

Ordinarie pris: 199 kr

VÄRMELAGER

Här sparas värme i sandbatterier, groplager och bergrum



ALUMISTR

- 1 FINSKA SANDBATTERIET**
Nu ska det börja ge el.
- 2 SVENSKA SANDBATTERIER**
Sparar sommarens solenergi.
- 3 GROPLAGER**
Studie: Lämpliga på 200 platser i Sverige.
- 4 SEX OLIKA LAGER**
Använder tegel, solspeglar och stenkross.
- 5 KRAFTVÄRMEVERK**
Oljeförrådet blev världens största värmelager.



POLAR NIGHT ENERGY

I Borgnäs bygger Polar Night Energy ett större värmelager som ska fyllas med krossad täljsten.

Finska sandbatteriet ska börja ge el – behöver turbin och generator

Det finska företaget Polar Night Energy utvecklar en teknik för att lagra värme i sand. Nu ska en pilotanläggning byggas för att konvertera värmen i sanden till el.

Sedan 2022 har en stålsilo full med sand lagrat värme i Kankaanpää, nordväst om Tammerfors, och levererat värme till det lokala fjärrvärmenätet.

En större version av värmelagret byggs också i Borgnäs, nordost om Helsingfors, vilket Ny Teknik tidigare har berättat om. Syftet är att fjärrvärmenätet där ska sänka sina koldioxidutsläpp, bland annat genom att klara sig utan olja.

Företaget kallar sitt koncept för ett sandbatteri. Men egentligen är det ett värmelager.

Tekniken bygger på att el konverteras till värme och lagras i sand eller krossad täljsten. Nu ska Polar Night Energy undersöka om värmen sedan kan konverteras tillbaka till el på ett effektivt sätt. Då måste en turbin och en generator anslutas till anläggningen.



RAMI MARJAMAKI
Markku Ylönen.

Det skulle ge stora fördelar framför allt när det gäller att hålla elsystemet i balans, hoppas företaget.

– Den här innovationen kommer inte bara minska utsläppen i stor skala, utan också göra förnybar energi mer pålitlig och kostnadseffektiv, säger Markku Ylönen, teknikchef på Polar Night Energy, i ett pressmeddelande.

Kruxet blir att få upp temperaturen. I dag når lagret som mest 600 grader Celsius inuti, den siffran behöver öka till 1 000 grader Celsius för att den utgående värmen ska nå mellan 500 och 800 grader, förklarade Markku Ylönen i somras för Ny Teknik.

En pilotanläggning i liten skala ska byggas under 2025 för att testa processen. Men den kommer att byggas utan turbin. Företaget räknar med att simuleringar och modeller räcker.

Turbinleverantörer vet redan hur mycket el deras turbiner kommer att ge utifrån specifika flöden, uppger Ville Kivioja, vetenskaplig ledare på Polar Night Energy, för Ny Teknik.

– Därför är det tillräckligt att testa om vi kan ge

FINSKA SANDBATTERIET

▶ sådana flöden under tillräckligt lång tid, säger han. Men betydande förändringar av värmelagrets konstruktion kommer att krävas. Rörsystemet inuti värmelagret behöver justeras och flera komponenter måste bytas ut så att de klarar mer värme.

– Pilotanläggningen kommer att användas för att testa det förändrade värmelagrets förmåga att leverera de exakta temperatur- och trycknivåer som turbinerna kräver, säger Ville Kivioja.

Just nu letar Polar Night Energy efter en lämplig plats för pilotanläggningen nära Tammerfors. Exakt hur stor den blir är inte klart än.

Verkningsgraden i elproduktionen förväntas ligga på mellan 30 och 50 procent, uppger företaget, men siffran kan öka om överbliven värme tas tillvara.

Jämfört med ett energilagret i form av litiumjonbatterier ska sandlagret kunna spara energi över längre tids-skalar, upp till flera veckor.

– Vi kan erbjuda mycket större lagringskapacitet till mycket lägre kostnader, säger Miika Peltola, kommunikationschef på Polar Night Energy.

Business Finland stödjer utvecklingsarbetet med 2,1 miljoner euro.

LINDA NOHRSTEDT
linda.nohrstedt@nyteknik

Polar Night Energy

- Företaget grundades 2018 av Tommi Eronen och Markku Ylönen.
- I dag är 16 personer anställda i företaget.
- Totalt har företaget 9 miljoner euro i finansiering.



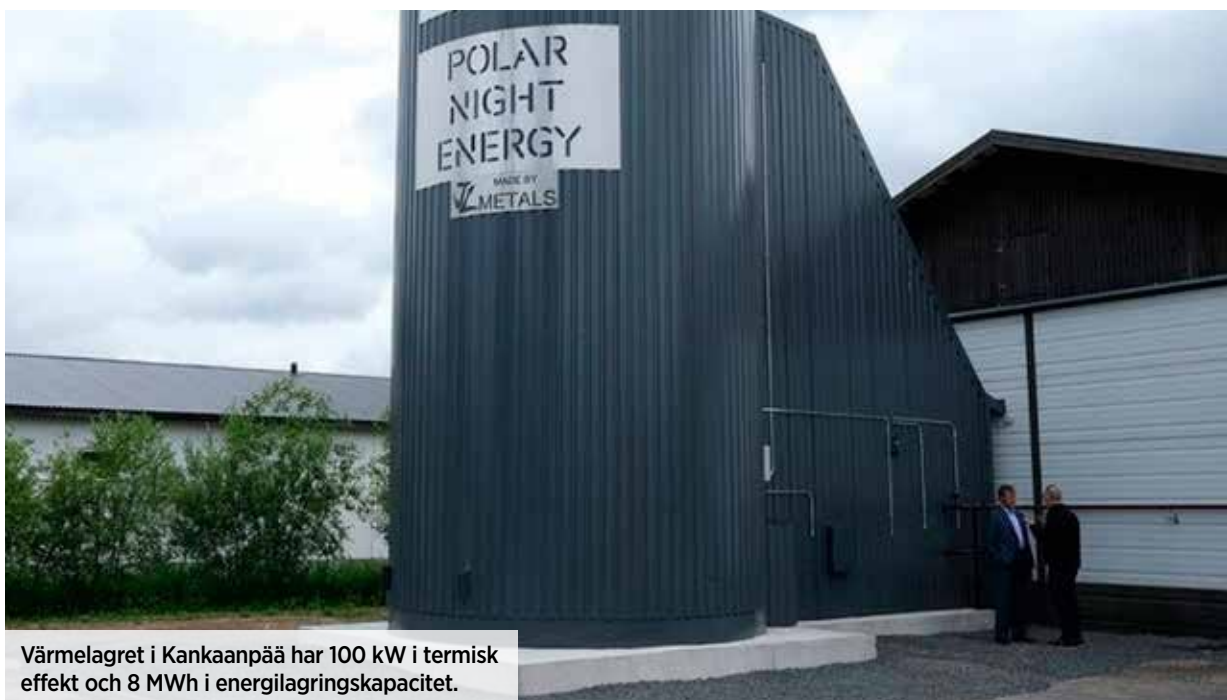
POLAR NIGHT ENERGY

Krossad täljsten ska användas som lagringsmedium i energilagret i Borgnäs.



SIMO HEIKKINEN

Illustration av Polar Night Energys värmelager. El värmer luft som drivs in i lagret med fläktar. Den varma luften passerar genom rörledningar i lagret och överför värmen till sanden.



POLAR NIGHT ENERGY

Värmelagret i Kankaanpää har 100 kW i termisk effekt och 8 MWh i energilagringskapacitet.



Här är K-mits lager i Hässelby utanför Stockholm fyllt med sand och täckt med aluminiumpapp på ovsidan.

Sandbatterier sparar sommarens solenergi

Samla sommarens solstrålar i ett energilager, som sedan ger värme till vintern. Det är tanken bakom tre olika svenska värmelager. ”Vi kände samma frustration som alla andra”, säger en av upphovspersonerna.

I Finland satsar företaget Polar Night Energy på att lagra värme i stora silos fyllda med sand, vilket Ny Teknik har berättat om i flera artiklar. Företaget kallar sin lösning för ett sandbatteri. I Sverige finns flera liknande konstruktioner på gång för att spara solenergi från sommaren så att den kan ge värme på vintern.

I Hässelby utanför Stockholm har företaget K-mit grävt ner ett sandlager under marken. Ungefär 14 kubikmeter sand rymms i en isolerad behållare och allt har placerats i en grop, cirka fyra gånger fyra meter, och sedan täckts med jord.

Just sand har valts för att materialet kan bibehålla värme över lång tid.

– Sand är billigt, det är i stort sett bara frakten som kostar, och bra på att hålla kvar värme, även om det är böjigt att trycka ner mycket värme snabbt. Dessutom klarar sand en hög temperatur utan att skapa så många följdproblem, berättar Pontus Kindblad, vd på K-mit.

Syftet med lagret är att via solceller ta vara på solens energi under sommaren och sedan spara den för att värma upp varmvatten och byggnader under vintern.

Prototypen i Hässelby fungerar men används än så länge bara för att värma ett förrådstålt.

– Så småningom ska vi värma ett hus, men det är inte färdigrenoverat än, säger Pontus Kindblad.

Sanden i Hässelby laddas med 650-gradig luft, värmd av element, ungefär som i en brödrost. Den varma luften sprids ut i sanden via ett inbyggt rörsystem. Totalt kan lagret rymma 3 MWh.

När energi ska hämtas ur lagret drivs kall luft ned i lagret med hjälp av fläktar. Luften värms då av sanden och värmen växlas över till vatten eller luft. ▶

► Målsättningen är att ännu varmare luft, med cirka 800 grader Celsius, ska kunna ladda lagret. K-mit har inlett ett samarbete med acceleratoren Produktionsänglar i Södertälje för att klargöra hur komponenterna då ska kunna tillverkas.

– Det är lätt att tro att man ska klara sig med komponenter ”off the shelf”, men i 800 grader är det inte så många produkter som fungerar längre, säger Pontus Kindblad.

Företaget K-mit har tidigare ägnat sig åt att ta fram appar, webbplatser och digitala system. Med värmelagret i Hässelby har verksamheten tagit en ny inriktning.

Initiativet togs av de äkta makarna Pontus och Susanne Kindblad, som båda är aktiva i företaget.

– Vi har solpaneler på huset och cykelförrådet och kände samma frustration som många andra. Man får mest nytta när elen är som billigast, och måste ändå köpa el när den är som dyrast, berättar Pontus Kindblad.

Batterier skulle bli för dyrt för att spara energi till vintern. Därför började de undersöka möjligheten att spara värme.

Nu har prototypen varit igång i ungefär fem månader. Nästa version kommer troligen att byggas under våren i småländska Tranås, där företaget Sprintline utvecklar nya fläktar som ska tåla höga temperaturer.

I framtiden hoppas K-mit kunna sälja värmelagret till exempelvis lantbrukare eller gjuterier. Den spillvärme som bildas när metall smälts i gjuterierna skulle kunna sparas i lagret för att komma till nytta senare. Och lantbrukare som behöver torka spannmål kan ha glädje av att spara stora mängder energi från vind- eller solkraft i ett värmelager.

En liknande konstruktion, men i en silo ovan jord och med 56 ton makadam av krossad granit i stället för sand, finns i Salsån i Jämtlands län. Här är det Kenneth och Katerina Nordin som har byggt värmelagret.

– Det här är en prototyp som vi har byggt för att lära oss. Vi har 168 markmonterade solpaneler som försörjer lagret med el från solen, berättar Kenneth Nordin.

Lagret värms till 600 grader Celsius med hjälp av 20 porslinsstavar, lindade med så kallad kanthaltråd, en tråd av metall, och nerstoppade i makadamen. När el leds genom tråden glödgas den och sprider värmen i materialet.



Pontus Kindblad på K-mit i gropen där sandlagret senare installerades.



Så här ser makarna Nordins värmelager ut i Salsån, Jämtlands län.

För att tappa ur energi ur lagret leds vatten in i ett rör-system runt sidorna och toppen av silon. Vattnet värms upp och värmen växlas över till husets uppvärmningssystem. På så sätt får makarna Nordin varmvatten i både kranarna och golvvärmsystemet.

– Vi kopplade in lagret på huset, men vi har inte gjort det för huset utan för att lära oss. Vi kör varmvatten, men om det är för lite får vi använda el. Vi har fortfarande nätkopplingen på, säger Kenneth Nordin.

Lagret har varit i drift sedan oktober 2024. Just den dag som Ny Teknik ringer är en cirkulationspump trasig och ska bytas ut. Det innebär att lagret bara kan laddas upp, inte laddas ur.

Tidigare ledde en bugg i programvaran till att 15 kant-halstavar gick sönder och fick bytas ut. Annars tycker Kenneth Nordin att systemet har fungerat bra.

Förutom att samla kunskap har paret som målsättning att bli självförsörjande på el och värme tack vare solcellerna och värmelagret.

– Teoretiskt saknar vi 2 000 kilowattimmar i december och januari, när vi har låg solhöjd, säger Kenneth Nordin.

Nu hoppas han kunna bygga tre större anläggningar för att spara värme till fjärrvärmesystem. För det behövs mellan 5 och 10 miljoner euro, som han nu söker i form av bidrag från EU.

Ett liknande värmelager som redan är kommersiellt gångbart i Sverige är systemet Ases, Active Solar Energy Storage, som saluförs av konsultföretaget Norconsult. Det skiljer sig från exemplen ovan genom att det består av hårdpackat stenmjöl och laddas med betydligt lägre temperatur.

Systemet innebär att solfångare värmer en glykolblandning som leds ner i ett stenmjölsmagasin under byggnaden. Som mest håller lagret 22 grader Celsius. När värme ska tappas ur leds glykolblandningen till en värmepump, som förser radiatorer och varmvattenberedare med värme.

Hittills finns ett 20-tal installationer i Sverige. Den största gjordes 2016 i Haninge kommun, på Fredrika Bremergymnasiets yrkesdel.

Marcus Rydbo, divisionschef på Norconsult, beskriver intresset för lösningen som ”halvsvalt”.

– I städerna är byggnader anslutna till fjärrvärme, och många kommuner är inte intresserade av någon annan lösning som inte är kopplad till fjärrvärme. Så vårt system har varit lite svårt att sälja in, säger han.

För Fredrika Bremergymnasiets yrkesdel räcker inte lagret för att värma byggnaden hela vintern. De allra kallaste dagarna behövs tillskott från fjärrvärme.

– Det visste vi från början. Men det är så få dagar vi behöver spetsa, säger Kaj Nilsson, projektledare på Tornberget som äger Fredrika Bremergymnasiet.

Värmelagret under byggnaden spänner över 6000 kvadratmeter medan själva byggnaden omfattar 9400 kvadratmeter. Energilagringsskapaciteten är cirka 165000 kilowattimmar för stenmjölsmagasinet och den omgivande marken. Men laddning och uttag görs kontinuerligt under året, så totalt sett omsätts ungefär dubbelt så mycket värme på ett år.

Enligt Norconsult ger Ases-systemet mer värme per



STEN JÄNSJÖ

Marcus Rydbo.

kilowattimme el än bergvärme. Sex till åtta kilowattimmar värme går att få ut för varje kilowattimme el som värmepumpen drar.

Men ändå har det varit svårt att visa att installationerna blir lönsamma, berättar Marcus Rydbo. Det beror bland annat på att elpriset i Sverige är relativt lågt.

I en industrifastighet i Bollebygd, där Ases-systemet installerades för att ersätta uppvärmning med olja, blev situationen bättre.

– Det var väldigt gynnsamt. Det var en privat fastighetsägare som fick ett ökat värde på sin fastighet tack vare en lägre driftkostnad. Men så kan inte en kommun räkna, säger Marcus Rydbo.

Han tycker att beställare måste bli modigare och våga testa nya lösningar i praktiken.

– Kommunala och statliga beställare måste gå före. Det ligger i deras åtagande, säger han.

LINDA NOHRSTEDT

linda.nohrstedt@nyteknik.se



NORCONSULT

Här ligger slangar utlagda under bygget av värmelagret till Fredrika Bremergymnasiets yrkesdel i Haninge kommun.



LUFTFOTO DANMARK

I Toftlund på södra Jylland har ett groplager byggts intill ett fält med solfångare.

Ny studie: Groplager lämpligt i över 200 svenska städer

Solvärme sparas i form av hetvatten från sommar till vinter i stora groplager i Danmark. Nu visar en ny forskningsstudie att det finns geologiska förutsättningar i över 200 svenska städer för att bygga sådana lager.

I Danmark finns flera groplager som säsongslagrar värme från solfångare, till exempel i Dronninglund, Toftlund och Vojens. De varierar från 60 000 till 205 000 kubikmeter.

Groplager kan se lite olika ut men har ofta ett invändigt tätskikt av plast samt ett isolerande och flytande lock ovanpå för att hålla värmen inne och regnvatten ute. Djupet på lagren brukar variera från fem till femton meter. Varmt vatten hämtas från den övre delen av lagret och skickas ut i fjärrvärmenätet, medan kallare returvatten skickas in i botten av lagret.

Nu har forskare från Högskolan Dalarna och Högskolan i Halmstad kartlagt var groplager kan vara lämpliga att bygga i Sverige. Undersökningen har gjorts i samarbete med solvärmeföretaget Absolicon Solar Collector.

Studien har utgått från de cirka 500 svenska orter där det finns fjärrvärmenät i dag. Geologiska data från orterna har kombinerats med värmebehov och markanvändning för att identifiera platserna med bäst förutsättningar.

Resultatet visar att det finns förutsättningar för att bygga groplager i över 200 orter.

– Det har visat sig finnas ganska många ställen som har de rätta eller åtminstone tillräckligt bra geologiska förutsättningar för groplager. Det var fler än vi väntade, berättar Chris Bales, professor i energiteknik på Högskolan Dalarna.

Forskarna har utgått från geologiska data från SGU, Sveriges geologiska undersökning, för att identifiera platser där berggrunden ligger tillräckligt djupt så att ett groplager ska kunna byggas. Dessutom har

► forskarna försökt utröna om schaktmassorna går att använda för att bygga en vall runt groplagret.

Men Chris Bales poängterar att groplager troligen inte kommer att byggas på alla dessa dryga 200 platser.

– Även om vi visar att många platser är lämpliga kan det finnas hinder på grund av vem som äger marken eller andra omständigheter. Vår studie visar platser som har potential, men den praktiska potentialen kommer att vara lägre, säger han.

Underlaget från SGU har heller inte innehållit all data som forskarna behöver. Till exempel har forskarna inte kunnat utröna hur strömmarna går i grundvattnet, vilket kan påverka energiförlusterna i ett groplager. Om grundvatten rör sig bort från lagret kan förlusterna bli så stora att det inte lönar sig att bygga ett lager.

– Nästa steg, om en kommun eller fjärrvärmebolag vill gå vidare, är att göra lokala geologiska undersökningar, säger Chris Bales.



Chris Bales.

HÖGSKOLAN DALARNA

I de dryga 200 orterna som bedömdes lämpade för groplager finns både större och mindre fjärrvärmenät. Men för att vara mer kostnadseffektiva än vanliga ackumulatortankar måste groplagren vara relativt stora. Därför passar groplager bättre för större fjärrvärmenät, enligt forskarna.

– Anledningen till att inte alla 500 orter skulle vara lämpliga för groplager är att de har för litet värmeunderlag, alltså för få kunder i fjärrvärmenätet. Där är det bättre med en tank om de vill ha storskalig lagring, säger Chris Bales.

Gränsen för när ett groplager är kostnadseffektivt jämfört med en ackumulatortank går, enligt forskarna, vid cirka 50 000 kubikmeter. Det motsvarar en markyta om 14 000 kvadratmeter, alltså nästan 1,5 fotbollsplaner av den största tillåtna storleken för 11-mannaspel.

Forskarna har även gjort förstudier för Söderhamn, Härnösand och Råneå utanför Luleå, för att bedöma marknadsförutsättningar för solvärme och groplager.

– Inte så förvånande kom vi fram till att solvärme och groplager är beroende av ränteläget eftersom de är ka-

pitalintensiva med låga driftkostnader. Det krävs relativt låga räntor, säger Chris Bales.

Enligt forskarnas beräkningar kostar ett groplager om 25 000 kubikmeter cirka 2,5 miljoner euro att bygga, alltså drygt 28 miljoner kronor.

Men det finns en drivkraft hos fjärrvärmebolagen att öka sin flexibilitet och motståndskraft. På senare tid har biobränslen som flis och pellets ökat kraftigt i pris. Därför har intresset från fjärrvärmebolagen ökat för värmelagring under forskningsprojektets gång, berättar Chris Bales. Nu är det inte främst säsongslagring från sommar till vinter som står i fokus, utan även kortare lagringsperioder om några veckor ses som värdefullt.

– En möjlighet att byta ut olika värmekällor och ha ett lager innebär att fjärrvärmebolag får en ökad flexibilitet över tid. Om man har storskalig lagring med flera dagars värme får man ökad motståndskraft om en produktionsanläggning faller bort, säger Chris Bales.

I Danmark byggdes för ett par år sedan ett nytt groplager i Høje Taastrup för att ge flexibilitet till flera lokala fjärrvärmenät i Köpenhamn. Det är avsett att laddas upp och ur cirka 30 gånger per år. Lagret har en volym om 70 000 kubikmeter och kan lagra 3 300 MWh.

Flera av de danska groplagren får sin värme från solfångare. Men ett groplager kan värmas även av andra källor. I stora städer finns det ofta spillvärme från industrier som kan användas för att värma vattnet.

I Sverige bedöms groplager kombinerat med solvärme och andra värmekällor, till exempel spillvärme, kunna täcka upp till 17 TWh av behovet i svensk fjärrvärme, enligt studien från Högskolan Dalarna och Högskolan i Halmstad.

Beräkningen utgår från att de dryga 200 lämpliga orterna förses med groplager och solfångare för att täcka 40 procent av värmebehovet i fjärrvärmenätet. Just 40 procent har valts som riktmärke baserat på forskning från groplager i Danmark och Tyskland.

– Det är en teoretisk beräkning som visar en teknisk potential, men siffran är lite för hög. Sannolikt kommer en hel del platser att falla bort av praktiska skäl, säger Chris Bales.

Nu hoppas projektgruppen på att skapa intresse för att bygga ett demonstrationsprojekt i Sverige, och på så sätt samla kompetens om groplager.

– Det är ett stort steg för ett fjärrvärmebolag att investera i något som inte finns i Sverige än. Det är ett vågat beslut i dagens läge utan en pilotanläggning som visar vägen, säger Chris Bales.

Forskarna diskuterar med flera intresserade fjärrvärmebolag, men Chris Bales bedömer att det kommer att ta lång tid innan beslut om en demonstrationsanläggning fattas.

Studien har gjorts med finansiering av Energimyndigheten.

LINDA NOHRSTEDT

linda.nohrstedt@nyteknik.se



AALBØRG CSP

Marstals anläggning kombinerar solfångare och groplager och ligger i södra Danmark, på ön Ærø.



RAYGEN

Två vattenmagasin lagrar varmt respektive kallt vatten i Raygens anläggning i Australien.

Tegel, solspeglar och stenkross – så satsar de på värmelager

Värme behövs till bostäder och industriella processer. Men hur ska den lagras på bästa sätt? Här är sex företag som utvecklar olika sorters värmelager.

1 Sprickor i berget

Genom att skapa sprickor i berggrunden säsongslagras värme. Metoden har utvecklats av Göteborgsföretaget Hydroc Energy och testas sedan 2023 i Linköping ihop med Tekniska verken.

Tekniken bygger på att några brunnar borrar i berggrunden, därefter skapas sprickskivor som förbinder brunnarna. Genom att cirkulera det befintliga grundvattnet åt olika håll kan det antingen laddas med värme eller laddas ur.

När det finns överskottsvärme från kraftvärmeverket värms grundvattnet som i sin tur värmer berget. Sedan hämtas värmen tillbaka när den behövs.

Det berg som har använts i Linköping ligger på 50–100 meters djup.



Hydrocs testplats i Hjärtlanda, Småland.

GU VENTURES

Värmelagret har anslutits till ett lågtemperaturnät för fjärrvärme.

På sommaren har värme om 45 grader Celsius pumpats ned i berggrunden och på senhösten kunde 40 graders värme plockas ut.

2 Tegel värms med el

Kalifornienbaserade Rondo Energy utvecklar ett värmelager som består av stora klossar av eldfast tegel med elektriska värmeelement inuti.

Överskottsel från vind- eller solkraft värmer upp klossarna ungefär som en brödrost, sedan lagras värmen inuti materialet. När värme ska tappas ur lagret leds en luftström genom klossen. Luften värms då till över 1 000 grader Celsius.

Ett sådant värmelager om 100 MWh ska installeras i Danmark och väntas vara klart att tas i drift 2025, skriver Newsweek. Sedan 2023 har tekniken testats i en etanol-fabrik i Kalifornien.

Den svenska klädjätten H&M har valt att investera i Rondo för att minska sina utsläpp från värdekedjan.



RONDO ENERGY

Rondo Energys tegelklossar.

3 Tegel ska ge 1800 grader Celsius

Bostonföretaget Electrified Thermal Solutions har utvecklat en modifierad form av eldfast tegel för att lagra värme. Resultatet är en kloss som leder både värme och elektricitet.

Klossarna staplas på varandra och placeras i en isolerad stålcontainer. El leds genom klossarna för att hetta upp dem, sedan stannar värmen där. Systemet laddas ur genom att luft eller någon annan gas drivs genom kanaler i värmelagret.



En form av eldfast tegel som ska kunna leda både värme och elektricitet.

Enligt företaget ska lagret kunna ge värme om upp till 1 800 grader Celsius. En första demonstration i kommersiell skala ska vara i drift 2025, hoppas företaget.

4 Värme lagras i smält salt

Det amerikanska företaget Malta Inc arbetar med ett värmelager med målsättningen att det ska omvandla variabel förnybar elproduktion till pålitlig och flexibel baskraft.

Företaget siktar därför på att lösningen ska vara storskalig, 100 MW, och lagra energi över lång tid, cirka åtta dygn.

Systemet består av flera delar. Elektricitet driver en värmepump som skapar en temperaturskillnad. Värmen lagras i smält salt och kylas sparas i en antifrysätska.

När energi ska tappas ur lagret genereras ånga med hög temperatur och högt tryck. Ångan kondenseras sedan vid energilagrets kalla temperatur. När den varma ångan flödar till den lägre temperaturen drivs en turbin som genererar el, i en så kallad konventionell rankinecykel.

Systemet ska kunna ersätta fossildrivna kraftverk och kan utformas för att leverera både värme och el.

Just nu skissar Malta Inc på en första anläggning på Iberiska halvön, med ambitionen att den ska byggas i slutet av 2025.



Så kan en framtida anläggning med Maltas värmelager se ut.

5 Soltorn ger både el och värme

Det australiska företaget Raygen använder speglar för att koncentrera solstrålar mot ett torn med fotovoltaiska moduler, som kyls med vatten för att inte överhettas. Enligt företaget är modulerna nästan 2 000 gånger så kraftfulla som vanliga solcellspaneler.

En tredjedel av solljuset konverteras till el medan två



Raygens anläggning med fyra soltorn har varit i drift i Australien sedan 2023.

tredjedelar konverteras till värme i form av 90-gradigt vatten.

Varmvattnet lagras i ett magasin. I ett annat magasin förvaras kallt vatten, som kyls med hjälp av en del av elen från de fotovoltaiska modulerna. Båda magasinerna är täckta och isolerade för att hålla vattenläckage och värmeförluster på ett minimum.

När energi ska tappas ur lagret utnyttjas temperaturskillnaden för att driva en ORC-turbin (organisk rankinecykel) och producera el.

En stor demonstrationsanläggning med fyra soltorn har varit i kommersiell drift nordväst om Melbourne sedan augusti 2023. Varje torn kan ge 1 MW el och 2 MW värme. De två vattenmagasinen kan driva en ORC-turbin om 2,8 MW i 17 timmar, vilket ger nära 50 MWh el. En ännu större anläggning planeras längre västerut.

6 Värme lagras i krossad sten

Det israeliska företaget Brenmiller Energy har tagit fram ett system som lagrar värme i krossad sten.

Elektricitet används för att värma upp resistiva värmeelement inuti modulerna så att stenkrossen värms upp till 750 grader Celsius. Modulerna omges av kraftig isolering så att värmen kan lagras i flera dagar.

När energi ska laddas ur cirkulerar vatten genom stålror i modulerna. Då genereras ånga, som sedan leds till en stabiliseringsbehållare, så att kunden kan få ett jämnt flöde av ånga i upp till 530 grader Celsius.

Företaget grundades 2012 och är därför en relativt erfaren aktör inom värmelager. Systemet är i bruk i Brasilien hos vattentanktillverkaren Fortlev och håller även på att installeras hos dryckestillverkaren Tempo och sjukhuset Wolfson i Israel.



Krossad sten inuti isolerade moduler lagrar värme.

LINDA NOHRSTEDT

linda.nohrstedt@nyteknik.se



TOBIAS OHLS

En svart kant på bergväggen vittnar om hur högt oljan nådde tidigare. Rickard Svensson till vänster och Per Thunberg till höger. Bilden är från 2022.

Oljeförrådet blev världens största värmelager – ska ge mer el

På grund av stora mängder oljerester blev byggprojektet dyrare än väntat. Men nu är Mälarenergis enorma underjordiska värmelager i Västerås i drift.

Tre avlånga berggrum i utkanten av Västerås användes under 1970- och 1980-talet för att förvara tjockolja. Nu har de byggts om för att förvara varmvatten.

Syftet är att Mälarenergi ska kunna driva pannorna i kraftvärmeverket jämnare och mer effektivt. Det ska leda till lägre koldioxidutsläpp och mer elproduktion.

Cirka 11 GWh mer el ska kraftvärmeverket kunna ge per år tack vare det nya lagret (se faktaruta). Det motsvarar el till 550 genomsnittsvillor.

De tre underjordiska berggrummen är fyllda med cirka 300 000 kubikmeter vatten. När det finns överskottsvärme från kraftvärmeverket laddas lagret. Sedan kan värmen tankas över till fjärrvärmenätet vid behov.



TOBIAS OHLS

Per Thunberg.

I mitten av juni 2024 laddades berggrummet med varmvatten för allra första gången. Några veckor senare, i slutet av augusti, kunde värmen från lagret användas i fjärrvärmenätet.

– Det var roligt att se att vi kunde använda berget relativt fort. Det var en jättebra dag, säger Per Thunberg, teknisk rådgivare på Mälarenergi.

Värme från det underjordiska lagret har använts i fjärrvärmenätet vid en handfull tillfällen under hösten och vintern. Vid de tillfällena har Mälarenergi haft olika driftproblem i kraftvärmeverket, till exempel läckage av sand från en panna och svårighet att starta upp några pannor. Då har i stället värme från lagret gått ut till kunderna i fjärrvärmenätet.

När lagret laddas med värme uppstår förluster. Värst blir det i början när lagret just har tagits i drift. Första året beräknas drygt 27 GWh gå till spillo, året därefter nära 12 GWh.

– De största förlusterna uppstår under de första

fyra åren, sedan planar kurvan ut, för då har man värmt upp bergskroppen och då minskar förlusterna, säger Per Thunberg.

Men inledningsvis blev det mindre förluster än vad Mälarenergi hade trott.

– Lagret var fullt användningsbart från när vi började ladda det. Vi trodde att vi skulle få mer omrörning på vattnet, men det blev det inte, så vi kunde få ut högre temperatur än vi hade trott, berättar Per Thunberg.

Totalt ska det underjordiska lagret ha en kapacitet att lagra 13 GWh.

Mälarenergi tog beslut om att konvertera berggrummen till ett värmelager 2021. Men byggprojektet har inte gått smärtfritt. Mycket mer oljerester upptäcktes i de gamla berggrummen än väntat.

– Det var nästan tio gånger mer olja än i vår förstudie. Det berodde på att berget inte var utformat som ritningarna vi hade. Olja hade blivit instängt i en del av berget där vi inte kunde kontrollera, berättar Per Thunberg.

Byggprojektet blev betydligt dyrare än planerat, 175 miljoner i stället för 100 miljoner kronor. Merkostnaden beror främst på saneringen av olja, men även covid-19 och det förändrade världsläget har påverkat.

Mälarenergi marknadsför sitt nya lager som ”världens största energilager för värme”. Men om några år väntas



PI-FRISK/SVD/TT

Mälarenergis kraftvärmeverk i Västerås eldar avfall, hushållssopor. För att tillfredsställa efterfrågan importeras även avfall från utlandet.

de 13 GWh i Västerås få stryk med besked av finska Vantaan Energias värmelager om 90 GWh, som ska stå klart 2028.

LINDA NOHRSTEDT

linda.nohrstedt@nyteknik.se

Mälarenergis nya värmelager

- Lagerkapaciteten om 13 GWh ska räcka till Västerås fjärrvärmenät i två till fyra veckor, beroende på utetemperatur.
- Volymen i lagret är 300 000 kubikmeter. Lagervattnet befinner sig i ett slutet system och värms via värmväxlare.
- Vattnet i lagret ska ha en temperatur mellan 55 och 95 grader Celsius. Mälarenergi har cirka 15 000 kunder i fjärrvärmenätet.

Så räknar Mälarenergi med att producera mer el

- Ett kraftvärmeverk producerar både el och värme. Bränsle eldas i en panna och vatten värms till ånga som först driver en turbin och generator så att el genereras. Därefter leds ångan vidare och värmer vattnet i fjärrvärmenätet.
- Men om det blir riktigt kallt ute kanske inte den vanliga pannan räcker till för att värma bostäderna i fjärrvärmenätet. Då måste anläggningsägaren välja mellan att dra igång en spetslastpanna för att producera mer värme eller dra ner på elproduktionen.
- Om ägaren väljer att minska elproduktionen leds ångan förbi turbinen och går direkt till en kondensator för att värma fjärrvärmvattnet, så kallad direktkondensering. Då tappar ångan inte tryck och temperatur vid turbinen utan all energi går till fjärrvärmen.
- Med det underjordiska värmelagret räknar Mälarenergi med att kunna hålla elproduktionen igång längre i sådana lägen. Värme kan tappas ur lagret i stället för att elproduktionen minskas. Det ska leda till 11 GWh mer el per år jämfört med de 650 GWh el som Mälarenergi brukar producera ett normalår.
- Som mest kan det nya lagret tillfälligt bidra med 90 MW el. I ett läge när lagret är fulladdat kan elproduktion bibehållas i två block som ger 45 MW el vardera i fem dygn vid kallt väder.