

DANMARKS TEKNISKE HØJSKOLE
LABORATORIET FOR VARMEISOLERING

PERSPEKTIVER VEDRØRENDE
D A M V A R M E L A G R E
I FREMTIDENS ENERGISYSTEM

AF

KURT KIELSGAARD HANSEN
PREBEN NORDGAARD HANSEN
VAGN USSING

NOTAT SOM DEL AF BAGGRUND FOR
FORSØGSANLÆG RISØ'S
UDREDNINGSOPGAVE:

"DEN TEKNOLOGISKE UDVIKLING
OG DENNES BETYDNING FOR UD-
FORMNINGEN AF DET FREMTIDIGE
ENERGISYSTEM"

MEDDELELSE NR. 137

MAJ 1984

Indholdsfortegnelse

	<u>Side</u>
1. Indledning	2
2. Damvarmelagrenes baggrund	4
3. Valg af lagersystem	6
4. Eksisterende varmelagre i fjernvarmesystemer	7
5. Andre eksempler på eksisterende store varme- lagre i drift.	8
6. Prisen for den lagrede varme	9
7. Store damvarmelagres økonomi	13
8. Damvarmelagres anvendelsesområder	17
9. Omfanget af damvarmelagres fremtidige anvendelse	19
10. Solvarmeanlægs lønsomhed	20
11. Sammenfatning	22
12. Referencer	24

Perspektiver vedrørende damvarmelagre i fremtidens energisystem

1. Indledning

Nærværende notat giver først baggrunden for damvarmelagrenes fremkomst og antyder dernæst at damvarmelagrene måske er de mest fleksible lagersystemer. Notatet omtaler eksisterende varmelagre i fjernvarmesystemer, der her i landet kun omfatter tanklagre. En række store i drift værende varmelagre i udlandet omtales og deres anlægsværdi antydes.

I en nøjere overvejelse af damvarmelagrenes økonomi redegøres for det beregnede varmetab i forbindelse med et enkelt lade- og afladeforløb af varierende varighed. Der vises forholdene ved tre forskellige gennemsnitstemperaturer i lageret, når dettes størrelse varierer fra 160 m^3 til 530.000 m^3 .

Korttidsforløbene omfatter 1 døgn og 1 uge. Delsæsonforløbene omfatter 1 md. og 6 mdr. Sæsonforløbet omfatter 12 mdr.

Efter en gennemgang af damvarmelagrenes anvendelsesområder konstateres det, at delsæsonlagring og sæsonlagring for nybyggeri må kræve projektering med lavtemperaturteknik.

Omfanget af damvarmelagrenes fremtidige anvendelse søges dernæst vurderet. Da store solvarmeanlægs lønsomhed vil være afgørende for omfanget af damvarmelagrenes anvendelse til sæsonlagring og da dette omfang i tilfælde af, at solvarmeanlæg kan konkurrere med andre store kollektive varmesystemer, vil blive af dominerende størrelse, behandles solvarmeanlægs lønsomhed nøjere.

Den viste oversigt over hovedkomponentprisernes indflydelse på produktionsprisen for solvarme synes at vise, at det med en længere horisont (til år 2030) må forventes at enhedspriisen på såvel damvarmelagre (kr/m^3) som solfangeranlæg (kr/m^2) vil nå talstørrelser, der vil gøre solenergi til en interes-

sant energikilde i stigende omfang i perioden 2000-2030.

I perioden fra 1985-2000 må udnyttelse af damvarmelagre til korttidslagre selv med de nuværende enhedspriser på damvarmelagre formodes at ske i et omfang, der vil muliggøre jævnt faldende priser i perioden. Dette vil sammenholdt med udviklingen af solfangere formodentlig føre til solenergis etablering som en ligeberettiget konkurrent mellem varmekilderne for de kollektive varmesystemer i første trediedel af næste århundrede.

2. Damvarmelagrenes baggrund.

Fremtidsperspektiver inden for den teknologiske udvikling baseres sædvanligvis på en viden om en hidtidig udvikling. For damvarmelagre er dette ikke muligt, idet disses anvendelse her i landet først påbegyndes i den nærmeste fremtid.

Det er måske af betydning for fremtidsperspektivet på damvarmelagrenes område at antyde en årsag til, at disse lagre overhovedet fremkommer og måske får betydning i de samlede energisystemer.

Under efterkrigstidens første kvarte århundrede havde dansk byggeri en meget kraftig realvækst. Energisystembeslutningerne bag dette byggeri var baseret på, at opvarmningsudgiften foruden af udgifter til drift og vedligeholdelse bestod af jævnbrydige udgifter til afskrivning og forrentning af energisystemerne og til anskaffelse af primær energi (brændsel).

Prisforskydningerne i 1970-1980 på brændsel ændrede forholdet mellem komponenterne i opvarmningsprisen for bygninger radikalt. Selv om investeringerne til begrænsning af energitabene i systemerne øgedes kraftigt, så blev brændselspriserens andel af opvarmningsprisen kraftigt forøget.

Dette har medført, at systemernes effektive drift har fået en afgørende større betydning. En væsentlig ulempe for forbedringer i effektiviteten af en række varmesystemer har været, at produktionen af varme forudsattes at ske så vidt muligt i takt med det øjeblikkelige behov for varme.

Ingen anden industriel produktion bortset fra El-produktion har i stort omfang været tilrettelagt uden, at man mellem behovet og produktionen indskød et lager. Herved opnåedes i anden industri trinvis fuld kapacitetsudnyttelse og dermed højst mulig effektivitet. Disse sædvanlige industrielle principper må nu antages at vinde stor udbredelse på varmeenergiens område.

Rationel varmeproduktion vil altså i fremtiden kræve systemer med lagermuligheder.

En anden væsentlig årsag til damvarmelagrenes fremkomst er tidsvarierende energikilder (sol og vind først og fremmest) der er på vej til at få andel i vore samlede energisystemer. Allerede i 1976 skønnedes [11] solenergi i 1990 at ville dække 1% og i 2005 10% af det til den tid forekommende opvarmningsbehov. Anvendelse af solvarme til opvarmning kræver egentlig "sæsonlagring".

Endelig har den øgede brændselspris skærpet interessen for industriernes overskudsvarme og procesvarme [12]. Disse energiers fremkomst afviger ofte tidsmæssigt kraftigt fra de behov, som de eventuelt skal medvirke til at dække, hvorfor lagring bliver en naturlig forudsætning og lagertiderne som nævnt ofte lange.

Til de industrielle overskudsvarmeenergier hører også den ved affaldsforbrænding producerede varme. Disse produktionsanlæg kræver dels korttidslagring og dels i den udstrækning lokalsamfundets varmebehov i sommerhalvåret er mindre end affaldsvarmemængden en egentlig "sæsonlagring".

Den største industrielt producerede overskudsvarmemængde fremkommer ved el-produktion.

De gennem efterkrigstidens indrettede meget effektive samarbejder mellem fjernvarme- og el-producenter har også vist sig at kunne forbedres yderligere ved indbygning af lagerfaciliteter i systemerne. Dette skyldes dels el-produktionssystemets begrænsede muligheder for selv at udjævne svingningerne i el-behovet, dels at den procentvise fordeling af varmebehovet over døgnets timer ikke falder sammen med den procentvise fordeling af el-behovet over døgnet, hvorved der her opstår behov for store lagermuligheder indrettet til meget store omsætnings-hastigheder. Indbygning af sådanne lagre må antages ofte at kunne reducere kravene til kapacitetsreserve i el-systemerne.

3. Valg af lagersystem

Varmelagring kan gennemføres på en række forskellige måder. Opmærksomheden har samlet sig om 3 hovedemner:

- 1) Varmeenergiændringer ved fysiske eller kemiske processer,
- 2) Varmeenergiændringer i store naturlige jord- eller bjergmasser,
- 3) Varmeenergiændringer i vandvolumener.

Varmeenergiændringer i forbindelse med fysiske eller kemiske processer har især været studeret i forbindelse med mindre varmelagre til tidsvarierende energikilder (f.eks. solanlæg til brugsvandsanlæg).

Varmeenergiændringer i store naturlige jord- eller bjergmasser er primært tænkt anvendt til langtidslagring ("sæsonlagring") idet hastige lageromsætninger synes vanskelige at opnå med rimelig effektivitet.

Varmeenergiændringer i store vandvolumener kan først og fremmest ske ved anvendelse af store isolerede tanklagre. Tanklagre over 100.000 m^3 er næppe tænkelige i den nærmeste fremtid og prisen på tanklagrene gør fordelene ved deres anvendelse marginal i de fleste tilfælde. Tanklagrenes pris umuliggør her i landet økonomisk konkurrencedygtige kollektive solvarmeanlæg til boligopvarmning.

På denne baggrund er udviklingen af damvarmelagre begyndt. For at muliggøre økonomisk konkurrencedygtige kollektive solanlæg har laboratoriet i flere år undersøgt anvendelsesmuligheden for store damvarmelagre med svømmende, isoleret låg og uisolaret bund og sider [9]. Denne prisbillige lagertype kan med rimelig effektivitet konstrueres med en driftsmæssig fleksibilitet på linie med tanklagre, der muliggør såvel korttidslagring med stor omsætningshastighed (hele volumenet på 5-6 timer) som langtidslagring med lille omsætningshastighed.

4. Eksisterende varmelagre i fjernvarmesystemer

Som nævnt er vand indtil nu det foretrukne lagermedium i de få store varmelagre, der er i drift i danske fjernvarmesystemer i dag. Vandet er på samme tid varmetransportmedium (der behøves derfor ingen varmevekslere), det er billigt, let at håndtere, sikkert for omgivelserne, kun let korrosivt og så har det en høj varmekapacitet. Dets største ulempe er damptrykket, som stiger med temperaturen og som kræver relativt dyre tryktanke for temperaturer over 100°C . På den anden side er lagertemperaturer lige under 100°C tilstrækkelige for en meget stor del af fjernvarmesystemerne. Et anlæg med en tryktank er dog installeret i Västerås i Sverige [1].

Som et eksempel blandt en række trykløse varmeakkumulatorer i drift (Odense, Flensborg, Upsala m.v.) skal her omtales akkumulatoren i Herning.

Varmeakkumulatoren i Herning kan rumme en produktion svarende til seks timers fuldlastdrift [2]. Fjernvarmesystemet er indrettet således, at der altid sker en regulering over akkumulatortanken, når der er uoverensstemmelse mellem den øjeblikkelige produktion og det øjeblikkelige forbrug af varme. I sommerperioden kan det samlede døgnforbrug produceres i fuldlast på 6-8 timer. Ved brug af akkumulatoren kan el-forsyningen tilbydes effekt på tidspunkter af døgnet, hvor der er høj marginalpris på el, medens produktionsanlægget kan være ude af drift om natten. I vinterhalvåret må produktionsanlægget køre i døgndrift af hensyn til varmebelastningen.

Varmeakkumulatoren er en vandtank (33 m i diameter og 42 m høj), der effektivt rummer 30.000 m^3 vand. Den er samtidig ekspansions- og højdebeholder for transmissionssystemet. Ved en omhyggelig udformning af udtags- og indpumpningsarrangementerne er det muligt uden fysisk adskillelse at begrænse skillelaget mellem fremløbsvandet i toppen (90°C) og returvandet i bunden (ca. 55°C) til ca. 1 m. Ved opladning udtages "det kolde vand" i bunden og sendes sammen med den

mængde, der kommer retur fra ledningsnettet, over turbine-varmevekslerne hvor det igen opvarmes til 90°C . Transmissionspumperne sender den nødvendige mængde ud i transmissions-systemet, medens resten går til toppen af akkumulator tanken. Hvis el-anlægget tages ud af drift, opretholdes varmforsyningen ved at vende strømmen i akkumulator tanken, således at retur vandet fra ledningsnettet går ind i bunden, og fremløbet tages fra toppen, indtil akkumulatoren er afladet og skillefladen er i top. Afladningskapaciteten er dimensioneret for $5000 \text{ m}^3/\text{h}$.

5. Andre eksempler på eksisterende store varmelagre i drift.

Det er som nævnt forsknings- og udviklingsarbejdet indenfor specielt solteknologien, der har ført til en målbevidst udvikling af mulighederne for at lagre varme, og specielt Sverige har mange demonstrationsprojekter med varmelagring i vandvolumener i jord (klippe) i drift.

En billig varmelagring for temperaturområdet $50-100^{\circ}\text{C}$ synes at være lagring i uisolerede bjergrum fyldt med vand (caverns), hvor størrelser på 200.000 m^3 ikke er urealistiske, men da denne lagringsmetode ikke kan anvendes i Danmark, vil den ikke yderligere blive omtalt.

I Ingelstad ved Växjö er der i forbindelse med en solfangerpark (placeret centralt på jorden) opført en 5057 m^3 isoleret betontank over jorden [3]. Højden af tanken er ca. 8 m, diameteren er ca. 28 m og maksimaltemperaturen er 95°C , idet tanken er tilsluttet et fjernvarmesystem med max. 80°C via en varmeveksler. Den tilstræbte stratificering opnås ved indløb via en diffuser i toppen af tanken.

I Lambohov ved Linköping er der ligeledes i forbindelse med et stort solfangeranlæg (placeret på 55 række huse) udgravet et 10.000 m^3 cylindrisk bassin i jord og klippe [4]. Bassinet, der er isoleret med letbeton, er ca. 12 m dybt med en diameter på ca. 32 m, og det har en maksimaltemperatur på ca. 70°C . En konisk diffuser i midten af bassinet sikrer

stratificering ved indløb. Udløbet i toppen fører direkte til forbrugere (luftvarme) henholdsvis til en varmepumpe når temperaturen er for lav til direkte udsendelse.

Varmelagring i jord vil måske ikke med fordel kunne ske ved temperaturer højere end ca. 60°C , når varmevekslere (nedsættede rør) er indsat i jordvolumenet. I Kungsbacka er lerlageret på ca. 87.000 m^3 med 600 U-formede plastikrør drevet 35 meter ned under jordoverfladen [5]. I dette projekt arbejdes kun med et lille temperaturspænd over jordens middeltemperatur, hvilket kræver en varmepumpe for udnyttelse af varmeindholdet. De mange lodrette varmevekslere forbindes med vandrette fordelerrør umiddelbart over det opvarmede ler-materiale, der kun er isoleret opadtil (med letklinker).

I Groningen i Holland er et tilsvarende projekt med lagring i vandmættet sand ved at blive testet [6]. Dette lager er på 23.000 m^3 (varmevekslernes (rørenes) længde er ca. 20 m) med en maksimal lagertemperatur på 60°C . Også her bliver de lodrette varmevekslere forbundet med vandrette fordelerrør umiddelbart over det opvarmede sandmateriale. Isoleringen opadtil består af letklinker og foamglas, medens resten af begrænsningsfladerne også her er uisolerede. Ved denne udformning vil eventuel grundvandsstrøm og konvektion i sandet forøge varmetabet, medens reparation af varmevekslere og fordelerrør besværliggøres af isolering m.v. Det er en fordel, at toppen af denne type lagre kan anvendes til rekreative formål (græs- eller asfaltbelagt).

6. Prisen for den lagrede varme.

Prisen for den lagrede varme er meget afhængig af mange faktorer som systemløsning, varmekilde, temperaturniveau, størrelse, varmetab, varmepumpebehov m.m. Følgende figurer 1, 2 og 3 [7] kan give en indikation af anlægspriserne for de ovenfor nævnte lagringsmetoder.

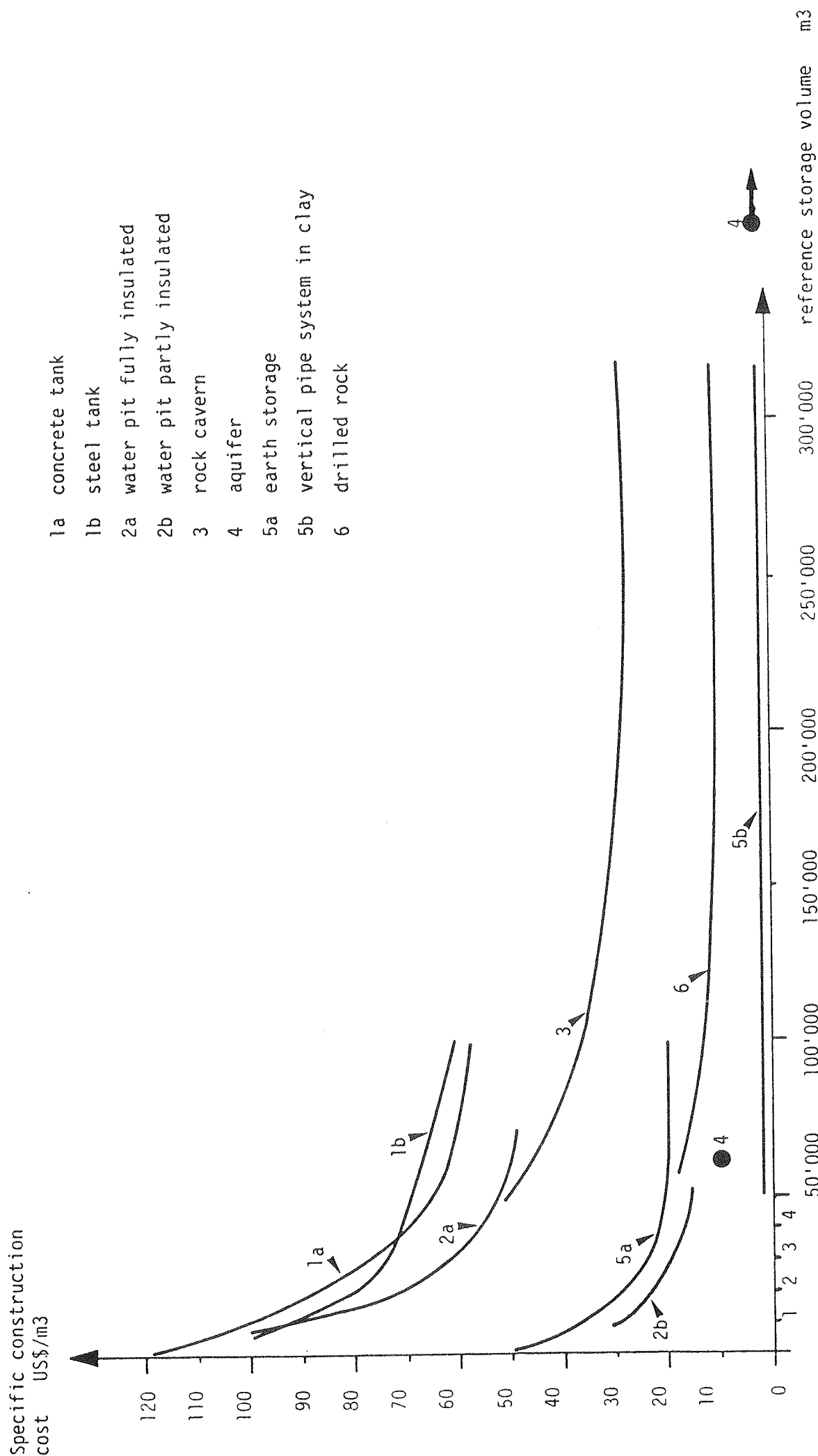


Fig. 1. Typesammenligning visende sammenhæng mellem lagerenhedspris og volumen
 (Ref. [7]).

specific construction cost US\$/kWh/cycle

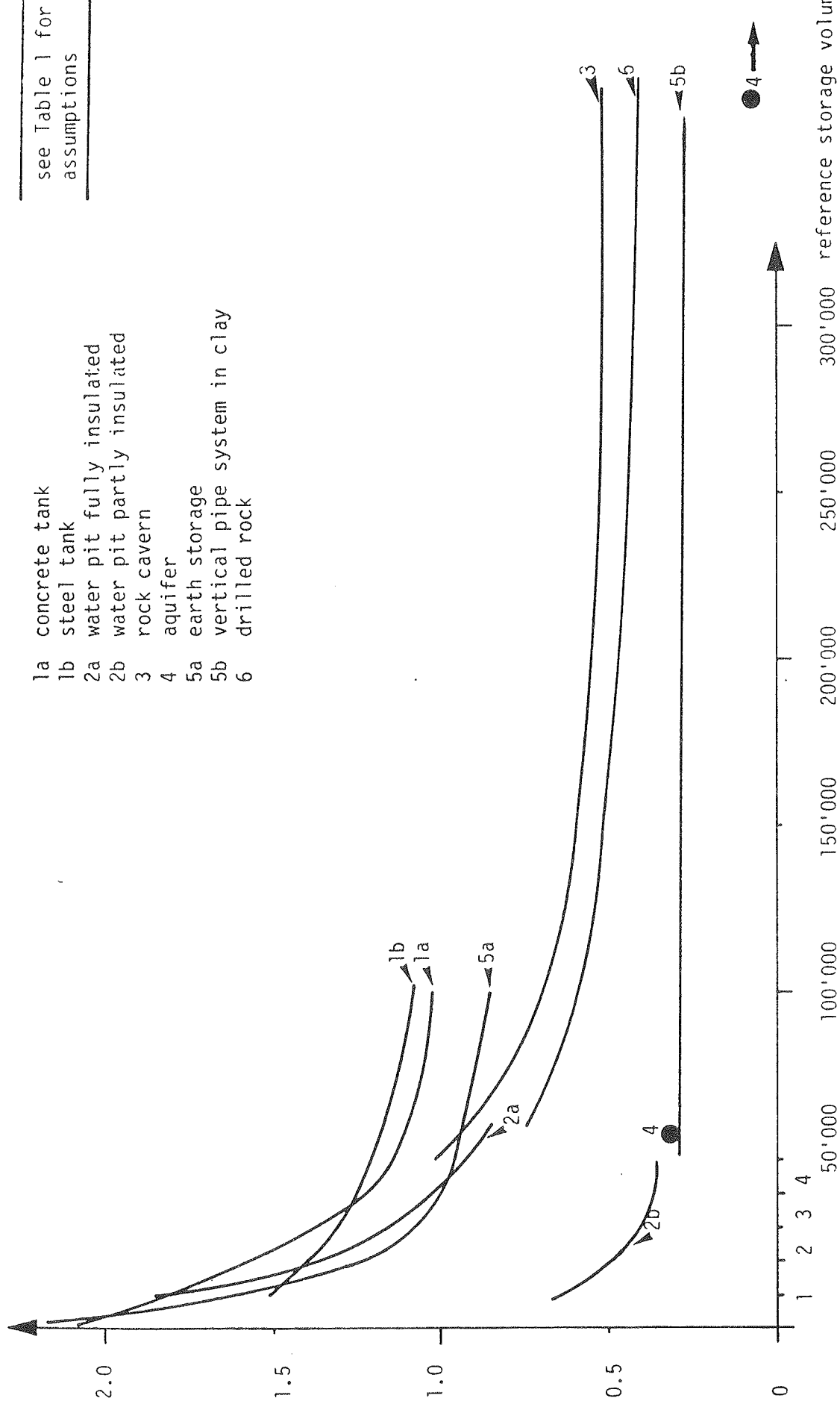


Fig. 2. Typesammenligning visende sammenhæng mellem energienhedspris for udtaget energi (1 års lade- og afladeforløb) og volumen (Ref. [7]).

ASSUMPTIONS FOR THE CONVERSION FACTORS BETWEEN REFERENCE VOLUME AND RECOVERED ENERGY

STORAGE TYPE	CONCRETE & 1 STEEL TANKS		WATER PIT		WATER PIT		ROCK		4 AQUIFER		EARTH 5a STORAGE		VERTICAL PIPE		DRILLED	
			2a FULLY INSULATED	2b PARTLY INSULATED	3	CAVERN	3	CAVERN	4	5a	5b	CLAY	5b	SYSTEM IN	6	ROCK
Storage medium volumetric heat capacity ρC_p [kWh/m ³ K]	1.16		1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	0.75	0.70	0.80	0.63				
Reference $\Delta T^{1/}$ [°C]	55		55	55	55	55	55	55	55	55	15	55				
Typical energy recovery factor	1/	0.90	0.85	0.70	0.80	0.75	0.60	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70				
Conversion factor [kWh/m ³]	57		54	45	51	31	23	24								

1/: very dependent on the size of the plant, of the system...

Fig, 3, Forudsætninger for beregningerne til Fig. 2. (Ref. [7]).

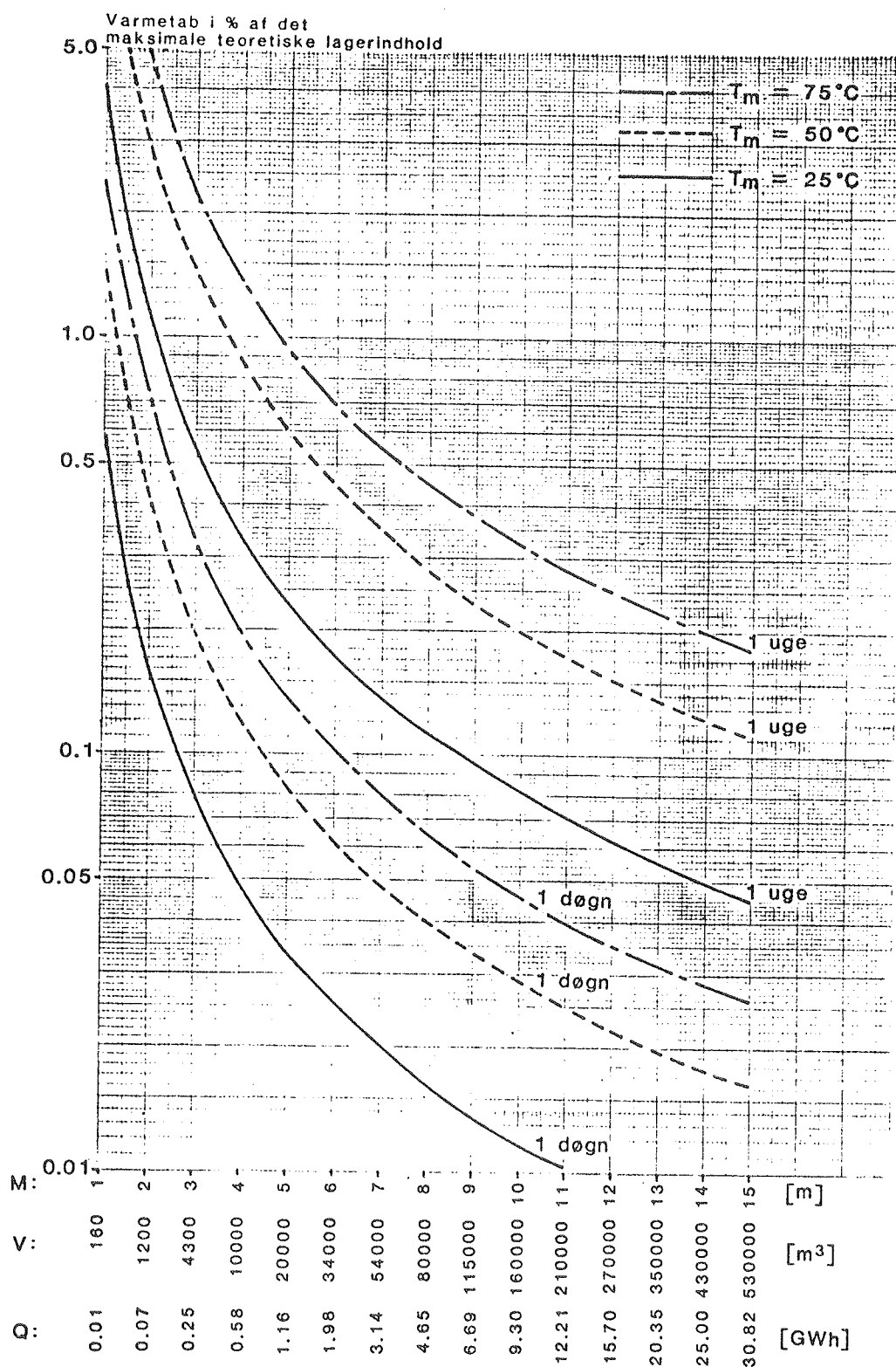
7. Store damvarmelagres økonomi

Overvejelser vedrørende indbygning af varmelagre i varmesystemer kan baseres på en sammenligning af nuværdien af produktionsprisreduktionerne, som indbygningen muliggør i lagerets levetid, med anlægsværdien for lageret.

Produktionsprisens reduktion må udregnes med hensyn taget til udgifterne i forbindelse med lagerets drift og vedligeholdelse. Af størst betydning for fastlæggelse af driftsudgifter er kendskab til varmetabet fra lageret i lagerperioden. Dette tab kan sammenlignes med tab hidrørende fra lagersvind i mange andre industrielle produktionssystemer. Tilsvarende de for disse systemer velkendte økonomiske grundregler om lageromsætningshastighedens afgørende betydning for lageromkostningernes størrelse, gælder det for store varmelagre, at også her er lagertiden af afgørende betydning for varmetabets og de øvrige driftsudgifters størrelse.

På de efterfølgende fig. 4, 5 og 6 er vist det procentvise tab i lagerindholdet under eet opladnings- og afladningsforløb af samlet længde på henholdsvis 1 døgn, 1 uge, 1 måned, $\frac{1}{2}$ år og 1 år som funktion af lagerets størrelse målt i m^3 eller angivet ved det karakteristiske mål *modulet* i m. *Modulet* er lagerets volumendivideret med lagerets overflade mod jord. Middeltemperaturen i lageret er henholdsvis 25, 50 og 75°C, og temperatursvinget i lageret er i alle tilfælde ± 25 °C. Der er regnet med typiske danske jordbundsforhold (termisk diffusivitet $\alpha = 22 \text{ m}^2/\text{år}$) og med flydende topisolering svarende til ca. 0.5 m mineraluld eller polystyren. Endvidere er de anførte tab beregnet for lagerets 4. driftsår, og lageret er regnet udformet som en keglestub med anlæg 1:2.

Kurverne viser, at korttidslagring (mellem 1 døgn og 1 uge) ved alle de viste temperaturniveauer giver ubetydelige tab (< 1%) selv for små lagre.



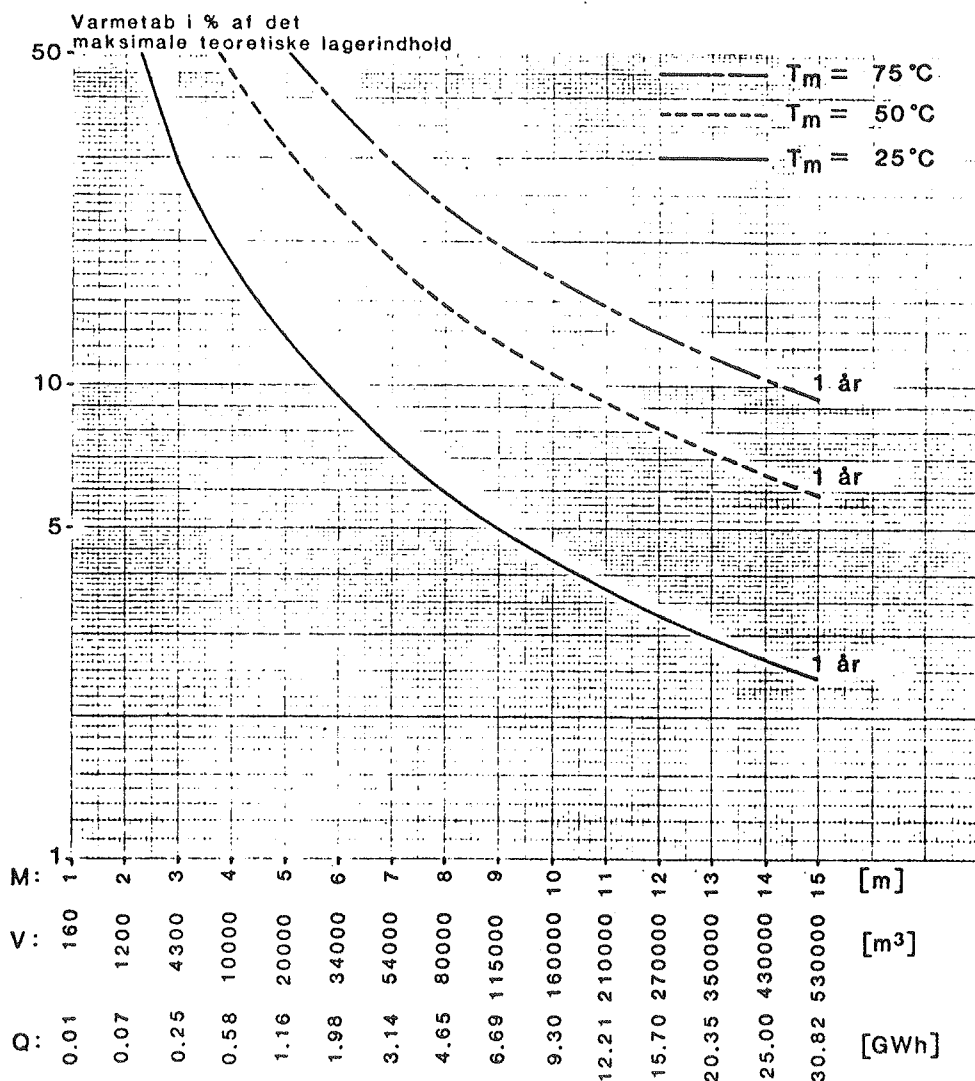
Note:

M er modulet (lagerets volumen divideret med lagerets overflade mod jord)

V er lagerets volumen

Q er det maksimale teoretiske lagerindhold ved et temperatursving på 50°C

Figur 4. Det procentvise tab af det maksimale lagerindhold fra dam-varmelagre med størrelse 160 m^3 til 530.000 m^3 i 4. driftsår under eet opladnings- og afladningsforløb af samlet længde på henholdsvis 1 døgn og 1 uge (korttid). Middeltemperaturen T_m i lageret er henholdsvis 25, 50 og 75°C og temperatursvinget er i alle tilfælde $\pm 25^\circ\text{C}$.



Note:

M er modulet (lagerets volumen divideret med lagerets overflade mod jord)

V er lagerets volumen

Q er det maksimale teoretiske lagerindhold ved et temperatursving på 50°C

Figur 6. Det procentvise tab af det maksimale lagerindhold fra dam-varmelagre med størrelse 160 m^3 til 530.000 m^3 i 4. driftsår under eet opladnings- og afladningsforløb af samlet længde på 1 år (sæson). Middeltemperaturen T_m i lageret er henholdsvis 25°C , 50°C og 75°C og temperatursvinget er i alle tilfælde $\pm 25^\circ\text{C}$.

Ved lade- og afladeforløb på 1 måned op til et halvt år viser kurverne, at kun lagre med størrelser over 10.000 m^3 for lavtemperaturlagre, over 50.000 m^3 for mellemtemperaturlagre og over 100.000 m^3 for højtemperaturlagre giver tab under 10% af lagerbeholdningen.

Endelig viser kurverne, at lageret ved egentlig sæsonlagring (op- og afladningsforløbets tidsrum 1 år) for lavtemperaturlagre må være over 30.000 m^3 , for mellemtemperaturlagre over 200.000 m^3 og for højtemperaturlagre over 500.000 m^3 , dersom tabet skal begrænses til 10% eller mindre. De nævnte sæsonlagerstørrelser modsvarer lagerbeholdninger på 1740 MWh for lavtemperaturlagrene, 11600 MWh for mellemtemperaturlagrene og 29.000 MWh for højtemperaturlagrene. Afhængig af enfamiliehusets størrelse og isoleringsstandard svarer disse lagerbeholdninger eksempelvis til ca. 250, ca. 1300 og ca. 3200 huse, når der bortses fra distributionstabene.

De anførte tabsstørrelser viser, at sæsonlagring kun er økonomisk mulig i forbindelse med større varmesystemer.

8. Damvarmelagres anvendelsesområder

Betragter vi først korttidslagring med lade- og afladeforløb på 1 døgn op til 1 uge viser tabskurverne, at selv for højtemperaturlagre er tabene under 1% for lagre over 20.000 m^3 eller 1160 MWh.

Korttidslagring finder især anvendelse ved kraftvarmesystemer, hvor muligheden for afkobling af varmeproduktionen i 5-8 timer kan skabe en for kraftværket meget værdifuld el-kraftreserve. Den ønskede afkobling fra kraftværket skal modsvares af en tilsvarende effekt ved leverance fra damvarmelageret. Sådanne store effekter synes kun mulige ved vandlagre (tanklagre, bjergrum eller damvarmelagre). Korttidslagring har også stor betydning ved tilrettelæggelse af kraftvarmeværkers drifts-

planer, idet korttidslagring kan muliggøre udnyttelse af systemkomponenterne med maksimal effektivitet i et tidsrum, der afviger fra varmeleveranceperioden. Også i varmesystemer, der anvender affaldsbrændingsvarme eller industriel procesvarme, vil korttidslagring blive anvendt f.eks. i forbindelse med weekend lukning af varmeproduktionen.

For måneds- og halvårslagring viser kurverne over lagertabene, at højtemperaturlagre skal være fra 5.000 - 115.000 m³ for at begrænse tabet til 10%. Sådanne lagre vil formentlig kunne forekomme i forbindelse med sæsonbegrænsede procesvarmeleverancer (sukkerproduktion) [12] eller i forbindelse med spidsbelastningsudjævning i større fjernvarmeanlæg. I sådanne tilfælde vil lagrene, der almindeligvis arbejder ved højtemperatur, blive over 100.000 m³ og derved af en effektivitet, der gør dem meget lønsomme.

For sæsonlagring viser kurverne, at kun for lavtemperaturlagre kan der opnås rimeligt små tab (< 10%) for lagre af størrelse mellem 30.000 m³ og 160.000 m³ og kun rimeligt små tab (< 10%) for mellemtemperaturlagre, dersom størrelsen er mellem 160.000 m³ og 500.000 m³.

Dersom det kollektive system, lageret skal betjene, eksisterer allerede, er det sandsynligt, at systemets fremløbstemperatur ligger mellem 90 og 100 °C, og lageret derfor må være højtemperaturlager eller et mellemtemperaturlager med varmepumpe, der kan sikre aflevering af den lagrede varme ved den oprindeligt valgte fremløbstemperatur. Kraftforbruget til varmepumpen kan skønnes at være væsentlig mindre end det øgede tab ved direkte højtemperaturlagring. Som et led i en mere økonomisk anvendelse af energi søges fremløbstemperaturerne i de kollektive varmesystemer sænket [13]. Herved vil mellemtemperaturlagre blive anvendelige uden varmepumpe.

Kurverne viser tydeligt, at nye bebyggelser fordelagtigt vil kunne projekteres som lavtemperaturanlæg, hvor man f.eks. ved

luftvarmeanlæg arbejder med fremløbstemperaturer på 50°C og varmepumpe, der sikrer et temperatursving tæt på de forudsatte 50°C i lageret. Anvendelse af lavtemperaturanlæg bliver også mere attraktivt, når den fremtidige udvikling i bygningsisoleringen medtages i betragtningen [14]. Ændring fra mellemtemperaturområdet til lavtemperaturområdet øger effektiviteten af solfangersystemer ca. 20% samtidig med, at lagertabet falder mellem 15% og 3.5% ved størrelser mellem 34.000 m^3 og 530.000 m^3 . Der vil således blive råd til driftsudgifter til varmepumper, da disse næppe vil overstige 10% af lagerbeholdningen.

9. Omfanget af damvarmelagres fremtidige anvendelse

Som det fremgår af foranstående gennemgang af anvendelsesområderne, er korttidslagrene lønsomme i alle varmesystemer med kraftvarmekobling. Det synes rimeligt at antage, at ca. 10-20 lagre (højtemperatur) hver på ca. 50.000 m^3 vil blive bygget i forbindelse med nuværende og kommende kraftvarmekoblinger. Disse anlægsarbejder vil næppe overstige mere end 10% af anlægsværdien af de spidslastværker, som indbygning af de nævnte damvarmelagre overflødiggør.

En række af de større fjernvarmesystemer uden kraftværkskobling må også forudses at ville forbedre driftsøkonomi og driftssikkerhed ved at indbygge et damvarmelager i systemet. Her er omfanget noget vanskeligere at forudse, fordi lønsomheden er kraftigt afhængig af de enkelte systemers konstruktion.

Omfanget af anvendelsen af måneds- og halvårslagre vil bero på, i hvilket omfang industriel procesvarme med kraftige sæsonsvingninger vil blive søgt udnyttet i eksisterende og kommende fjernvarmesystemer. Antallet vil næppe blive stort. En række mellemstore nuværende fjernvarmesystemer uden kraft-

værskobling kan for at billiggøre spidslastdækningen tænkes at ville indbygge måneds- og halvårslagre efterhånden som udskiftning af eksisterende uøkonomiske spidslastkapaciteter bliver nødvendig.

Omfarvet af anvendelsen af sæsondamvarmelagre beror på grund af lageromkostningernes størrelse på omfanget af anlæg til udnyttelse af solenergi eller spildvarme. Som anført ovenfor må anlægsstørrelserne være betydelige for, at tabene skal blive procentvis rimeligt små.

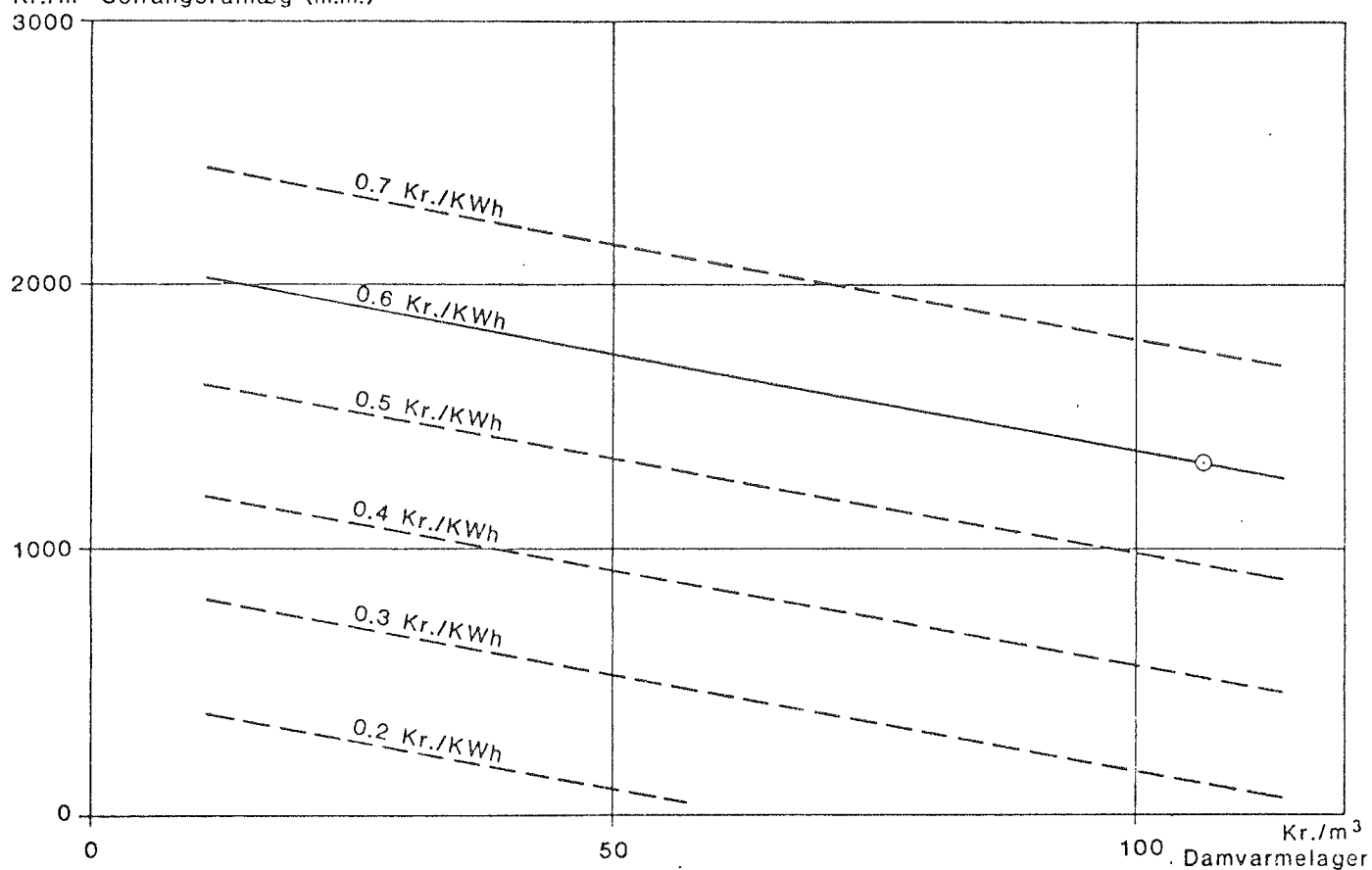
10.

Solvarmeanlægs lønsomhed

Afgørende for omfanget af anvendelsen af sæsondamvarmelagre bliver spørgsmålet om store solvarmeanlægs lønsomhed [10].

Betragtes nuværdien af den ved et sådant anlæg vundne nettoenergimængde i anlæggets levetid korrigeret for anlæggets drifts- og vedligeholdelsesudgifter og sammenlignes denne med merinvesteringen (anlægsværdien for sæsonvarmelageret og solfangeranlægget med varmepumpe og øvrigt tilbehør fratrukket bebyggelsens konventionelle varmeanlægs anskaffelsesværdi) fremkommer en sammenhæng mellem enhedsprisen for solfangerareal og damvarmeanlæg ved forskellige energipriser. Det fremgår af de på fig. 7 viste kurver, at enhedspriser på 50 kr/m^3 og 500 kr/m^3 for henholdsvis lagerenhedspris og solfangerenhedspris vil gøre solenergisystemer konkurrencedygtig overfor fjernvarme.

Ud fra udviklingen i Sverige synes det ikke utænkeligt, at konkurrencedygtige enhedspriser kan nås inden 1990. Når dette sker, vil anvendelsen af sæsondamvarmelagre stige. Større nye bebyggelser af typen "tæt lav" vil antagelig blive udført som lavtemperaturprojekter og hver 200 huse vil, dersom solanlæg foretrækkes, kræve et damvarmelager på over 30.000 m^3 . Større eksisterende anlæg vil måske i et vist omfang blive forsynet

Kr./m² Solfangeranlæg (m.m.)

Note:

- ⊙ markerer et simuleret system [8] bestående af 200 rækkehuse tilkoblet en solvarmecentral bestående af 6.600 m² solfangere, 49.400 m³ damvarmelager, en varmepumpe og et lavtemperatur-fjernvarmenet

Figur 7. Sammenhængen mellem systemkomponenternes enhedspriser og forskellige energipriser for systemstørrelsen 2700 MWh.

med solanlæg og mellemtemperaturlagre med varmepumper.

Foruden ved solanlæg kommer sæsondamvarmelagre også på tale i forbindelse med spildvarmeudnyttelse og affaldsforbrænding. Når spildvarmemængden eller affaldsforbrændingen overstiger fjernvarmesystemets sommerbehov, vil sæsonlagring i damvarmelagre være en mulighed. Sæsondamvarmelagre i sådanne systemer vil ofte blive meget store, og indplacering af sådanne lagre i byplanerne kan vise sig at rumme vanskeligheder.

11.

Sammenfatning

Den ændrede relation mellem komponenterne i varmeprisen, som de kraftige stigninger i brændselspriserne 1973-80 har medført, har skabt øget interesse for rationel drift af kollektive varmeanlæg. Den hidtidige produktion af varme i nøje takt med behovet vil i fremtiden blive afløst af rationel produktion til lager og derefter leverance fra lageret i takt med behovet.

Inddragelsen af en række tidsvarierende energikilder i varmesystemerne i fremtiden vil yderligere nødvendiggøre brugen af varmelagre.

Indskydelse af damvarmelagre i de eksisterende kraftvarmesystemer vil i mange tilfælde på en overordentlig økonomisk måde øge kapacitetsreserven i el-systemet. Den ønskede afkobling fra kraftværket af varmeeffekt skal modsvares af en tilsvarende effekt ved leverance fra damvarmelageret. Sådanne store effekter synes kun mulige ved vandlagre (tanklagre, bjergrum eller damvarmelagre). De hidtil anvendte isolerede ståltanke er dyrere end damvarmelagre. Lodrette jordslangeanlæg og aquiferanlæg vil ikke kunne bygges økonomisk til store omsætnings-hastigheder (effekter). Damvarmelagre synes at være de mest fleksible lagermuligheder til forbedret rationel drift af fjernvarmesystemer. Sæsonlagring af spildvarme eller affaldsforbrændingsvarme kan dog muligvis lagres billigere i jordlagre med lodrette jordslanger - eller i aquiferanlæg. For sidst-

nævnte rummer driftsudgifterne i forbindelse med vandrensningen i hvert fald for højtemperaturlagre endnu nogle usikre momenter.

Korttidslagring i damvarmelagre (1-7 døgns) giver uafhængigt af lagerstørrelsen og af temperaturniveauet meget små lagertab. Delsæsonlagring i damvarmelagre (1-6 mdr.) kan ved lavtemperatur (middel 25°C) i lagre $> 10.000 \text{ m}^3$ ske med tab under 10%, ved mellemtemperatur (middel 50°C) i lagre $> 50.000 \text{ m}^3$ ligeledes under 10% tab og ved højtemperatur (middel 75°C) i lagre $> 100.000 \text{ m}^3$ fås også mindre end 10% tab.

Sæsonlagring kan kun ske ved et tab mindre end 10%, dersom et lavtemperaturlager er over 30.000 m^3 , et mellemtemperaturlager er over 200.000 m^3 og et højtemperaturlager er over 500.000 m^3 . Sæsonlagring kræver altså store kollektive anlæg.

Præcis som det er tilfældet med fjernvarmeanlæg og solfangersystemer er også fremtidens damvarmeanlæg mest økonomiske som lavtemperaturanlæg, hvis delsæson - eller sæsonlagring er påkrævet.

Når såvel solfangersystemet som damvarmelagre kan anlægges til enhedspriser på henholdsvis 500 kr/m^2 og 50 kr/m^3 vil solenergibaseret fjernvarme være konkurrencedygtig. Eksisterende højtemperaturanlæg kan evt. ved merisolering af husene eller ved systemombygning i varmeanlægget også blive helt eller delvist solenergiforsynede. Nybyggede anlæg vil blive planlagt som lavtemperaturanlæg med luftvarme og her vil solenergi være en konkurrencedygtig mulighed. Solfangeranlæg med sæsondamvarmelagre kan herved i første trediedel af næste århundrede få en stigende andel af varmemarkedet.

Referencer:

- [1] Larsen, Ib: Kraftvarme og anden overskudsvarmes udnyttelse. Varmeakkumulatorer. Notat. Fynsværket. November 1980.
- [2] Det energirigtige Herningværk er kommet vældig fint fra start. Fjernvarme no 4. 1983. p. 34-43.
- [3] Reiler, Jan: The Ingelstad Project - A Solar Heating Plant with Seasonal Storage. Reiler Ingeniörsbyrå AB, Sverige 1980.
- [4] Norbäck, Kjell, Hallenberg, Jonas: A Swedish Group Solar Heating Plant with Seasonal Storage. D36:1980. Byggeforskningsrådet.
- [5] Värmen kommer från solen och lagres i jorden. Sunclay-projektet Lindälvs skolen i Kungsbacka. G14:1983. Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.
- [6] Wijsman, A.J.Th. M., de Feijter, J.W.: Field Test to Investigate the Performance of an Undeep Prototype Seasonal Heat Storage System with a Heat Capacity for 100 Solar Houses using the Soil as the Storage Medium. In Solar Energy Applications to Dwellings - Solar Energy R & D in the European Community, Series A, Vol. 2, p. 395-403. (Ed. W.Palz and C. den Ouden). D. Reidel Publishing Company. 1983.
- [7] Hadorn, J.C., Chuard, P.: Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage. Cost Data and Cost Equations for Heat Storage Concepts. IEA Solar Heating and Cooling Program, Task VII, Subtask 1 (c). Sorane SA, Switzerland. 1983. (To be published).

- [8] Dytczak, M., Kielsgaard Hansen, K., Nordgaard Hansen, P., Ussing, V.: "Hjortekær - A Central Solar Heating Plant with Seasonal Storage". In proceedings of the Swedish Council for Building Research Conference "Subsurface Heat Storage - In theory and practice". Stockholm. Juni 1983.
- [9] Hansen, K. Kielsgaard, Hansen, P. Nordgaard, Ussing, V.: "Seasonal Heat Storage in Underground Warm Water Stores - Construction and Testing of a 500 m³ Store". Final report. Thermal Insulation Laboratory, Technical University of Denmark. Meddelelse nr. 134. July 1983.
- [10] Klaus Ellehauge, Søren Østergaard Jensen. Perspektiver vedr. solvarme i fremtidens energiplan. Laboratoriet for Varme-isolering, Danmarks Tekniske Højskole. Oktober 1983. Rapport nr. 83-38.
- [11] Sven Bjørnholm, Asger Hansen og Anders Holm. "Danmarks Energiforsyning 1990-2005 traditionelt og reduceret". Niels Bohr Instituttet Marts 1976.
- [12] Energiministeriets energiforskningsprogram "Fjernvarme 9.1., projektrapport. Kortlægning af uudnyttet overskuds-varme". Danske Fjernvarmeværkers Forening. Maj 1983.
- [13] COWI-consult og Laboratoriet for Varme- og Klimateknik, DTH: "Energioekonomisk drift af eksisterende fjernvarmenet". Danske Fjernvarmeværkers Forening. November 1981.
- [14] Vagn Korsgaard: "Varmeisoleringens betydning for det fremtidige energisystem". Laboratoriet for Varmeisolering, Danmarks Tekniske Højskole. Oktober 1983. Rapport nr. 83-37.