



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.

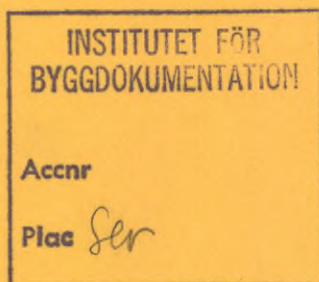
This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may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



Ekonomi för energilagring i mindre system

Peter Margen

K
M



R3:1986

EKONOMIN FÖR ENERGILAGRING
I MINDRE SYSTEM

Peter Margen

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 850086-6
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-
Consult AB, Nyköping.

REFERAT

Hittills har energilagring knappast använts i mindre system - dvs bostadscentraler och större fastigheter inom effektområdet 0.5 å 20 MW. Nuvarande utredning syftar till att analysera hurvida energilagring skulle vara lönsamt i dylika system, samt hur sådana lager skulle utformas och dimensioneras.

Slutsatsen är att lagring är lönsam i många fall. Korttidslagring är t ex lönsam för lagring av nattel i kommuner som tillämpar differentierade eltaxor, samt lagring av värme från olika slags baslastkällor såsom fastbränslepannor och värmepumpar. Detta gäller redan vid tillämpning av ståltankar för varmvatten. Lönsamheten kan dock förbättras och ytterligare objekt när lönsamhet om andra typer när kommersiell mognad, t ex jordgropsmagasin med stålfoder. Även andra utvecklingsmöjligheter skisseras.

Säsongslagring är t ex ofta lönsam i "satellitesystem" där lokala bostadsområden med lågtemperatursystem förses med egna lager, men energin levereras från närbelägna fjärrvärmenät, förutsatt att fjärrvärmesystemet har sommaröver-skott av verklig billig energi och att taxan är kostnadsanpassad. Säsongslagring är lönsam även när lokala system har tillgång till billig värme främst sommartid - t ex spillvärme, åvärme m m. I andra fall, t ex med uteluft som värmekälla, fordras att systemet är väl optimerat (t ex värmepumpen även används för laddning av lagret) för att lagret skall kunna visa lönsamhet samt att villkoren i övrigt (klimat, geoteknik) är någorlunda gynnsamma, och vinsterna är mera marginella. För säsongslagring är borrhålslager, samt (vid lägre lagringstemperaturer) även lerlager och akviferer aktuella - det sistnämnda för större objekt. Lokala geotekniska förutsättningar avgör valet.

Vissa kombinationslager lämpliga för såväl korttids- som långtidslagring ger synergieffekter som ökar vinsterna.

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

R3:1986

ISBN 91-540-4504-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

FÖRORD

Många experter i lagringsfrågor hävdar att egenskaperna av olika typer av värmelager och förhållandena på olika uppvärmningssystem är så olika att studier som syftar till att få fram mera allmängiltiga slutsatser beträffande ekonomin av värmelagring är meningslösa - varje system måste studeras för sig.

Jag har därvid en avvikande mening. Man kan i stora drag definiera viktiga termiska och ekonomiska egenskaper av olika typer av lager och indela uppvärmningssystem efter de typer av produktionskällor de använder och deras rörliga kostnader. Med detta underlag kan man få fram meningsfulla slutsatser beträffande de kombinationer av lagertyper och uppvärmningssystem som ger förutsättningar för god ekonomi - och de som inte ger sådana förutsättningar. På så sätt sparar man många onödiga detaljerade projektstudier vid förhållanden som enligt den allmänna analysen inte kan leda till bärkraftiga projekt.

De allmänna studierna ger dock bara en första vägledning. Är enligt dessa förutsättningarna lovande, bör givetvis detaljerade studier utföras som beaktar de lokala förutsättningarna mera i detalj och inkluderar en systemoptimering.

Mot denna bakgrund genomfördes 1984 och 1985 med anslag från BFR vissa allmänna studier angående energilagars roll på stora svenska system, främst fjärrvärmenät¹⁾.

Föreliggande arbete har motsvarande syfte för mindre system, typ bostadscentraler och större individuella fastigheter. Det belyser dessutom marknaden för olika typer av lager och ger anvisningar beträffande utvecklingsmoment som ytterligare skulle kunna förbättra ekonomin.

I ett annat arbete¹⁹⁾ kompletteras för närvarande studierna för stora system.

INNEHÅLL

SAMMANFATTNING	6
1. BAKGRUND	9
2. VAD SKILJER SMÅ SYSTEM FRÅN STORA?	11
3. PRODUKTIONSKÄLLOR LÄMPLIGA FÖR SMÅ SYSTEM	12
3.1 Nattel	13
3.2 Värmepumpar med olika värmekällor	13
3.3 Fastbränslepannor och tillhörande bränslepriser	15
3.4 Spillvärme	16
3.5 Fjärrvärme och satellitsystem	17
4. KORTTIDSLAGRING	19
4.1 Typer av lager, kopplingar och kostnader	19
4.1.1 Allmänt	19
4.1.2 Ståltankar vid systemtryck	20
4.1.3 Ståltankar vid atmosfärstryck	21
4.1.4 Tankar inomhus i stål resp gummi	22
4.1.5 Jordgropmagasin	23
4.1.6 Specifika kostnader	24
4.1.7 Utvecklingsmöjligheter	25
4.2 Tillämpning till lagring av nattel	26
4.2.1 Dygnsvariationerna i kostnaden för elproduktion	26
4.2.2 System för lagring av nattel	27
4.2.3 Konsument av elvärme enbart	30
4.2.4 Konsument av elvärme och olja - avkopplingsbar el	33
4.2.5 Långsiktig trend	36
4.3 Lagring av energi från fasta bränslen	37
4.4 Lagring av energi från värmepumpar (samt solenergi)	41
4.5 Sammanfattning av slutsatser	44

5.	SÄSONGSLAGRING	45
5.1	Allmänt	45
5.2	Kopplingar utan resp med värmepump för urladdning	46
5.3	Lämpliga lagertyper	47
5.3.1	Borrhålslagret	48
5.3.2	Lerlagret	48
5.3.3	Akvifer	50
5.3.4	Jordgropmagasin	51
5.4	Satellitssystem	52
5.5	Blockcentral med fastbränslepanna för baslasten	57
5.6	System med värmepump för baslasten	58
5.6.1	Allmänt	58
5.6.2	Laddning med överskottsenergi	58
5.6.3	Akviferer för sjö eller åbaserad värmepump	61
5.6.4	Uteluftvärmepump och solvärme	61
5.6.5	Frånluftvärmepump	63
5.7	Slutsatser	64
5.7.1	Ekonomiska tillämpningar	64
5.7.2	Typ av lager	65
6.	KOMBINATIONSTILLÄMPNINGAR	66
7.	SLUTORD	67
	Observation betr inverkan av antagen avskrivningsgrad	67
8.	REFERENSER	68
BILAGA 1.	Kostnader av ståltankar	71
BILAGA 2.	Kostnad för jordgropar	74
BILAGA 3.	Ekonomisk tjocklek av isoleringen	77
BILAGA 4.	Jämförelser mellan värmeförluster för lerlager och borrhålslager	79
BILAGA 5.	Kostnader för akviferlager	80

SAMMANFATTNING

Ekonomin av korttids- och långtidslagring av värme i mindre system typ bostadscentraler (0.5 à 20 MW) studeras.

Dygnslagring

Beräkningarna tyder på att **dygnslagring** ofta ger mycket god ekonomi vid lagring av nattel för elvärmeabonnenter vid många av dagens taxor men även förväntade taxor i framtiden, god ekonomi även vid lagring av avkopplingsbar el (med viss reservation för osäkerheter i tillämpningen av reglerna) och god ekonomi även för system med fastbränslepannor eller värmepumpar där dygnslagret utjämnar belastningsvariationer och kompenserar kortvariga stopp av baslastenheten.

Bland konventionella typer av lager ger trycksatta **stående ståltankar placerade utomhus** vanligtvis den bästa ekonomin. I vissa fall kan ekonomin möjligtvis ytterligare förbättras genom att utnyttja okonventionellt höga temperaturer.

Ännu bättre beräknad ekonomi erhålls dock med en inte ännu helt demonstrerad variant, nämligen **gropmagasin med stålfoder** som eliminerar de temperaturbegränsningar och erforderliga värmeväxlare som jordgropsmagasin med konventionella foder av polymermaterial ger upphov till.

Gummitankar inomhus kan bli aktuella för de minsta objekten om kostnaden minskar genom serieproduktion.

Säsongslagring

Ren säsongslagring ger god ekonomi för bostadscentraler som är **satellitsystem** till stora fjärrvärmenät vars baslastvärme laddar satellitsystemets lager sommartid och vars oljepannor kapar satellitsystemets topplast under vintern. En förutsättning är dock **tillräckligt billig sommar-energi** på fjärrvärmesystemet, t ex överskott från sopförbränningspannor eller avloppsvärmepumpar.

För satellitsystem där lagret kan laddas till relativt hög temperatur är **borrhålslager utan värmepump** ofta den bästa lösningen. Vid större laddningsenergikostnader och mindre system kan dock en värmepump behövas för att reducera medeltemperaturen och värmeförlusterna.

I **oberoende system med värmepumpar** för baslasten ger säsongslagring god ekonomi när billig värme erhålls endast sommartid t ex som **biprodukt till annan verksamhet** - t ex spillvärme från frysboxar av stormarknader eller värme från energikollektorer av utomhusisbanor - två tillämpningar som nyligen introducerats.

Även **värme från sjöar eller åar** som är för kalla för att ge tillräcklig värme vintertid, har samma egenskaper, dvs låg energikostnad på sommaren, icke tillräcklig energi utan lager vintertid.

Acceptabel ekonomi kan dock ofta erhållas även för mera allmänt tillämpbara **luftvärmepumpar**, förutsatt att man även använder värmepumpen för att ladda lagret (och ej som i flera hittills redovisade BFR-projekt antar att lagret laddas direkt från luftkonvektorer eller solfångare utan värmepump). Även frånluftvärmepumpar kan med fördel

kombineras med säsongslager för byggnader där frånluftflöden ej är alltför höga i förhållande till värmebehovet.

Borrhålslager, lerlager och för större projekt i lämplig geoteknisk miljö även **akviferlager** är lämpliga för säsongslagring i individuella system med värmepumpar som baslastkällor. **Gropmagasin** med gummifoder kan trots dess väsentligt högre specifika kostnad per lagrad kWh ibland motiveras för satellitsystem på grund av den kompenserande fördelen av överlägsen temperaturskiktning som kommer till sin rätt i kretsar där en del av energin laddas ur utan värmepump och resten (samtidigt) med värmepump.

Övrigt

Synergieffekter kan ibland uppnås genom att på lämpligt sätt kombinera funktionen av korttidslagring och långtidslagring i ett **kombinationslager** utformat för bägge uppgifter. Ett exempel är berggropmagasin med borrhålskomplement för säsongslagring, ett annat gropmagasinet.

Vad beträffar **utveckling** påpekas bland annat betydelsen av framtagning av ett jordgropmagasin lämpligt för dygnslagring vid högre temperatur än dagens varianter, och betydelsen av fastställandet av maximala tillåtbara temperaturer för lerlager.

1. BAKGRUND

Lagring kan åstadkomma besparingar genom

- * **Främst energisubstitution**, dvs laddning av lagret med billig energi när den är tillgänglig och urladdning för att ersätta dyr energi vid annan tidpunkt, men därutöver även på grund av
- * **förbättring av pannornas verkningsgrad** eller värmepumpars värmefaktor genom jämnare drift, och i vissa fall
- * **ersättning av topplastpannor** genom att kapa effekttoppar (i fall där inte tillräcklig topplasteffekt redan finns i systemet).

Hittills har dock energilager använts mycket sparsamt i svenska energisystem. I de större fjärrvärmenäten har ståltankar byggts för korttidslagring för ett begränsat antal av de större näten, men inga säsongslager.

För de små systemen typ blockcentraler har knappast några korttidslager använts, däremot några säsongslager med lågtemperatur - de flesta hittills som demonstrationsprojekt, två dock kommersiellt.

Ref 1 kom till för att undersöka hurvida energilagring kunde motiveras ekonomiskt för fler fall och flera slags tillämpningar. Rapporten visade att så var fallet för de **stora systemen** typ fjärrvärmenät som behandlades.

Till exempel visades att även utan att beakta andra värden av lagring (effektkapning m m) än energisubstitution,

- a) **högtemperaturlager** av typ **trycklös ståltank** och **jordgrop** är väl motiverade för **dygnslagring** och ofta flerdygnslagring i de flesta system, och att

- b) **borrhålslager** (ofta kompletterade med mindre vattenvolymer för korttidslagring) vid höga temperaturer är ekonomiska för **säsongslagring** med de flesta typer av baslastproduktionskällor som finns på stora system, dock särskilt spillvärme och sopförbränningsvärme som har de lägsta rörliga kostnaderna, och i framtiden mottrycksvärme.

- c) **marklager för låga temperaturer** ofta är motiverade för säsongslagring när billigare lågtemperaturvärmekällor finns nära värmenäten.

Nuvarande rapport ägnas däremot åt **mindre system** typ **blockcentraler**.

2. VAD SKILJER SMÅ SYSTEM FRÅN STORA?

Ett antal skillnader mellan de stora fjärrvärme-systemen på 40 à 100 MW som studerats i Ref 1 och de mindre blockcentraler på 0.5 à 20 MW som studeras i denna rapport kan förväntas påverka sätten att utnyttja lager och deras ekonomi, till exempel:

- 1) Produktionskällorna har ofta en **annan fördelning** än för de stora systemen. T ex är **nattel** intressant för många små system, vilket öppnar vägen för **många dyngslager**.
- 2) **Temperaturerna** är vanligen **lägre** och ibland mycket lägre, vilket gör värmepumpsystem och lågtemperaturlager mera intressanta och ökar energilagringensförmågan per m³.
- 3) Lagren får betydligt **mindre volym** vilket ökar den specifika kostnaden och specifika värmeförlusten. Detta försämrar ekonomin för säsongslagring, särskilt i högtemperaturlager.
- 4) **Dyr lättolja** är fortfarande ett vanligt bränsle och ger stora intäkter när den kan ersättas vid urladdning av lagret - däremot att tung olja används för topplast i fjärrvärmenät.
- 5) Vissa **konkurrerande system** som ej förekommer på de stora systemen existerar - t ex frånluftvärmepumpsystem utan lager.
- 6) **Finansieringsvillkoren** är ofta **gynnsammare** eftersom bostadslån kan till viss del användas.

Skillnaderna innebär att slutsatserna från Ref 1 inte direkt kan tillämpas för små system.

3. PRODUKTIONSKÄLLOR LÄMPLIGA FÖR SMÅ SYSTEM

Tabell 1 sammanfattar de produktionskällor som enligt Kjell Larsson et al (Ref 2) kan konkurrera med olja för baslasten av små system, samt andra produktionskällor som jag finner vara klart intressanta för dessa system.

Tabell 1. Produktionskällor som kan konkurrera med olja för baslasten i små system (= lämpliga laddningskällor även för värmelager)

Max effekt- behov för systemet MW	Värmepumpar med följande värmekällor					Fastbränslepannor			Natt- el	Spillvärme	
	Ute- luft	Mark	Från- luft	Sjö/ Å	Is- banor	Ved	Torv	Kol		Indus- tri	Frys- boxar
0.5	x	x	o		x				o	o	o
1	x	x	o	x	x	(x)			o	o	o
3	x			x	x	x	x	x	o	o	
10-25	x			x	x	x	x	x		o	
				A	A					A,B	A,C

Kommentar:

x (x) Bedömning enligt Kjell Larsson, ref 2

(x) Konkurrenskraftig gentemot olja, men vanligtvis ej gentemot värmepump

o Fall ej behandlat i Ref 2, men intressant enligt författaren

A Begränsat antal tillfällen nära lämplig källa

B,C För användning inom industrin resp stormarknad

Dessa olika produktionskällor kan uppdelas i fyra grupper, nämligen

- 1) Nattel
- 2) Värmepumpar
- 3) Fastbränslepannor
- 4) Spillvärme

Ytterligare en möjlighet som föreslagits från flera håll (Ref 13, 14, 15) under senare år är leverans av sommaröverskott av billig energi från stora fjärrvärmenät till mindre bostadsområden,

vilket vi kan kalla satellitsystem, lokaliserade i fjärrvärmenätets utkant. Ett lager byggt nära bostadsområdet kan utnyttja bostadsområdets låga returledningstemperaturer för att höja lagrets specifika energinnehåll. Även denna möjlighet kommer att behandlas.

Huvudkaraktäristika av de olika grupperna diskuteras nedan.

3.1 Nattel

Nattel är intressant för dygnslagring, särskilt för de mindre systemen som saknar möjlighet att använda fastbränslepannor på ett ekonomiskt sätt. Kraftföretagen erbjuder ofta väsentligt lägre elpriser nattetid än dagtid, främst under vintern. Dessutom kan elskattbefrielse erhållas i några år framöver för avställbara pannor - varvid de förväntade avställningstillfällena är mera sällsynta när det gäller nattel än dagel. Sammantaget med elpannornas låga investeringskostnad erbjuder dessa omständigheter intressanta dygnslagringsmöjligheter.

3.2 Värmepumpar med olika värmekällor

Värmepumpar ger måttliga specifika investeringskostnader redan i små enheter, särskilt för låga temperaturer där R22 kan användas som köldmedium, och är därför intressanta redan för de minsta systemen. De mest allmänt tillgängliga värmekällorna är uteluften, solvärmes och marken. Bland dessa är uteluften vanligtvis mera intressant för lagring än markvärme, eftersom uteluftens låga temperatur vintertid leder till oförmånliga villkor för värmepumpen (låg effekt och låg värmefaktor) som undviks genom säsongslagring.

Solvärme har i ovannämnda avseenden liknande egenskaper som uteluft (riklig tillgång under sommaren, brist under vintern), men är idag dyrare.

Där **vattendrag** finns relativt nära bostadsområden utgör de en förmånlig värmekälla för värmepumpprojekt. Eftersom vattentemperaturen är väsentligt högre än lufttemperaturen vintertid, klarar sådana projekt även vinterförsörjningen på ett acceptabelt sätt, med undantag för mindre vattendrag som får temperaturer mycket nära noll, vilket medför frysrisk och otillräckligt energiuttag. I dessa senare fall är säsongslagring av intresse.

Frånluftsystem har hittills mest använts för enskilda byggnader. Eftersom de dock ändå behöver en oljepanna för eftervärmning och spetslasten vintertid, och har energiöverskott sommartid, är de i princip lämpliga för lagringsobjekt. Hur gynnsamma de kan vara beror i viss mån på hur mycket av lasten som kan tas utan lager.

Isbanor är ett specialfall där en kollektor byggs för andra ändamål och sedan kan tjänstgöra som energikälla under sommaren och delar av is-säsongen.

Två isbanor med värmeåtervinning utan lager har redan byggts, och ett isbaneprojekt med värmeåtervinning och säsongslagring byggs för närvarande av Scandenergy (Ref 3) på kommersiell basis.

Den rörliga kostnaden för laddningsenergin i samtliga dessa projekt beror på värmefaktorn. Med värmefaktorer under sommartid på 3 à 5 beroende på värmekällans och lagrets temperatur och ett sommar-elpris inklusive elskatt på 15 à 18 öre/kWh blir kostnaden för laddningsenergin mellan 3 och

6 öre/kWh. Detta är mycket lågt i förhållande till kostnaden för lättolja som ofta kan ersättas. Tillkommer dock betydande speciella investeringar just för laddning, t ex solfångare, kan laddningsenergin bli dyr.

Huvudkonkurrenten till dessa system med lager är ofta värmepumpsystem utan lager med lägre oljesparing.

En nackdel ur lagringssynpunkt är att värmepumparna i regel inte kan värma systemets vatten till särskilt höga temperaturer, vilket begränsar lagrets energilagring förmåga per m³.

3.3. Fastbränslepannor och bränslepriser

Fastbränslepannor har för höga initialkostnader för bränsle m m för att passa de minsta objekten, men är intressanta för system för 3 MW och större. Sedan Ref 2 skrivits har inhemska bränslen befriats från mervärdeskatt och skatten på kol höjts, vilket ofta gör de inhemska bränslena mer intressanta än kol, där lokala tillgångar av sådana bränslen finns. För de största objekten nära hamnar är dock kol fortfarande intressant.

Tabell 2 visar rörliga kostnader från Ref 2 med justering för den nya energiskatten och 15 % pristillägg för kostnadsökningar mellan november 1982 och mitten av 1985 på priset exklusive skatt.

Som synes är bränslekostnaden - verkningsgrad beaktad - mellan 0.13 och 0.15 kr/kWh, vilket ger en påtaglig marginal jämfört med kostnaden för de lättare oljetyperna EO1 och EO3LS, 0.29 resp 0.39 kr/kWh. Marginalen är faktiskt större än för stora system där såväl fasta bränslen som olja är billigare och skillnaden dem emellan något mindre än de ovan citerade värdena.

Värdena gäller för mindre uppköpare typ bostadsföretag. Rabatter på ca 10 % på dessa priser kan erhållas av större uppköpare.

Tabell 2. Bränslepriser (februari 1985)

Pannstorlek		0.5 MW	3 MW	10 - 20 MW
Oljepannor				
Typ av olja*		E01	E03	E05
Riktpris för bränsle	kr/kWh	0.312	0.268	0.253
Medelpannverkningsgrad	%	80	86	90
Antagen bonus	%	5	7	10
Energipris	kr/levererad kWh	0.37	0.29	0.25
Ved/torv				
Bränslepris**	kr/kWh	-	0.115/0.122	0.115/0.122
Pannverkningsgrad	%	-	0.83	0.87
Energipris	kr/levererad kWh	-	0.138/0.147	0.132/0.140
Kol (stybb)				
Bränslepris***	kr/kWh	-		0.119
Pannverkningsgrad	%	-		0.88
Energipris	kr/levererad kWh	-		0.135

* Medelvärde för riktpiserna från flera oljeleverantörer enligt VVF bulletin för februari 1985. Inkluderar 533 kr/m³ skatt och avgifter.

** Bränslepris november 1982 enligt Ref 2 exklusive skatt (som ju numera borttagits för inhemska bränslen + 21 % för pris-höjningar till februari 1985.

*** Bränslepris november 1982 enligt Ref 2 plus skatt och avgifter, 145 kr/ton (oljepriset exklusive).

3.4 Spillvärme

Många industrier, tvätterier m m har spillvärme och dessutom lokala värmebehov. Möjligheten till lagring förekommer dels på grund av obalans i tiden mellan värmeutsläpp och behov, och dels på

grund av veckohelgsavställning av processerna med fortsatta byggnadsvärmebehov. Industrier har dock väsentligt högre avkastningskrav på satsat kapital än bostäder, vilket ofta lägger hinder i vägen för lagringsprojekt.

Stormarknader där spillvärme från frysboxar och lokalkyla utgör en praktiskt taget kostnadsfri värmekälla under sommaren (Ref 4) är ett specialfall som redan lett till ett komersiellt säsongslagringsprojekt. Frysboxarna kan användas direkt för att ladda ett magasin utan ytterligare värmepump.

3.5 Fjärrvärme och satellitsystem

Praktiskt taget alla större fjärrvärmesystem har numera överskott av energi med låg rörlig kostnad under sommaren, som kan användas för laddning av lager i mindre "satellitsystem" med lokala lager. System med överskott av sopförbränningsvärme, industriell spillvärme, eller avloppsvärmepumpar, är särskilt gynnsamma i detta avseende. Dessutom har många fjärrvärmenät överskott på panneffekt eftersom man introducerat nya baslastkällor utan att ta befintliga oljepannor ur drift. Dessa kan sålunda under kallaste vinter klara satellitsystemets effektbehov utan ytterligare investering i produktionskapacitet.

Ett alternativ till många satellitsystem med spridda små lager är ett centralt stort lager anslutet till fjärrvärmenätets centrala primärsystem. Fördelen av det större lagrets lägre kostnad per m^3 får då jämföras med nackdelen av en högre returledningstemperatur.

Det är sålunda värt att studera bägge alternativen, som dessutom ofta ej direkt behöver konkurrera med varandra. Sommaröverskottet på billig

energi räcker nämligen ofta för båda slagen tillämpningar, dvs ett centralt stort lager plus ett antal små lager för satellitsystem med låga returledningstemperaturer.

Sammanfattningsvis kan konstateras att det inte råder någon brist på laddningskällor för lager till rimliga rörliga energikostnader. Ekonomin måste dock studeras för de enskilda fallen och jämföras med optimerade system utan lager.

4. KORTTIDSLAGRING

4.1 Typer av lager, kopplingar och kostnader

4.1.1 Allmänt

För korttidslagring erfordras lagertyper som kan ge låga kostnader per kW effektuttag. Detta krav klaras bäst av olika typer av tankar och gropar med **vatten** som lagringsmedium.

Dessa fungerar som skiktackumulatorer med inmatning av varmt vatten i toppen under laddning och inmatning av kallare vatten i botten under urladdning. Ett "temperatursprångskikt" flyttar sålunda nedåt i tanken under laddning och uppåt under urladdning.

Inom kategorin vattentankar och gropar är givetvis en låg kostnad per kWh lagringsförmåga den avgörande faktorn. Denna kostnad består av $K_v/\Delta i$ där K_v = kostnaden per m^3 och Δi = energiinnehållet per m^3 .

Eftersom man vid behov kan byta ut allt vatten i tanken mot vatten vid laddningstemperaturen T_1 under laddning och sedan återigen byta ut allt vatten i tanken (inklusive temperatursprångskiktet) mot vatten vid temperatur T_2 under urladdning, kan Δi beräknas från $(T_1 - T_2)/0.861 \rho_1$ kWh/ m^3 där ρ_1 = vattnets täthet vid T_1 . Som T_2 gäller systemets returledningsvattentemperatur, om tanken kopplas direkt till systemet utan värmeväxlare. För att få hög Δi fordras sålunda hög $(T_1 - T_2)$.

För laddningskällor som inte medger användning av höga laddningstemperaturer - t ex värmepumpar, blir Δi begränsat. Enda sättet att då få en låg investeringskostnad per kWh lagringsförmåga är att

välja en lagertyp med låg kostnad K_v per m^3 , även om den har snäva begränsningar beträffande det tillåtna värdet på T_1 , t ex jordgroppsmagasin med billiga tätningmembran av gummi eller plast.

Diskussionen visar att olika slags magasin kan passa för olika tillämpningar. I de efterföljande avsnitten diskuteras de mest lovande typerna.

4.1.2 Ståltankar vid systemtryck

Stående cylindriska ståltankar kan ofta ställas upp utanför byggnaderna de skall betjäna, på liknande sätt som vissa oljetankar. Vid användning av direkta system (sådana används i de flesta lokalanät) är trycket så lågt (några bar) att man får acceptabla väggjocklekar och stålmängder även när ståltanken läggs vid systemets tryck. Detta är en väsentlig skillnad jämfört med fjärrvärmesystem som i Sverige nästan alltid har indirekta system med höga tryck (ca 16 bar) i primärsystemet.

När laddningskällan är en elpanna eller fastbränslepanna, som ju utan vidare kan leverera vatten vid temperaturer på mera än 100°C , kan man låta vattnet värmas till exempelvis 120°C med ett separat expansionskärl på returvattensidan (Figur 1a). En intressant möjlighet som inte ännu används är att värma vattnet till mättningsstemperaturen, t ex 134°C vid 3 bars tryck, och använda en ångkudde ovanför vattenytan som expansionsutrymme (Figur 1b).

Den senare metoden ger på grund av den höga laddningstemperaturen det största energiinnehållet per m^3 vattenvolym, och sparar dessutom det speciella expansionskärllet, varför den borde vara den billigaste metoden förutsatt att pannorna klarar den

höga temperaturen och att inga extra krav för inspektion m m tillkommer.

Vattnet vid 134°C används sedan för blandning med kallare vatten för att uppnå den önskade framledningstemperaturen för distributionsnätet.

I Bilaga 1 presenteras data över kostnaden för själva ståltanken, isolering och markarbeten för typiska radiatorsystemtryck. Kostnaden för externa röranslutningar, pumpar m m, kan variera mycket beroende på lokala förhållanden. Figur 2, kurva 1, visar dock den resulterande totala kostnaden inklusive ett någorlunda representativt tillägg för dessa poster samt för kapitaliserade värmeförluster.

Figur 3, kurva 1, visar denna totala kostnad för lagret per kWh lagringsförmåga för system där lagret laddas till 120°C och urladdas vid 50°C så att det förmår lagra ca 77 kWh/m³. Kurvan visas som funktion av lagrets totala lagringsförmåga, Q_L kWh.

När tanken skall laddas genom en värmepump begränsas den maximala temperaturen av värmepumpens maximala framledningstemperatur, t ex ofta 70°C för R12 och 50 eller 55°C för R22, se Figur 3c. Detta minskar tankens energilagringsförmåga per m³ betydligt och ökar investeringskostnaden per kWh i motsvarande grad.

4.1.3 Ståltankar vid atmosfärstryck

Tankar vid atmosfärstryck måste begränsa den maximala laddningstemperaturen till några grader under 100°C, t ex 96°C. Strypventiler VT (Figur 1c) som reducerar trycket av vattnet som släpps in i tanken fordras.

För tankar med fasta tak används ett separat expansionskärl. Tankar med flytande isolertak däremot fungerar även som expansionskärl. I deras fall är det viktigt att begränsa kontakten mellan luft och vatten i gapet mellan locket och tankmanteln genom t ex flexibla membraner. Metoden med flytande tak har använts för varmvattenmagasin bl a i Studsviks och Danmarks gropmagasin samt i stora tankar för bensin och andra vätskor.

Per m^3 är ståltanken vid atmosfärstryck billigare än ståltanken vid systemtryck, jämför kurva 1 och 2, Figur 2. Per lagrad kWh däremot kan ståltanken vid systemtryck vara något billigare för de här aktuella storlekarna på grund av dess större energiinnehåll per m^3 , Δi , se Figur 3.

4.1.4 Tankar inomhus i stål resp gummi

Tankar vid atmosfärstryck behöver inte ha cylindrisk form och kan sålunda bättre utnyttja begränsade utrymmen i källare. Inomhusförläggning har den ytterligare fördelen att värmeförlusterna kommer byggnaden tillgodo under uppvärmningssäsongen vilket försvarar en lägre isoleringsgrad samt reducerar kostnaden för värmeförlusterna. Däremot upptas utrymme som ibland skulle kunna användas för andra ändamål och sålunda måste belastas med vissa kostnader.

Inomhustankar av stål måste svetsas på platsen. Inomhustankar av gummi kan tas in i ett stycke, men fordrar ett stödramverk som upptar det statiska trycket (Figur 4). Gummitankar har snävare temperaturbegränsningar än ståltankar och torde behöva ha värmeväxlare mellan sig och rörsystemet för att begränsa syreupptagning i vattnet för huvudsystemet. En sådan värmeväxlare och tillhör-

ande system är en påtaglig merkostnad, däremot att sättet att ta in en flexibel fabriksbyggd komponent in i en byggnad leder till lägre installationskostnad.

Gummitankar kan bli intressant för mindre objekt om man kan pressa kostnaden genom serieproduktion.

4.1.5 Jordgropmagasin

Gropmagasin i jord med vattentäta membran av konstgummi och flytande isolerlock (se Figur 4) har byggts i Studsvik⁵⁾ och senare även Danmark⁶⁾, för temperaturer upp till 70°C. De har fungerat bra. De är väsentligt billigare per m³ än ståltankar när markförhållandena är lämpliga, dvs lättgrävd jord (obs ej lera) finns, se kurva 3, Figur 2, baserad på data i Bilaga 2 från bl a Ref 7.

Polymermembranens temperaturbegränsning utgör en nackdel, dvs begränsar lagringsförmågan per m³. Med gummimembran måste dessutom syrediffusion beaktas, vilket kan göra det önskvärt att skilja magasinet från distributionssystemet genom värmeväxlare - i så fall en extra utgift, som dessutom ytterligare begränsar temperatursvinget disponibelt för lagring. Nya polymermebran som tillåter högre temperaturer har provats i laboratoriemiljö i Studsvik, men ej i fält. I Studsvik bearbetas även en ny variant med ett tunt membran av stål som medger att temperaturen höjs till nära 100°C och att värmeväxlaren slopas. Detta kan i så fall bli en mycket intressant variant trots högre kostnad per m³, se skattade värden, kurva 3, Figur 2.

Gropmagasin i berg är vanligtvis väsentligt dyrare än gropmagasin i jord, men kan ibland motiveras i

kombination med borrhålslager förlagda under gropmagasinet, varvid borrhålslagret tjänstgör som säsongslager.

4.1.6 Specifika kostnader

Figur 3 sammanfattar specifika kostnader för olika typer av magasin per kWh för ett system där lagret används i huvudsak vintertid då systemets returledningstemperatur antages vara 50°C.

Desto högre temperatur T_1 lagret tillåter, desto större blir energiinnehållet per m^3 .

En jämförelse mellan kurva 1 och 2 visar att ståltanken vid systemtryck bedöms bli något billigare per kWh än ståltanken vid atmosfärstryck, just tack vare det större energiinnehållet vid det antagna värdet av $T_1 = 120^\circ\text{C}$. Jordgropmagasinet med gummimembran (kurva 3) ligger på ungefär samma kostnadsnivå per m^3 vid den antagna temperaturbegränsningen till $T_1 = 70^\circ\text{C}$. Installeras dock en värmeväxlare för att skydda distributionssystemet mot i viss mån syresatt vatten (vilket kan vara motiverat) blir gropmagasinet med gummimembran olönsamt, se kurva 3.

Figur 3 visar att ett gropmagasin med stålfoder som därigenom tillåter högre temperatur (96°C) och gör värmeväxlaren onödig, har goda utsikter att bli den billigaste varianten, när laddningskällorna medger att 96°C utnyttjas. Varianten är inte ännu demonstrerad men bearbetas i Studsvik. Kostnadsbedömningen är tills vidare min egen.

Vid tillämpning till system där lagret laddas genom energi från värmepumpar begränsas den maximala laddningstemperaturen T_1 , t ex till ca 70°C

vid typiska kompressorer med R12 som köldmedium, vilket "bestraffar" ståltankar som därigenom ej kan utnyttja sin förmåga att använda högre temperaturer för att höja energiinnehållet. Figur 6 visar att under dessa omständigheter fördelen av gropmagasinet ökar.

4.1.7 Utvecklingsmöjligheter

I diskussionen av de olika typerna har jag nämnt följande möjligheter att reducera kostnaderna per kWh jämfört med lager som används idag:

Jordgrop

Demonstration av varianten med stålfoder som ju enligt de redovisade beräkningarna är mycket lovande.

Ståltank vid systemtryck

Användning av kretsen Figur 1b för att kombinera lager och expansionskärl och höja lagrets energiinnehåll (inverkan på panna bör undersökas).

Ståltank vid atmosfärstryck

Användning av flytande lock för att medge att lagret även kan användas som expansionskärl i nya system. Fordrar en konstruktion som avtätar gapet mellan locket och tanken för att undvika syresättning av vattnet.

Gummitankar inomhus

Kan vara intressanta för de minsta lagren om kostnader ytterligare kan reduceras.

4.2 Tillämpning till lagring av nattel

4.2.1 Dygnsvariationerna i kostnaden för elproduktion

Det svenska kraftsystemet innehåller värmekraftslag med kraftigt differentierade rörliga kostnader, från kärnkraften, koleldad mottryckskraft, oljeeldad mottryckskraft till oljekondenskraft och gasturbiner. I framtiden tillkommer därutöver kolkondenskraft, särskilt om kärnkraftavvecklingen fullföljs. Även om vattenkraften och dess stora vattenmagasin i viss utsträckning kan användas för att kompensera kortvariga belastningsvariationer, slår en del av dessa igenom så att ibland dyrare kraftkällor får användas dagtid då elbehovet är större än nattetid.

För att beräkna skillnaden i produktionskostnaderna mellan dag och natt för framtiden fordras detaljerade kraftbalansberäkningar med dataprogram. Det var omöjligt att genomföra sådana inom ramen för detta projekt. Enligt samtal med experter för kraftbalansberäkningar hos kraftföretagen⁸⁾ tyder dock redan genomförda beräkningar på att man under 90-talet torde få produktionskostnader för el under dagtid som i genomsnitt är ca 20 % större än produktionskostnaderna nattetid. Är den genomsnittliga produktionskostnaden t ex 25 öre/kWh innebär detta att ett dygnslager som kan omsättas t ex 200 gånger årligen skulle reducera produktionskostnaden med

$$200 \times 25 \times 0.2 / 1.07 \text{ öre/kWh} = 9.2 \text{ kr per år per kWh lagringsförmåga.}$$

Användning av lagrad nattel i större utsträckning avlastar även överföringseffektbehovet på stamnätet under de kritiska timmarna kalla vinterdagar, men fordrar förstärkningar av distribu-

tionsnäten nära de berörda konsumenterna på grund av ökat effektbehov nattetid. Det är osäkert huruvida dessa ändringar leder till en nettominskning eller nettoökning av den sammanlagda kostnaden för stamnät och distributionsnät. Troligen blir dock nettoförändringen begränsad.

Diskussionen tyder på att lagring av nattel reducerar kraftföretagens produktionskostnad med betydande belopp.

Därför bör även eltaxorna utformas så att de ger konsumenterna adekvata incitament härför. I avsnitt 4.2.3 och 4.2.4 diskuteras vilka incitament några av dagens eltaxor ger i detta avseende, men först diskuteras mera allmänt hur lagring av nattel kan gå till.

4.2.2 System för lagring av nattel

Jag utgår ifrån ett lager som kan lagra Q kWh värme, och en elpanna som kan leverera ett effektöverskott, ΔP_E kW nattetid till lagret.

För att undvika en betydande extra kostnad för ökningen i elpanneeffekten ΔP_E samt extra avgifter för ökningen i den anslutna effekten, begränsas medeleffekten som kombinationen elpanna plus lager kan ge till en viss brukdel P_O/P_{MAX} av systemets sammanlagrade effektbehov, P_{MAX} . Driften under året illustreras av Figur 7.

De enkelsektionerade ytorna i Figur 7 visar energin som kan levereras genom nattel direkt utan lagring. Den korssektionerade ytan visar den extra nattenergi som görs tillgänglig genom lagring.

Topplasten för effekter som överstiger P_O levereras genom ett spetslastaggregat - t ex en oljepanna eller ytterligare effekt i elpannan. Eltaxans utformning får i praktiken visa hurvida man verkligen har glädje av lagring av nattel året runt enligt denna figur eller hurvida där finns tider där lagringen inte är motiverad.

För att klara systemet elpanna plus lager måste pannan under 8 nattimmar kunna klara medeleffekten P_O , varför dess effekt blir $3P_O$, (exklusive eventuellt tillskott för topplasten).

Utan lagring hade effektbehovet blivit $F_M P_O$, där F_M = (maximalt effektbehov utan lagring)/(medeleffekten) i pannans eleffekt. Tillskottet ΔP_E framtvingat av lagringsbehovet är sålunda

$$\Delta P_E = (3 - F_M) P_O.$$

Lagret måste kunna lagra energibehovet under 16 timmar vid effekten $F P_O$, där F = (effektbehovet dagtid)/(medeleffektbehovet under dygnet) och vanligtvis har ett värde på omkring 1.1. Lagrets lagringsförmåga är sålunda

$$Q = 16 F P_O \quad (1)$$

vilket ger

$$\Delta P_E / Q = (3 - F_M) / 16 F \quad (2)$$

eller, när $F_M = 1.2$ och $F = 1.1$

$$\Delta P_E = 0.102 Q \quad (2a)$$

Investeringsbehovet som tillkommer på grund av lagret är

$$I_T = I_L + I_p \Delta P_E / Q = I_L + I_p (3 - F_M) / 16 F \quad (3)$$

där

I_L = kostnaden av lagret per kWh lagringsförmåga

I_p = marginalkostnaden av elpanna per kW ökning i effekt

Reduktionen i kostnaderna för el (och olja där så är tillämpligt) blir

$$c_t = \sum_0^N (c_u - c_L) - \Delta P_E c_E \quad (4)$$

där

c_L = kostnaden för laddningsenergin, i detta fall nattel, kr/kWh

c_U = värdet av den energi som laddas ur, dvs kostnaden av energin som ersätts, t ex dagel eller olja, kr/kWh

c_E = effektavgiften i eltaxan

Om c_U och c_L är konstanta under året eller kan adekvat representeras genom medelvärden, kan uttrycket även skrivas

$$c_t = N(c_U - c_L) - (3 - F_M) P_O c_E \quad (4a)$$

Den så kallade "pay-off tiden" för utrustningen som tillkommer för lagring ges som relationen mellan de ovan framtagna uttrycken, dvs

$$\text{pay-off tid} = \frac{I_t}{c_t} = \frac{I_L + I_P(3-F_M)/16F}{N(c_U - c_L) - (3-F_M) P_O c_E} \quad (5)$$

däremot att den årliga vinsten vid en bestämd fast kostnad, f , för kapital och underhåll som brukdel av investeringen blir,

$$\text{Vinst} = h \left\{ N(c_U - c_L) - f \left[I_L + I_P(3-F_M)/16F \right] \right\}$$

i kr per år per kW av P_{MAX} (6)

där

h = Q/P_{MAX} ,

= lagrets relativa storlek

= antalet timmar den kan lagra systemets sammanlagrade effektbehov, P_{MAX}

Dessa uttryck används i följande avsnitt för att beräkna pay-off tid och vinst för givna taxor och antaganden beträffande faktorn f för fasta kostnader.

4.2.3 Konsument med elvärme enbart

Tabell 3 och 4 visar Statens Vattenfallsverks tariff för högspännings- resp lågspänningsel, 1984, för Mellansverige. Som synes är tarifferna N3 resp ND4 differentierade, dvs skiljer på elpriset mellan dag och natt under fem vintermånader. Med 10 % tillägg för indexkorrektin blir skillnaden mellan kostnaden för dagel och nattel vintertid 18.7 resp 26.0 öre/kWh. Använder konsumenten bara el så att han inte kan "koppla av" elpannan när kraftföretaget så önskar, måste han därutöver betala elskatten, för närvarande 7.2 öre/kWh för privatkonsumtion, 5.0 öre/kWh för industrikonsumtion.

Tabell 3
Vattenfalls högspännings-
tariffer, 1984.
Västsverige, Östsverige
och Mellansverige.

Årliga avgifter (exkl energiskatt)

Tariffblock	1	2	3		
Leveransspänning kV	130-70	40-20	10-6		
Tariff	N1	N2	N3	NE3	ND3
Fast avgift kkr	500	50	5	4,8	5
Abonnemangsavgift kr/kW (1h)	20	30	45	45	45
Högbelastningsavgift kr/kW (6h)	130	190	260	-	-
Energiavgifter:					
maj, juni, aug, sept öre/kWh	10,2	10,5	11,0	10,5	10,5
juli "	7,6	7,8	8,0	10,5	10,5
övriga månader:					
kl 06-22 "	13,5	14,2	14,8	28,4	31,8
kl 22-06 "	13,5	14,2	14,8	28,4	14,8
Tillägg resp. avdrag på samtliga ovanstående avgifter %	0,48 (K-133)				
Tillägg resp. avdrag för energi uttagen under följande perioder:					
hela året öre/kWh	0,47(U-5)	0,49(U-5)	0,51(U-5)		
jan-april, okt-dec "	0,08(C-12)	0,08(C-12)	0,09(C-12)		
Tillägsavgift vid onormalt låg kärnkraftproduktion					
Gäller för maximalt kW	-			1000	

Tabell 4
Vattenfalls eltariffer för
lågspänning, 1984.
Västsverige, Östsverige
och Mellansverige.

Årliga avgifter (exkl energiskatt)

Tariff	N4	NE4	ND4
Fast avgift kr/år	4 300	4 100	4 300
Abonnemangsavgift kr/kW(1h), år	50	50	50
Högbelastningsavgift kr/kW(6h), år	280	-	-
Energiavgifter:			
maj, juni, aug, sept öre/kWh	11,5	12,6	12,6
juli "	8,3	12,6	12,6
oktober, april "	15,8	12,6	12,6
övriga månader:			
kl 06-22 "	15,8	35,1	39,9
kl 22-06 "	15,8	35,1	15,8
Tillägg resp. avdrag på samtliga ovanstående avgifter %	0,48(K-133)		
Tillägg resp. avdrag för energi uttagen under följande perioder:			
hela året öre/kWh	0,53(U-5)		
jan-april, okt-dec "	0,10(C-12)	-	-
jan-mars, nov-dec "	-	0,13(C-12)	
Tillägsavgift vid onormalt låg kärnkraftproduktion			

Tabell 5 visar exempel på taxor som tillämpas av Stockholms Energi. Högspänningstaxan ger ungefär samma skillnad mellan dag och natt som Vattenfalls taxa (19.6 öre/kWh inklusive 10 % indexkorrektin)

men viss skillnad föreligger även under hösten (4.4 öre/kWh) resp sommaren (2.2 öre/kWh). Incitamenten för dygnslagring är sålunda starkare än för Vattenfalls tariff. Enligt lågpänningstaxan används inklusive indexkorrektio ca 13.6 öre/kWh skillnad mellan dag och natt året runt, vilket ytterligare gynnar dygnslagring av nattel. Dock kan nya elpannor inte accepteras i vissa delar av Stockholms distributionsnät på grund av hög belastning av existerande ledningar. Vissa elverk tillämpar dock ingen dygnstaxedifferentiering alls.

Tabell 5. Exempel på eltaxor tillämpade av Stockholms Energi, 1984

Tarifftyp	A Högspänning Tariffblock 3 11 KV	B Högspänning Avbrytbar el 11 KV	C Lågspänning Dubbeltariff 400 V
Fast avgift	4 200 kr/år	2 400kr/år	2 000 kr/år
Abonnemangs- avgift	36 k/kW-år	40 kr/kW-år	1.5 S** kr/år
Effektavgift (nov-mar)	16 kr/kW-mån	-	-
Energiavgift ö/kWh			
Vinter (nov-mar)			
dag*	31.0	16.45	33.6
natt	13.0	14.27	21.2
skillnad	18.0	2.18	12.4
Vår, höst (apr,sept,okt)			
dag	15.0	16.45	33.6
natt	11.0	12.09	21.2
skillnad	4.0	4.36	12.4
Sommar (maj-aug)			
dag	11.0	12.09	33.65
natt	9.0	9.91	21.2
skillnad	2.0	2.18	12.4
Kommentar	Elskatt till- kommer	Ingen el- skatt behöver betalas	Elskatt 7.2 öre/kWh ingår

* Dagtid = kl 0700-2100, dock 0800-2200 under sommaren. I högspänningstarifferna gäller dagtaxan (kallas höglasttid) enbart måndag -fredag.

** = 102 kr/år för lägenhet, 162 kr/år för villa.

Den fortsatta diskussionen illustreras med hjälp av tillämpning av Vattenfalls tariffer eftersom detta ger en mera försiktig bild av nattellagringens ekonomi än taxan från Stockholms Energi.

Dimensioneras systemet så att P_0 har värdet som behövs dagtid under de fem vintermånaderna med minst värmebehov, kan lagret utnyttjas till fullo under alla 152 dygn av perioden, dvs N blir 152. Dimensioneras däremot lagret så att P_0 får det högsta värdet som kan utnyttjas, dvs värdet kallaste vinterdag = typiskt ca $P_{MAX}/1.2$ (medel-effekten kallaste dagen är lägre än maxeffekten), utnyttjas lagret bara delvis alla övriga dagar så att omsättningen sjunker till $N = 89$.

Figur 8 visar hur N varierar med P_0/P_{MAX} eller lagrets relativa storlek, h .

Med hjälp av denna relation för N kan värdet av elbesparingen beräknas från ekv (4a), se kurva 1 resp 2 i Figur 9, för Vattenfalls högspänningstaxa resp lågspänningstaxa.

Kostnaden för elpannor och tillhörande utrustning varierar med effekten. Typiska värden inklusive all hjälputrustning och installation är 300, 450 resp 580 kr/kW för 3 MW, 1.2 MW resp 0.6 MW. Kostnadsinformationen tyder på att **marginalkostnaden** för en ökning av effekten ligger omkring 400 kr/kW för effekter nära 500 kW och ca 200 kr/kW nära 3 MW. Dock kan betydande avvikelser inträffa beroende på steg i kostnadsfunktionerna.

Figur 10 visar **pay-off tiden** för stältankar vid systemtryck enligt ekvation 5 baserad på tankkostnaden i Figur 3, elpannekostnaden $I_E = 400$ kr/kW och $F = 1.1$, $F_M = 1.0^*$.

* Ett normalt värde för F_M är ca 1.2. Att beräkningen utförts för $F_M = 1$ innebär att de framräknade resultaten i Figur 10 och 11 är något pessimistiska.

Pay-off tiderna blir mycket korta, 2.1 à 3.3 år, varvid det lägre värdet erhålls när lagrets storlek begränsas så att det kan utnyttjas till fullo alla vinterdagar. Ännu kortare pay-off tider erhålls om ståltanken ersätts med gropmagasin med stålfoder som ju har en lägre kostnad per kWh enligt Figur 3.

Figur 11, kurva 1, visar motsvarande **vinst** beräknad för $f = 0.138$, som baseras på en avskrivningstid av 10 år, 6 % realränta 1 %/år realkostnadsökning för el och 0.8 %/år underhållskostnader. Den låga avskrivningstiden har valts med hänsyn till osäkerheten beträffande tariffens konstruktion i framtiden. Figuren visar att man trots den korta avskrivningstiden får betydande vinst, dvs 150 à 180 kr per år per kW av P_{MAX} . Vinsten är störst vid en betydligt större relativ lagerstorlek än den som ger kortaste pay-off tid.

Som tidigare påpekats är tariffen som tillämpas av Stockholms Energi ännu gynnsammare för dygnslagring av nattel, vilket leder till kortare återbetalningstider och större vinster än ovan citerade värden.

4.2.4 Konsument för elvärme och olja - avkopplingsbar el

För att öka incitamentet till oljebesparing, har statsmakterna infört en befrielse från elskatt för abonnenter som skaffar sig elpannor för lägst 1 MW effekt och tecknar avtal om avbrytbar elleverans. Tariffen som då tillämpas för Statens Vattenfallsverks abonnenter är t ex N3 eller ND4 (se Tabell 3 resp 4) men utan högeffektsavgiften som slopas. Därigenom får konsumenten en mycket låg rörlig kostnad - ca 16 öre/kWh inklusive 10 % indextillägg - när än elkraften är disponibel. Befrielsen

från såväl elskatten (7.2 Öre/kWh) som högeffektsavgiften gör denna tariff mycket intressant.

Vattenfalls taxa för avbrytbar el ger samma energiavgift dag och natt, vilket inte ger direkt incitament för dygnslagring. Däremot tillkommer som vi skall se ett indirekt incitament, eftersom el avbryts oftare dagtid än nattetid.

Stockholms Energi däremot tillämpar viss reduktion i rörlig energiavgift nattetid även för avbrytbar el, se kol B, Tabell 5. Inklusiv indexkorrektions uppgår reduktionen till ca 2.4 Öre/kWh, vinter och sommar, resp 4.8 Öre/kWh under hösten.

Konsumentens motprestation till slopandet av elskatt och högeffektavgift är att han under tider som kraftföretagen bestämmer får klara sitt energibehov på annat sätt, vanligtvis genom en oljepanna, eller att han under denna tid köper el vid ett högre pris relaterat till kraftbörsens pris plus visst påslag plus elskatt. Enligt Vattenfall är grundregeln vid tillämpning av elavbrott den, att elleverans upphör när man behöver ta i anspråk något oljeeldat kraftvärmeverk eller kraftverk på hela systemet, eftersom elleveransen då inte längre spar olja.

Vattenfall har bedömt att el i genomsnitt skall kunna levereras 6 000 h/år de närmaste åren, vilket motsvarar en avstängningstid på 2 760 timmar per år. Oljebaserade kraftvärmeverk behöver kopplas in oftare dagtid, då efterfrågan är hög, än nattetid då den är väsentigt lägre, varför avbrottstiderna i viss mån (men ej helt) är koncentrerade till dagtid. Med vissa antaganden om effektbehovet då avkoppling blir nödvändigt, kommer man fram till att nattel blir otillgängligt ca

41 dygn/år, dagel under 152 dygn/år, vilket tillsammans motsvarar nära de ovan angivna 2 760 h/år. Förhållandena illustreras i Figur 12.

Stämmer denna bedömning medger ett lager att man under $152 - 41 = 111$ dygn per år behöver använda olja (eller dyrare el) för hela energibehovet utan lager, däremot att man med lagring kan ersätta P_0 kW av behovet genom systemet elpanna + lager.

Antalet omsättningar av lagret N varierar mellan 111 och 94 beroende på lagrets relativa storlek, se Figur 8, kurva 2.

Enligt Tabell 2 är värdet av oljebesparingen 37 öre/kWh för små system som använder EO1 och 29 öre/kWh för större system som använder EO3. Prisskillnaden ($c_u - c_L$) blir sålunda i dessa fall $0.37 - 0.16 = 0.21$ kr/kWh resp $0.29 - 0.16 = 0.13$ kr/kWh. Eftersom man under en del av tiden kan använda el till ett pris lägre än oljepriset men lägre än grundtariffen torde i verkligheten medelvärdet av prisskillnaden ($c_u - c_L$) bli lägre än dessa belopp, uppskattningsvis ca 67 % av dessa belopp, dvs 0.14 kr/kWh resp 0.087 kr/kWh. Med dessa uppgifter redovisar Figur 9 kurva 3 resp 4 reduktionen i driftkostnaden på grund av lagring, Figur 10 kurva 2 resp 3 pay-off tiderna och Figur 11 kurva 2 resp 3 vinsten.

Som synes blir den beräknade pay-off tiden vid tillämpning av Vattenfalls taxa omkring 5 år, dvs väsentligt längre än för den direkta elabonnetten och vinsten blir väsentligt lägre, dvs 22 à 42 kr per kW per år. Resultaten är fortfarande attraktiva och kan förbättras ytterligare om ståltankar ersätts med gropmagasin med stålfoder i fall där lämplig mark finns. Förbehållet måste dock göras

att förhållandena beträffande avbrottstiderna och elpriserna som erbjuds under avbrottstiderna är osäkra och kan variera betydligt år från år beroende på vädret, varför storleken av vinsten har betydande osäkerhetsmarginal.

Beräkningen tyder på att även för Vattenfalls taxa, där ingen skillnad föreligger mellan dagtid och nattetid under abonnerad tid (dvs tiden utan avbrott), är dygnslagring ekonomisk.

Tillämpas taxan från Stockholms Energi för avbrytbar el med viss skillnad mellan energiavgiften dagtid och nattetid, se Tabell 5 kol B, förbättras ekonomin ytterligare.

4.2.5 Långsiktig trend

Exemplet beträffande den långsiktiga skillnaden i kostnaden för elproduktion dagtid och nattetid som gavs i avsnitt 4.2.1, dvs 9.3 kr per år per kWh lagringsförmåga, motsvarar ungefär värdet som beräknats i avsnitt 4.2.4 för stora system. Detta tyder på att man även på sikt bör kunna räkna med en god avkastning på investeringen på en större panna för nattel och dygnslager, varför antagandet i de föregående avsnitten att investeringen behöver amorteras inom 10 år torde vara pessimistisk.

Diskussionen visar att investering i system som lagrar nattel kan bli mycket lönsam med vissa av de taxor som de flesta stora kraftföretag erbjuder idag, och även på sikt. Därför **bör denna tillämpning ägnas uppmärksamhet.**

4.3 Lagring av energi från fasta bränslen

När det gäller dygnslagring av energi från fastbränslepannor är problemet i stort sett detsamma som det som beskrivs i Ref 1 och illustreras av Figur 13. Vår och höst oscillerar belastningen på grund av dygnsvariationerna omkring effekten P_0 av baslastenheten, dvs pannan eller pannorna för fasta bränslen. Nattetid är effektbehovet lägre än P_b så att överskott av billig energi kan laddas i lagret. Dagtid är effektbehovet större än P_b , och överskottet kan helt eller till viss del tillgodoses från lagret. Har dygnstopparna och dalarna triangulär form, representeras den totalt sett omsatta energin av uttrycket

$$\Delta P_d \Delta T_d / 12 \quad (7)$$

där

ΔP_d = maximal effektavvikelse från dygnsmedelvärdet

ΔT_d = tidsperioden under vilken effektavgivelsen kan leda till överskott eller underskott i effektbehovet jämfört med P_b , se Figur 13.

Dimensioneras dygnslagret så att det klarar det största laddningsbehovet $6 \text{ h} \times \Delta P_d$, kan det omsättas totalt

$$N = (\Delta P_d \Delta T_d / 12) / 6 \Delta P_d = \Delta T_d / 72 \text{ gånger per år} \quad (9)$$

ΔT_d är proportionell mot $\Delta P_d / P_d$

Beräkningar i Ref 1 visar att ett dygnslager dimensionerat för att kunna lagra den största dygnstoppen kan omsättas 20 à 25 gånger årligen för ett system där effekttoppen under dygnet överstiger dygnets medeleffekt med 14 %, dvs $\Delta P_d / P_d = 0.14$. Ofta, och då särskilt på mindre

system, blir dygnsvariationerna större än så, och antalet omsättningar per år ökar då. Exempelvis blir antalet omsättningar, N , 28 à 35 gånger när effekttoppen överstiger medeleffekten med 20 %, dvs $\Delta P_d P_a = 0.2$. Ytterligare ökning i antalet omsättningar åstadkoms när man "underdimensionerar magasinet" så att det ej helt klarar det största laddningsbehovet, eftersom det då utnyttjas i större grad övriga dagar. Resonemanget visar att man vanligtvis kan räkna med 30 à 40 omsättningar av dygnsmagasin för detta ändamål för mindre system, och därutöver några omsättningar för att ersätta pannavställningar m m.

Tabell 6 ger några exempel på det kapitaliserade värdet av energisubstitutionen.

$$I_e = N (c_u - c_L) \quad (8)$$

vid försumbara värmeförluster, där

c_u = värdet av urladdningsenergin, t ex kostnad av energi från oljepannor

c_L = kostnaden av laddningsenergin, t ex kostnad av energin från pannor för olika typer av fastbränsle, kr/kWh

och det typiska värdet på $N = 35$ omsättningar av lagret.

Dessa värden jämförs med kostnaden för energilager. Eftersom pannor kan dimensioneras för relativt höga temperaturer - t ex 120°C , och gruppcentraler vanligtvis har relativt låga returvattemperaturer vår och höst - t ex ca 45°C , blir energiinnehållet per m^3 lager relativt högt, vilket bidrar till en låg specifik kostnad för trycksatta ståltankar. I Tabell 3 jämförs de beräknade typiska värdena för energisubstitution med

den beräknade typiska specifika kostnaden för trycksatta ståltankar resp gropmagasin med stålfoder av den aktuella storleken.

Därvid antas att topplastenergi som ersätts vid urladdning består av olja - E05 för de största centralerna, E03 och E04 för övriga.

Som synes blir den beräknade "pay-off tiden" för ståltankar 4.4 à 6.6 år och för gropmagasinet med stålfoder 2.9 à 3.5 år. Detta **illustrerar värdet av en demonstration av gropmagasinet med stålfoder.**

Jämförelsen i Tabell 6 visar att dygnslager ofta är motiverat för denna tillämpning även när dygns-lagring inte kan tillskrivas andra värden än energisubstitution, (t ex ersättning av panneffekt och förbättring av pannverkningsgrad på grund av drift vid jämnare effekt.)

Det är dock viktigt att betona att korrekt utnyttning av ett energilager för denna tillämpning fordrar ett välutformat automatiskt reglersystem. Kostnaden för det har inte här beaktats. För de relativt stora systemen, lägst ca 3 MW, sammanlagrat effektbehov, på vilka pannor för fasta bränslen är motiverade, utgör dock denna post vanligtvis ej något ekonomiskt hinder till införandet av ett dygnslager.

Tabell 6. Ekonomin för dygnslager för fastbränslepanna

Panneffekt	P_b	MW	3	10	20			
Systemets sammanlagrade effektbehov	P_{MAX}	MW	6	20	40			
A. Värdet av energisubstitution								
1. Ersatt bränsle vid urladdning			E03	E05	E05			
2. Värdet av urladdningsenergi c_U		kr/kWh	0.29	0.25	0.25			
3. Kostnad av laddningsenergi, fast bränsle*	c_L	kr/kWh	0.12	0.12	0.12			
4. $c_U - c_L$		kr/kWh	0.17	0.13	0.13			
5. Värdet av energisubstitution, $N(c_U - c_L)$ för $N=35/\text{år}$		kr/kWh-år	6.36	4.55	4.55			
B. Kostnad av lager								
Tank typ**			STS	GS	STS	GS	STS	GS
6. Erforderligt energiinnehåll av lagret***	Q	MWh	2.88		9.6		19.2	
7. Energiinnehåll**** per m^3		kWh/ m^3	82.2	57	82.2	57	82.2	57
8. Erforderlig volym		m^3	35	50.5	117	168	234	337
9. Specifik kostnad	a)	kr/ m^3	2 900	1 280	2 400	920	1 650	760
	b)	kr/kWh	35.3	22.5	29.2	16.1	20.1	13.3
C. Ekonomi								
10. Pay-off tid = $(9b)/(5)$		år	5.6	3.5	6.6	3.5	4.4	2.9
11. Fasta kostnader för lagret vid $f = 0.088$ ***** = $f \times (9b)$		kr/kWh-år	3.11	1.98	2.57	1.41	1.77	1.17
12. Vinst per kWh av $Q = (5)-(11)$		kr/kWh-år	3.25	4.38	1.98	3.14	2.78	3.38

* Avrundade värden i Tabell 2 är samma för ved, torv, stybbskol.

** STS = ståltank vid systemtryck
GS = jordgropmagasin med stålmembran

*** Dygnseffekttoppen antas vara 20 % av dygnsmedeleffekten och vara i ekvivalent 6 timmar. 80 % kapas. $Q_L = 0.2 \times 0.8 P_b \times 6 \text{ timmar} = 0.96 P_b$.

**** $\Delta i = (T_1 - T_2)/0.861 \rho_1$. $T_2 = 45^\circ\text{C}$. $T_1 = 120^\circ\text{C}$ för STS och 96°C för GS.

***** Motsvarar annuitet för realränta 6 %, 1 % per år realbränsleprisinflation och 20 år, plus 0.8 % per år underhåll.

På bostadscentraler under tillväxt kan lagret ofta även minska den erforderliga effekten i nya pannor och då bespara tilläggsbeloppet

$$I_M = f_p I_p / h_d f_L \text{ kr/kWh} \quad (10)$$

där

I_p = investeringar i pannan kr/kW

h_d = varaktigheten av dygnstoppen

f_p, f_L = fasta årskostnader för panna resp lager per kr investering

För exempelvis $I_p = 500$ kr/kW, $h_d = 6$ timmar, $f_p/f_L = 1.2$ (på grund av större underhåll på pannor och kortare livstid) blir t ex I_M 100 kr/kWh, vilket utgör ett betydande bidrag.

I samtliga fall antas att lagret omsätts 35 gånger per år och att det dimensioneras för att klara 80 % av det maximala dygnslagringsbehovet. Vidare antas att värmepumpen kan ladda lagret till en temperatur av 70°C, att returledningsvatten har en temperatur av 45°C vår och höst när denna typ av urladdning är aktuell, samt att ett jordgropsgasin i lämplig mark med en kostnadskarakteristik enligt Figur 2, kurva 3, används.

Under dessa förutsättningar är dygnslagring ekonomiskt för system för alla effekter där fastbränslepannor är aktuella.

4.4 Lagring av energi från värmepumpar

Enligt Tabell 1 är värmepumpar som tar värme från vattendrag, marken, uteluften eller vissa spillvärmekällor, en ofta ekonomisk baslastkälla för gruppcentraler. Ett dygnslager kan användas vår och höst på samma sätt som beskrivits i avsnitt 4.3 när det gäller fastbränslepannor, för

att ladda lagret när dygnssvackan i värmebehovet leder till ett överskott av baslastenergi, och ladda ur det när det ökade värmebehovet under dagtid leder till ett underskott.

Vår och höst när dygnslagring är aktuell enligt diskussionen i avsnitt 4.3 är elkostnaden för högspänning för närvarande vanligtvis omkring 21 öre/kWh inklusive elskatt, vilket med en värmefaktor 3 ger ca 7 öre/kWh kostnad för laddningsenergin. Denna kostnad är sålunda lägre än kostnaden från de flesta fastbränslepannor, vilket är gynnsamt för dygnslagring.

Å andra sidan har värmepumpar en begränsad maximal temperatur för varmvattnet de levererar - t ex ca 82°C för den mest exklusiva stora enheten, 70°C för vanliga enheter med R12 som köldmedium, 50 à 55°C för enheter med R22, som ibland kan användas för abonnenter med lågtemperatursystem. Desto lägre den maximala framledningstemperatur värmepumpen kan leverera, desto lägre är temperaturskillnaden mellan denna temperatur och returledningens temperatur, som bestämmer den lagrade energimängden per m³.

För sådana system finns sålunda inte anledning att välja typer av lager som kan utnyttja höga laddningstemperaturer - t ex ståltankar vid systemtrycket - på bekostnad av en högre kostnad per m³. Istället kan lager med hårda temperaturbegränsningar användas.

Figur 6 visar att gropmagasin med gummimembran blir dyrare än gropmagasin med stålmembran om man förutsätter att varianten med gummimembran måste förses med värmeväxlare. Därför har den ekonomiska analysen i Tabell 7 illustrerats med gropmagasin

med stålfoder samt ståltank vid atmosfärstryck. Beräkningen är utförd för gruppcentraler av olika storlek som antas använda olja av skilda slag för topplasten - E05 för de största enheterna, E04 eller E03 i mellanstorleken och E01 för de minsta.

Tabellen visar att man för gruppcentraler med effektbehov mellan 1 MW och 20 MW får beräknade pay-off tider av 10 till 6 år vid användning av ståltank och 6 till 4 år vid användning av gropmagasin med stålfoder. Detta visar åter det starka incitamentet att gå vidare med demonstrationen av gropmagasinet med stålfoder.

Slutsatsen gäller även lagring av solvärme utan värmepump från högttemperatursolfångare som klarar samma temperaturer som värmepumpar.

Tabell 7. Ekonomin av dygnslagring av energi från värmepump

Antaganden:

Max temperatur av vatten från värmepump ($= T_1$): 70°C

Returledningstemperatur vid tidpunkt för lagring, $T_2 = 50^\circ\text{C}$

Lagrets energiinnehåll $\Delta i = (T_1 - T_2)/0.861$

Systemets storlek	P_{MAX}	MW	1	6	20
Värmepumpens storlek	P_b	MW	0.5	3	10
1. Lagrets energiinnehåll*	Q	MWh	0.48	2.88	9.66
2. Kostnad av lagret per kWh av Q:					
a) ståltank vid atmosfärstryck		kr/kWh	(100)**	60	42
b) gropmagasin med stålfoder		kr/kWh	(60)*	36	27
3. Ersatt bränsle vid urladdning			E01	E03	E05
4. Värdet av ersatt bränsle	c_u	kr/kWh	0.37	0.29	0.25
5. Kostnad av laddningsenergi	c_L	kr/kWh	0.08	0.07	0.07
6. $c_u - c_L$		kr/kWh	0.29	0.22	0.18
7. Värdet av energisubstitutionen					
$N(c_u - c_L)$ ($N = 35$)		kr/kWh-år	10.2	7.7	6.3
8. Pay-off tid för lagret: (2)/(7)					
a) ståltank vid atmosfärstryck		år	9.8	7.8	6.7
b) gropmagasin med stålfoder		år	5.9	4.7	4.3

* Se fotnot **** Tabell 6.

** Extrapolerad kostnadskurva Figur 3 - extrapolationen till så små lager ökar osäkerheten.

4.5 Sammanfattning av slutsatser

Tabell 8 sammanfattar de pay-off tider som beräknats i denna rapport vid användning av ståltankar. Som synes blir det i vissa fall mycket korta tider. Samtliga redovisade tider är acceptabla ur finansieringssynpunkt. Pay-off tiderna kan ytterligare förkortas i vissa fall med ca 30 % vid användning av gropmagasin med stålmembran om dessa introduceras på marknaden och får de kostnader som skattats. När det gäller laddning med fastbränslepannor resp värmepumpar, måste lagret kombineras med ett reglersystem som förmår att korrekt styra laddning och urladdning enligt effektbehovet på systemet.

Tabell 8. Pay-off tider vid användning av ståltank

Systemstorlek MW	0.5 à 1	3 à 6	10 à 20
Nattel:			
Konsument för enbart el*	2 à 2.5	Ej beräknad	
Konsument för el & olja*	4.5 à 5	4.5 à 5	
Fastbränslepannor**	-	5 à 6	5 à 6
Värmepumpar**	10	5	4

* Tank vid systemtryck: eltaxa enligt Vattenfall; kortare pay-off tid än redovisat gäller för eltaxa enligt Stockholms Energi

** Tank vid atmosfärstryck

Flera exempel har getts i avsnitt 4.1 beträffande möjligheter till vidareutveckling och demonstration av lager för denna tillämpning som ytterligare kan förbättra ekonomin.

5. SÄSONGLAGRING

5.1 Allmänt

I detta avsnitt behandlas fall där lager används för ren säsongslagring bara **en gång per år**, och där vi bortser från det ofta relativt begränsade värdet av en effektkapning.

Under sådana förhållanden ger lagret följande nettovinst:

$$\text{Vinst} = (c_U \eta_U - c_L / \eta_L) - I_L f \quad (11)$$

där

c_U = kostnaden av energi ersatt vid urladdning, kr/kWh

c_L = kostnaden av laddningsenergi, kr/kWh

η_U, η_L = verkningsgrad under laddning resp urladdning

I_L = lagrets investeringskostnad per kWh energiinnehåll, Q, kr/kWh (inklusive kostnaden för ev hjälpsystem såsom värmepump)

f = faktorn för beräkning av kapitalkostnader och underhållskostnader som brukdel av investeringen, år^{-1} .

För att åstadkomma en positiv vinst måste det direkta driftöverskottet (= termen inom parentes) vara större än de fasta kostnaderna $I_L f$. Detta fordrar en relativt stor skillnad mellan kostnaderna för laddningsenergi och urladdningsenergi, och en låg investeringskostnad. Kraven skärps ytterligare för små lager vid höga temperaturer, där verkningsgraderna ofta är låga. Dock kan man genom ett lämpligt val av koppling, system och driftstrategi förbättra möjligheterna att åstadkomma en positiv nettovinst.

5.2 Kopplingar utan resp med värmepump för urladdning

I princip finns följande tre sätt att utnyttja lagret vid ren säsongslagring,

a) **Högtemperaturlager utan urladdningsvärmepump**

Om lagret under hela urladdningsförloppet ligger vid en högre temperatur än systemets returledningstemperatur, kan all urladdningsenergi återvinnas **utan värmepump**. Fördelen är att man slipper den höga investeringskostnaden för värmepumpen samt kostnaden för drivenergi och underhåll. Nackdelen är att värmeförlusterna är höga, samt att "temperatursvinget" mellan laddat och urladdat tillstånd (som bestämmer urladdningsenergin per m³) blir låg. Principen är lämplig när **laddningsenergin är billig** så att de höga värmeförlusterna får mindre betydelse, och skillnaden mellan laddningstemperatur och systemets returvattentemperatur är hög.

b) **Lågtemperaturlager med urladdningsvärmepump**

Om lagret under hela urladdningsförloppet ligger vid en **lägre** temperatur än systemets returvattentemperatur måste en värmepump användas för all urladdningsenergi. Fördelen är att man kan åstadkomma en låg minsta temperatur i urladdat tillstånd, och därför relativt högt temperatursving för lagret och en låg medeltemperatur, vilket ger låg värmeförlust även för små system. Nackdelen är att den tillkommande investeringskostnaden, driv-elkostnaden och underhållskostnaden för värmepumpen. Principen är särskilt lämplig vid användning av lågtemperatursystem där man kan använda relativt billiga värmepumpar och ofta relativt billig laddningsenergi, och får ökad betydelse i små system där värmeförlusterna annars blir höga.

c) **Blandtemperaturlager, partiell urladdning med värmepump**

Om lagret i vissa skeden har en högre och i vissa skeden en lägre medeltemperatur än systemets returledningstemperatur kan man urladda en viss del av energin utan att utnyttja värmepump, och en viss del med värmepump, se Figur 14. Man får ett betydligt större temperatursving än i de övriga fallen och lägre värmeförluster än för fall a), men slipper inte värmepumpen. För vattenlager som har en relativt hög investeringskostnad per m^3 är detta enda möjligheten att få en försvarbar investeringskostnad per kWh lagrad energi.

Efter en diskussion av lämpliga typer av lager kommer tillämpningar för de ovannämnda tre sätten att utnyttja lager vid säsongslagring att behandlas.

5.3 Lämpliga lagertyper

Den nödvändiga låga investeringskostnaden per kWh uppnås lättast genom lager som använder **själva marken** som lagringsmedium, dvs borrhållager, lerlager och akvifer - varvid dock det sistnämnda tenderar till att ha för höga värmeförluster i små system om inte lagret läggs vid en temperatur mycket nära omgivningstemperaturen.

Bland vattenlagren är det bara jordgropmagasinet som har en chans att få tillräckligt låga specifika kostnader - och då med "blandkopplingen", c) ovan som utnyttjar ett mycket högt temperatursving. Gropmagasinets goda temperaturskiktningsegenskaper kan då i viss mån kompensera den i förhållande till marklagren höga specifika kostnaden.

5.3.1 Borrhålslagret

Borrhålslager kan utnyttja berggrunden som finns i de flesta delar av Sverige och kan användas såväl vid höga som låga temperaturer. Två principer har använts - det "indirekta systemet" där borrhålen förses med slutna rörsystem, t ex ett U-rör, Figur 15a, som överför värme till bergväggen via grundvattnet i borrhålen, resp det direkta systemet, Figur 15b, där vattnet som transporterar värmen cirkulerar genom borrhålen.

Principiellt har det direkta systemet något bättre värmeöverföring förutsatt att man klarar avluftningen helt, men ger vissa extra problem.

Lämpliga avstånd mellan borrhålen är 3.5 à 4 m och djupet för de här aktuella storlekarna 50 à 100 m. Kostnaden av lagret inklusive alla fördelningsrör till en gemensam punkt är 150 à 220 kr/m effektiv kanal, beroende på markförhållanden, temperatur och geometri, motsvarande 10 à 20 kr/m³, exklusive pumpar och eventuella värmeväxlare. Detta ger en relativt låg kostnad per kWh om man kan använda ett högt temperatursving. Den höga värmeledningsförmågan för berget (3 à 3.5 W/m°C) leder till relativt höga värmeförluster för små lager vid hög temperatur.

Lager med indirekta system har byggts i Sigtuna (experiment), Stora Skuggan (demonstration), Fin-spång (två stycken, Ref 3 och 4, kommersiell) och med direkt system i Luleå, Ref 9.

5.3.2 Lerlagret

Lera är inte lika utbrett i Sverige som berg, men finns i de stora floddalarna där många av Sveriges största städer ligger, samt i vissa kusttrakter. Sålunda finns en betydande potential. Djupet varierar dock starkt och har stor betydelse för den specifika kostnaden per m³.

I lerlager pressas ett (eller eventuellt två) U-rör av plast per kanal ned till ett djup som motsvarar djupet på lera - oftast 15 à 35 m, se Figur 16. Avstånden mellan kanalerna är vanligtvis 1.6 à 2.4 m. För kostnaden uppger Hultmark¹⁰⁾ ekvationen $470 \text{ kr/kanal} + 172 \text{ kr/m}^2 \text{ markyta} + 10 \text{ kr/m kanal}$.* Vid 2 m avstånd mellan kanalerna i kvadratisk gitter ger detta uttryckt t ex ca 11 kr/m^3 vid 35 m djup resp 22 kr/m^3 vid 15 m djup. Även här exkluderas kostnaden för pumpar och ev värmväxlare. Kostnaderna per m^3 ligger sålunda ungefär vid samma nivå som för borrhålslagret. Eftersom den specifika värmen per m^3 för lera är 0.8 à 1.0 kWh/ m^3 jämfört med 0.6 à 0.65 kWh/ m^3 för berg, kan kostnaden per kWh/ $^{\circ}\text{C}$ vara något lägre för lera än för berg.

I Ref 11 har man uppgivit förbättringen i värmeöverföring per m kanal som man uppnår genom att använda två eller tre U-rör per kanal och öka avstånden mellan skänklarna i förhållande till värdet som använts hittills. Man har även uppgivit merkostnaden per m kanal som dessa modifikationer skattas medför så att kanalutformningen kan optimeras för olika förhållanden.

Eftersom lera har en ledningsförmåga som är bara ca 1 W/ $^{\circ}\text{C}$, dvs tredjedelen av ledningsförmågan för berg, och λ/ρ bara ca 1/4 av värdet för berg, blir de procentuella värmeförlusterna betydligt lägre för given volym, temperatur och proportioner H:R:D, där H = höjden, R = radien, D = djupet under mark eller markisoleringen som ekvivalenten av D. Det påpekas ofta av lerlagrets förespråkare

* I ref 10 uppges 820 kr/styck och ingen kostnad per m kanal. Uppgiften modifierades dock till här angiven uppdelning vid personligt samtal.

att den procentuella värmeförlusten avtar med $V^{-1/3}$ där V = volymen. Detta skulle innebära att ett berglager måste ha ca $4^3 = 64$ gånger större volym än ett lerlager för att få samma procentuella värmeförlust vid samma medeltemperatur och temperatursving. Detta skulle göra lerbager särskilt intressanta för små system där den procentuella värmeförlusten är relativt hög.

Vad som glöms bort i detta sammanhang är att påpekandet gäller bara om lerbager och borrhålsager har samma proportioner H:R:D. I verkligheten har borrhålsager mycket större värden av H/R och D/R än lerbager (där ju djupet av lerkörteln begränsar H), vilket motverkar den ovannämnda tendensen. Beräkningen i Bilaga 4 visar att skillnaden i värmeförluster mellan de två lagertyperna är betydligt mindre dramatisk, när man utgår ifrån för de två lagertyperna lämpliga proportioner. Ändå kvarstår en viss fördel för lerbager i detta avseende som skulle kunna ha betydelse särskilt för små lager vid hög temperatur.

Å andra sidan har lera begränsad stabilitet vid högre temperaturer. Än så länge vet man inte exakt vad de maximalt tillåtna temperaturerna för lera är, men antar att problem börjar uppstå över ca 40°C .

5.3.3 Akvifer

Akviferer finns vid grusåsar och sedimentformationer som förekommer på många håll i landet, dock givetvis betydligt mindre utspritt än t ex berggrund.

För att åstadkomma ett akviferlager anläggs oftast en eller fler brunnar centralt och flera brunnar perifert i lager, Figur 17. Vid laddning matas

vatten in centralt och ur perifert, däremot att strömningen reverseras vid urladdning. Totalt måste betydligt mera vatten cirkuleras genom lagret än hålrummet inom den inneslutna akvifervolymen, eftersom man även måste värma resp kyla stenc materialet.

Tre akviferlager har byggts eller byggs i Sverige (Klippan, Kristianstad och Falun) på 0.4 à 0.7 miljoner m^3 och ett större lager (3 miljoner m^3) har studerats för Hedemora. Kostnaden för själva lagerdelen (brunnar, pumpar och ledning) bestäms främst av vattenflödet och de geotekniska förhållandena (djup av det vattenförande skiktet samt icke vattenförande täcklagret, avstånd till värmekällan m m) och bedöms ligga mellan ca 8 och 30 kkr/(m^3/h) för de ovan nämnda projekten enligt data sammanställda av Hydén¹²⁾, se Bilaga 5. De kan ge god ekonomi vid små avstånd mellan värmekällan, lager och förbrukaren och gynnsamma geotekniska förhållanden. Vid t ex 4 000 urladdningstimmar per år och en total omsatt vattenvolym som motsvarar akviferens volym, motsvarar detta 2 à 7.5 kr/ m^3 . Lagret är sålunda billigare per m^3 än övriga marklager, men måste på grund av hög värmeöverföring till omgivningen ligga vid låg temperatur, vilket begränsar energiuttaget per m^3 . All värme måste återvinnas med hjälp av en värmepump.

5.3.4 Jordgropmagasin

Jordgropmagasinet har den lägsta kostnaden per m^3 bland vattenmagasinen, och är den enda som har en rejäl chans att konkurrera med markmagasinen för vissa tillämpningar i små system trots markmagasinens ännu mycket lägre kostad per m^3 . Vid tillämpning till säsongslagring blir dimensioner för

vattenfördelningssystemet betydligt mindre än vid dygnslagring, varför den totala kostnaden av en variant med gummi- eller plastmembran blir omkring 100 kr/m³ vid storleken 40 000 m³ (dvs ca 20 kr/m³ lägre än vid tillämning till dygnslagring). Detta är 3 à 4 gånger så högt som för borrhålslager och lerlager. Å andra sidan har

- a) vatten en högre specifik värme (1.16 kWh/m³) än berg (0.63 kWh/m³) eller lera (0.8 à 1 kWh/m³,
- b) temperaturskillnaderna mellan lagringsmediet (vatten) och lagringsmediet vid laddning resp urladdning undviks, varför temperatursvinget kan bli större än för marklagren, vid givna temperaturer av laddnings- och urladdningsmedierna,

vilket har betydande fördelar vid tillämpning av koppling c) i avsnitt 5.2 (se Figur 14).

Genom en kombination av dessa fördelar kan man i vissa fall övervinna nackdelen av den väsentligt högre specifika kostnaden per m³.

Eftersom den överförda effekten vid säsongslagring är mycket lägre än vid dygnslagring, är det i detta fall inte någon välgående nackdel att ha en värmväxlare i systemet. Därför är de billigare varianterna med gummi- eller plastfoder trots erforderliga värmväxlare att föredra före varianten med stålfoder - om inte lagret dessutom används för andra uppgifter (korttidslagring) som fordrar högre effektuttag.

5.4 Satellitsystem

I flera studier (Ulriksdahl (Ref 13), Karl Staffsgatan, Göteborg (Ref 14), samt Märsta (Ref 15)), har man prövat idén att sommartid låta billig över-skottsvärme från ett stort fjärrvärmenät ladda

lagret för ett mindre bostadsområde ("satellit-systemet") i utkanten av fjärrvärmenätet, samtidigt som fjärrvärmenätet även kapar satellitsystemets topplast vintertid.

Systemet får i första hand ses som ett alternativ till försörjning av bostadsområdet genom en konventionell anslutning till fjärrvärmenätet där ju energin under en betydande del av året levereras av oljepannor eller produktionskällor i mellanprisklassen.

För att illustrera vilka faktorer som påverkar lönsamheten för denna typ av tillämpning har jag räknat igenom ett exempel för system av varierande storlek med varierande kostnad för laddningsenergi som bestäms av fjärrvärmenätets baslastkälla.

Följande tre fall har därvid behandlats:

- 1) borrhålslager, hög temperatur, urladdning utan värmepump
- 2) borrhålslager, blandtemperatur, urladdning i huvudsak med värmepump (den första delen av urladdningen när lagret är tillräckligt varmt utan värmepump)
- 3) jordgropmagasin med gummimembran, urladdning delvis utan och delvis med värmepump.

Fall 1) utnyttjar koppling a), avsnitt 5.2, och Fall 2) och 3) koppling c).

I samtliga fall antas att lagret (inklusive värmepump när detta är aktuellt) svarar för ca 50 % av systemets maximala effektbehov, däremot att en spetslastimport från fjärrvärmenätet klarar resten, se Figur 18a.

För lagret antas en amorteringstid på 20 år och en underhållskostnad motsvarande 0.8 %/år av investeringen. Motsvarande värden för värmepumpen är 15 år resp 2 %/år. Med 6 % realränta och 1 %/år realökning för energipriser ger detta en ekvivalent årskostnad för kapital och underhåll av $f = 0.088$ av investeringen för lagret resp 0.096 av investeringen för värmepumpen och dess tillbehör.

Framledningstemperaturen på fjärrvärmenätet tillgänglig för laddning är 80°C, och returledningstemperaturen på lokalnätet tillgängligt för urladdning är 40°C.

Billig laddningsenergi antas vara tillgänglig på fjärrvärmenätet under 4 800 h/år, energi i medelprisklassen (0.12 kr/kWh) under 1 760 h/år och olja för topplasten 0.25 kr/kWh) under 2 400 h/år, se Figur 18b. Drivel för värmepumparna under urladdning i fall 2 och 3 antas kosta 0.3 kr/kWh.

Borrhålslagrets specifika kostnader i kr/m³ för givet kanalavstånd har inte varierats med lagrets storlek (vilket något gynnar de minsta systemen jämfört med verkliga förhållanden), däremot att jag beaktat variationen i den procentuella värmeförlusten med lagrets storlek.

Resultaten av en förenklad beräkning med dessa antaganden redovisas i Figur 19 där beräknad nettovinst (efter betalning av alla kapital- och underhållskostnader) redovisas som procent av investeringen för lager, eventuell värmepump och tillbehör. Följande slutsatser kan dras av figuren:

- 1) Fall 1) dvs ett högtemperaturborrhålslager utan värmepump ger en beräknad påtaglig vinst, när laddningsenergin är billig, t ex $c_L = \max$ 6 öre/kWh i stora satellitsystem, ca 4 öre/kWh i små satellitsystem. Sådana värden kan ofta erhållas* när baslastkällan på stora fjärrvärmenät utgörs av sopförbränningspannor eller stora avloppsvärmepumpar med överskottsenergi under sommaren. Fallet är dock mycket känsligt för kostnaden av laddningsenergin och systemstorleken, eftersom värmeförlusterna tenderar till att bli dyra för små system och höga värden av c_L .
- 2) Fall 2), dvs ett borrhålslager där en värmepump används så fort lagrets temperatur sjunkit till ett värde då direkt värmeöverföring utan värmepump är omöjlig, ger en bättre ekonomi än system 1) vid höga kostnader av laddningsenergin, t ex ca $c_L = 0.08$ kr/kWh för små system resp 0.12 kr/kWh för medelstora system. Värdet 0.12 kr/kWh motsvarar t ex kostnaden av energi från fastbränslepannor på medelstora fjärrvärmesystem.
- 3) Fall 3, dvs gropmagasinet med värmepump ger något sämre beräknad ekonomi än fall 2 för låga värden av c_L , något bättre för höga värden av c_L . Dess nettovinst eller förlust är ännu mindre känslig för systemets storlek än fall 2 därför att de procentuella värmeförlusterna är mindre.**
- 4) Även för de bästa av de ovannämnda fallen blir det ingen nettovinst när c_L överskrider ca 0.04 kr/kWh i de minsta systemen och 0.08 kr/kWh i de största systemen. Denna slutsats påverkas

* Förutsatt att energiverkets energitaxor under olika säsonger reflekterar de verkliga rörliga kostnaderna.

** Resultat ej redovisat i Figur 19.

dock kraftigt av de antaganden som gjorts. "Breakeven"-punkten, vinsten = 0, kan flyttas till större värden av c_L under t ex följande förhållanden

- a) påtagliga tilläggsvärden av lagring, t ex genom kapning av fjärrvärmesystemets topplast eller bidrag till dygnslagring,
- b) lägre returledningstemperatur än 40°C för lokalsystem, åtminstone under delar av urladdningstiden,
- c) längre tid då olja behöver användas på fjärrvärmenätet (ökar urladdningstiden för borrhålslager)
- d) längre amorteringstid för lager resp värmepump än 20 resp 15 år, dvs användning av amorteringstider som ligger närmare den fysikaliska livslängden,
- e) lägre realränta, t ex genom gynnsamma bostadslån eller statsbidrag för energibesparande åtgärder.

Även dessa faktorer räcker dock vanligtvis inte till för att göra lagringssystemen lönsamma för mycket höga värden av c_L , t ex värdet 0.12 kr/kWh för fjärrvärmesystem med fastbränslepannor för baslasten.

Ett exempel där vissa av villkoren a) till e) som förbättrar ekonomin är uppfyllda är systemet för Ulriksdahl, Ref 14, där man dels planerar ett lågtemperatursystem för lokalvärme och sålunda har mycket låga returledningstemperaturer, dels har en relativt lång driftperiod för oljepannorna på fjärrvärmenätet så att satellitlagret kan laddas ur under lång tid. Dessutom är c_L för fjärrvärmenätets avloppsvärmepumpar relativt lågt. Därför finns utsikter att få systemet lönsamt trots liten effekt, $P_{\max} = 1 \text{ MW}$.

Med hänsyn till variationer i de praktiska förhållandena i ovannämnda avseenden och förenkling i övriga antaganden bör Figur 19 bara användas för

att kontrollera betydelsen av några av de viktigaste parametrarna, och för att utesluta tillämpningar som är klart ointressanta.

5.5 Blockcentral med fastbränslepanna för baslasten

Fastbränslepannor kan drivas med relativt höga temperaturer vilket i princip medger att ett lager nära pannan kan laddas till en relativt hög temperatur. Den rörliga kostnaden för laddningsenergin är dock relativt hög - ca 0.14 kr/kWh enligt Tabell 1. Minsta enhetsstorleken är på flera MW, vilket motsvarar systemstorlekar där man kan använda förhållandevis billig olja för spetslasten - E03 à E05 - som motsvarar C_U på 0.25 à 0.29 kr/kWh. Vanligtvis är det lönsamt att dimensionera fastbränslepannorna så att olja används för spetslast bara under 2 000 à 3 000 h/år, vilket begränsar urladdningstiden för lagret.

Om vi jämför med satellitsystem för $C_L = 0.12$ kr/kWh i Figur 19 kan konstateras att blockcentralen för fastbränsle har något dyrare laddningsenergi (0.14 kr/kWh) men även något högre värde på urladdad energi. Dessa två faktorer tar i stort sett ut varandra, och eftersom övriga förutsättningar är relativt likartade blir **ekonomin** ungefär densamma för oförändrad laddningstemperatur, dvs **relativt dåligt**. I stora blockcentraler kan man dock använda högre laddningstemperaturer än de 80°C vanligtvis tillämpligt för satellitsystem, utan att få prohibitiva värmeförluster, vilket reducerar lagrets specifika kostnad. Detta tyder på att det trots allt kan finnas en begränsad nisch för säsongslagring i stora blockcentraler med fasta bränslen om villkoren i övrigt är gynnsamma, t ex lagret även uppfyller andra funktioner - dvs korttidslagring (se avsnitt 6) och effektkapning.

5.6 System med värmepump för baslasten

5.6.1 Allmänt

Som framgår av Tabell 1 är värmepumpar som hämtar värme från omgivningen eller spillvärme ofta konkurrenskraftiga för bostadscentraler över hela storleksområdet. Ett säsongslager kan motiveras när värmekällan sinar eller ger otillräckliga bidrag under vintern men har överskott under sommaren, eller när värmekällan har så låg temperatur under vintern att värmepumpens prestanda (effektbidrag och värmefaktor) blir alltför dålig. Ett säsongslager kan då höja värmepumpens effektbidrag, och därigenom minska förbrukningen av dyr olja, samt höja värmefaktorn under vintern då el är dyr. De besparingar som åstadkoms kan ofta - men ej alltid - försvara investeringen i ett lager. Några exempel ges i följande avsnitt.

För att få en billig värmepump väljer man ofta ett köldmedium och en dimensionering som nått och jämnt klarar baslasttemperaturerna för uppvärmningssystemet. Den laddningstemperatur som man kan åstadkomma med en värmepump dimensionerad på detta sätt räcker vanligtvis ej för att värma uppvärmningssystemet direkt (förvärmning av tappvarmvatten i ett separat tappvarmvattensystem undantaget). Därför urladdas lagret ofta i sin helhet med värmepumpens hjälp. Med andra ord, man utnyttjar koppling c) i avsnitt 5.2.

5.6.2 Laddning med överskottsenergi

Den bästa ekonomin erhålls vid fall där man disponerar över laddningsenergi som är fri eller mycket billig under sommaren, men ej tillgänglig i tillräckligt stor mängd under vintern. Två exempel som introducerats av Scandenergy^{3,4)} kan nämnas:

Vid **stormarknader** finns frysboxar som måste kyla bort värme året runt. Värmen som kyls bort under vintern kan användas direkt för lokalvärmning. Detta bidrag räcker dock vanligtvis inte till hela lokalvärmebehovet. Värmen som kyls bort under sommaren kan matas till ett värmelager och återvinnas vintertid då den lämnar den erforderliga kompletterande energin för att klara uppvärmningsbehovet. För denna uppgift erfordras en värmepump. En topplastpanna används lämpligen för att klara effekttoppen under mycket kalla dagar och för att spetsa temperaturerna vid sådana tillfällen.

I detta fall behövs ingen extra investering för kollektorer eller dylikt för att ladda lagret, och ingen (eller mycket liten) extra drivel för laddning, eftersom värmen från frysboxarna ändå måste kylas bort även utan lagring. Detta innebär att laddningsenergin är **praktiskt taget fri**. Urladdningsenergin ersätter dessutom lättolja som betingar ett högt pris (ca 0.39 kr/kWh enligt Tabell 2) så att urladdningsenergin får ett högt värde, t ex $0.39 \text{ kr} / 0.088 = 4.4 \text{ kr per kWh}$ urladdningsenergi vid $f = 0.088$. Detta räcker mer än väl för att bekosta lagrets värmepumpar, tillbehör och vinst. En förutsättning för god ekonomi är givetvis att man kan åstadkomma ett lågtemperatur-uppvärmningssystem till rimlig kostnad. Eftersom lågtemperatursystemen dock behövs även utan lagring för att kunna utnyttja värmen från frysboxarna påverkar detta ej själva ekonomin av lagringen. Bland "spin-off"-effekterna av systemet är att värmepumpen som behövs för att ladda ur lagret även kan användas för att kyla lokalerna under varma somrardagar. Även denna energi kan matas in i lagret. Det första projektet av detta slag togs i drift 1984 med ett borrhålslager.³⁾

Vid utomhusrinkar såsom bandybanor, kan rörsystemet som behövs för att förlänga issäsongen även utnyttjas som energikollektor. Sommartid då isbanan inte är i drift fungerar energikollektorn som en solfångare och luftvärmekollektor. Under den varmare delen av issäsongen samlar den energi som man måste kyla bort för att få is av lämplig kvalitet. Energiåtervinning från isbanor har redan i flera år använts för vissa projekt utan säsongslager, nämligen vid Ryddalen, Göteborg, där energin levereras till ett fjärrvärmenät, och Falun där energin levereras till en sporthall. När dock det anslutna värmesystemet har så litet effektbehov sommartid att bara en brukdel av värmen kan utnyttjas finns anledning att introducera säsongslagring av energi. Överskottet på sommarenergi lagras då, och ersätter olja under vinterhalvåret.

Jämfört med ett system utan energilagring åstadkoms en mycket betydande ökning i oljeersättning, på bekostnad av en begränsad ökning i erforderlig mängd drivel sommar och vinter. Jämfört med ett fristående luftvärmepumpsystem utan lagring åstadkommer man en mindre stor men dock betydande extra oljebesparing och man slipper investeringskostnader för luftkonvektorerna. Investeringen för värmepumparna kan dessutom minskas eftersom vissa värmepumpar behövs även för isbanan utan energiåtervinning. Dessa besparingar är betydligt större än den extra kostnaden för drivel sommartid för att ladda lagret.

En första anläggning färdigställdes sommaren 1985 för Grosvad, Finspång, med ett borrhållager.⁴⁾

5.6.3 Akviferer för sjö eller åbaserad värmepump

Akviferlager förläggs vanligtvis nära en å eller sjö som är för kall på vintern (eller har för litet vattenflöde samt relativt låg temperatur) för att kunna klara värmesystemets vintervärmebehov. Akviferen laddas då med å- eller sjövatten under sommaren och blir värmepumpens värmekälla under vintern. Problemet liknar det som beskrivs i avsnitt 5.6.1 - tillgång till en kostnadsfri värmekälla under sommaren, som dock ger otillräcklig energi under vintern.

Stora akviferlager är billiga när gynnsamma geotekniska förutsättningar föreligger (2 à 8 kr/m³ investeringskostnad enligt avsnitt 5.3.3, motsvarande ca 0.4 à 1 kr/kWh, exklusive värmepump och dess hjälpssystem). Ligger sådana akviferer nära tillräckligt stora bostadsområden, beräknas de vara klart ekonomiska.

Den initiala kostnaden för förundersökningar, projektering, etablering på platsen, vattenledning m m är dock vanligtvis större än för t ex borrhållslager, lerlager eller gropmagasin. Detta innebär att akviferlager är lönsamma bara för system över en viss storlek, dvs några MW max effektbehov.

Det är inte möjligt att i denna rapport vara mera precis än så, eftersom kostnaderna för akviferer varierar starkt med de lokala förutsättningarna, t ex djupet av det porösa skiktet, djup under marken, närheten till en å eller sjö m m.

5.6.4 Uteluftvärmepump och solvärme

Systemet med uteluft, värmepump och lager har fått ett något skamfilat rykte inom BFR-kretsar eftersom flera projektstudier inte kunnat visa ekonomiska vinster jämfört med uteluftvärmepump utan lager. Ett exempel är den i många avseenden ele-

ganta studien över ett objekt på 1 GWh med luftkonvektor, värmepump och lerlager som Per Åke Frank redovisade i Ref 16. Den lägsta kostnad han fick vid en optimering låg fortfarande ca 10 % över kostnaden han uppgav för en uteluftvärmepump utan lager, men med fläktluftbatteri istället för luftkonvektorn.

I såväl denna projektstudie som flera av de övriga antogs dock att lagret laddas **utan att utnyttja värmepumpen**. Därigenom begränsas lagrets temperatursving till ett snävt värde på 8 à 9°C, laddningstiden blir förhållandevis kort och såväl lagret som konvektorn mycket stor. Används istället den värmepump som ändå ingår i systemet för att ladda lagret, kan lagrets volym och sammanlagda kanallängd samt konvektorns yta minskas med exempelvis faktorn 2.5 och lagret läggas på en temperaturnivå som ger en viss minskning i storleken på värmepumpen och vinterdrivelbehovet och oförändrad oljebesparing. Visserligen tillkommer drivelbehov under sommaren för laddning av lagret, men laddning sker med en mycket hög värmefaktor, varför detta har liten betydelse. Beräkningar tyder på att den totala energikostnaden kan reduceras med ca 20 % med de specifika kostnader som Ref 16 använder (och blir då något billigare än det konkurrerande systemet utan lager), eller med ännu mera om man beaktar att sommarel vanligtvis är billigare än vinterel. Ersätts konvektorn genom en enhet som kan drivas även vid något kallare väder, ökar besparingen ytterligare.

Syftet med dessa kommentarer är att visa att väl optimerade uteluftsystem med lager ofta är billigare än motsvarande system utan lager - även om nettoskillnaden vanligtvis inte är spektakulär. Tillsammans med fördelarna av ökad oljebesparing och dess inverkan på miljö och handelsbalans är åtgärden ofta väl motiverad. Vinsterna blir störst

i kalla klimat och mindre system, som använder relativt dyr olja, eftersom värdet av oljebesparingen då blir störst.

För lågtemperatursolfångare som ger en ekonomi som är lika god som luftkollektorer gäller samma slutsats. Högtemperatursolfångare har idag enligt analyser som gjorts vid samma seminarium något sämre ekonomi än luftkollektorer, vilket tyder på att högtemperatursolfångare med lager idag inte skulle kunna konkurrera med luftvärmepumpar utan lager, om man ej speciellt premierar solfångarsystemets lägre elförbrukning.

5.6.5 Frånluftvärmepump

Frånluftvärmepumpar har fått ett betydande genomslag på marknaden för enskilda fastigheter med relativt stort antal lägenheter per ventilations-schakt. Trots att man numera oftast kyler luften till en mycket låg temperatur, ca -5°C för att öka effektbidraget, kvarstår dock ett påtagligt topplastbehov för olja. Detta och den relativt höga specifika kostnaden av värmepumparna för den låga drifttemperaturen ger en möjlighet för introduktion av lönsam säsongslagring.

Vad som behövs härför är att återvinningssystemen från de olika ventilationsschakten samlas ihop till ett enda system med ett centralt batteri av värmepumpar. Man har då råd att koppla två eller flera värmepumpar i serie, vilket ger förbättrad värmefaktor. Överskottsenergin sommartid används för att ladda ett litet lager som används för att minska oljebehovet under kallaste vintern och i vissa fall även reducera antalet ventilationstrum-mor som behöver tas i anspråk eller höja utloppstemperaturen för luften för vilken enheterna dimensioneras.

För att ge nettovinst fordras att värdet av den ökade oljebesparingen och förbättringen i värmefaktorn vintertid som åstadkoms är tillräcklig för att kompensera kostnaden för lagret, uppsamlings-systemet från flera ventilationstrummor och det extra drivelbehovet för att ladda lagret. Resultatet är i hög grad beroende av relationen mellan frånluftmängder och uppvärmningsbehovet som bestämmer storleken av resterande oljebestånd i frånluftssystem. Vid begränsat frånluftflöde är säsongslagring ekonomiskt motiverad.

5.7 Slutsatser

5.7.1 Ekonomiska tillämpningar

Diskussionen visar att det finns ett antal tillämpningar till mindre system där även ren säsongslagring är ekonomisk. Det gäller bl a för

- a) **Satellitssystem** till fjärrvärmenät som har relativt billig överskottsenergi sommartid, dvs upp till 4 à 10 kr/kWh beroende främst på satellit-systemets storlek och returledningstemperatur.
- b) **Separata blockcentraler** där man kan utnyttja "spillvärme" från andra tillämpningar, t ex fryssboxar i stormarknader, lokalkyla eller värme från energikollektorer för isbanor.
- c) **Stora blockcentraler** nära en naturlig akvifer och vattendrag lämpligt för laddning av ett värmelager.
- d) **Uteluftvärmepumpsystem** när värmepumpar även används för laddning av lagret förutsatt att villkoren i övrigt är lämpliga - t ex låg returledningstemperatur, kallt klimat och gynnsamma geotekniska förutsättningar. Vinsten blir dock mindre än för b) och gynnsamma fall av a).
- e) **Solvärmesystem**, när solfångare är konkurrenskraftiga med uteluftkolektorer.
- f) **Frånluftvärmepumpsystem** i vissa fall (låg ventilationsluftflöde).

Blockcentraler som har **fastbränslepannor** som baslastkälla har betydligt sämre förutsättningar för ekonomisk säsongslagring - även om lagring kan vara motiverad i vissa fall för mycket stora centraler, låga returledningstemperaturer och fall där lagret även spar panneffekt.

Det är viktigt att utforma lokalsystem för **låga temperaturer**, särskilt returledningstemperaturer - vilket är lättare att åstadkomma i ny bebyggelse än i befintlig bebyggelse. Dock kan man komma relativt långt i befintlig bebyggelse, se Ref 17.

5.7.2 Typ av lager

Olika typer av **marklager** är vanligtvis det lämpligaste för säsongslagring, och bland dessa är **borrhålslager** den mest allmänt användbara varianten eftersom de tål höga temperaturer, och berg finns på de flesta ställen.

Lerlager i djupa lerkörtlar är mycket lämpliga för tillämpningar vid låg temperatur. När det gäller tillämpning i små system vid hög temperatur är det viktigt att genom forskning få fram var den acceptabla gränsen går i olika typer av lera.

Akviferlager lämpar sig för låga temperaturer och större projekt i fall där de speciella geotekniska förutsättningarna finns.

När det gäller **vattenlagren** kan även **gropmagasin med gummimembran** få vissa ekonomiska tillämpningar trots väsentligt större kostnad per kWh än marklager. Nackdelen kompenseras nämligen i viss mån av det faktum att värmepumpen utnyttjas mera effektivt än för marklager. Detta gäller dock främst fall där de goda korttidslagringsegenskaperna har ett tilläggsvärde, se avsnitt 6.

6. KOMBINATIONSTILLÄMPNINGAR

Precis som i stora system¹⁾ kan ett lager utformat primärt som ett säsongslager även i små system utnyttjas för kompletterande uppgifter av korttidslagringstyp - t ex för att ersätta kortvariga stopp av baslastenheten och utjämna dygnsvariationer och flerdygnsvariationer i belastningen. Bara en liten del av laddningsförmågan används för dessa uppgifter.

Dygnslagringsfunktionen uppfylls lämpligast av ett vattenlager. De lämpligaste typerna av lager för en mix av olika uppgifter är sålunda

- 1) marklager kompletterade med ett mindre vattenlager, eller
- 2) ett jordgropmagasin med gummimembran.

I det senare fallet används koppling c) (se Figur 14) för säsongslagring, dvs ca hälften av effekten klaras utan värmepump och hälften med värmepump, däremot att man vid korttidslagringen ej behöver utnyttja värmepumpen. En mycket lämplig typ är ett berggroplager försett med borrhål, där själva vattengropen tjänstgör som korttidslager.

Allmänt kan sägas att kombinationslager med såväl säsongslagring som korttidslagring funktioner får kortare pay-off tid än ett rent säsongslager eftersom lagret utnyttjas oftare.

Vid ett kombinationslager som består av två helt skilda komponenter, ett marklager för säsongslagring och ett vattenlager för korttidslagring, erhålls pay-off tider som ligger mellan de relativt låga värden redovisade i avsnitt 4 och de större värdena redovisade i avsnitt 5. Kan däremot vissa **rationaliseringsvinster** erhållas genom sambyggande av t ex berggrop och borrhål eller används delar av ett jordgropmagasin för korttidslagring, kan **ekonomin ytterligare förbättras**.

7. SLUTORD

De viktigaste slutsatserna som analysen gett har sammanfattats i slutet av kapitel 4, 5 och 6 beträffande tillämpningar till dygnslagring, säsongslagring resp kombinationslagring, samt i sammanfattningen.

Som helhet visar analysen att värmelager bör bli ekonomiska för många av de mindre systemen typ bostadscentraler och enskilda stora fastigheter, och vilka lagertyper som passar för de olika uppgifterna och produktionsmixerna på systemen. Även vissa impulser har getts beträffande vidareutvecklingen av vissa lager för att ytterligare förbättra ekonomin bl a (se avsnitt 4.1.7 och 5.7.2). Det väsentliga nu är att man med hjälp av dessa slutsatser identifierar lämpliga objekt, utför detaljstudier inklusive optimering av systemen, och projekterar systemen. Då kan värmelager få en betydande marknad.

OBS: Inverkan av antagen avskrivningstid

Beräkningar av "vinst" i denna rapport har baserats på en avskrivningstid på 10 år när det gäller lagring av nattel med hänsyn till osäkerheten betr elpannornas framtida utformning och 20 år för övriga tillämpningar. Realräntan har satts till 6 % med 1 %/år realprisökning för bränsle och el. Dessa värden motsvarar annuitet på 0.130 resp 0.080, eller totala fasta kostnader med tillägg av 0.8 % för underhåll på $f = 0.138$ resp 0.008 .

BFRs PU-grupp har nyligen rekommenderat att man vid redovisning av BFR lagringsprojekt skall räkna med 15 års avskrivningstid, 6 % realränta och ingen realprisökning för bränsle och el, vilket motsvarar en annuitet på 0.103 eller totala fasta kostnader inklusive 0.8 % underhåll av $f = 0.111$.

För jämförelsen mellan olika lagringstekniker i denna rapport har dessa skillnader i f ingen betydelse. Däremot ökar vinsten för lagring av nattel något och vinsten för lagring av andra energislag minskar något om PU-gruppens värde av f tillämpas. De redovisade "pay off"-tiderna påverkas givetvis inte av dessa skillnader.

8. REFERENSER

1. Peter Margen
Rollen för olika typer av värmelager i svensk energiförsörjning: En ekonomisk analys.
BFR-rapport R3:1985.
2. Kjell Larsson m fl
Gruppcentraler - nuläge och utvecklings-
möjligheter.
BFR-rapport R149:1984.
3. Praktikfall från Scandenergy Nr 1:
Viberga.
4. Praktikfall från Scandenergy Nr 2:
Grossvad.
5. P Perers, R Roseen
The experience from the central solar
heating demonstration plant at Studsvik.
Subsurface Heat Storage in Theory and
Practice, Stockholm, June 1983.
6. K Keilsgaard Hansen, P Norgaard Hansen
och V Ussing
Heat storage in an unisolated water pit.
Ibid.
7. H Zinko, B Perers, R Roseen
Earth pits for large scale central
heating applications.
Ibid.
8. P G Edblad, Statens Vattenfallsverk
Personligt samtal, mars 1985.
9. Bo Nordell
Borrhålslagret i Luleå.
Temadag vid Högskolan i Luleå, november 1984.
Inst Vattenteknik A-133.
10. Göran Hultmark
Kostnadsberäkningar och tekniska beräk-
ningar betr solfångare och vindkonvekto-
rer med värmelagring.
Jordvärmegruppens seminarium, CTH,
maj 1985.
11. Göran Hellström
Värmeöverföring fluid - mark
(samt diskussionsinlägg betr kostnader
vid samma tillfälle).
Ibid.

12. Hans Hydén
Personligt meddelande betr akviferlager.
Augusti 1985.
13. Håkan Westerlund, Gunnar Nordgren, Mats Hellberg, David Södergren
Energisystem för Ulriksdahlsfältet Solna;
Förstudie 85-04-24 samt kompletteringar
sommaren -85 (med bidrag från Peter Margen betr lagret).
14. Karl Henrik Hofgren
Karl Staffsgatan - beräkningar av några olika systemalternativ.
Jordvärmegruppens seminarium, CTH,
maj 1985.
15. Hans Hydén
Säsongslagring av fjärrvärme för bostadsområdet i Märsta. Kompletterande PM.
Oktober 1985 (BFR).
16. Per Åke Frank
Beskrivning av beräkningsprogrammet samt tekniska beräkningar.
Jordvärmegruppens seminarium, CTH,
maj 1985.
17. Hans Hydén, Johnny Kellner, Rolf Nilsson
Borrhålslager för flerbostadshus i Märsta: Förstudie.
BFR 174:1984.
18. Anders Hedbäck
Personligt meddelande betr kostnader av stora ståltankar.
April 1985.*
19. Peter Margen
Ekonomi för energilager i fjärrvärmesystem.
Pågående studie för Statens Energiverk, som utgör komplettering av Ref 1.
20. Johan Claesson et al
Markvärme - en handbok om termiska analyser, utgåva juni 1983, LTH.

* Information lämnad i samband med undersökningar för arbeten med Ref 19.

BILAGA 1**KOSTNADER AV STÅLTANKAR**

Figur 1.1, kurva 1 och 2 visar kostnadsdata som Anders Hedbäck har lämnat för ståltankar vid atmosfärstryck för fjärrvärmenät, dimensionerade för dygnsackumulering¹⁸⁾. Ståltanken har en ångkudde ovanför vattenytan, en temperaturreglerad vattenspray för tryckhållning och ett vattenlås och sprängbleck för trycksäkring. Hjälpsystemen är sålunda förhållandevis dyra, särskilt för små tankar där de svarar för en påtaglig del av den totala kostnaden. Därför "kröker" kurva 1 uppåt vid små volymer.

Den redovisade kostnaden uppges inkludera alla hjälpsystem, men ej huvudrörssystem utanför tanken eller markarbeten. Kostnaden för markarbeten uppges variera mycket med markförhållandena, men kan typiskt utgöra ett 20-procentigt påslag till dessa kostnader.

Punkterna i den vänstra delen av diagrammet är kostnader som lämnats av en leverantör till små hetvattenackumulatörer för industriändamål, inklusive isolering och markarbeten. Tankarna är vätskefyllda och saknar sålunda de hjälpsystem vars kostnad ingår i Hedbäck's kurvor. I stort sett kan det faktum att de inkluderar kostnaden för markarbeten men ej några hjälpsystem kompensera varandra, så att de två slagen av data någorlunda bör kunna representeras av samma kurvskala.

Den streckade kurva 1 som har ekvationen

$$\text{kostnad/m}^3 = K_1 V^{-0.3} \text{ kr/m}^3$$

där $K_1 = 5\,200 \text{ kr/m}^3$

representerar på ett för våra ändamål godtagbart sätt båda slagen av data. Den bör vara representativ för kostnader för ståltankar vid atmosfärstryck där man har separata tryckhållnings- och expansionskärl så att kostnaden för hjälpsystem med dylika funktioner ej behöver belasta lagret.

För tankar av begränsade dimensioner som är aktuella för gruppcentraler (30 à 3 000 m³) och de låga systemtrycken som tillämpas i direkta system är kostnadsökningen på grund av att tanken läggs ut för systemtrycket vid sugsidan av cirkulationspumpen begränsad. Utöver kostnadsökningen på grund av större godstjocklek i manteln och gavlarna måste den horisontella bottenplattan ersättas genom ytterligare en kupad gavel som även måste isoleras. En grov skattning visar att man inom detta område borde kunna lägga till ca 25 % till värdet på K_1 för att representera kostnaden för trycksatta tankar för 3 à 4 bar tryck i marknivå.

Kostnaden för röranslutningar, pump m m påverkas av lokaliseringen av lagret i förhållande till pannan. Jag har räknat med att man kan lokalisera enheterna relativt nära varandra och att kostnaderna härför motsvarar ytterligare 25 % påslag på K_1 . Med ett påslag därutöver för projektering och projektadministration erhålls de totala kostnaderna för K_1 redovisade i Tabell 1.1.

Tabell 1.1 Värden på konstant K_1 i ekvation 1.1 för kostnaden av ståltankar
(Kostnad i $\text{kr}/\text{m}^3 = K_1 V^{-0.3}$)

1. Grundbelopp (värdet för kurva 3, Figur 1.1)	5 200
2. Påslag för röranslutningar och pump (ca 16 %)	850
3. Påslag för projektering och projekt- administration	<u>300</u>
4. Totalt, tank vid atmosfärstryck	6 350
5. Påslag för tank vid systemtryck	<u>1 600</u>
6. Total kostnad, tank vid systemtryck	7 950
7. Typisk kapitaliserad kostnad för värmeförluster	500
8. Kostnad inklusive pkt 7	
a) tank vid atmosfärstryck	6 850
b) tank vid systemtryck	8 450

Tabellen, punkt 7, visar även en typisk kapitaliserad kostnad för värmeförlusterna.

BILAGA 2**KOSTNAD FÖR JORDGROPAR**

Data för kostnader av jordgropsmagasin med gummi-membran för säsongslager presenteras bl a i Ref 1 med utgångspunkt från studier i Studsvik (Ref 7) samt vid Danska Tekniska högskolan, då båda byggde demonstrationsmagasin i storleksordningen 600 m^3 . Med uppräknig med 15 % för kostnadsökningar som ägt rum sedan 1983 representerar kostnaden av 82 kr/m^3 angivet i Studsviksstudien en kostnad på 94 kr/m^3 för ett magasin med $40\,000 \text{ m}^3$.

I denna rapport har jag gjort ansatsen att kostnaden består av följande komponenter:

Isolerlock inklusive tätningmembran, väderskydd, avtätning av gap:	350 kr/m^2
Övrig yta:	150 kr/m^2
Volym (utgrävning av ca halva volymen för läggning på en damm)	20 kr/m^3
Vattenfördelningssystem inom tanken vid dygnsackumulering (20 % av summan av posterna ovan)	

För ett magasin med volym $40\,000 \text{ m}^3$, djup 9 m och 45° lutning av sidorna, ger detta kostnaden 93 kr/m^3 exklusive fördelningssystem och 112 kr/m^3 inklusive fördelningssystem. Eftersom uppgiften för lagret projekterat av Studsvik gällde ett säsongslager med sålunda mycket små vattenflöden och låg kostnad för fördelningssystemet, ligger kostnaden bara obetydligt över Studsviks skattning.

För ett magasin med bara 85 m³ volym, djup 2.5 m, ger ekvationen kostnaden 430 kr/m³ exklusive fördelningssystemet.

För membran av rostfritt stål har jag skattat kostnadsökningen till ca 33 % av beloppet exklusive fördelningssystem. Detta leder till följande kostnader:

Kostnader av jordgropsmagasin

Volym	m ³	85	40 000
		kr/m ³	kr/m ³
1. Grundkostnad (utförande med gummimembran)		430	93
2. Intern vattenfördelning		86	19
3. Externa röranslutningar (ekv för ståltank x 1.3)		290	46
4. Totalt		806	158
5. Ökning för membran i rostfritt stål (33 % av pkt 1)		142	31
6. Totalt för varianten med stål foder		948	189
7. Typisk kapitaliserad kostnad för värmeförluster		128	33
8. Total kostnad inklusive pkt 7			
a) med gummimembran = (4) + (7)		936	191
b) med stålmembran = (6) + (7)		1 076	222

Kostnaden i Tabell 2.7 kan med acceptabel noggrannhet representeras av ekvationen

$$K_2 v^{-0.25} \text{ kr/m}^3$$

för tanken med gummemembran, där K_2 för gummimembran resp stålmembran är 2 820 resp 3 240.

Om jordgropsmagasinet tillämpas vid förhållanden då $T_1 = 70^\circ\text{C}$, $T_2 = 45^\circ\text{C}$ (t ex för värmepumpar, avsnitt 4.4) blir

$$\Delta i = 25 / (0.861 \times 1.023) = 28.4 \text{ kWh/m}^3.$$

Används däremot en värmeväxlare med i genomsnitt 4°C temperaturskillnad vid laddning och urladdning, minskar värdet på $T_1 - T_2$ från 25°C till 17°C , vilket minskar Δi med faktorn 1.47 till 16.7 kWh/m^3 . Dessutom tillkommer kostnaden för värmeväxlaren, en pump och rör, som kan skattas till ca 300 kr per $\text{kW}/^\circ\text{C}$, dvs till $300/4 = 75 \text{ kr/kW}$, eller för 12 timmar laddning och urladdning till $75/12 = \text{ca } 6 \text{ kr/kWh}$.

BILAGA 3

EKONOMISK TJOCKLEK AV ISOLERINGEN

Årskostnaden för den med isoleringstjockleken, B , varierande andelen av kapitalkostnaden

$$I_i f_i B \text{ kr/m}^2 \text{ medelyta per år}$$

där

I_i = kostnaden av isolering, inklusive andelen av kostnaden av ramverket som påverkas av isoleringens tjocklek, kr/m^3

f_i = fasta kostnader som brukdel av investeringen per år

Årskostnaden för värmeförlusterna

$$\frac{\lambda_i H(T_m - T_o) c_{vm}}{1\ 000\ B}$$

där

λ_i = isoleringens ledningsförmåga, $\text{W/m}^\circ\text{C}$

T_m = medeltemperaturen av skalet under året, $^\circ\text{C}$

T_o = medeltemperaturen av omgivande luft, $^\circ\text{C}$

H = tid vid temperatur T_m , timmar

c_{vm} = medelkostnaden av ersättningsenergi, kr/kWh

Den sammanlagda kostnaden är ett minimum när dessa två kostnadsposter är lika stora varför

$$B = \sqrt{\frac{\lambda_i H(T_m - T_o) c_{vm}}{1\ 000\ I_i f_i}}$$

Tillämpning till elvärmda system, avsnitt 4.2.3

För elvärmda system (avsnitt 4.2.3, Vattenfalls taxa) där ackumulatorn används 5 månader per år är $H = 3\,650$ h/år, och $f_i = 0.138$ (10 år) avskrivning. Större delen av tiden kan alla värmeförluster ersättas genom nattel, kostnad 0.246 kr/kWh. Bara dagtid under dygnet där ackumulatorn utnyttjas för fullt används dagel (pris 51.1 öre/kWh) till 50 %. Antag ett viktat medelpris i förhållandet 7 natt:1 dag = 0.28 k/kWh. Sätts $\lambda_i = 0.05$ för mineralull, $I_i = 400$ kr/m³ och $T_m = (120 + 50)/2 = 85^\circ\text{C}$

$$B = \sqrt{\frac{0.05 (85-7) 0.28 \times 3\,650}{1\,000 \times 400 \times 0.138}} = 0.27 \text{ m}$$

Vid kostnad 400 kr/m³ kostar en 0.27 m tjock isolering 108 kr per m² yta, och den kapitaliserade kostnaden av värmeförlusten blir lika stor. Värmeförlustens bidrag till K blir $113 \times Y_{ta} \times V^{-0.7}$. För $H/D = 3$ & $V = 80$ m³ erhålls ca 530. Jag har i Tabell 1.1 avrundat detta till 500 kr/m³.

BILAGA 4

JÄMFÖRELSE MELLAN VÄRMFÖRLUSTER FÖR LERLAGER OCH BORRHÅLSLAGER

För att illustrera betydelsen av inverkan av de helt olika proportionerna av lerlager och borrhålslager på värmeförlusterna utgår jag från följande typiska data:

		Lerlager	Borrhålslager
Ledningsförmåga, λ	W/mK	1.0	3.3
Volym	m ³	96 000	96 000
Höjd, H	m	30	100
Radie, R	m	30	17.5
Djup under mark eller markisolering uttryckt som ekvivalent djup under mark, D	m	3	10
Motsvarande motstånd D/ λ	K m ² /W	3	10
H/D		10	10
R/D		10	1.75

Den statistiska värmeförlusten beräknad enligt LTHS handbok (Claesson m fl, Ref 20) blir för lerlagret 1 560 W/K och för borrhålslagret ca 2 200 W/K, dvs ca 40 % större. För lager av den aktuella storleken kommer man inom ca 5 år från start inom ca 30 % av det statistiska värdet, varför jämförelse visar att den mycket store skillnaden i λ till stor del kompenseras av skillnaderna i lagrets proportioner.

BILAGA 5

KOSTNADER FÖR AKVIFERVÄRMELAGER

Prisnivå 1985 (Enligt Hydén, Ref 12)

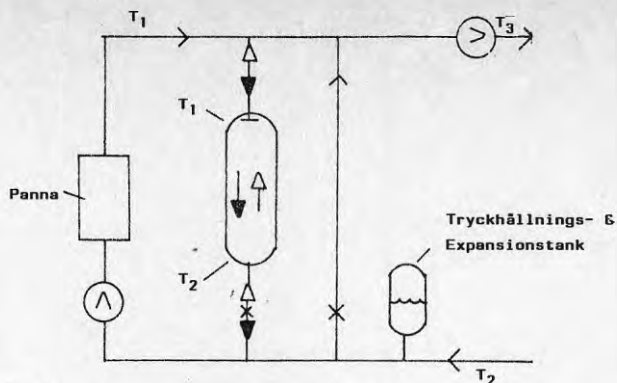
Värmekälla		KLIPPAN Ytvatten	KRISTIANSTAD Industriell spillvärme, 15°C	FALUN Ytvatten	HEDEMORA Ytvatten
Anläggningsstorlek	MW	2	0.7	0.46	8
Drifttagningstid		Juli -84	Nov -84	Maj -85	Ej beslut
Lager					
- Volym (ungefärlig)	m ³	0.7	0.4	0.8	3.0
- maxflöde	L/S	60	10	45	280
Investering		Mkr			
- Brunnar		1.7	-	0.3	3.8
- Pumpar och ledningar		2.8	-	1.0	7.8
- VVX, VP och VVS		4.2	-	1.5	15.0
- El		1.6	-	0.4	1.4
- Proj, byggadm etc		<u>0.7</u>	<u>-</u>	<u>0.4</u>	<u>7.0</u>
Totalt		11.0	2.5	3.6	35.0
Värmeproduktion	GWh	15.5	3.0	2.0	49.0
Elförbrukning	GWh	6.2	0.7 ¹⁾	0.7	19.0
Specifika investeringar					
Totalt	kr/kW	5 500	3 600	7 800	4 400
Totalt	kr/kWh	0.71	0.83	1.80	0.71
Lager (brunnar, pumpar, ledningar)	kr/m ³	6.4	2.5 ²⁾	1.6	3.8
Lager (" -)	kk/(m ³ /h)	21	ca 30 ²⁾	8	12
Lager (" -)	kr/kWh ³⁾	0.48	0.43 ²⁾	1.0	0.38
Lager (" -)	kr/kW ⁴⁾	3 500	2 100	4 300	2 200

1) Hög värmefaktor tack vare bra värmekälla

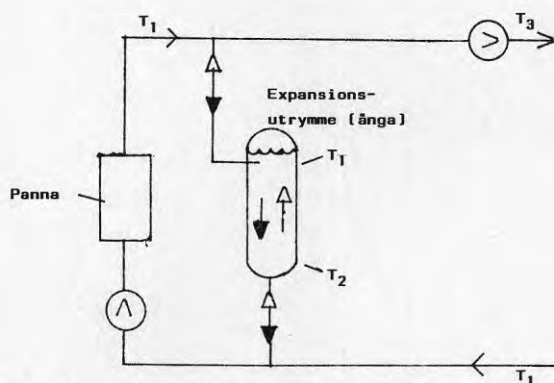
2) Uppskattat

3) Per kWh exkl el

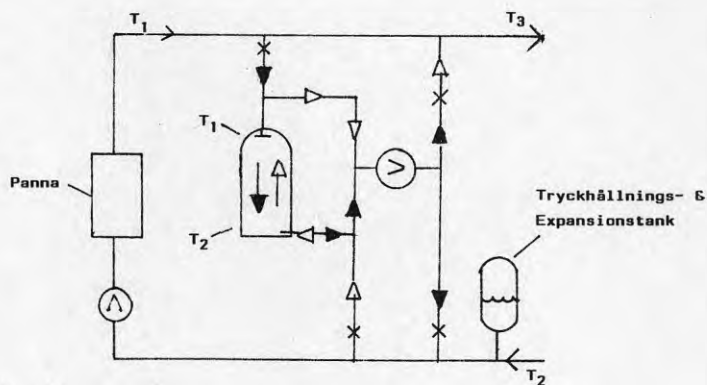
4) Kyleffekt



a) Lager vid systemtrycket, separat expansionstank.
 $[T_1 = \text{t ex } 120^\circ\text{C}]$

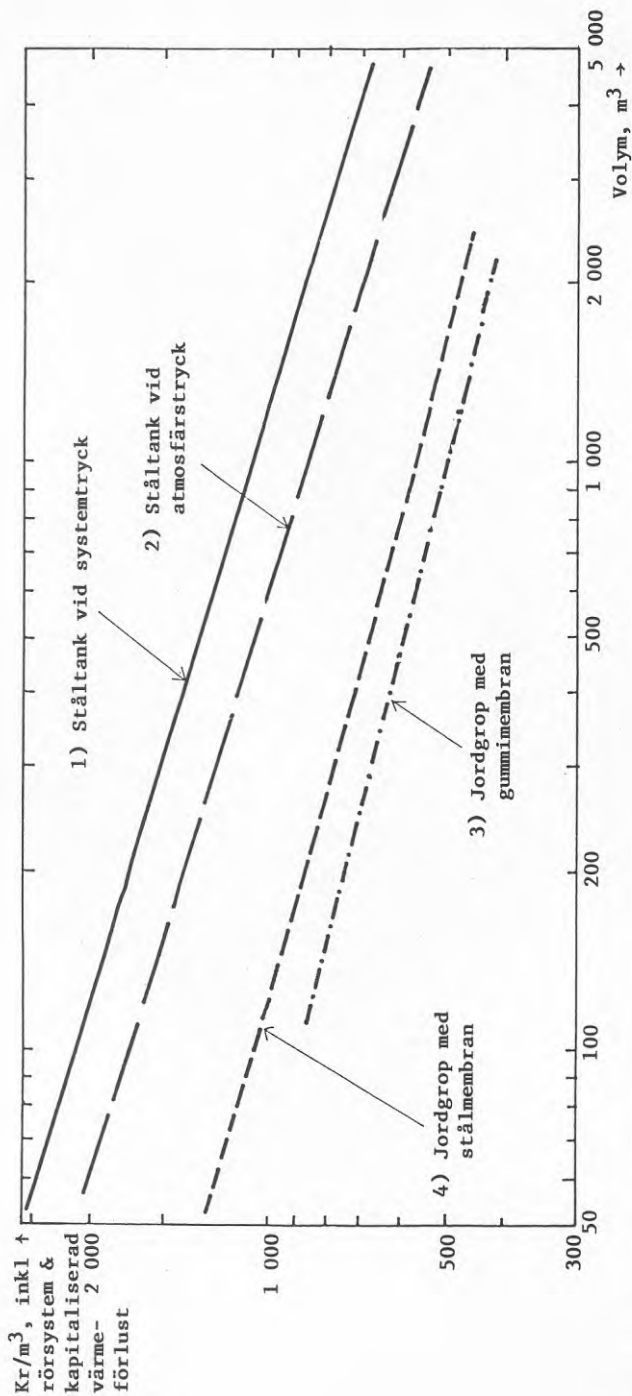


b) Lager vid systemtryck, inbyggt expansionsutrymme som används för tryckreglering.
 $[T_1 \text{ t ex } 134^\circ\text{C vid } 3 \text{ bar systemtryck}]$

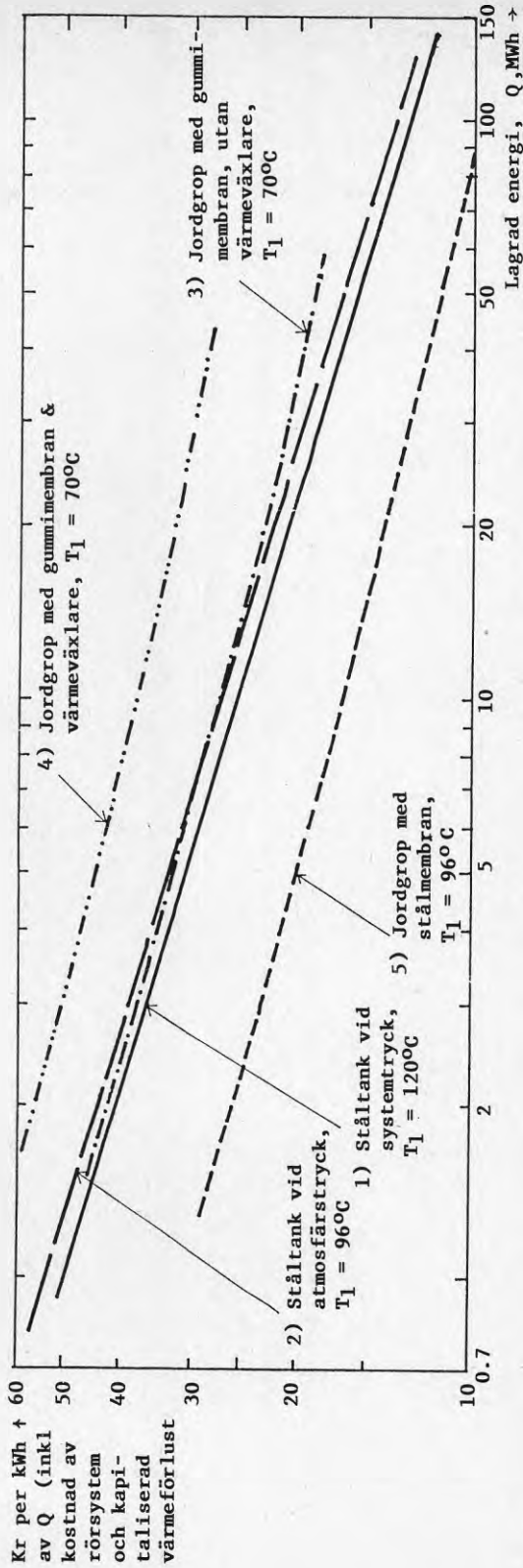


c) Lager vid atmosfärstryck, separat expansionstank.
 $[T_1 = \text{t ex } 96^\circ\text{C}]$ (VT = tryckreduceringsventil).

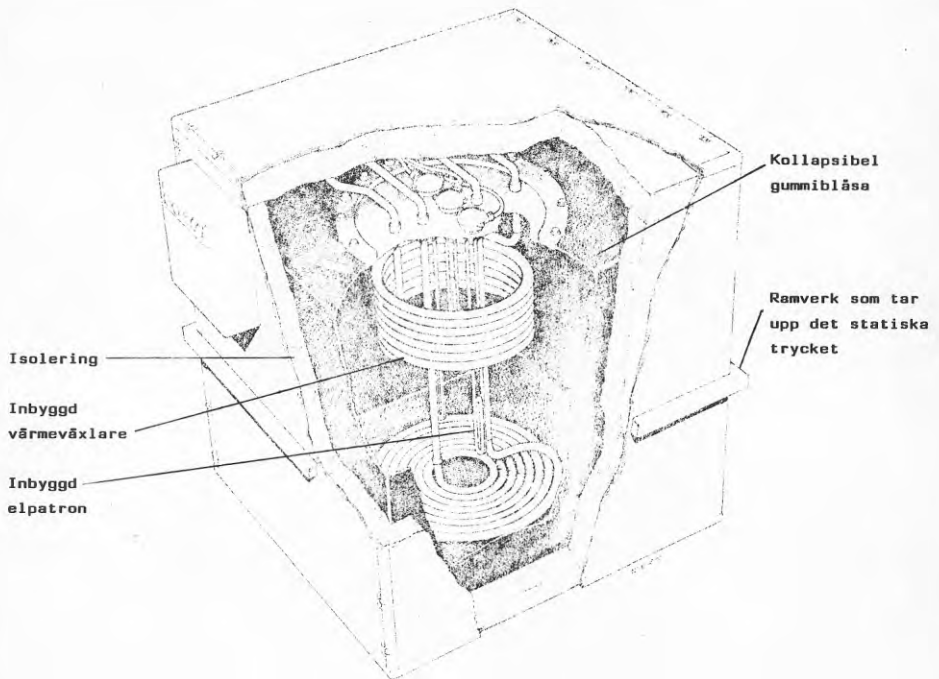
Figur 1. Kopplingar för panna och ståltank i direkta system.
 (Typiska värden av T_2 och T_3 vintertid = 50°C resp 80°C)



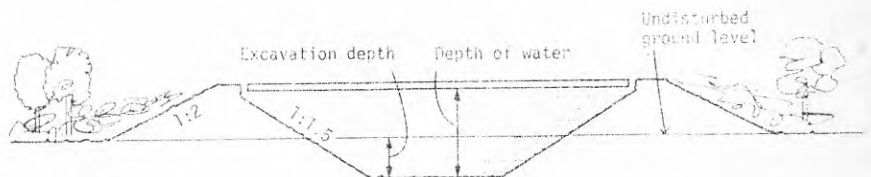
Figur 2. Kostnader för dyngslager.



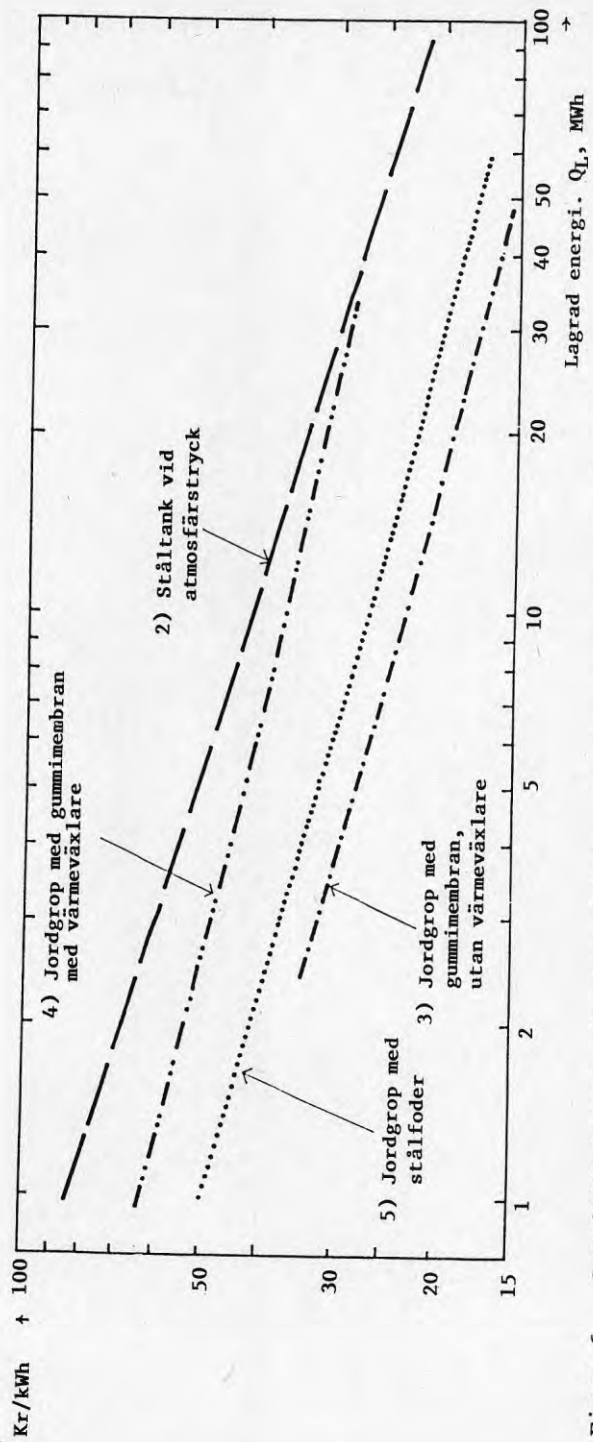
Figur 3. Specifika kostnader av dygnslager för vinteranvändning. ($T_2 = 50^\circ\text{C}$)



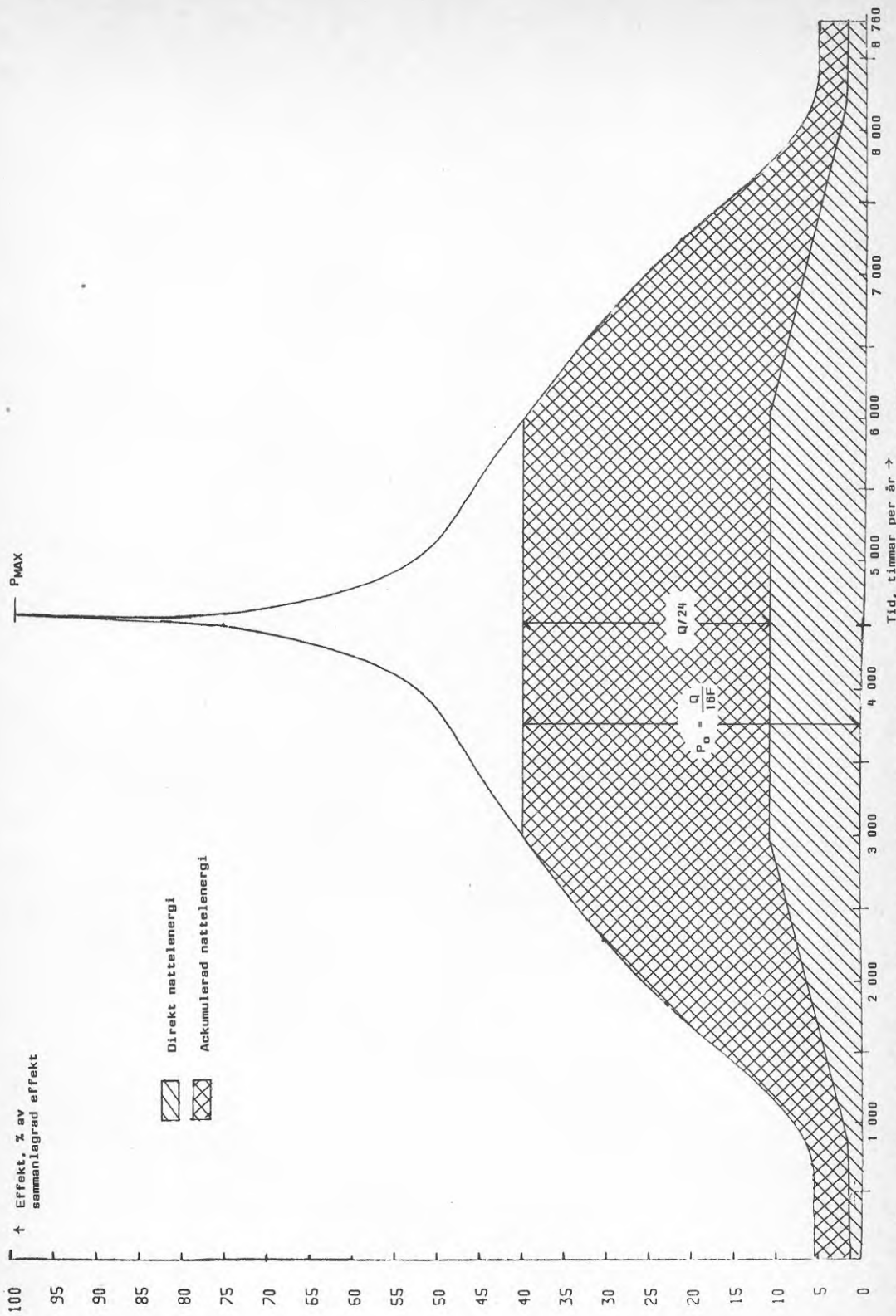
Figur 4. Gummitank på 1.5 à 2.5 m³ för montering inomhus, med inbyggd värmeväxlare och elpatron. (Trelleborg AB)



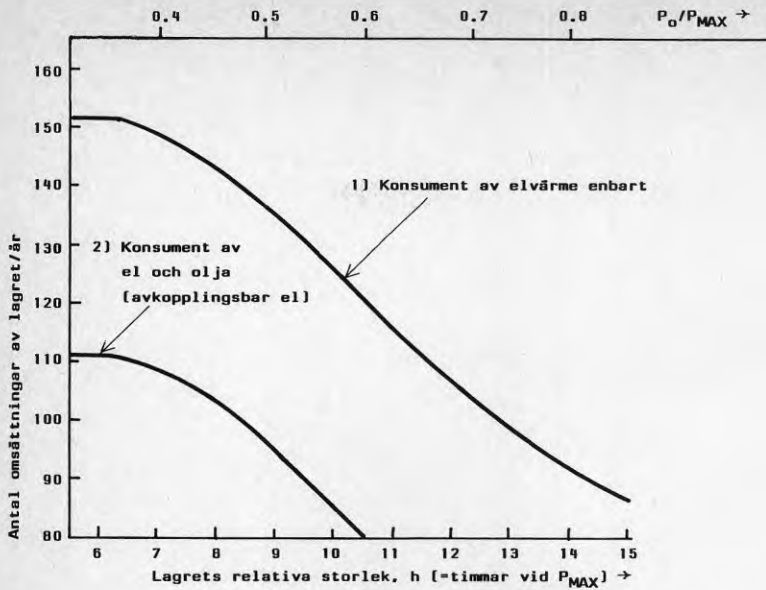
Figur 5. Gropmagasin med flytande isolerblock med eller utan isolering mot marken. (Prototypen finns i Studsvik (Ref 5) och i Danmark (Ref 6).)



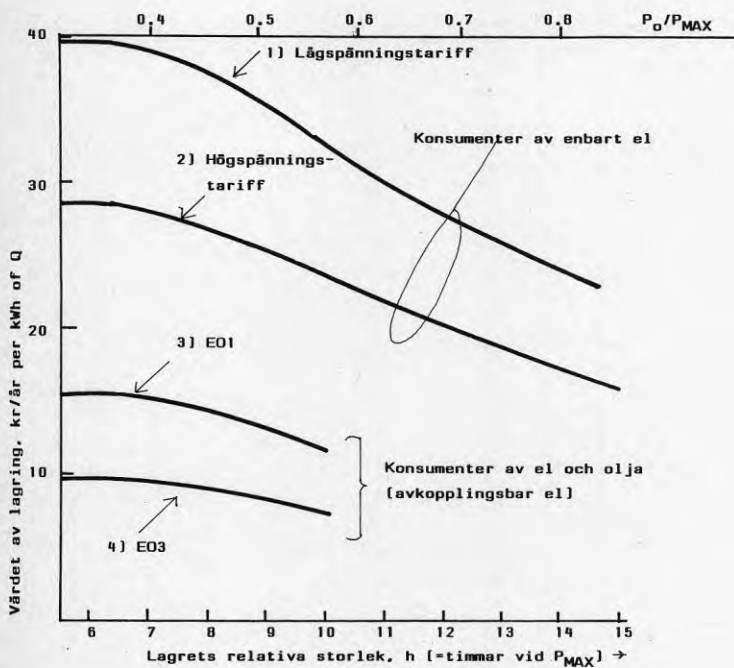
Figur 6. Specifik investering för dygnslager för värmepumpar (inkl rörsystem och kapitaliserad värmeförlust), kr/kWh av Q . ($T_1 = 70^\circ\text{C}$, $T_2 = 45^\circ\text{C}$, dock 66°C i variant med värmeväxlare).



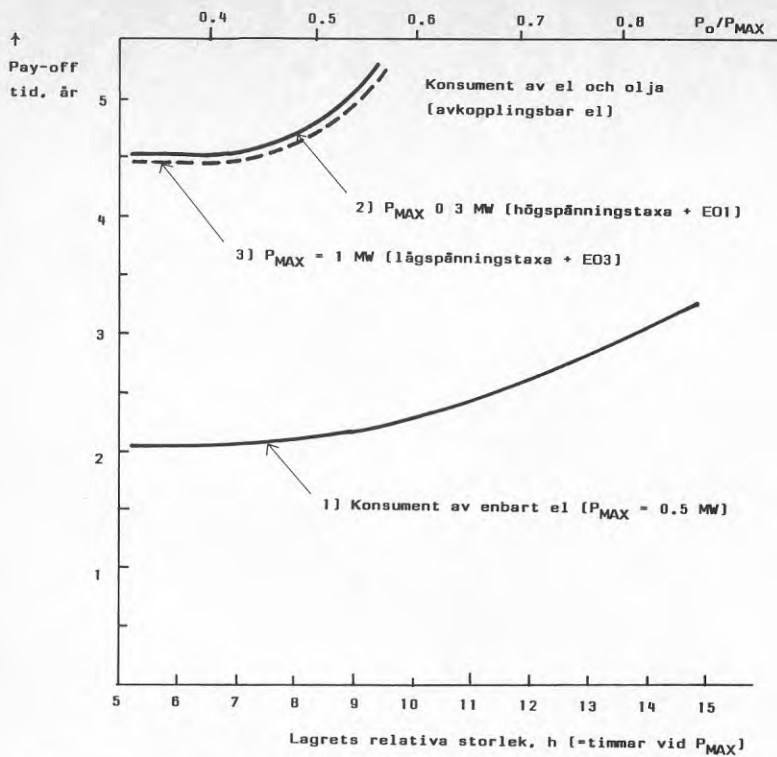
Figur 7. Ackumulering av nattel genom dygnslager av lagringsförmåga Q kWh.



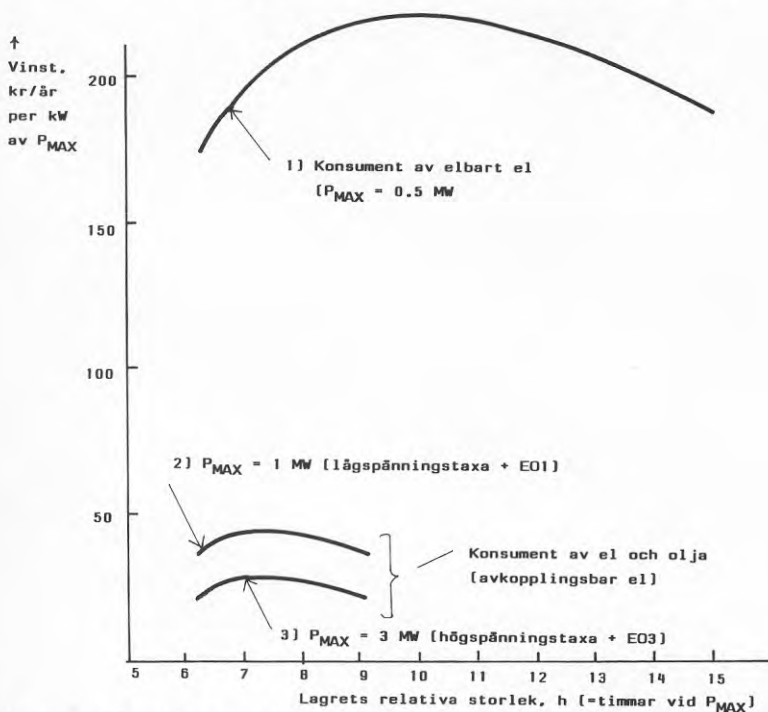
Figur 8. Antalet omsättningar av lagret vid lagring av nattel. (Vattenfalls taxa ND3 eller ND4)



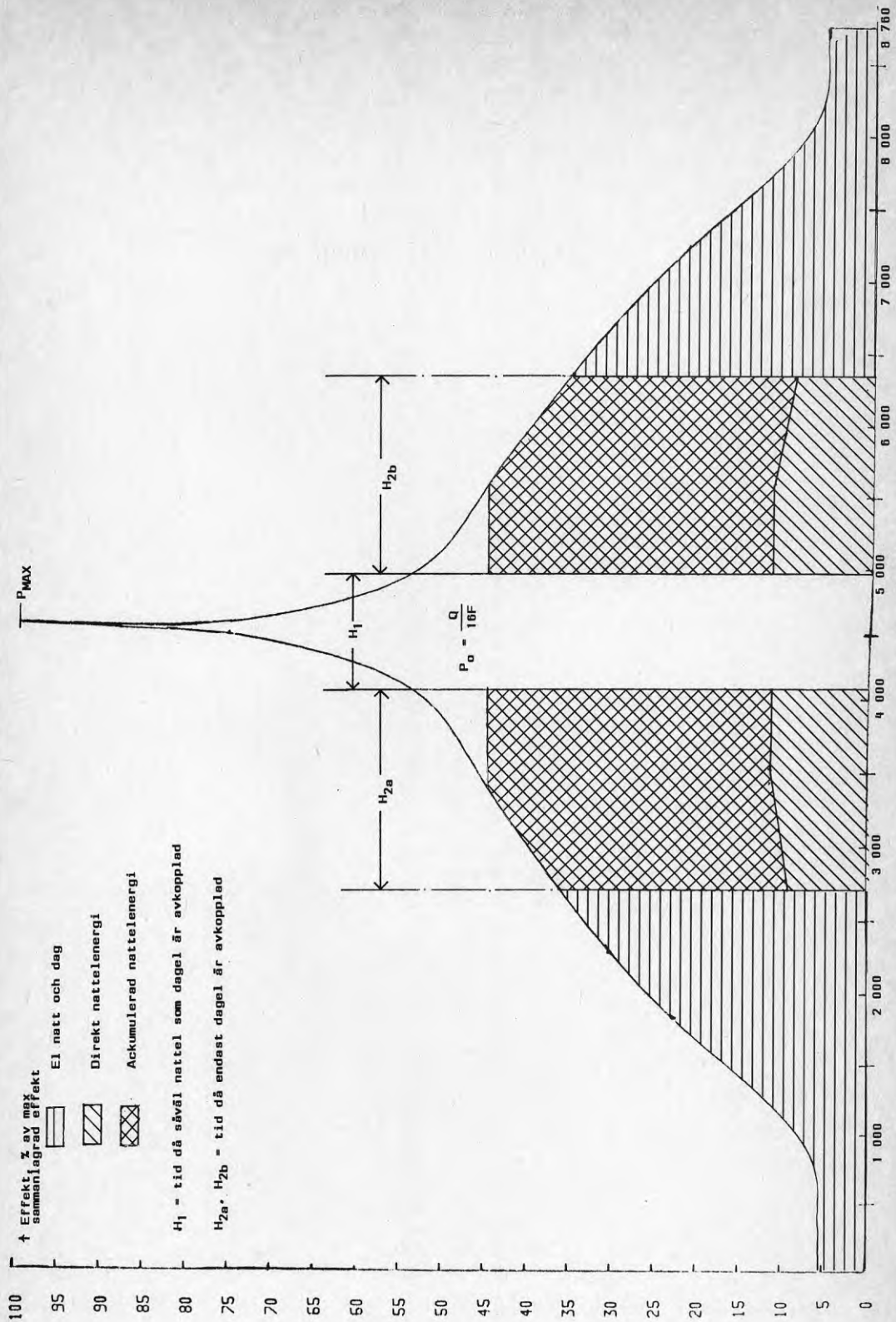
Figur 9. Värdet av lagring av nattel, kr/år per kWh av lagringsförmågan. (Vattenfalls taxor)



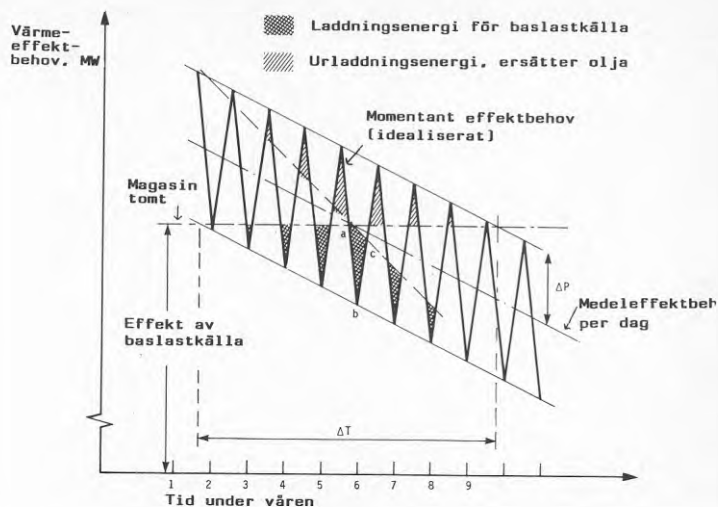
Figur 10. Pay-off tid vid lagring av nattel i ståltank vid systemtrycket (Vattenfalls taxor).



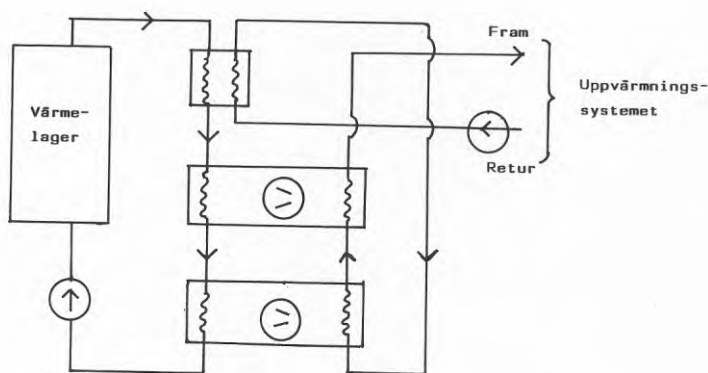
Figur 11. Vinst vid lagring av nattel i ståltank vid systemtrycket (Vattenfalls taxor).



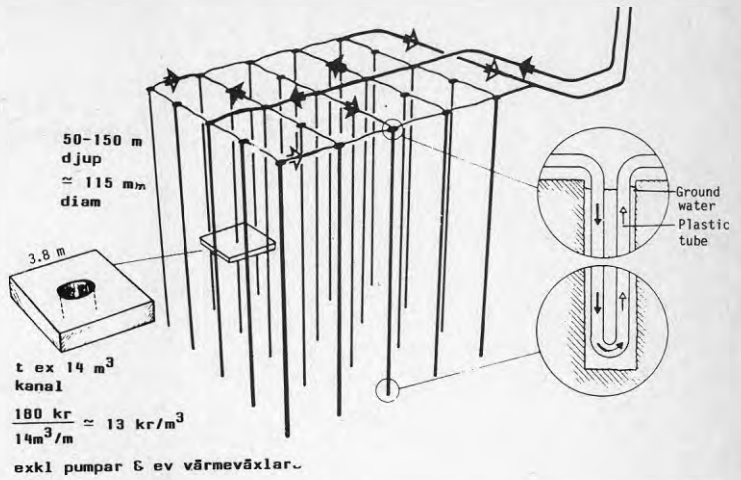
Figur 12. Ackumulering av nattel vid avtal ang avkopplingsbar el.



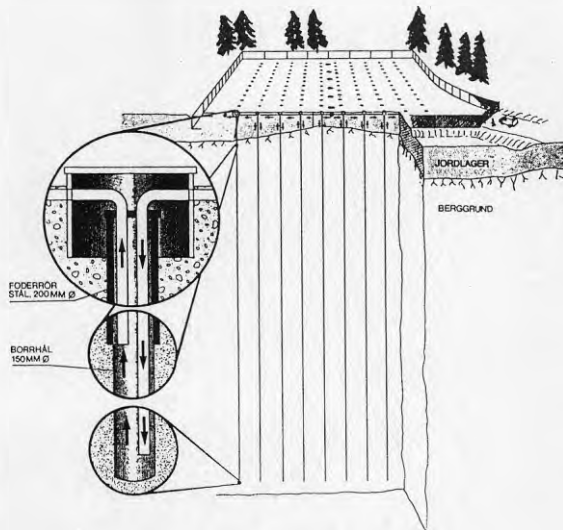
Figur 13. Idealiserad representation av dygns-
lagring vid individuella blockcentraler.
Ackumulerad urladdningsenergi =
 $= \Delta T \Delta P / 12$.



Figur 14. Krets för säsongslager med ur-
laddning dels utan, dels med
värmepumpar. (Variant med två
seriekopplade värmepumpar för
att uppnå hög värmefaktor.)

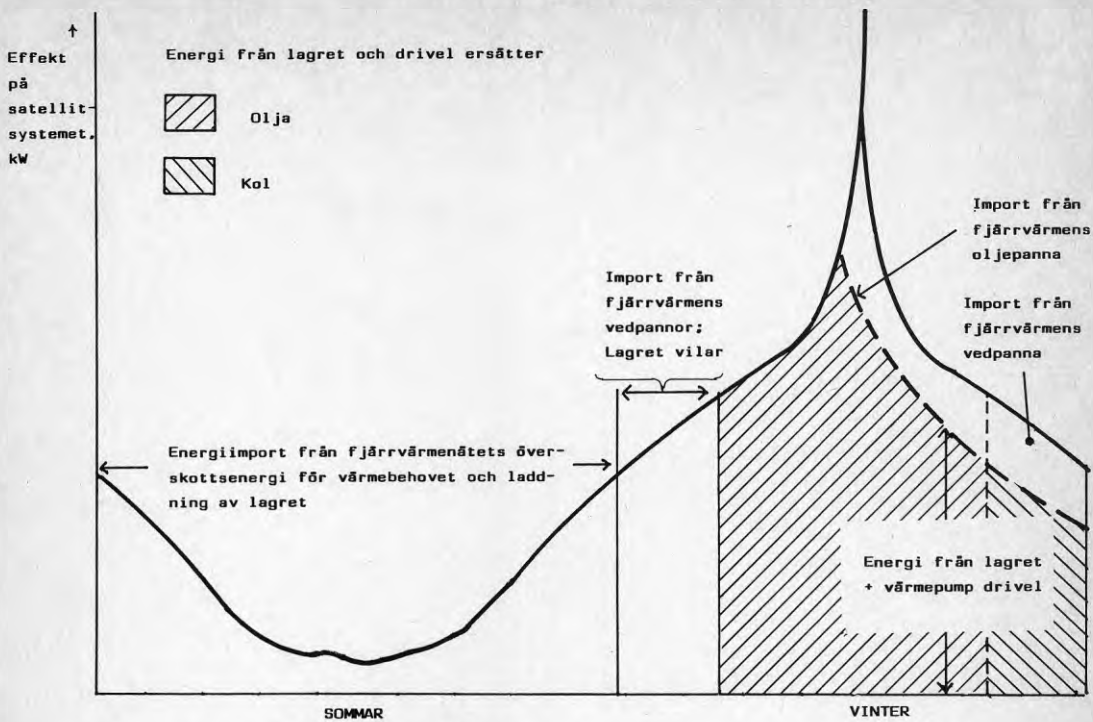


a) Variant med indirekt system (tillämpat i Finspång, Ref 3 och 4).

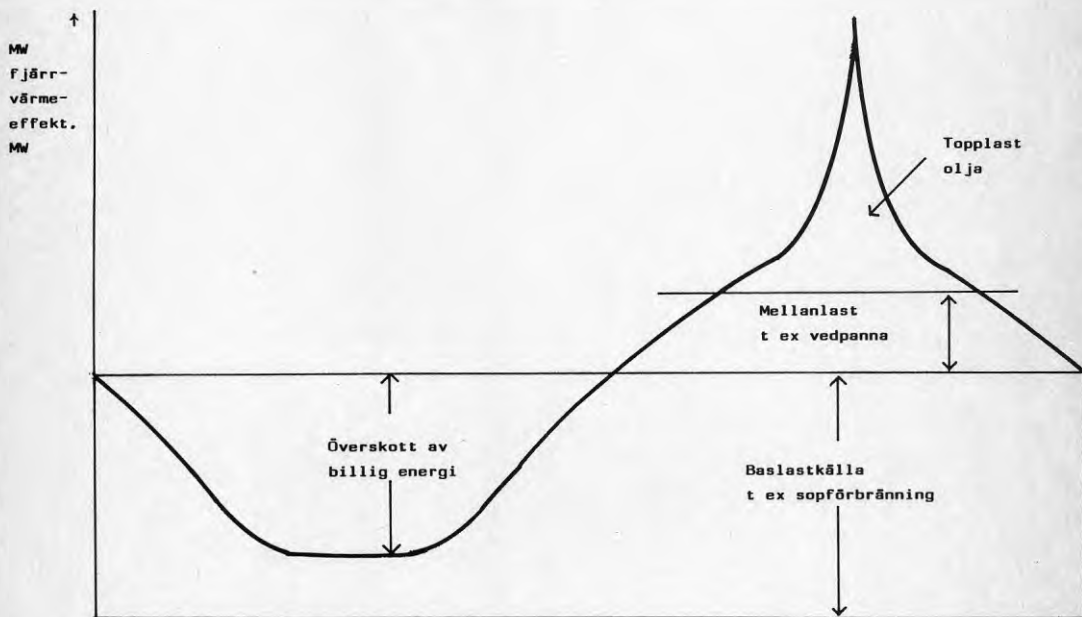


b) Variant med indirekt system (Luleå, Ref 9).

Figur 15. Borrhålslager

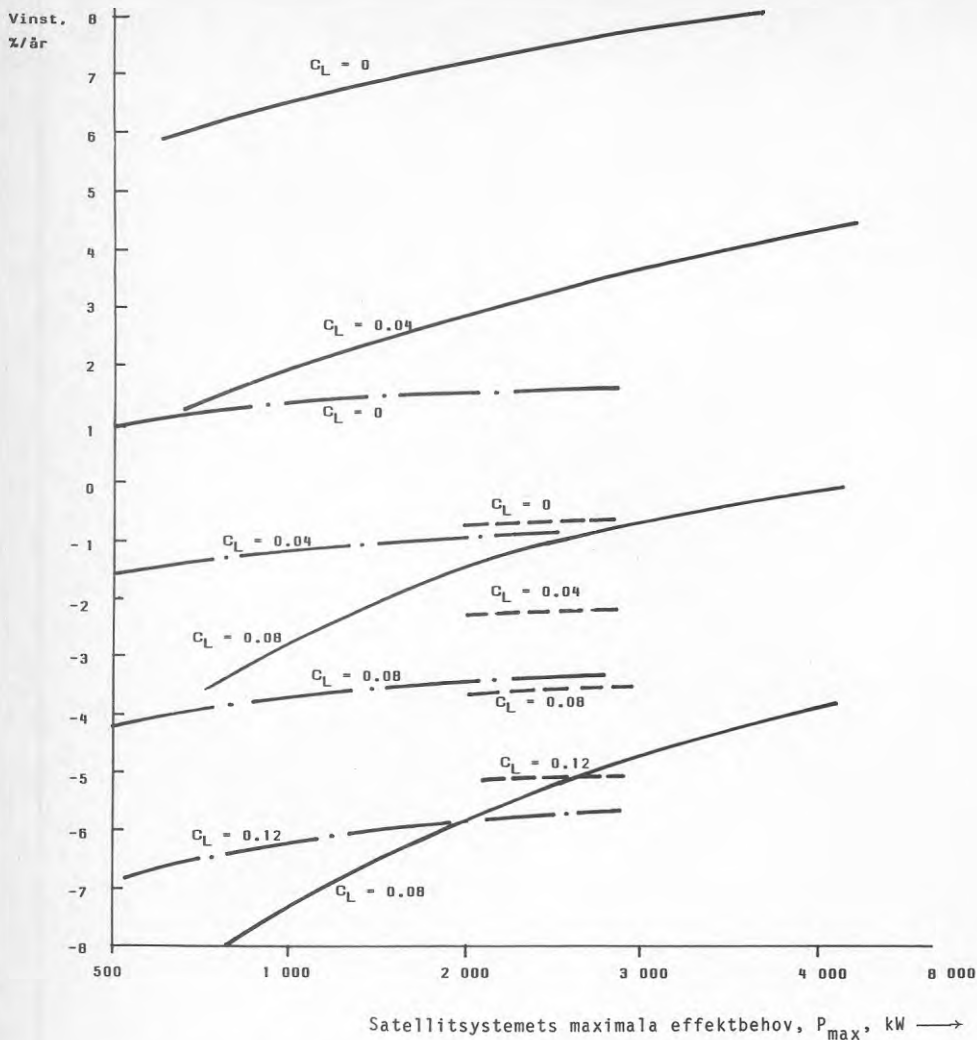


a) produktionsmixen, fjärrvärme



b) energi för satellitsystemet

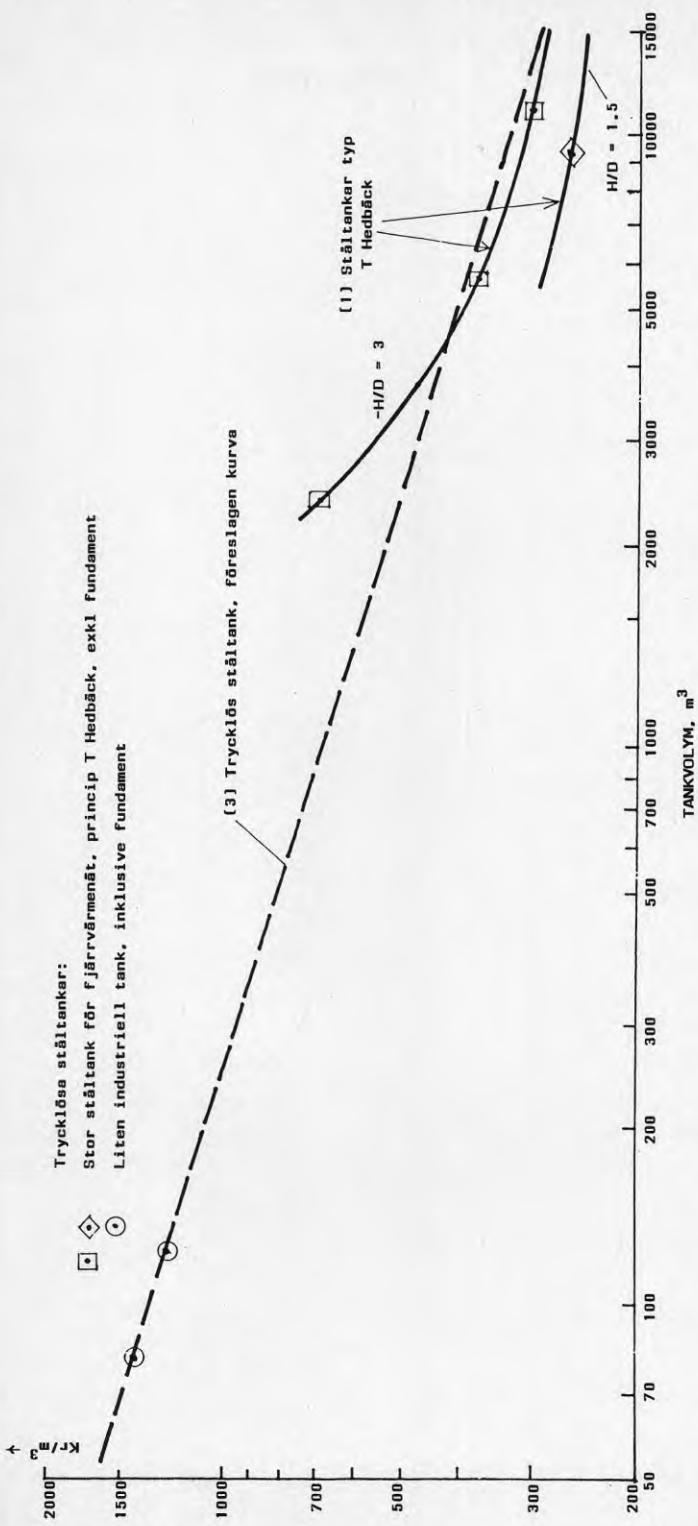
Figur 18. Energiproduktion för satellitsystem med lokalt lager anslutet till fjärrvärmenät (exempel).



————— Borrhålslager, hög temperatur, urladdning utan värmepump
 - · - - Borrhålslager, blandtemperatur, urladdning i huvudsak med värmepump

C_L = kostnad av laddningsenergi, kr/kWh
 f = 0.088 resp 0.096 för lager resp värmepump
 Framledningstemperatur vid laddning = 80°C
 Returledningstemperatur vid urladdning = 40°C

Figur 19. Vinst resp förlust som % av investeringen vid säsongslagring för "satellitesystem" till fjärrvärmenät (exkl det ev värdet av effektkapning på fjärrvärmenätet samt dygnslagring).



Figur 1.1 Kostnadsdata för stältankar vid atmosfärstryck (exklusive externa röranslutningar).

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 850086-6
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-
Consult AB, Nyköping.

R3: 1986

ISBN 91-540-4504-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6706003

Abonnemangsgrupp:
W. Installationer

Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm

Cirkapris: 35 kr exkl moms