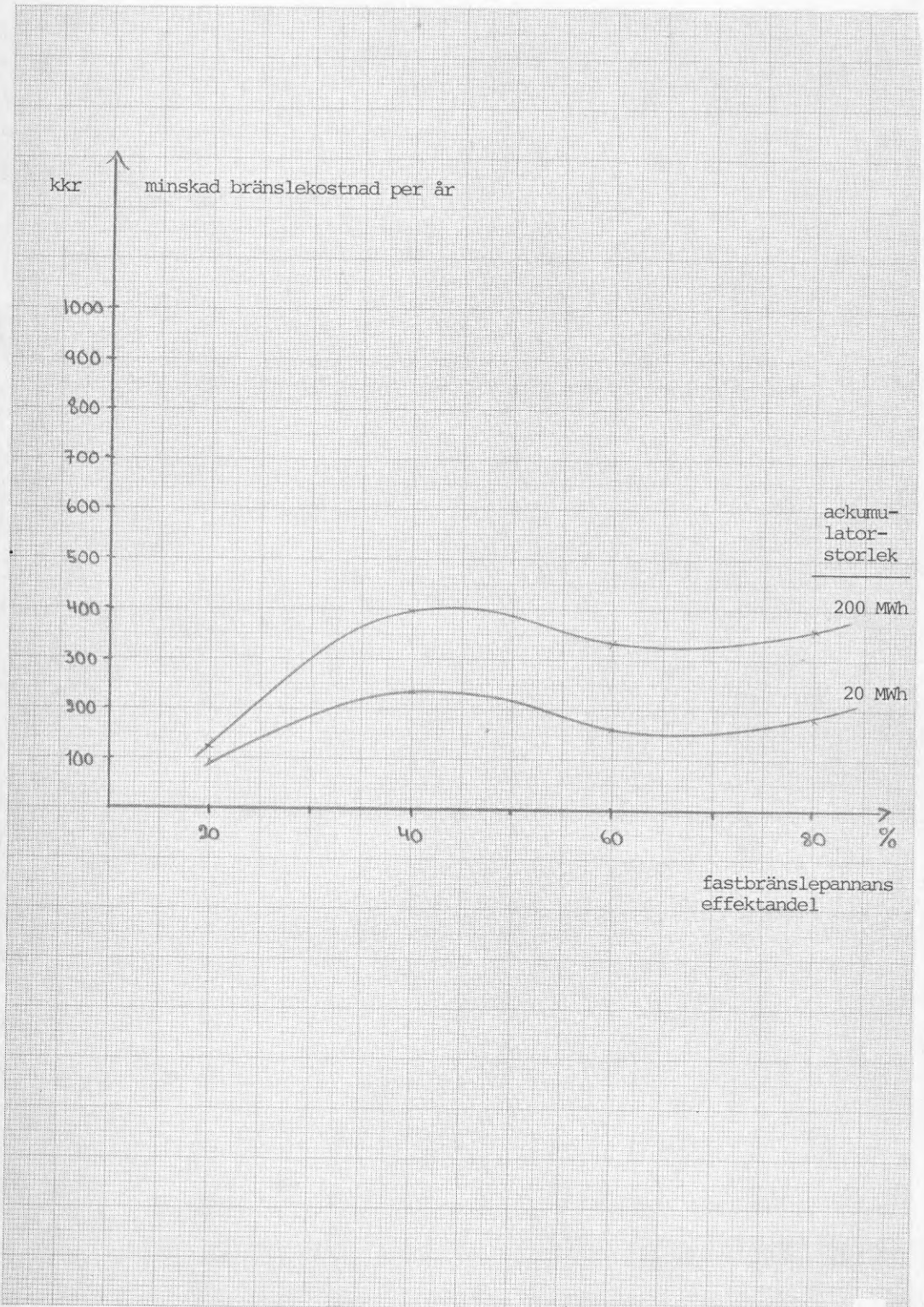


20 MW total effekt  
20 MWh ackumuleringskapac.  
 $\Delta p = 100$  kr/MWh

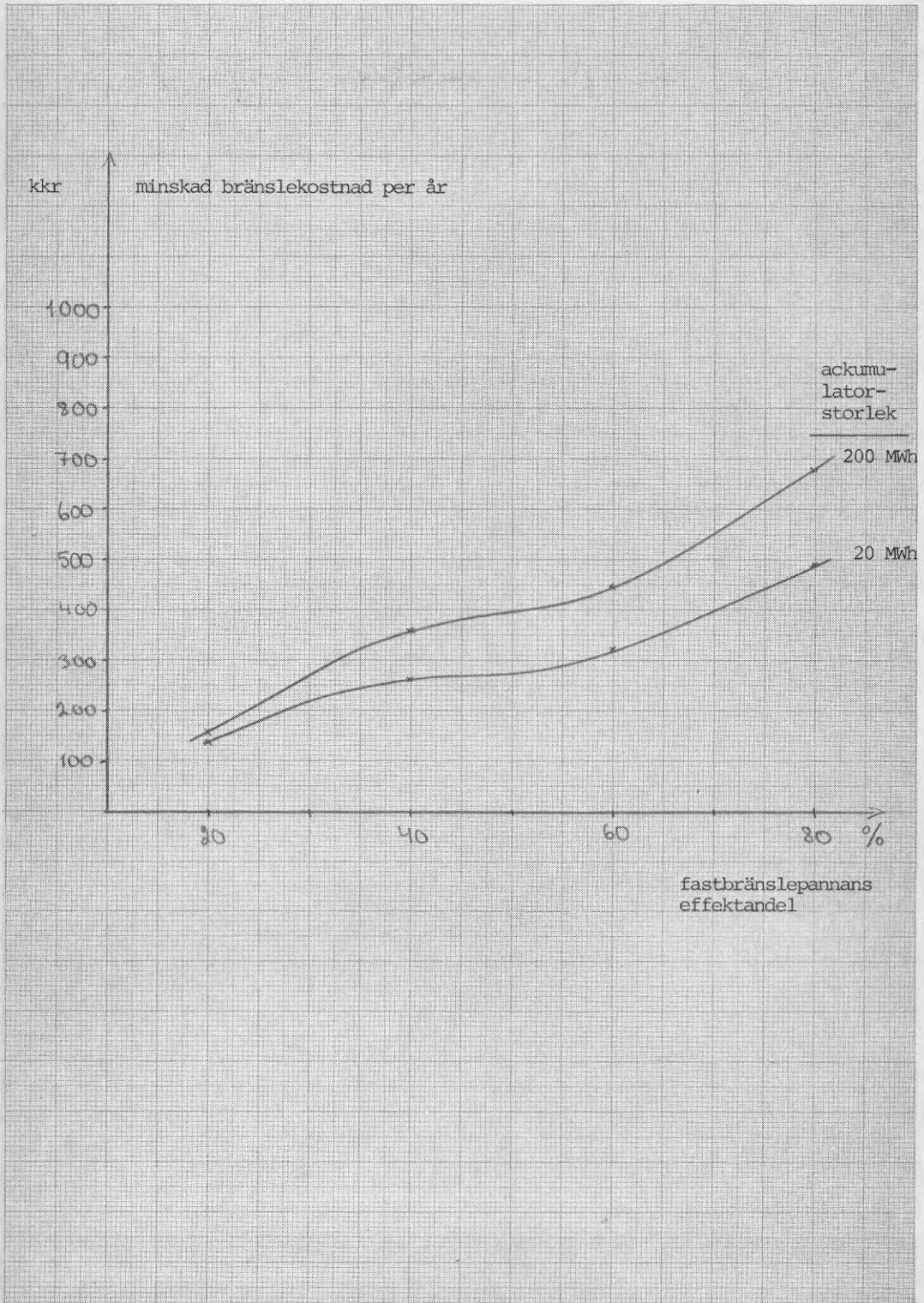
Diagram 10



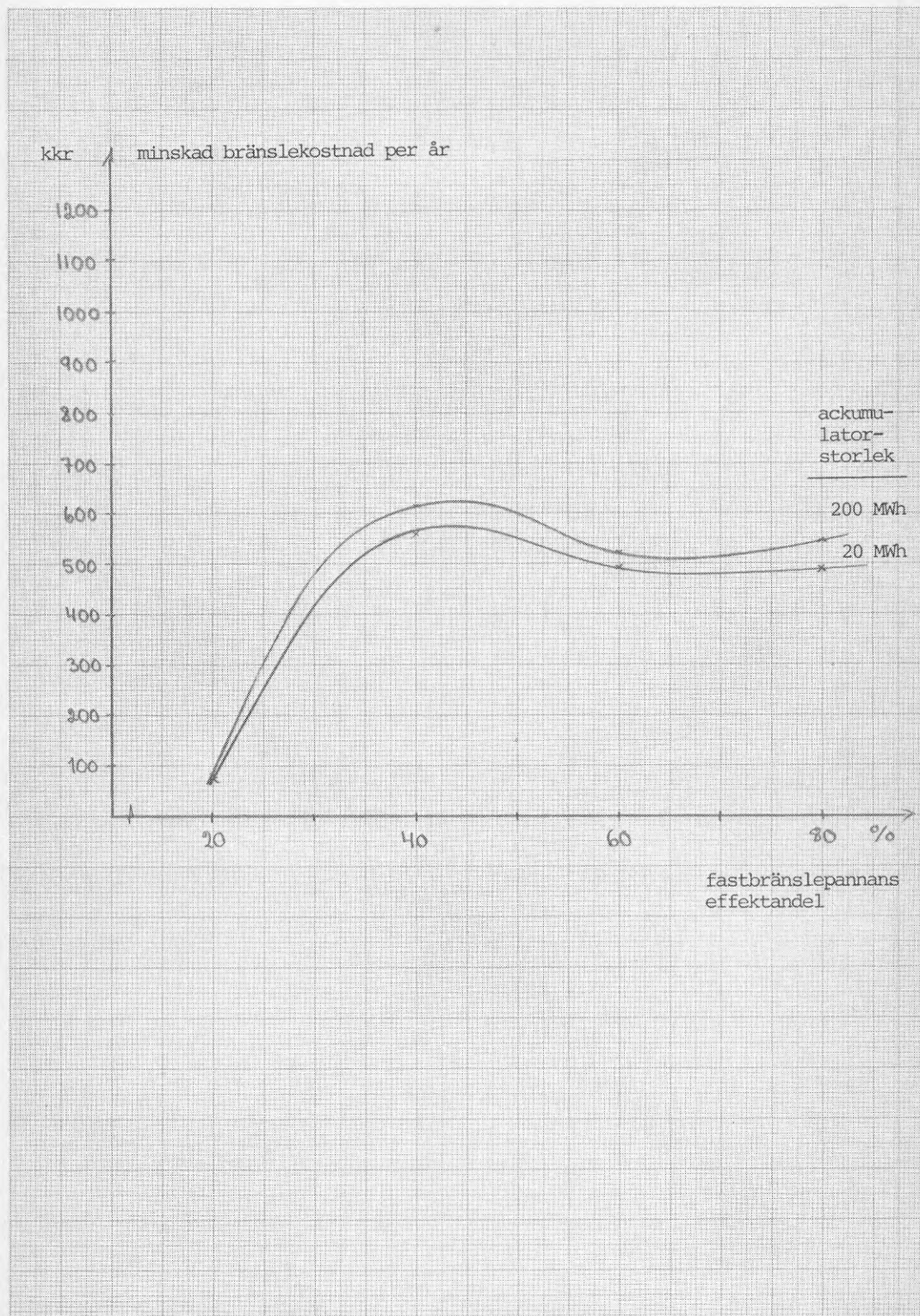
20 MW total effekt  
20 % dygnsvariation  
 $\Delta p = 100$  kr/MWh



20 MW total effekt  
50 % dygnsvariation  
 $\Delta p = 100$  kr/MWh



20 MW total effekt  
80 % dygnsvariation  
 $\Delta p = 100$  kr/MWh



20 MW total effekt

Diagram 14

50 % dygnsvariation

$\Delta p = 100$  kr/MWh

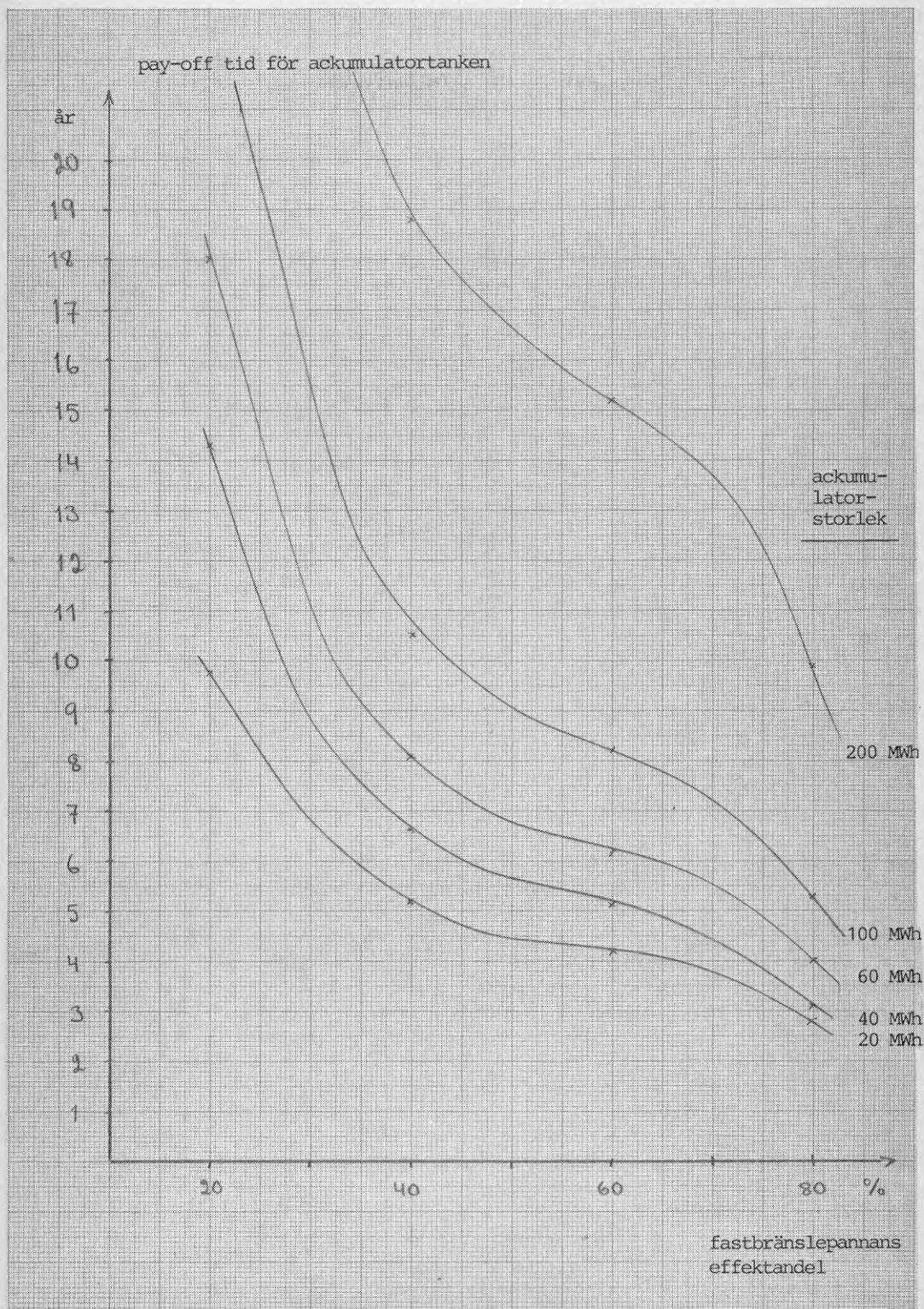


Diagram 15

Pay-off tid som funktion av ackumulatorstorlek vid olika variationer i investeringskostnad. Investeringskostnaden i bilaga 12 kallas 0.

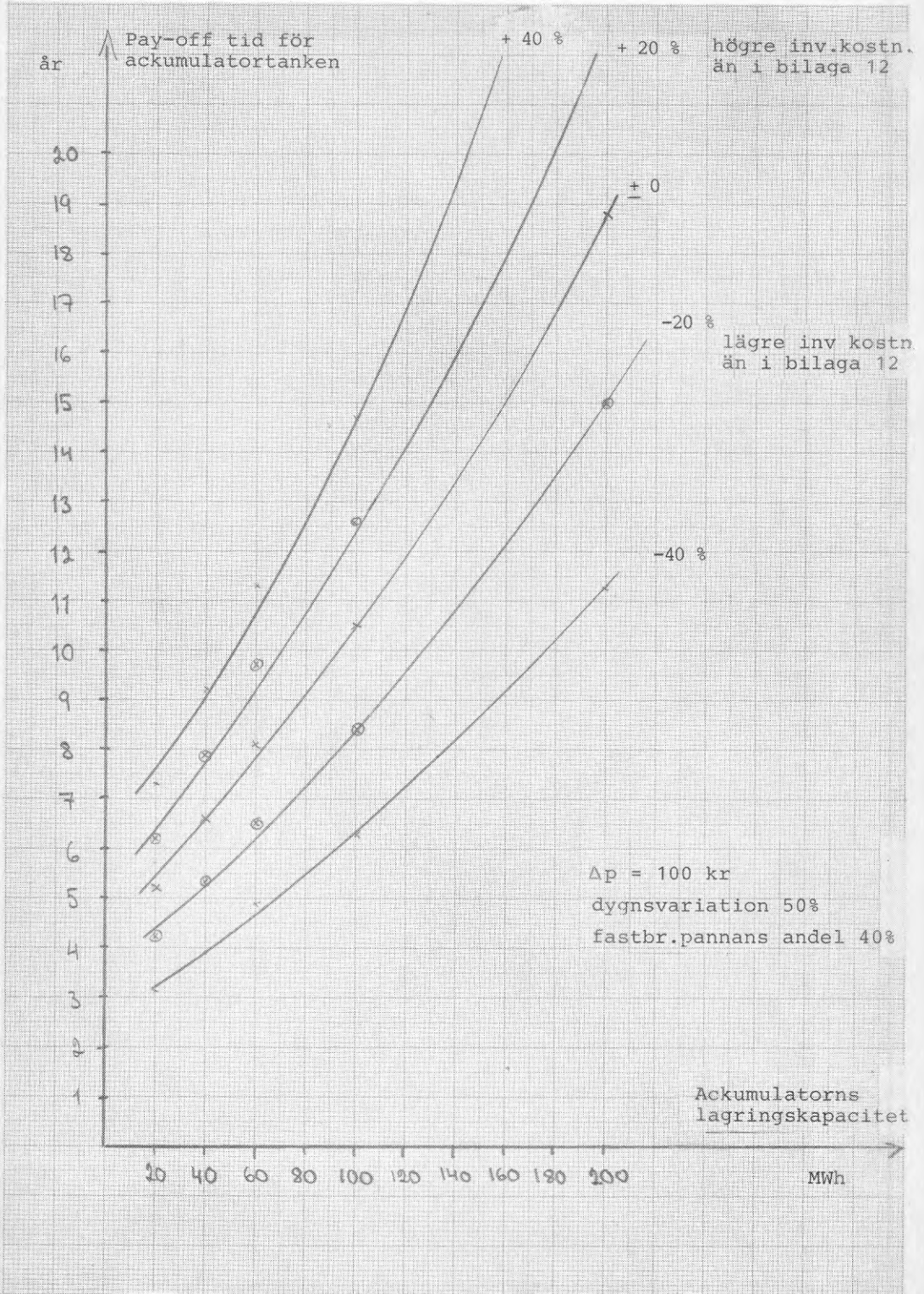
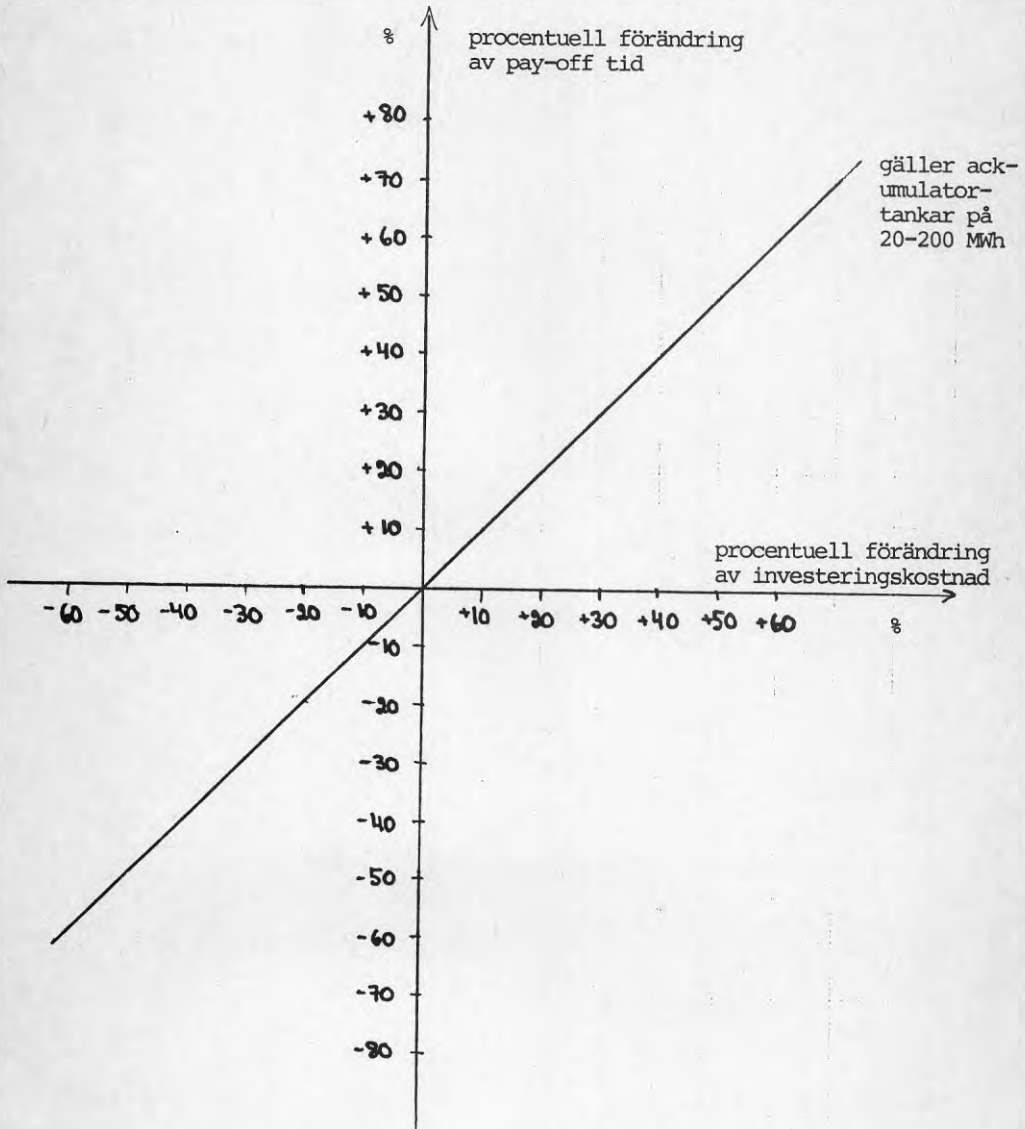


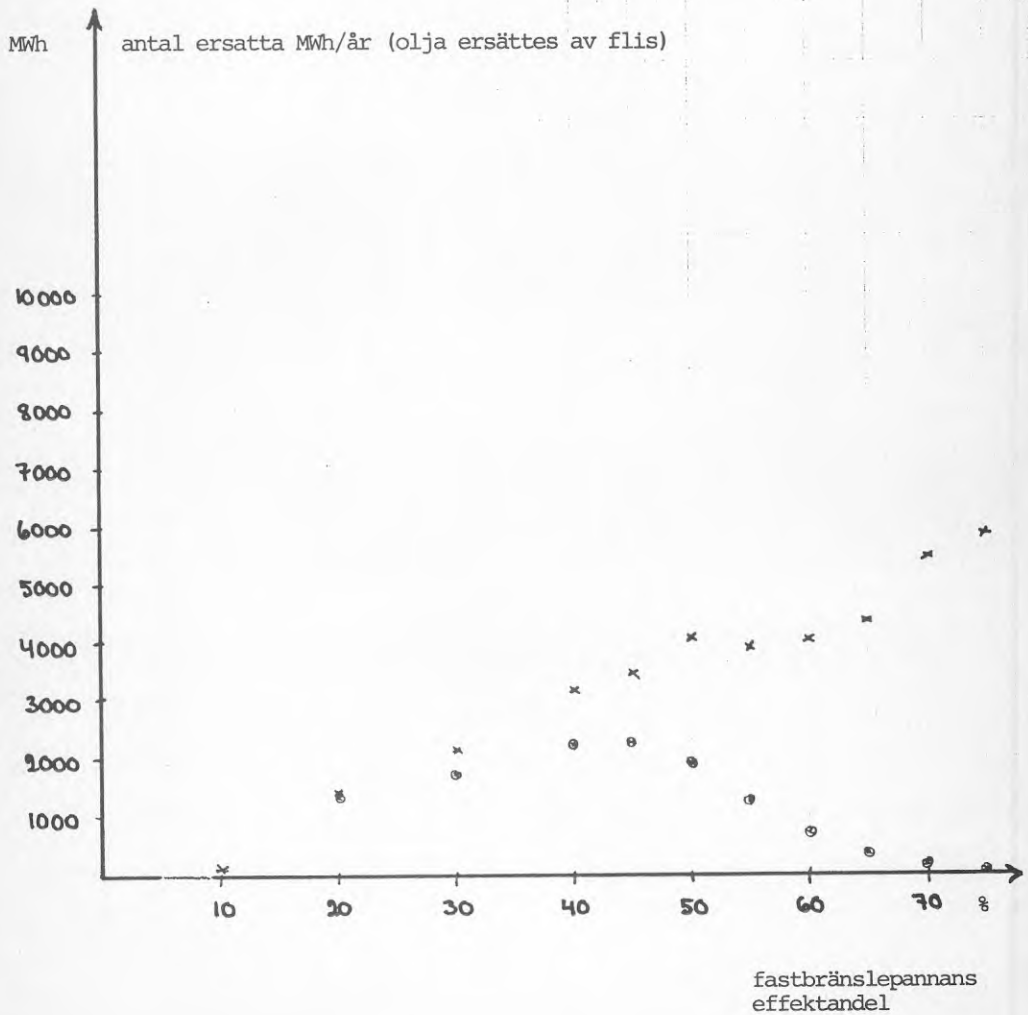
Diagram 16

Kompassrosdiagram visande hur känsligheten hos pay-off tiden beror av investeringskostnaden

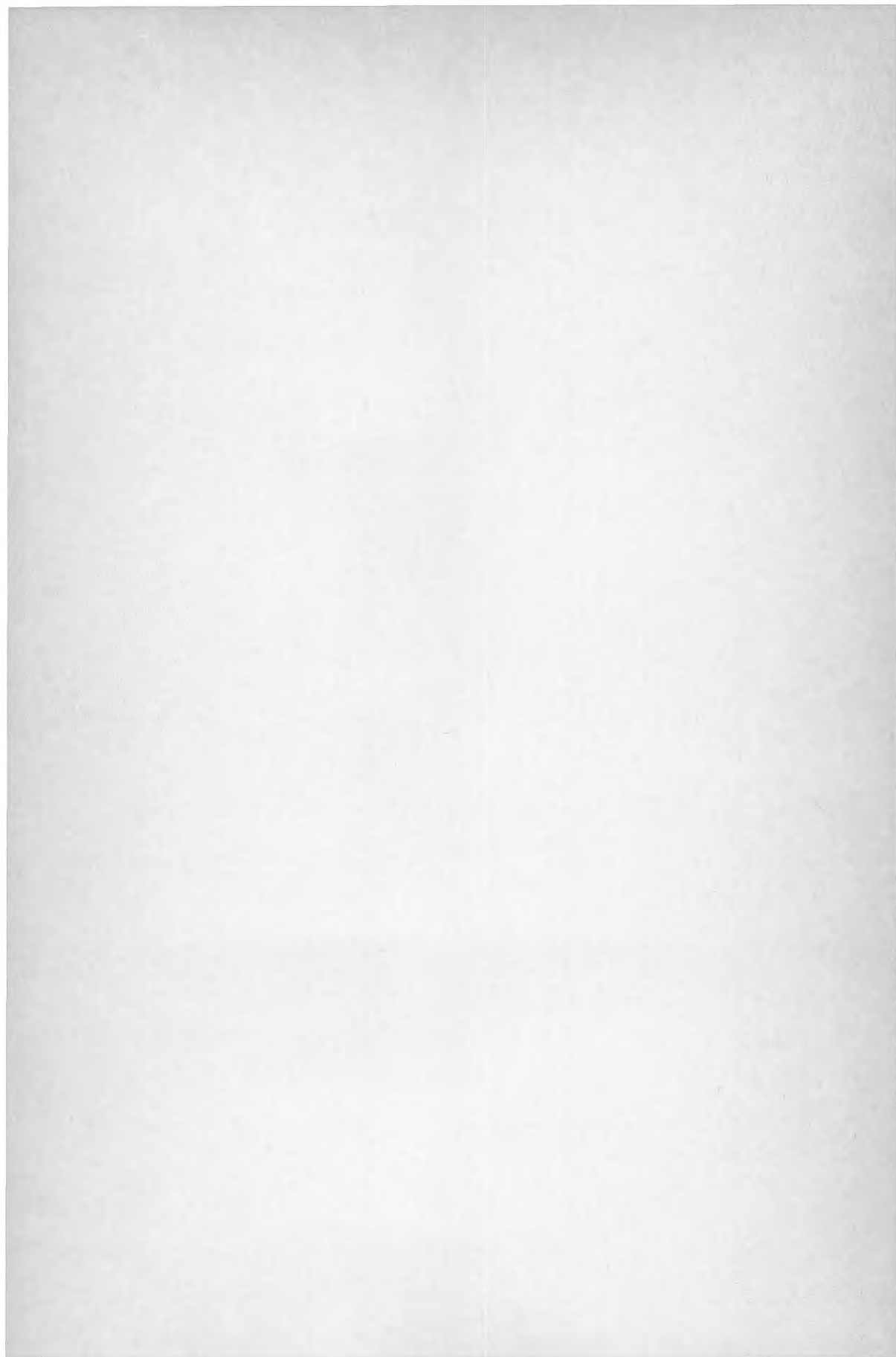


20 MW total effekt  
 20 MWh ackumuleringskapac.  
 $\Delta p = 100$  kr/MWh

- mineffekt 0 MW
- x mineffekt = 30 % av maxeffekt









**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 790652-5  
från Statens råd för byggnadsforskning till Theorell och VBB  
Energikonsulter AB, Stockholm.**

**R75: 1989**

**ISBN 91-540-5084-7**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.nr: 6709075**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

**Distribution:  
Svensk Byggtjänst  
171 88 Solna**

**Cirkapris: 46 kr exkl moms**