



Svensk översikt och rekommendationer för halkbekämpning med geoenergi

Rapport framtagen inom TERMO-projektet

”Förnybar energi och termisk energilagring för vinterunderhåll av transportinfrastruktur”

som en del av

IEA ES Task 38 “Ground Source De-Icing and Snow Melting Systems for Infrastructure”

2025

FÖRFATTARE

Signhild Gehlin

Olof Andersson

Svenskt Geoenergicentrum

Geostrata HB

MEDVERKANDE

Bijan Adl-Zarrabi

Göran Hellström

Ali Naman Karim

Adib Kalantar

Khabat Amin

Anna Carlsson

Chalmers

NeoEnergy

Chalmers

Muovitech

Transportstyrelsen

Chalmers

FÖRORD

Den här rapporten är en översiktlig svensk sammanfattning av de rapporter som arbetats fram inom projektet "Förnybar energi och termisk energilagring för vinterunderhåll av transportinfrastruktur". Sammanfattningen avser främst den svenska insatsen inom det internationella samarbetsprojektet IEA Energy Storage TCP Task 38 - "Ground Source De-Icing and Snow Melting Systems for Infrastructure". Det svenska projektet med projektnummer 51491-1 har löpt från januari 2021 till 31 december 2024 och har finansierats genom Energimyndighetens forskningsprogram TERMO. Utöver Energimyndighetens finansiering har det svenska projektets projektpartners medfinansierat projektet; Svenskt Geoenergicentrum, Chalmers, Geostrata, Neoenergy och MuoviTech.

Det svenska projektet har koordinerats av Svenskt Geoenergicentrum. Arbetsgruppen har letts av Signhild Gehlin (Svenskt Geoenergicentrum) och har bestått av Bijan Adl-Zarrabi och Ali Naman (Chalmers), Olof Andersson (Geostrata), Göran Hellström (NeoEnergy) och Adib Kalantar (Muovitech). Utöver dessa har även Anna Carlsson (Chalmers) och Khabat Amin (Transportstyrelsen), varit aktiva under projektet och bidragit med värdefull kunskap om olycksstatistik på grund av interväglag.

Genom att det svenska TERMO-projektet ingått som del i det internationella samverkansprojektet IEA ES Task 38 har viktiga utbyten av kunskap och erfarenhet skett i samarbetet med de internationella Task 38-deltagarna från Turkiet, Tyskland, Italien, Belgien och Frankrike, samt med inspel från Japan och USA.

SAMMANFATTNING

Avisning och snösmältning av utomhusytor används över hela världen för att förhindra olyckor vid halt underlag eller för att förbättra framkomligheten på hårdgjorda ytor. Det kan göras med grus och sand, kemikalier (t ex salter, glykol, alkohol) eller termiskt, t.ex. med elvärmekablar, varmluft eller olika typer av vattenburen värmedistribution. Värmekällor som kan användas för termisk avisning och snösmältning är till exempel elkablar, fjärrvärme, förbränning av gas, olja eller biobränsle, eller värme från marken (geoenergi). I Sverige benämns dessa system vanligen för "markvärme". I denna rapport har dock beteckningen "ytmarkvärme" använts för att skilja det från "ytjordvärme" som utvinnet värme från övre marklager som ett slutet geoenergisystem.

Att använda värme från marken (geoenergi) för att smälta snö och is har gjorts åtminstone sedan mitten av 1900-talet. Den äldsta kända dokumenterade avisningen av körbanan på en bro med hjälp av högtempererad geotermisk värme i Klamath Falls i Oregon installerades på 1950-talet. I Japan introducerades på 1960-talet ett nytt snösmältningssystem med sprinklat grundvatten på vägar som ett sätt att minska antalet trafikolyckor och förhindra att städer blev avskurna på grund av kraftiga snöfall. Sedan dess har metoder för att använda marken som värmekälla för avisning och snösmältning långsamt spridit sig till fler länder och utvecklats med en allt större variation av markvärmekällor, värmedistributionsmetoder och tillämpningar för is- och snösmältning. Island och Japan är i dag de två länder som har den mest omfattande användningen av geoenergi för avisning och snösmältning och står för cirka tre fjärdedelar av den globala marknaden. Båda dessa länder har rikliga högtempererade geotermiska resurser, vilket gör det möjligt att använda geotermiskt vatten vid temperaturer som är tillräckliga för snösmältning utan hjälp av värmepumpar. Sådana högtempererade geotermiska resurser är dock inte tillgängliga i de flesta andra länder i världen. Där sådana högtempererade resurser saknas kräver värme från marken vanligtvis värmepumpar och/eller termisk lagring i mark (UTES – undermarkslager) såsom borrhållager (BTES) eller akviferlager (ATES) för att tillhandahålla tillräckliga temperaturer och tillräcklig energimängd för system med ytmarkvärme.

För termisk halkbekämpning i allmänhet i Sverige används markslangar (HHP – Hydronic Heated Pavement) främst i vägbanor, gångator och trottoarer i stadskärnor. Värmekällan hämtas vanligen från ett fjärrvärmenäts returledning. Den sammanlagda ytan för dessa installationer motsvarar cirka 600 000 m². Användning av geoenergi för ytmarkvärme i stor skala är än så länge sparsamt förekommande. Geoenergi som värmekälla används dock tämligen ofta i mindre skala vid t ex entréer i kommersiella och offentliga byggnader som har geoenergi installerat för uppvärmning och kylning av själva byggnaden.

Potentialen för ett ökat användande av geoenergi som värmekälla i Sverige är dock stor, detta trots en hög merinvestering. Denna merinvestering uppvägs av att geoenergi är förnybar och att driftkostnaden är jämförelsevis låg. Jämfört med exempelvis fjärrvärme beräknas ytmarkvärmesystem med geoenergi använda 70-90% förnybar värme från marken vilket ur miljösynpunkt minskar CO₂-utsläppen med 85-95% och merinvesteringen i ett geoenergisystem kan slås ut på en långsam avskrivningstakt (40-50 år) vilket håller ner kapitalkostnaden.

Termisk avisning och snösmältning används även för konstgräsplaner för att förlänga spelsäsongen och förebygga skador hos spelarna. Enligt Svenska Fotbollförbundet är cirka 8% av de svenska konstgräsplanerna värmda med ytmarkvärme, vilket motsvarar en uppvärmd yta på cirka 500 000 m². Den huvudsakliga värmekällan är även i dessa fall fjärrvärme, men det finns ett fåtal planer där geoenergi används som värmekälla.

Även elektriska ytvärmesystem i form av elektriska värmekablar och mattor förekommer för att hålla asfalterade områden fria från snö och is, men med stigande elpriser har användningen av dessa minskat. Däremot används elektriska avisningssystem fortfarande för järnvägsväxlar, vilket kan vara en potentiell marknad för byte till system med geoenergi i Sverige och då med Tyskland som förebild.

INNEHÅLL

Författare	2
Medverkande	2
Förord.....	2
Sammanfattning	3
Innehåll	5
Förkortningar.....	6
1 INTRODUKTION	7
2 TERMISK HALKBÄKÄMPNING MED GEOENERGI.....	8
2.1 Öppna geoenergisystem för halkbekämpning	10
2.2 Slutna geoenergisystem för halkbekämpning	11
3 BEFINTLIGA YTMARKVÄRMESYSTEM MED GEOENERGI.....	14
3.1 Svenska tillämpningar	14
3.2 Övriga deltagarländer i IEA ES Task 38.....	15
4 HHP-SYSTEMENS PRESTANDA OCH DRIFTSTRATEGI	17
4.1 Värmelaster	17
4.2 Framledningstemperaturer	17
4.3 Värmebärare	17
4.4 Årsvärmebehov	17
4.5 Lagring av solenergi.....	18
4.6 Ytvärmesystemets utformning.....	18
5 EKONOMISKA ASPEKTER	19
6 MILJÖASPEKTER.....	20
6.1 Utsläpp av växthusgaser (GHG)	20
6.2 Lokal miljöpåverkan	21
6.3 Minimerad kemisk halkbekämpning	21
7 SOCIALA OCH HÄLSOMÄSSIGA ASPEKTER.....	22
8 SLUTSATSER.....	23
9 REFERENSER	24
APPENDIX 1 – BERÄKNINGSFALL	26
Beräkningsförutsättningar	26
Fall 1. Komplettering med ett mindre HHP till ett geoenergisystem för bostadsuppvärmning	29
Fall 2. Köpcentrum med grundvattenvärme.....	30
Fall 3. Gångator och gångvägar med borrhålslager	31
Fall 4. Gångator och gångvägar med HT-BTES.....	33
Fall 5. Olycksdrabbat vägavsnitt som värms med BTES.....	36
Fall 6. Olycksdrabbat vägavsnitt som värms med ATES.....	38
Fall 7. Konstgräsplan som värms med BTES.....	39
Känslighetsanalys för lönsamhet	41

FÖRKORTNINGAR

ATES	Aquifer Thermal Energy Storage (Akviferlager)
BTES	Borehole Thermal Energy Storage (Borrhålslager)
CTES	Cavern Thermal Energy Storage (Bergrumslager)
DST	Duct Storage model (simuleringsprogram för borrhålslager)
EHP	Electric Heated Pavement (Elektriska värmekablar och mattor)
EED	Earth Energy Designer (Beräkningsprogram för bergvärme och borrhålslager)
HHP	Hydronic Heated Pavement (i denna rapport även "ytmarkvärme")
PE	Polyetylen (Plaströrsmaterial)
PTES	Pit Thermal Energy Storage (Groplager)
SPF	Seasonal Performance Factor (Årsenergifaktor)
UTES	Underground Thermal Energy Storage (Termiska undermarkslager)

1 INTRODUKTION

Sedan mitten av 1990-talet har användningen av geoenergi ökat över hela världen i en allt snabbare takt. Enligt uppgifter som presenterades av International Geothermal Association (IGA) vid World Geothermal Congress 2020 uppgick mängden direktutnyttjande av geoenergi år 2019 till 284 TWh, varav tillämpningar med värmepumpar stod för 165 TWh (58%) med en installerad effekt på 108 GW (Lund och Toth, 2020).

En mindre andel av geoenergin (415 MW, 660 GWh) används för snösmältning, där vanligtvis vätskefyllda markslangar (HHP – Hydronic Heated Pavement) används för att smälta snö och is. Lund och Toth (2020) nämner Island, Japan, Argentina, USA, Slovenien, Polen och Norge som länder med rapporterade tillämpningar för t ex. gator och trottoarer. De anger en uppskattad yta motsvarande 2,5 miljoner kvadratmeter geoenergi-kopplade HHP-system i världen i slutet av 2019, varav tre fjärdedelar på Island. Huvudparten av de anläggningar som listas i sammanfattningen använder dock inte lågtempererade geoenergi-källor, med eller utan värmepumpar, utan värme från högt tempererat geotermalt vatten. Sådana högt tempererade geotermiska resurser är inte tillgängliga i de flesta länder och i avsaknad av detta kräver system med geoenergi som värmekälla vanligtvis en värmepump eller ett undermarkslager (UTES), t ex. borrhålslager (BTES) eller akviferlager (ATES).

Avisning och snösmältning med geoenergi av olika slag går tillbaka till mitten av 1900-talet, med den äldsta kända dokumenterade anläggningen till ett brospann där högt tempererad geoenergi i Klamath Falls i Oregon används (Lund 1999). Från och med 1960-talet anlades flera HHP-system med geoenergi som värmekälla i Japan (Iwamoto et al., 1998, Katsuragi et al. 2020). Användning av markvärmekällor för avisning och snösmältning tillämpas nu i flera länder över hela världen och i en mängd olika tillämpningar. Ghalandari et al. (2021) listar cirka 60 storskaliga HHP-system i 12 länder, världen över, där solvärme används, primärt för avisning och snösmältning. Flera av dessa system använder också någon form av geoenergi som komplement.

I Sverige används termiska ytvärmesystem främst för halkbekämpning på gågator och trottoarer i stadskärnor och då med fjärrvärme som värmekälla. Geoenergi som värmekälla används dock för mindre HHP-system vid t ex entréer och ramper i många kommersiella och offentliga byggnader där geoenergi primärt har installerats för uppvärmning och kylning av byggnaden.

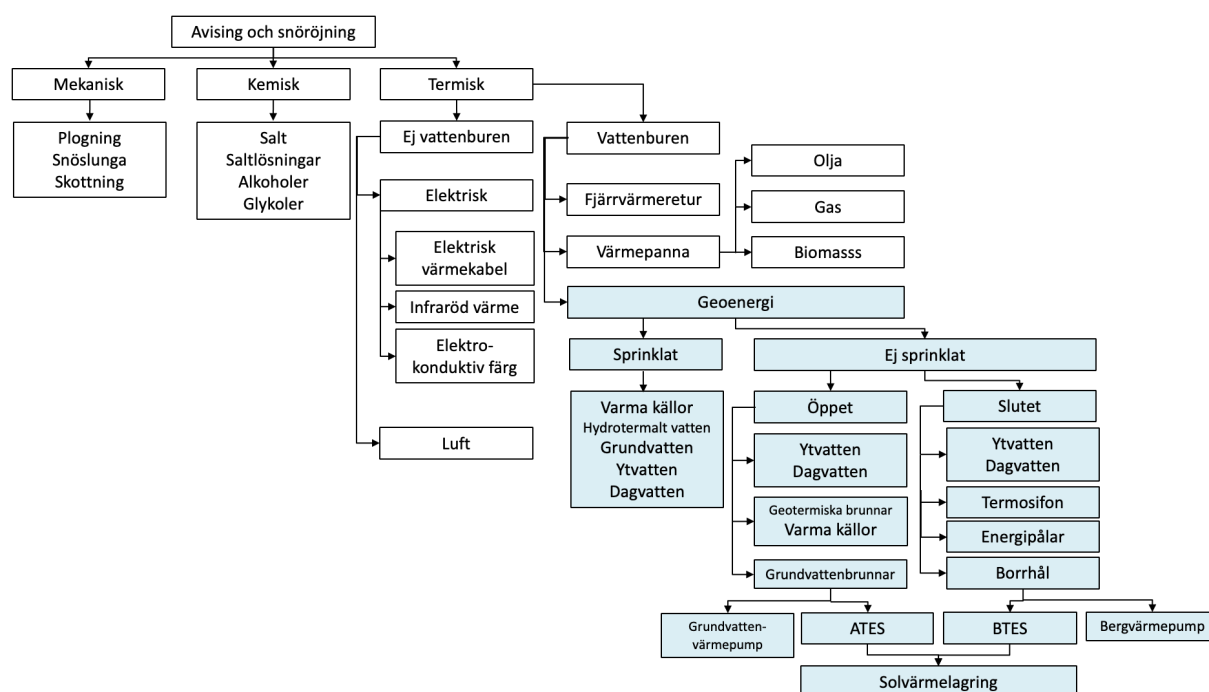
Termisk avisning med fjärrvärme som värmekälla används även för ca 8% av svenska konstgräsplaner för att förlänga spelsäsongen och förebygga skador hos spelarna. En handfull av dessa använder geoenergi som värmekälla för uppvärmningen. Elektriska ytvärmesystem med värmekablar och mattor för att hålla asfalterade områden fria från snö och is förekommer fortfarande, men höga elpriser och effekttariffer begränsar tillämpbarheten.

2 TERMISK HALKBEKÄMPNING MED GEOENERGI

Huvuddelen av all is- och snöröjning sker med mekaniska (plogar, snöslungor, skottning) och kemiska (salter, alkohol, glykol) metoder för att förbättra framkomligheten och minimera riskerna för olyckor bland fordon och fotgängare i interväglag. På vissa platser och i vissa tillämpningar där det krävs mer kontinuerlig snöröjning och avisning och där mekaniska eller kemiska metoder är olämpliga eller förbjudna, är termisk snö- och isbekämpning ett effektivt alternativ. Exempel på sådana platser och tillämpningar är:

- Flygplatsgator och helikopterplattformar där mekanisk snöröjning riskerar att störa flygplanen, och användning av salt och saltlösningar är förbjuden.
- Stadskärnor med många fotgängare som rör sig mellan butiker och byggnader.
- Perronger och hållplatser för kollektivtrafik.
- Vägsträckor med ökad risk för olyckor på grund av snö- eller isbildning, t.ex. backar, brospann, tunnelgångar etc.
- Järnvägsväxlar där snö och is ansamlas och orsakar trafikproblem.

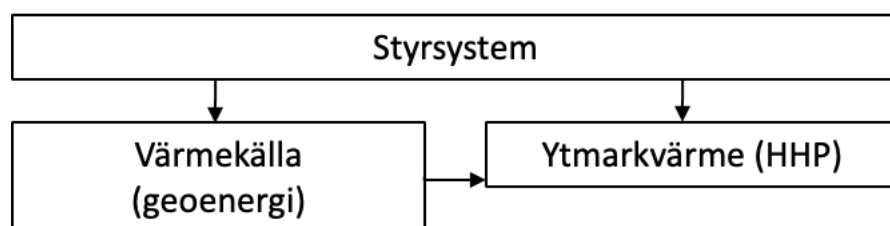
Termisk snö- och isbekämpning av ytor med begränsad storlek kan göras med hjälp av elektriska värmekablar och infraröda värmare, eller med varm luft, medan vattenburna system har ett bredare tillämpningsområde. Vattenburna system för snö- och isbekämpning är vanligtvis slutna system där en uppvärmd vätska cirkuleras genom rörslingar placerade under den uppvärmda ytan. Dessa vätskeburna ytvärmesystem (HHP) kan använda olika typer av värmekällor, vanligen fjärrvärmeretur eller värme från förbränning av olja, gas eller biomassa. Ett givet alternativ är att använda geoenergi som värmekälla, vilket varit fokus inom projektet IEA ES Task 38. Figur 1 ger en allmän översikt över metoder för snöröjning och avisning, där alternativen med geoenergitillämpningar är skuggade.



Figur 1. Metoder för snöröjning och avisning med alternativen för geoenergi skuggade.

Att använda fjärrvärmeretur som värmekälla för avisning och snösmältning med HHP är ett sätt att förbättra effektiviteten i ett fjärrvärmenät genom att returtemperaturen till fjärrvärmeverket blir lägre. Det är dock långt ifrån alltid som fjärrvärme finns tillgängligt där termisk avisning och snösmältning behövs. Att använda fossila bränslen som värmekälla för HHP ger oönskade CO₂-utsläpp. Därför bör system som använder geoenergi som värmekälla vara av stort marknadsintresse.

Ett vätskeburet geoenergisystem för halkbekämpning är likvärdigt med ett konventionellt HHP-system och består av tre huvudkomponenter, värmekällan, ytvärmesystemet (HHP) och ett övergripande styrsystem (figur 2). Den enda påtagliga skillnaden är att värmekällan består av geoenergi istället för värme från elkablar, elpannor, förbränning av fossila bränslen, och för svensk del fjärrvärme.

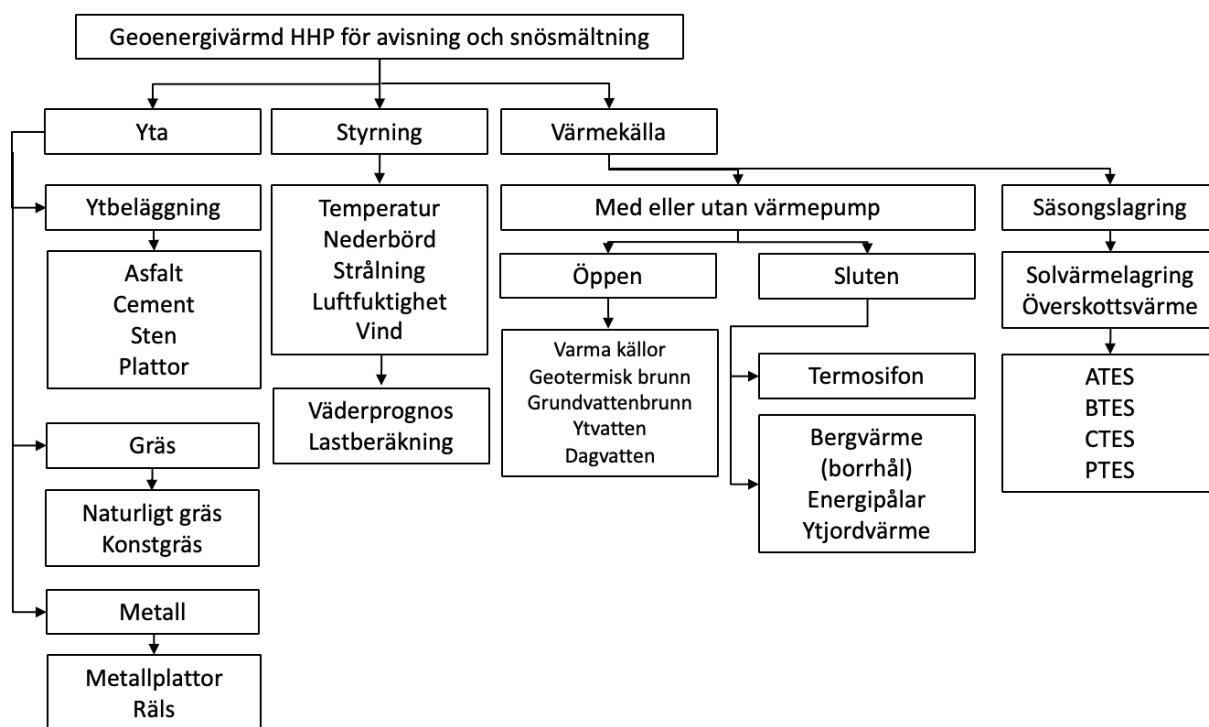


Figur 2. Huvudkomponenterna i ett vätskeburet system för ytmärkvärme (HHP).

Styrsystemet reglerar pumpar, ventiler etc., samt styr markytans temperatur med hjälp av indata från flera elektroniska sensorer som mäter aktuell omgivningstemperatur, nederbörd, termisk strålning, luftfuktighet och vindförhållanden etc.

Den uppvärmda ytan är vanligtvis konstruerad med ett toppskikt av asfalt eller betong och en inbäddad plaströrsslinga på ca 50–100 mm djup och med ett avstånd på 150–250 mm mellan rören. Även ytor av sten och klinker förekommer. Den uppvärmda ytan kan också vara av metall, som t.ex. vid järnvägsväxlar, eller natur- eller konstgräs, t.ex. för idrottsplatser.

Det finns en mångfald av systemvarianter där geoenergi i bred bemärkelse kan användas som värmekälla. Dessa har schematiskt åskådliggjorts i Figur 3. Av störst intresse är dock de system där solvärme från HHP-systemet kan tillvaratas och säsongslagras (ATES, BTES, CTES och PTES). För svenskt vidkommande är det främst ATES och BTES som är väl etablerade på geoenergimarknaden och som kan anses vara både tekniskt mogna och kommersiellt gångbara. Men även befintliga och framtida geoenergisystem för uppvärmning, exempelvis bergvärmesystem, är intressanta för mindre tillämpningar som exempelvis entréer och ramper.



Figur 3. Schematisk översiktsbild av HHP-system som använder geoenergi för avisning och snösmältning.

2.1 Öppna geoenergisystem för halkbekämpning

De två geoenergisystem som är mest lovande som värmekälla för HHP-system, avseende termisk effektivitet och kostnadseffektivitet, är *grundvattenvärme* och *akviferlager*.

Grundvattenvärme – I Sverige och de nordiska länderna finns större grundvattenmagasin (akviferer) främst knutna till glacifluviala åsar och deltan samt till den sedimentära berggrundens sand- och kalkstenar.

Grundvatten på ca 10 m djup håller en temperatur som motsvarar årets medeltemperatur i luften på den platsen. I områden med permanent snötäcke på vintern är temperaturen dock något högre på grund av den isolerande effekt snön har. Mot djupet ökar grundvattnets temperatur på grund av den geotermiska gradienten. I Sverige ligger gradienten i intervallet 1,5 -2,5 grader per 100 m där de högre värdena gäller för områden med sedimentära bergarter.

Systemtekniskt pumpas grundvattnet från uttagsbrunnar till en värmeväxlare som överför värmen till HHP-systemet. Det kylda vattnet återförs därefter till akviferen genom återföringsbrunnar. Avståndet mellan uttags- och återföringsbrunnarna måste vara tillräckligt stort för att upprätthålla en stabil grundvattentemperatur. Framledningstemperaturen till HHP-systemet är alltid något lägre än temperaturen i grundvattnet på grund av ett visst temperaturtapp över värmeväxlaren. Teoretiskt uppnås en årsvärmefaktor i intervallet 8-12 då uttagstemperaturen är 5-10°C. I dessa system ingår vanligen en värmepump för att klara spetslaster. Lämpliga akviferer finns dock långtifrån överallt och det kan vara besvärligt att få tillstånd för vattenverksamheten, vilket begränsar marknadspotentialen för grundvatten som värmekälla.

Akviferlager (ATES) – Akviferlager skiljer sig från grundvattenvärme på så vis att den varma markytan i ytvärmesystemet används som solfångare och det värmda vattnet under sommaren säsongslagras i akviferen. Inlagringen av solvärme sker i en avgränsad del av akviferen så att en högre temperatur än grundvattnets normaltemperatur kan tas ut från lagret under vintersäsongen. Ett akviferlager är således uppdelat i en varm och en kall sida med varma respektive kalla brunnar, alla försedda med dränkbara pumpar. Under sommaren pumpas grundvatten från de kalla brunnarna, värms upp med solvärme genom ytvärmesystemet och återförs i de varma brunnarna. När tiden för snösmältning kommer vänds flödesriktningen och varmt grundvatten pumpas till HHP-systemet och det kylda vattnet återförs i de kalla brunnarna.

För HHP-tillämpningar med akviferlager kommer temperaturen på den varma sidan att vara något högre än i konventionella akviferlager för byggnadsuppvärmning. Inlagringstemperaturen beror huvudsakligen på HHP-ytans temperatur och temperaturen från den kalla sidan av akviferen. Vid produktion från de varma brunnarna kommer framledningstemperaturen till HHP att gradvis sjunka. För att klara ett kraftigt snöfall kan därför en värmepump komma att behövas.

Utan värmepump beräknas årsvärmefaktorn (SPF) bli ca 30, medan ett system där en värmepump täcker ca 25% av värmen medför att SPF reduceras till cirka 10-12. Lämpliga akviferer på platser där ett HHP-system ska installeras är dock ovanliga. Dessutom är tillståndsförfarandet ofta kostsamt och tidskrävande. Sammantaget innebär detta att akviferlager har en begränsad marknadspotential, speciellt i stadskärnor. Däremot bör områden längs vägnätet ha en större geografisk potential.

Groplager och bergrumslager är exempel på öppna system som teoretiskt skulle kunna användas i HHP-system för lagring av värme vid hög temperatur, exempelvis överskottsvärme eller värme från solfångare. I sådana fall kan dessa användas direkt utan värmepumpar.

Groplager (PTES – Pit Thermal Energy Storage) - Termisk energilagring i gropar i marken är en teknik som är under utveckling inom fjärrvärmesektorn, framför allt i Danmark och Tyskland. Syftet är att lagra solvärme eller spillvärme med hög temperatur över säsonger och att använda värmen i fjärrvärmesystem (IEA ES TCP 2024).

PTES-systemet består av en grop med sluttande sidoväggar som grävts några meter ner i marken. Gropen är täckt med en vattentät duk och ett flytande isolerat lock. Ytbehovet beror i första hand på vattenvolymen och arbetstemperaturen (delta T). Sekundära värmeförluster påverkar storleken och designen samt de faktiska arbetstemperaturerna om endast solenergi från HHP-systemet används. För närvarande har PTES-systemet begränsad användning i stadsmiljöer på grund av dess stora ytbehov. Det är också relativt kostsamt att bygga. För Svenskt vidkommande har denna teknik därför ansetts vara av mindre intresse.

Bergrumslager (CTES – Cavern Thermal Energy Storage) - Termisk energilagring i bergrum sker i vattenvolymer omgivna av berg som fungerar som isolering för lagrad värme. Principen liknar PTES men anläggs i sprängda bergrum. Att konstruera helt nya bergrum för HHP-system är knappast ekonomiskt genomförbart. Byggekostnaden är för hög för det begränsade värmebehov som ett HHP-system representerar.

2.2 Slutna geoenergisystem för halkbekämpning

Markvärmepumpar – Geoenergi med slutna slingor för utvinning av lågtempererad energi används ofta som värmekälla för värmepumpar och då främst för bostadsuppvärmning. De vanligaste användningsområdena är vertikala borrhål i berg (bergvärme) och horisontella slingor i jorden (ytjordvärme). Även energipålar hör till denna grupp.

Det finns miljontals markvärmepumpar installerade över hela världen och marknaden fortsätter att växa (Lund et al 2020). För tillämpning enbart för halkbekämpning bedöms systemen som mindre

intressanta, men i kombination med uppvärmning betydligt intressantare. Adderas ett mindre HHP-system, exempelvis en entré, blir driftkostnaden 65-75 % lägre för detta jämfört med elektriska kablar eller fjärrvärme. Den extra investeringskostnaden i vs-systemet för att skapa en extra flödeskrets för halkbekämpning bedöms vara tämligen liten och vara återbetald inom ett par år. Med en SPF i intervallet 3-4 gör det markvärmepumpar för kombinerad bostadsuppvärmning och system med ytmärkvärme i liten skala till den kanske mest lovande tillämpningen av alla för HHP-tillämpningar.

Termosifon - Termosifoner i mark består av ett vertikalt borrhål, vanligtvis 60-200 meter djupt där ett dubbelt stålrorssystem installeras. Utrymmet mellan det yttre röret och borrhållsväggen återfylls med termisk cement. Rören är tätade och trycksatta före installation. Kall flytande kondensat (propan eller koldioxid) rinner ner i utrymmet mellan det yttre och inre röret genom gravitationen och värms där upp av omgivande mark. Vätskan förångas av värmen och ångan transporteras då uppåt inuti det inre röret. Vid kylflänsen upptill kondenserar ångan igen och värmen frigörs. På så sätt är värmebäraren självcirkulerande och ingen cirkulationspump behövs (Grab et al 2011). I Tyskland finns tre termosifonsystem installerade som pilotprojekt för uppvärmning av järnvägsväxlar (Staudacher 2024). Termosifoner är för närvarande inte kommersiellt spridda men genom en vidare systemutveckling kan systemet ha en marknad i framtiden, särskilt för HHP-system som värmer järnvägsväxlar, något som också kan vara av intresse för svenska järnvägsväxlar.

Borrhållslager (BTES) - I ett borrhållslager kan solvärme som fångas in från ett HHP-system säsongslagras vid en måttlig temperatur för att användas som värmekälla för halkbekämpning under vintern. Med måttlig temperatur menas här en temperaturnivå som kan erhållas från HHP-systemet under sommaren, vanligtvis runt 20°C i svenskt klimat (Johnsson 2019) och upp till +25°C eller mer i kontinentala klimattyper. Borrhållslager består av ett flertal tätt liggande energibrunnar som överför energi till och från marken, i Sverige vanligen urberg. I en storskalig tillämpning enbart för halkbekämpning där värmepumpar används för spetslast kan en årsvärmefaktor (SPF) på 9-13 uppnås. Borrhållslager kan tillämpas i nästan alla geologiska miljöer och har lågt underhållsbehov. Den tekniska livslängden är dessutom lång (>50 år), vilket gör att merinvesteringen i själva borrhållslagret kan skrivas av under lång tid och således hålla den årliga kapitalkostnaden på en låg nivå.

Högtemperaturborrhållslager (HT-BTES) - I högtemperaturtillämpningar används samma typ av borrhållssystem som för ett konventionellt BTES, men vid en hög inlagringstemperatur. Initialt används HHP-systemet för uppsamling och inlagring av solvärme och sedan en högtempererad värmekälla för påfyllnad av värme till en högre temperatur. I befintliga Svenska system kan den sekundära värmekällan vara överskottsvärme i fjärrvärmenäten.

Lagring av värme vid temperaturer väsentligt över den normala marktemperaturen orsakar betydande värmeförluster från lagret till det omgivande berget. Lagrets arbetstemperatur, storlek och form är de viktigaste parametrarna för lagrets verkningsgrad. Genom att överladda lagret med överskottsvärme kan värmeförlusterna kompenseras och någon värmepump behövs då inte. Den teoretiska årsvärmefaktorn (SPF) bedöms ligga i intervallet 15-25 vilket ger god marknadspotential trots en tämligen hög merinvestering i systemet.

Sammanfattning. Med hänsyn taget till Sveriges geologiska förutsättningar är det i första hand konventionella geoenergisystem för bostadsuppvärmning som är de mest lovande koncepten för småskalig användning av HHP-system. Dessa är tämligen enkla att ansluta till returen på ett vs-system som en separat flödeskrets. Görs detta i befintliga anläggningar kan dock värmekällan behöva förstärkas. I de fall värmekällan utgörs av energibrunnar kan HHP-systemet emellertid anslutas till köldbärarkretsen för inlagring av kompenserande solvärme.

För större system bedöms borrhålslager och akviferlager vara mest lovande. Dessa nyttjar HHP-systemet som solfångare under sommaren för inlagring av minst lika mycket värme som behövs för halkbekämpning under vintern. Båda lagringssystemen är kostnadseffektiva och kräver ett minimum av yta. Merinvesteringen i systemen kan ses som hög, men å andra sidan kan den återbetalas under en lång period, vilket minskar den årliga kapitalkostnaden.

3 BEFINTLIGA YTMARKVÄRMESYSTEM MED GEOENERGI

3.1 Svenska tillämpningar

I Sverige är termiska HHP-system huvudsakligen vattenburna och värmda av fjärrvärmeretur eller, för småskaliga tillämpningar, värmda med elektriska värmekablar. Det finns ännu så länge bara ett fåtal exempel på HHP-system där geoenergi används som värmekälla.

Elektriska värmekablar används för att förhindra frysning av järnvägsväxlar. Energianvändningen för dessa uppskattas till mellan 100 och 130 GWh per år för svenskt vidkommande. Värmningen av växlarna aktiveras när temperaturen sjunker under 6-8°C.

Vattenburna termiska avisningssystem, värmda med fjärrvärmeretur, finns främst installerade i svenska stadskärnor vid gågator, trottoarer, hållplatser och torg. Uppskattningsvis 600 000 m² sådana värmda ytor finns i svenska städer. Värmeeffektbehovet är ca 250-350 W/m² och den årliga energianvändningen ca 300-350 kWh/m².

Göteborgsbacken vid Jönköping är det enda svenska exemplet på ett vägavsnitt där ett system med HHP installerats. HHP-systemet anlades 2007 för att förebygga halt väglag i en brant backe med mycket tung trafik. Backen är 1,5 km lång och HHP-systemet värms upp med fjärrvärme i ett av körfälten. Utöver denna anläggning finns en 150 m lång bro i Umeå där ett HHP-system installerades år 2005. Bron har en lutning på 7%. Systemet är dimensionerat för 350 W/m² och som värmekälla används fjärrvärme.

Svenska fotbollsförbundet uppskattar att omkring 8% av svenska konstgräsplaner är utrustade med ytvärmesystem, en yta som motsvarar cirka 500 000 m². Den årliga energianvändningen för att hålla konstgräsplanerna spelbara på vintern är ca 800-900 MWh per plan och värmekällan är i huvudsak fjärrvärme.

Svenska tillämpningar där system med geoenergi används är för närvarande begränsat till ett fåtal anläggningar:

- Stockholm Arlanda Airport använder det stora akviferlager som lagrar värme och kyla för kylning och förvärmning av ventilationsluft för terminalbyggnaderna även för ett HHP-system för de asfalterade uppställningsplatserna för flygplanen vid några av gaterna. Där lagras värme från byggnadernas kylsystem och solenergi som samlats in från den betongförsedda ytan vid gaten under sommaren för att värma uppställningsplatserna under vinterhalvåret. Dessa system täcker en yta på 100 000 m².
- Backavallen i Katrineholm har ett HHP-system i en konstgräsplan kopplat till ett borrhålslager med 91 borrhål till 180 m djup som installerades 2009. Lagringskapaciteten är cirka 1 700 MWh, varav cirka 400 MWh tas ut från fältet när HHP används som solfångare, medan den andra delen av värmen kommer från spillvärme vid tillverkning av is till hockeyrinken, curlingbanan och bandybanan.
- Kungsängens sportcenter har ett HHP-system kopplat till ett borrhålslager med 40 borrhål till 180 m djup som används med spillvärme från istillverkningen inomhus.
- Täby fotbollsarena har ett HHP-system kopplat till ett borrhålslager med 90 borrhål till 300 m djup
- Torvalla arena har ett HHP-system kopplat till ett borrhålslager med 91 borrhål till 230 m djup.

- En fotbollsplan i Hallsberg värms upp av tre grundvattenbrunnar som dränerar idrottsanläggningens område. Grundvattnet pumpas med ett maximalt flöde på 35 l/s och släpps ut i ett mindre vattendrag. Grundvattnets temperatur är konstant vid ca +8°C.

Flera kommersiella och institutionella byggnader som använder geoenergi för uppvärmning och kylning av byggnader har även HHP-system för entréer, ramper, etc., kopplade till det interna vs-systemet. Det är oklart hur många dessa är men det finns ett drygt 10-tal kända exempel.

I Östersund finns en experimentanläggning med en vägsträcka, HERO projektet (Johnsson, 2019), där ett HHP-system är anslutet till fyra borrhål. Testanläggningen byggdes 2017-18 och har en 20 m lång och 3,5 m bred uppvärmd betongbeläggning med inbyggda PEX-rör. Den asfalterade ytan används som solfångare på sommaren och värmen lagras i de fyra borrhålen för avisning på vintern.

3.2 Övriga deltagarländer i IEA ES Task 38

Från övriga deltagande länder i samarbetsprojektet IEA ES Task 38 är det främst ett antal anläggningar i Tyskland, någon enstaka i Belgien och i Frankrike som dokumenterats i projektet. Dessa är i huvudsak demonstrationsanläggningar och har sammanställts i Tabell 1, vilken även inkluderar de svenska experimentanläggningarna.

Tabell 1. Demonstrationsanläggningar för deltagarländer i Task 38

Demoanläggning	Land	Tillämpning	Systemtyp		Styrning
1 HERO, Östersund	Sverige	Väg	HHP	Solenergi, BTES-system	Väderstation
2 Snötipp, Arlanda flygplats	Sverige	Snötipp	HHP	BTES-system för solenergi	Styrning av framlednings-temperatur
3 Tunnelbanestation Therese-GIEHPSe-Allee, München	Tyskland	Tunnelbane-station	HHP, termosifon Elektrisk värmekabel	Grundvatten, CO ₂ Termosifon, Elektricitet	Temperatur- och luftfuktighets-sensorer
4 Kanalbro, Berkenthin	Tyskland	Bro	HHP	Grundvatten Värmepump	Automatiserad mätning, styrning och reglering, väderkänslig
5 Gränstunnel, Füssen	Tyskland	Vägbana	HHP	Fjällvatten	Reglering av vattenflödet, förvärmning (9 timmar i förväg)
6 Dromotherm, Egletons	Frankrike	Vägbeläggning	Porös asfalt-solfångare	Solstrålning	Gravitationellt vattenflöde med pump
7 HEAL, Antwerpens universitet	Belgien	Cykelbana	HHP	BTES-system för solenergi	Programmerbar logikstyrenhet (PLC), konfigurerbart rörnät)

Exempel på effekter och årlig energiåtgång för några olika tillämpningar HHP-tillämpningar har sammanställts i Tabell 2, vilken också inkluderar några svenska exempel.

Tabell 2. Exempel på värmelaster för några olika tillämpningar av HHP-system

Land	Tillämpning	Systembeskrivning	Erforderlig effekt (energi)
Sverige	Järnvägsväxel	Elektrisk värmekabel	100 W/bleck, (100-130 GWh/år)
Sverige	Gångväg	HHP	250-350 W/m ² , (300-350 kWh/m ² /år)
Sverige	Fotbollsplan	HHP	800-900 MWh/fält/år)
Tyskland	Parkering	HHP	280 W/m ² , (N/A)
Tyskland	Gångväg	Elektrisk värmekabel	200-500 W/m ² , (N/A)
Tyskland	Tunnelbanestation	Termosifon	250 W/m ² , (N/A)
Tyskland	Järnvägsväxel	Termosifon/HHP	Upp till 1000 W/m ² , (N/A)
Frankrike	Gångväg	Elektrisk värmekabel	300 W/m ² , (N/A)
Frankrike	Järnvägsväxel	Elektrisk värmekabel	300 W/m ² , (N/A)
Turkiet	Vägavsnitt och backe	Elektrisk värmekabel, HHP (gasvärt)	85 W/m ² , 300–500 W/m ² kalla områden, (N/A)
Turkiet	Sportfält och offentliga platser	Elektrisk värmekabel	300-375 W/m ² , eller 18-30 W/m, (N/A)
Turkiet	Tak	Elektrisk värmekabel	30 W/m

4 HHP-SYSTEMENS PRESTANDA OCH DRIFTSTRATEGI

4.1 Värmelaster

Det finns inte många studier av verkliga värmelastbehov för HHP-system utifrån olika väderförhållanden, men enligt installatörshandböcker bör ett HHP-system ha en värmeeffekt i intervallet 200-350 W/m². Effektbehovet varierar utifrån de lokala förutsättningarna, snömängd, smältning och driftsstrategi.

HHP-systemen har vanligtvis tre driftlägen: (1) förvärmning av markytan, (2) snösmältning, och (3) avdunstning. Snösmältningen har det högsta värmeeffektbehovet och topplasteffekten avgörs av intensiteten på det snöfall som ska smältas.

4.2 Framledningstemperaturer

Den maximala framledningstemperaturen i HHP-system är relativt hög, vanligast runt +30°C. Framledningstemperaturen är främst beroende av vilken snöintensitet man valt för kontinuerlig snösmältning och vilken driftstrategi man valt. Ofta väljs en kontinuerlig förvärmning vid en utomhustemperatur på +1-2°C där ytan alltid är varm när det börjar snöa eller det fryser på.

I Tabell 5 ges ett svenskt exempel på typiska framledningstemperaturer vid tre driftfall. Som framgår av tabellen behövs den högsta framledningstemperaturen vid snösmältning. Det finns dock andra faktorer som påverkar framledningstemperaturen, t ex rörslingornas längd och värmebärarens flödes hastighet. En betydande faktor är dessutom vindhastigheten, främst vid varmhållning.

Tabell 5. Intervall för framledningstemperaturer vid olika driftfall av HHP-systemen på Arlanda flygplats i Stockholm (Persson 2007).

Driftfall	Ytemperatur (°C)	Effektbehov (W/m ²)	Framledningstemp. (°C)
Varmhållning före snöfall	+1,0	20-150	3-13
Snösmältning (0,02-2,0 H ₂ O/h)	+3,0	150-270	17-27
Avdunstning av vatten från snösmältning	+5,0	100-230	12-22

4.3 Värmebärare

Värme till HHP-kretsen distribueras med en värmebärare som pumpas genom rörslingan till den uppvärmda ytan. Värmebäraren består vanligtvis av en etanol-vattenblandning, eller en glykol-vattenblandning som förhindrar att systemet fryser vid avstängning eller under extremt kalla väderförhållanden. Av detta skäl finns det en värmeväxlare mellan värmekällan och HHP-slingorna. Systemet har således två flödeskretsar, en för värmekällan och en för HHP-systemet. I båda fallen cirkuleras kretsarna med hjälp av frekvensstyrda cirkulationspumpar. Detta gör att flödes hastigheten hela tiden kan anpassas till det faktiska värmebehovet under drift.

4.4 Årsvärmebehov

Det årliga värmebehovet för avisning och snösmältning varierar mycket beroende på det lokala vinterklimatet, typen av tillämpning och hur systemen drifas. De få datauppgifter som finns för

Sverige tyder på ett årligt värmebehov av 300-350 kWh/m² för stadskärnor, medan uppgifter från Island (Ragnarsson et al 2020) anger cirka 430 kWh/m² årligen. Den höga energianvändningen på Island beror troligen på att man där använder högtempererat geotermalt vatten till mycket låg driftkostnad och därför inte behöver spara på användningen. En generell förutsättning är att årsvärmebehovet inte påverkar utformningen av själva HHP-slingan, utan enbart utformningen av geoenergidelen som är värmekälla.

4.5 Lagring av solenergi

Vid användning av geoenergilösningarna ATES eller BTES utnyttjas möjligheten att lagra solvärme som samlas in via HHP-ytan under sommaren. På så vis kan man balansera värmeuttaget från marken under vintersäsongen med återladdning av solvärme från HHP-slingorna under sommaren.

Flera studier som genomförts på asfalt- eller betongtytor tyder på att 20-40% av solinstrålningen kan fångas in och lagras. Detta är vanligen betydligt mer än vad som går åt för halkbekämpningen under vintern. Generellt gäller att en låg temperatur på framledningen till HHP-systemet på sommaren förhöjer mängden solvärme som kan lagras.

4.6 Ytvärmesystemets utformning

I ytvärmesystem placeras rörslingorna vanligtvis så nära beläggningsytan som det är tekniskt möjligt. Ett avstånd på 5-10 cm från ytan är vanligt. Rörmaterialet är i de flesta fall polyetylen (PE eller PEX) med en rördiameter på 20-25 mm och med 100-200 mm avstånd mellan slingorna. En utmaning för att uppnå optimalt rörlägningsdjup är att väga termisk effektivitet mot risken för skador på rören. Rören bör placeras tillräckligt djupt för att klara tryckbelastningar och för att ytskiktet ska kunna underhållas utan att rören skadas (Ghalandari et al 2021).

Värmebärartemperatur, flödesförhållanden, flödes hastighet, termofysiska egenskaper hos asfalt och betong samt geometriska specifikationer är viktiga för en väl fungerande HHP (Liu et al 2007a+b). De flesta HHP-system som finns är utformade och installerade av specialistföretag inom avisning och snösmältning och dessa företag levererar vanligtvis också det material och de komponenter som används. Uponor är ett exempel på ett sådant stort internationellt företag.

5 EKONOMISKA ASPEKTER

Avisnings- och snösmältningssystem med geoenergi har låga drift- och underhållskostnader, men de initiala investeringskostnaderna kan vara höga. Vid nybyggnation av ett geoenergivärmt HHP-system eller vid konvertering av på annat sätt uppvärmda HHP-system till geoenergi behöver merinvesteringen motiveras genom besparingar i drift- och underhållskostnader jämfört med andra värmekällor.

I APPENDIX 1 presenteras sju beräkningsfall på geoenergivärmda HHP-system. I exemplen redogörs för energi- och kostnadsberäkningar jämfört med konventionella värmekällor. Analyserna baseras på beräknade merinvesteringar, årsvärmefaktorer (SPF) och driftkostnadsbesparingar jämfört med andra värmekällor. Kostnadseffektiviteten är angiven som rak återbetalning av merinvesteringen.

Beräkningsfallen visar att det är ekonomiskt gångbart att tillföra ett mindre HHP-system till en redan befintlig geoenergianläggning för uppvärmning. Likaså är det fördelaktigt att kombinera geoenergi med ett mindre HHP i ett nytt system. Beräkningarna visar vidare att konventionella borrhålslager för användning av storskalig tillämpning av HHP är kostnadseffektiva. De beräknade systemen med grundvattenvärmepumpar och akviferlager för HHP i stor skala är än mer kostnadseffektiva än borrhålslager, men de öppna systemen har geologiska begränsningar som reducerar potentialen. Dessa system är därtill mer krävande vad gäller tillståndsförfarandet.

Merinvesteringen i ett geoenergibaserat HHP-system bör sättas i relation till den låga driftkostnaden och de långsiktiga ekonomiska och miljömässiga fördelarna samt ökad säkerhet för fotgängare och fordon. Amin et al. (2024) visar att en minskning av vinterväglagsrelaterade olyckor på trottoarer och vägar genom användning av HHP minskar de statliga utgifterna för sjukvård, försäkringsanspråk och ersättning för skaderelaterade sociala förmåner, särskilt i urbana områden. Tillämpningar av HHP på vägbanor i städer och tätorter minskar även risken för trafikförseningar och förbättrar vägbanans effektivitet. Som en bonus förlänger HHP vägytornas livslängd genom att förhindra isbildning och förbygga tjälskador. Utveckling av standardiserade systemkomponenter och prefabricerade systemmoduler bedöms kunna minska merinvesteringskostnaden för geoenergiuppvärmda HHP-system för transportinfrastruktur och underlätta för en bredare tillämpning.

6 MILJÖASPEKTER

Själva konstruktionen av ett HHP-system skiljer sig enbart i vilken värmekälla som väljs. Utsläppen av växthusgaser från konventionellt uppvärmda termiska HHP-system som använder elvärmekablar, fossila bränslen eller fjärrvärme har avsevärt högre utsläpp än geoenergiuppvärmda. Värmen från geoenergi är förnybar energi från marken och lagrad solvärme med en mindre andel elanvändning för cirkulationspumpar och eventuella värmepumpar.

För mer information om miljömässiga fördelar och marknadsmässiga förutsättningar vid användning av geoenergiuppvärmda HHP-system hänvisas till Andersson et al. (2023) och IEA ES T38-rapporten D1.2 - *Market Potential for Ground Source Applications*. Här nedan sammanfattas resultaten från denna rapport.

6.1 Utsläpp av växthusgaser (GHG)

Ett geoenergibaserat HHP-system använder enbart el för driften av anläggningen. De deltagande länderna i Task 38 tillhör i huvudsak EU men har naturligtvis olika utsläpp av växthusgaser bland annat kopplade till i vilken grad de försörjs med fossilfri elproduktion. Av detta skäl har det genomsnittliga utsläppet från EU-länderna använts vid utsläppsberäkningarna. Detsamma gäller värden på utsläpp från fossila bränslen, se Tabell 6. Det skall noteras att EU:s mål för elproduktion 2030 är satt till 100 kg/MWh och nära noll senast år 2050.

Tabell 6. Växthusgasutsläpp från EU:s genomsnittsel och fossila bränslen enligt IPCC (2014)

Värmekälla	Utsläpp av växthusgaser (GHG) (kg/MWh)
Elektricitet	200 (EU-medelvärde)
Kol	740 - 1690
Olja	510 - 1170
Gas	290 - 930

EU:s direktiv om förnybar energi (2007) anger att värme som utvinns från mark, luft eller vatten är förnybar och inte kan antas orsaka några utsläpp av växthusgaser. Ur ett LCC-perspektiv orsakar dock geoenergianläggningar vissa utsläpp av växthusgaser (CO₂) vid borring av borrhål och vid tillverkning och drift av borrhårustning och systemkomponenter. Eftersom geoenergianläggningar har lång livslängd, minst 50 år, bedöms dock LCC-utsläppet vara nära noll.

Geoenergibaserade HHP-system som antas använda EU:s genomsnittliga el för cirkulationspumpar och värmepumpar beräknas orsaka utsläpp av växthusgaser i intervallet 8–65 kg/MWh, beroende på vilken typ av system som används. De lägre värdena representerar system med lagring av solenergi. Utsläppen av växthusgaser från system med geoenergi är alltså bara bråkdelar jämfört med system som använder elvärmekablar eller fossila bränslen.

För svenskt vidkommande är utsläppet av växthusgaser ca 10 kg/MWh, vilket närmast skall jämföras med svensk fjärrvärme där utsläppet ligger på ca 50 kg/MWh (Andersson et al 2023). Med tanke på att geoenergiuppvärmda HHP-system har hög verkningsgrad blir skillnaden minst 15-faldig för markvärmepumpar och uppemot 50-faldigt för borrhåls- och akviferlager.

6.2 Lokal miljöpåverkan

Vid anläggning av ett slutet geoenergisystem påverkas den lokala omgivningen temporärt av störningar under byggtiden på grund av borrhprocessen. När bygget väl är klart uppstår normalt ingen störning i närmiljön eftersom energibrunnar är ljudlösa och osynliga under mark. Det förutsätts dock att systemet bevisats vara hermetiskt slutet och tätt. Skyddet av grundvatten är den viktigaste faktorn att ta hänsyn till, för vilken de flesta länder har infört obligatorisk tätning av borrhålen genom återfyllning (IEA-ECES 2020). I Sverige finns branschrekommendationer för grundvattenskyddet bland annat genom Normbrunn 16.

För öppna system med grundvatten som värmekälla kommer grundvattennivån att sjunka nära uttagsbrunnarna och höjas nära injektionsbrunnarna, vilket kan få en viss inverkan på närmiljön runt brunnssystemet. I Sverige, liksom i de flesta länder, krävs dock en miljökonsekvensanalys baserad på hydraulisk modellering och en kartläggning av potentiella miljöstörningar som ett led i tillståndsprövsprocessen. Skulle systemet anses orsaka oacceptabel miljöpåverkan på mark, grundvatten, byggnader eller infrastruktur inom ett hydrauliskt påverkat område blir tillståndet i allmänhet inte beviljat.

6.3 Minimerad kemisk halkbekämpning

Den vanligaste kemikalien som används i Europa för att förhindra isbildning och smälta snö på asfalterade ytor är natriumklorid (NaCl), som under kallare förhållanden kan blandas med kalciumklorid (CaCl₂). På flygplatser används ofta alternativa kemikalier som urea, alkoholer och glykoler. De kemikalier och salter som används för att förebygga och avlägsna is och snö blandar sig med smältvatten och dagvatten, infiltrerar grundvattnet och kan nå vattendrag och sjöar.

För svenskt vidkommande leder saltläckage från vägar till lokalt förhöjda salthalter som kan påverka både flora och fauna (SGU 2004). Salter kan vara giftiga för växter, träd och vattenlevande organismer nära vägkanter. Andra avisningskemikalier kan minska syrehalten i grundvatten och lokalt ytvatten. Vägsalt ökar vidare risken för trafikolyckor med vilda djur som slickar salt på vägarna. I norra Sverige räknar man med att cirka 2000 renar dör i trafikolyckor varje år av denna anledning.

Förutom biologisk påverkan är vägsalter frätande på metall i t ex fordon, räls, järnvägsväxlar och armering, och på betong i infrastrukturkonstruktioner och rör i dagvattensystem. Återfrysning av smältvatten och slask kan också orsaka tjällyftning med skador på beläggningen som följd.

Med HHP-system bedöms miljöpåverkan av ovan beskrivna slag minimeras eller helt undvikas. Därför är dessa system ytterst fördelaktiga för att minska användningen av vägsalt och andra kemikalier för avisning. Detta gäller generellt för alla HHP-system men inkluderar naturligtvis HHP-system som är värmda med geoenergi.

7 SOCIALA OCH HÄLSOMÄSSIGA ASPEKTER

Termisk avisning och snösmältning har potential att minska antalet trafikolyckor orsakade av snöiga och hala vinterväglag, samt minska fallrelaterade olyckor bland fotgängare. I Sverige står isiga och snöiga förhållanden på asfalterade ytor för 60% av alla fallskador bland fotgängare. De flesta av dessa olyckor inträffar i stadsområden. Detta framförs i en studie av Amin et al. (2024) som jämför fallolyckor med fotgängare i fyra städer i Sverige och som visar att HHP för snösmältning och avisning skulle kunna minska antalet fallolyckor under vintersäsongen med mellan 60-100%. Detta skulle förhindra cirka 160 skador per år och därmed spara omkring 11-12 miljoner kronor per år i samhällskostnader för fallolyckor. En studie från Trafikverket (2012) visar att omkring en fjärdedel av fallolyckorna bland fotgängare dessutom leder till bestående skador i form av minst 30% funktionsnedsättning.

Förebyggande av fallolyckor kan vara det starkaste argumentet för ökad användning av HHP-system i innerstäder och områden för fotgängare. Carlsson et al. (2016) pekar även på ökad framkomlighet och säkerhet, ökad mobilitet och minskad isolering för utsatta grupper, förenklad snöröjning, minskat slitage på känsliga material i underlaget (t ex marmor), minskad användning av sand och salt med efterföljande minskat slitage i butiker och rulltrappor samt minskade kostnader för städning, service och underhåll, som andra viktiga främjande faktorer för termisk avisning och snösmältning i områden för fotgängare.

Kapital- och driftkostnader för geoenergivärmd HHP bör sättas i relation till kostnaden för skador och dödsfall på grund av fallolyckor bland fotgängare och cyklister, samt kostnaden för trafikolyckor och efterföljande störningar i framkomligheten för fordon på grund av halka.

Uppvärmade idrottsplaner, t ex fotbollsplaner, har positiva övergripande sociala och hälsomässiga fördelar genom att förebygga skador orsakade av halka på frusna ytor och genom att förlänga spelsäsongen över större delen av vintern.

8 SLUTSATSER

Det finns flera olika typer av geoenergisystem som kan användas för termiska avsnings- och snösmältningssystem (HHP), med eller utan värmepumpar. Oavsett vilken värmekälla som används är ett HHP-system huvudsakligen utformat utifrån dess krav på snösmältningens förmåga. En vanlig ambition är att kontinuerligt kunna smälta en snöfallsintensitet motsvarande 3-4 mm vatten per timme, vilket kräver en värmeeffekt på 300-350 W/m². För att hålla en yta fri från frost ner till -10°C behövs en lägre effekt, 200-250 W/m². Denna effekt smälter även snöfall med en intensitet motsvarande 2 mm vatten per timme.

I bedömningarna avseende tillämpningarnas marknadspotential har analyserna utgått från tre huvudkriterier. Dessa är geologisk tillgänglighet, energieffektivitet uttryckt som SPF samt kostnadseffektivitet uttryckt som rak återbetalningstid.

Erfarenheterna från användning av geoenergi för uppvärmning av byggnader visar att de flesta av dessa system också är lämpliga som värmekällor för småskaliga HHP-system (exempelvis entréer och ramper) genom anslutning till byggnadens vs-system. Sådana tillämpningar bedöms ha stor potential på marknaden främst beroende på en förhållandevis låg merinvestering och samtidigt en låg driftkostnad. Sådana tillämpningar bedöms ha den största marknadspotentialen av system med geoenergi vid småskalig HHP-tillämpning.

Grundvatten som värmekälla för enbart HHP-system bedöms ha en hög kostnadseffektivitet, men begränsas av tillgängligheten på lämpliga hydrogeologiska förhållanden samt potentiella vattenkemiska driftproblem.

Termiska undermarkslager i form av borrhåls- och akviferlager har den stora fördelen att kunna lagra insamlad solvärme från HHP-systemet från sommar till påföljande vinter. Framförallt för slutna system (borrhålslager) är det viktigt att under sommaren samla in tillräckligt med solvärme för att balansera behovet av värme för halkbekämpning under vintern. Resultaten från T38-projektet tyder på att tillräckligt med värme kan lagras för samtliga beräknade tillämpningar i APPENDIX 1.

Akviferlager uppvisar bäst prestanda och är mindre beroende av värmepumpar för sin funktion, men har å andra sidan begränsningar i hydrogeologisk tillgänglighet. Lagstiftning och tillståndprocesser kan även vara begränsande. Trots detta kan sådana lager vara intressanta där förutsättningar finns längs landets vägstråk, särskilt som många vägar är knutna till akviferbildande åsar.

Borrhålslager har god geologisk tillgänglighet eftersom de kan anläggas i nästan alla geologiska miljöer. Merinvesteringen är dock betydande och systemet är beroende av värmepump för spetslast. Trots merinvesteringen gör värmefaktorn (SPF) i kombination med lång teknisk livslängd och låg underhållskostnad att borrhålslager blir nästan lika kostnadseffektiva som akviferlager.

Borrhålslager kan också användas för lagring av överskotts- och spillvärme vid höga temperaturer (så kallad HT-BTES). För svensk del är den typen av lager främst tillämpliga för effektivisering av redan existerande HHP-system med fjärrvärme. Tanken med dessa är att lagra den överskottsvärme som de flesta fjärrvärmesystem har sommartid. Marknadsmässigt borde detta koncept vara av intresse för enskilda fjärrvärmebolag som kan nyttja sin överskottsvärme på detta sätt istället för att kyla bort den.

Ur miljösynpunkt är utsläppen av växthusgaser från geoenergivärmda HHP uppemot 50 gånger lägre än från fjärrvärme. Detta gör alternativen med geoenergi attraktiva som ett medel för att nå de mål för klimatomställningen som angetts i EU-direktiven. Användning av HHP för halkbekämpning i generell mening minskar därtill användning av framför allt vägsalt som kan orsaka negativa effekter på miljön och därtill olika former av korrosionsskador.

9 REFERENSER

- Amin, K., B. Adl-Zarrabi, O. Andersson, J. Kovaceva, M. Andersson, B. Sawaya, F. Nilson, A. Carlsson. 2024. Injury Reducing Effect of GSHP-Heated Pedestrian Paths. IGSHPA Research Conference Montréal, May 28-30, 2024.
- Andersson, O., S. Gehlin, G. Hellström, B. Adl-Zarrabi, A. Carlsson, A. Kalantar. 2023. *State-of-the-Art: Sweden: Ground-Source De-Icing and Snow Melting Systems for Infrastructure*. Final report. December 2023. IEA ES Task38 Report.
- Carlsson, A., B. Sawaya, J. Kovaca, M. Andersson. 2016. *Skadereducerande Effekt av Uppvärmda Trottoarer, Gång- och Cykelstråk*. Final project report TRV 19843, Chalmers 2016.
- Ghalandari, T., N. Hasheminejad, W. Van den Bergh, C. Vuye. 2021. *A critical review on large-scale research prototypes and actual projects of hydronic asphalt pavement systems*. Renewable Energy, Volume 177, Pages 1421-1437.
- Grab, T., Storch, T., Gross, U. 2011. *Performance of a geothermal heat pipe using propane*. Proc. of VIII Minsk International Seminar "Heat Pipes, Heat Pumps, Refrigerators, Power Sources", Minsk, Belarus, September 12-15, 2011
- IEA-ECES. 2020. "Quality Management in Design, Construction and Operation of Borehole Systems", [Reuss et al., ZAE Bayern], IEA Technology Collaboration Programme on Energy Conservation through Energy Storage (IEA-ECES), 2020. Copyright © IEA ECES 2020
- IEA ES TCP 2024. *Task 39: Large Thermal Energy Storages for District Heating*. High Temperature Pit Thermal Energy Storage (HT-PTES). iea-es.org/task-39/
- IPCC 2014. *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.
- Iwamoto, K., S. Nagasaka, Y. Hamada, M. Nakamura, K. Ochifuji, K. Nagano (Eds.). 1998. *Prospects of Snow Melting Systems (SMS) Using Underground Thermal Energy Storage (UTES) in Japan*. The Second Stockton International Geothermal Conference 1998.
- Johnsson, J. 2019. Low Temperature Deicing of Road Infrastructure Using Renewable Energy. Doctoral thesis, Department of Architecture and Civil Engineering, Chalmers University of Technology. ISBN 978-91-7905-168-6.
- Katsuragi, M., H. Fujii, J. Inoue, K. Konta. 2020. Snow Melting System Using Spring Water from Tunnel Construction in the Mountain Area of Japan. Proceedings World Geothermal Congress 2020. Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020.
- Liu, X., S.J Rees, J.D. Spitler. 2007a. *Modeling snow melting on heated pavement surfaces. Part I: Model development*. Applied Thermal Engineering, 27:1115-1124.
- Liu, X., S.J Rees, J.D. Spitler. 2007b. *Modeling snow melting on heated pavement surfaces. Part II: Experimental validation*. Applied Thermal Engineering, 27: 1125-1131.
- Lund, J.W. 1999. *Reconstruction of a pavement geothermal deicing system*. Geo-Heat Center Quarterly Bulletin, Vol. 20, No. 1.
- Lund, J. W. and A. N. Toth. 2020. *Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review*. Proceedings World Geothermal Congress 2020. Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020.

Persson, F. 2007. *Analys av Markvärmesystem på Arlanda Flygplats*. Examensarbete vid Lunds Tekniska Högskola, Juni 2007.

Ragnarsson, A., B. Steingrímsson, S. Thorhallsson. 2020. *Geothermal Development in Iceland 2015-2019*. Proceedings World Geothermal Congress 2020. Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020.

SGU 2004. *Vägsalt – användning och påverkan på grundvattnet*. Sveriges Geologiska Undersökning, Rapport 2004:13.

Staudacher, L. 2024. *Ground Source De-Icing and Snow Melting Systems for Infrastructure*. State of the Art for Germany. ZAE Bayern. 2024

Trafikverket. 2012. *Analysrapport - Översyn av Etappmål och Indikationer för Säkerhet på Väg mellan År 2010 och 2020*. Trafikverkets Publication 2012:124

APPENDIX 1 – BERÄKNINGSFALL

I detta appendix ingår sju olika beräknade exempel på HHP-system med geoenergi som värmekälla och som visar termisk effektivitet och lönsamhet för dessa system jämfört med annan värmekälla.

Exemplen förutsätter tillämpningar i skandinaviska klimatförhållanden men beräkningarna kan anpassas till andra typer av klimat genom att bland annat justera snömängd, årsmedeltemperatur och antal timmar med temperatur under noll grader.

Noggrannheten i beräkningarna motsvarar en nivå som normalt används vid förstudier i verkliga projekt. De beräknade värdena kan därför bara användas som indikationer.

Beräkningsförutsättningar

Energipris

För att driva ett geoenergiuppvärmt HHP-system används el till cirkulationspumpar och eventuella värmepumpar. Priset på el varierar över tid och beroende på plats, vilket också gäller fossila bränslen och fjärrvärme. Sett över längre tidsspann tenderar elpriset att ligga nära priset på andra energikällor för uppvärmning. Så har det sett ut historiskt och det är rimligt att tro att detta även kommer att gälla under ett HHP-systems livslängd. Faktum är att ju högre det framtida energipriset är, desto mer lönsamt blir ett HHP-system som värms upp med geoenergi tack vare att 70-90% är gratis värme.

I beräkningsexemplen har elpriset antagits ligga på samma nivå som de traditionella värmekällorna som exempelvis gas- och fastbränslepannor och för svensk del fjärrvärme. I kalkylerna har därför ett medelpris på 2 000 SEK/MWh använts för samtliga värmekällor (år 2024), vilket är ett tänkt energipris några år framåt i tiden.

Kostnad för öppna energibrunnar (grundvattenbrunnar)

För grunda (<100 m) brunnar i glacifluviala akviferer, borrade med tryckluftsdriven DTH, och utförda som filterbrunnar med formationsfilter, har en typisk kostnad på 4 000 SEK/m ansatts. Här ingår dränkbara pumpar och brunnsutrustning. Till detta har ytterligare 2 000 SEK/m rörsystem lagts till. Den här typen av brunnar har ansatts ha en kapacitet av 60 m³/h.

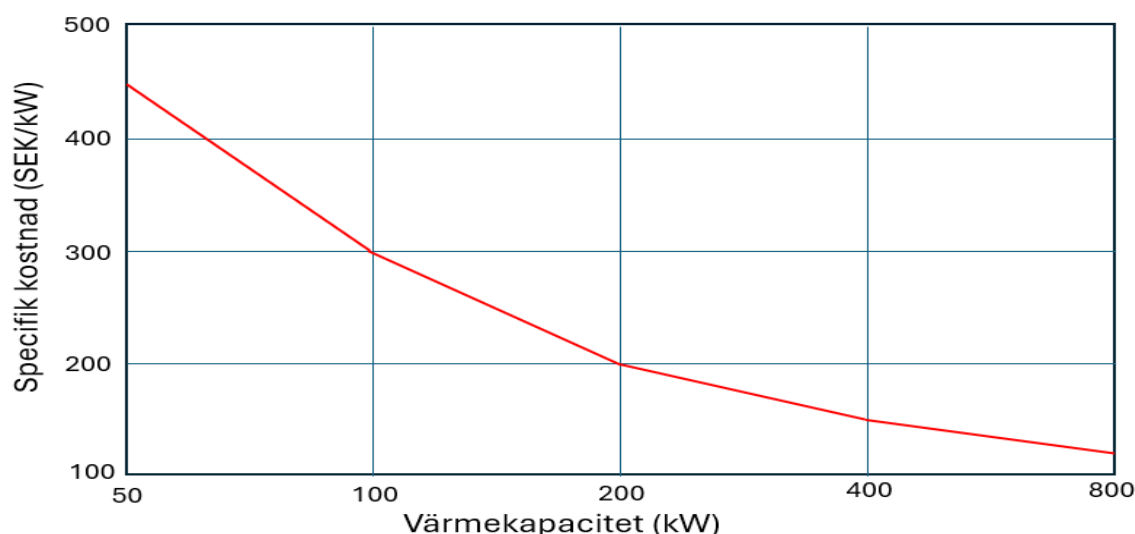
För djupare grusfilterbrunnar som borrats i sedimentär berggrund med traditionell spolborrning har priset ansatts till 6 000 SEK/m. Denna typ av brunn har en yttre grusning och kapaciteten har ansatts till 40 m³/h. Även här är det horisontella rörsystemets kostnad satt till 2 000 SEK/m.

Kostnad för slutna energibrunnar

Kostnaden för slutna U-rörsförsedda energibrunnar skiljer sig länder emellan. I Skandinavien där en väl etablerad tryckluftsborrning används är prisbilden likvärdig. I resten av Europa är prisbilden något högre mest beroende på att fler och grundare brunnar används och att energibrunnarna ofta måste återfyllas med tätande återfyllnadsmaterial (grout). I de skandinaviska länderna är borrhålen vanligen fyllda med grundvatten. Det nuvarande priset för dessa typer av borrhål har satts till 600 SEK/m, inklusive U-rör, horisontellt rörsystem och samlingsbrunnar (prisbild för slutet av 2024).

Kostnad för värmepumpsystem

Marknadspriset för moderna frekvensstyrda värmepumpar i intervallet 50-1000 kW är i stort sett detsamma i Europa och de flesta andra delar av världen. Priset för en vätska/vatten-värmepump varierar dock markant med effektstorleken. I beräkningsfallen har därför kostnaden i nedanstående diagram använts som underlag. Diagrammet är baserat på medelvärden som hämtats från prislistor över värmepumpar på den europeiska marknaden i slutet av 2024.



Specifikt värmepumpspris (SEK/kW) som funktion av nominell värmepumpskapacitet (kW).

Utöver kostnaden för aggregatet har installationskostnaden lagts till i investeringskalkylen, vilken omfattar vvs-arbete och styrsystem. Denna kostnad varierar också med storleken på systemet. För små enheter på upp till 150 kW har denna kostnad antagits till 50% av värmepumpspriset, medan installationskostnaden för medelstora enheter (200-800 kW) uppskattas till 100%. För stora system med enhetsaggregat har kostnaden ansatts till 150% av värmepumpspriset.

Livslängd och underhållskostnad för system med öppna energibrunnar

Även om livslängden för en öppen energibrunn kan vara 50 år eller mer, finns det också exempel på öppna energibrunnar som blir obrukbara redan efter 10 år eller mindre. Orsaken till detta är vanligtvis någon form av igensättning, men kan även vara korrosion. En rimlig bedömning av genomsnittlig teknisk livslängd har därför ansatts till 20 år för själva brunnarna (inklusive de dränkbara pumparna). Däremot är livslängden för det horisontella rörsystemet i grundvattenkretsen satt till 50 år.

Underhållskostnaden för öppna energibrunnar kan vara, men behöver inte vara, en betydande driftkostnadsfaktor. Detta är en svårbedömd faktor, men i beräkningarna har en vanligt förekommande årlig kostnad av 5% av investeringen i brunnen använts som ett rimligt antagande.

Livslängd och underhållskostnader för system med slutna energibrunnar

Erfarenheten visar att den tekniska livslängden för energibrunnar med kollektorer är minst 50 år och detsamma gäller för det horisontella rörsystemet.

Förutsatt att borrhålssystemet är noggrant konstruerat och utfört blir underhållskostnaden praktiskt taget noll. Endast värmebärarvätskan och cirkulationspumpen kan behöva förnyas någon gång under livslängdstiden, men i beräkningarna har underhållskostnaden ansatts till noll eftersom det årliga beloppet är försumbart.

Livslängd och underhållskostnader för värmepumpar

Livslängden för värmepumpar är enligt allmän praxis ca 20 år, men i det här fallet används dock 25 år baserat på det faktum att värmepumpar i HHP-system arbetar mindre än värmepumpar som används för bostadsuppvärmning.

Den årliga underhållskostnaden för värmepumparna har ansatts till 5 % av investeringskostnaden för själva värmepumpen, detta enligt allmän praxis.

Årsvärmefaktor (SPF)

I dessa beräkningar definieras SPF som förhållandet mellan den levererade värmen från värmekällan och den el som används för driften av värmepump och de pumpar som ingår i geoenergisystemet.

Notera att energibesparingen är som störst i den nedre delen av SPF-skalan och mer marginell i den övre delen av skalan.

På grund av en relativt låg kondensortemperatur vid tillämpningar i HHP-system, (35-40°C) har SPF för värmepumpar ansatts till 5 i samtliga beräkningsfall.

Energibalans för undermarkslager (UTES)

I beräkningsfallen har generellt antagits att värmen som utvinns från marken balanseras med återladdning av solvärme från ytvärmesystemet. I återladdningen ingår eventuella värmeförluster. Förutom återladdning med solvärme ingår i vissa fall gratis spill- eller överskottsvärme.

Modellsimulering för borrhålslager

De slutna systemen med värmepumpar har modellerats med hjälp av programmet EED (Earth Energy Designer) för att uppskatta antalet borrhål och köldbärartemperaturerna under en säsong, medan systemet utan värmepump (HT-BTES) modellerats med hjälp av simuleringsmodellen DST (Duct Storage model).

Simuleringarna är baserade på timvisa klimatdata som representerar mellansverige (Uppsala) under 2021. Det årets klimatdata ger den bästa överensstämmelsen som medelvärden för perioden 2016-2024. Beräkningarna gäller således för väderförhållandena i mellansverige.

I samtliga fall utvinns ingen energi under den första vintersäsongen, detta för att initialt värma upp den bergvolym som används för borrhålslagret. I ett fall (HT-BTES) är den inlagrade värmen i marken ungefärligen fördubblad under den första sommarens inladdning.

I samtliga fall är borrhålen utförda i kristallint berg med en värmekonduktivitet som ansatt till 3,5 W/m,°C. Borrhålsdiametern är 115 mm och kollektorerna består av enkla U-rör DN 40. Hålen är naturligt fyllda med grundvatten.

Flera simuleringar har gjorts, men för vart och ett av fallen har det gynnsammaste resultatet valts avseende hålkonfiguration, håldjup, antal hål, framledningstemperatur och värmepumpstorlek. De gynnsammaste lösningarna presenteras med tabeller och grafer i slutet av varje beräkningsfall.

Metod för lönsamhetsbedömning

Ett enkelt sätt att uttrycka lönsamhet är metoden med rak återbetalningstid. Metoden används ofta i förstudiefaser. Vid beräkningen används värdet på den årliga besparingen av en investering och beräknas som kvoten mellan investeringen och den årliga besparingen vilket ger antalet återbetalningsår.

I den årliga besparingen för de geoenergisystem som använts i beräkningsfallen har besparingsvärdet reducerats med den årliga underhållskostnaden för geoenergisystemet, inklusive värmepumparna i systemet, medan den alternativa värmekällan har antagits inte ha några sådana kostnader alls. Därför bedöms beräknad lönsamhet för geoenergisystemen vara något i överkant.

Känslighetsanalys

För lönsamheten har också en känslighetsanalys utförts och kommenterats. Analysen omfattar två scenarier med tänkbara värsta fall, en för merinvesteringen i geoenergisystemet, och en för lägre årsvärmefaktor än beräknat. Resultaten redovisas i ett separat kapitel i slutet av Appendix 1.

Fall 1. Komplettering med ett mindre HHP till ett geoenergisystem för bostadsuppvärmning

I detta fall ska en byggnad med ett befintligt geoenergisystem kompletteras med ett HHP-system vid entrén till byggnaden, en del av trottoaren samt en mindre parkeringsplats. Totalt täcker systemet 200 m². Huvudsyftet är att förebygga halka vid utetemperaturer runt fryspunkten samt att smälta lättare snöfall. Den genomsnittliga utomhustemperaturen är +4°C och varaktigheten av temperaturer mellan +2 och -5 grader är 1 500 timmar.

Det finns två alternativ för tillförsel av värme till HHP-systemet. Det ena alternativet är en anslutning till fjärrvärme vilket innebär en investeringskostnad på 110 000 SEK. Den andra är att ansluta HHP-systemet till det interna vs-systemet och till energibrunnarna med mellanliggande värmeväxlare och egen cirkulationspump. Därmed kan solvärme lagras under sommaren. Anslutningen till vs-systemet bedöms kräva en investering på 275 000 SEK. Grunderna för utformning och beräkningsresultat sammanfattas i tabellen nedan.

Befintligt geoenergisystem (bergvärme)

Markvärmekälla	Vertikala borrhål i berg
Nominell värmepumpseffekt	200 kW
Kondensortemperatur	55/40°C (vid noll grader utetemperatur)
Årligt värmebehov	500 MWh
SPF	3.0

Ytmarkvärme (HHP)

Yta	200 m ²
Dimensionerande värmeeffekt	250 W/m ²
Medeleffekt	40 kW
Drifttid	1 500 timmar
Årligt värmebehov	60 MWh
Max tilllopps/returtemp.	40/30°C

Ekonomi

Merinvestering, VVS	165 000 SEK
Energikostnad med fjärrvärme	132 000 SEK/år
Energikostnad med geoenergi	44 000 SEK/år
Årlig besparing	88 000 SEK
Rak återbetalningstid	1.9 år

Kommentar

Lagringen av solvärme under sommaren kompenserar för det extra värmeuttaget på vintern.

Fall 2. Köpcentrum med grundvattenvärme

I det här exemplet ligger ett köpcentrum i ett område utanför en stad. Under markytan finns en sandsten som bildar en sluten akvifer. Grundvattnet i akviferen är bräckt och kan inte användas för andra än tekniska ändamål. En provborrning visar att filterbrunnar kan installeras på ett djup av 65-80 m. Ett pumptest visar på en brunnskapacitet av 20 l/s. Grundvattnets temperatur är +10°C.

Ett ytvärmesystem planeras bli installerat för större delen av parkeringsområdet och entréerna med totalt 4 000 m². Den alternativa värmekällan är en gaspanna som innebär en investering på 550 000 SEK. Systemet skall klara att smälta en snöfallsintensitet på 3 mm H₂O/timme samt kunna hålla ytorna förvärmade vid +1°C under 1 200 timmar per år. Underlaget för projektering och resultat för beräkningar framgår av tabellen nedan.

Ytmarkvärmesystem (HHP)

Yta	4 000 m ²
Årlig uppvärmningstid	1 200 timmar
Maxeffekt snösmältning	250 W/m ²
Maxeffekt förvärmning/avdunstning	160 W/m ² (vid blåsiga förhållanden)
Max tillopps- och returtemp.	25/10°C (vid snösmältning)
Årligt värmebehov	400 MWh

Grundvattenvärmesystem med värmepump

Värmeeffekt utan värmepump	1 000 kW
Värmepumpseffekt	250 kW (vid snösmältning)
Maximalt flöde	30 l/s (vid Delta-T 8°C)
Antal brunnar	2 + 2 x 80 m djup (grusfilterbrunnar)
Arbetstemperatur grundvatten	10-2°C

Energiomsättning och energieffektivitet

Frivärme grundvatten	300 MWh
Värmepumpsvärme (spetslast)	100 MWh
COP frivärme	25
COP värmepumpsvärme	5
Årsvärmeffaktor (SPF)	12.5

Ekonomi

Merinvestering	2 750 000 SEK
Driftkostnad geoenergi	175 000 SEK/år
Driftkostnad gaspanna	800 000 SEK/år
Årlig besparing	625 000 SEK
Rak återbetalningstid	4.4 år

Fall 3. Gångator och gångvägar med borrhålslager

I detta fall planeras ett ytvärmesystem att byggas i en stadskärna med gångator och gångvägar och som täcker en yta på 10 000 m². I det här fallet jämförs BTES-system med uppvärmning av fjärrvärme. Anslutning för fjärrvärme medför en investering på 1 miljon SEK.

Klimatet på platsen är semikontinentalt med en medeltemperatur på +6°C och med cirka 1500 årstimmar vid en temperatur på eller under fryspunkten.

Systemet är konstruerat för kontinuerlig snösmältning med en intensitet på 3 mm H₂O/timme. Beläggningen förvärms vid temperaturer under +2°C med en maxeffekt på 100 W/m². Behovet vid 10 minusgrader är 250 W/m². Under -10°C är systemet inte igång alls.

Antalet borrhål har valts för att täcka en stor del av värmen genom direktuppvärmning från borrhålslagret, detta för att minimera storleken på värmepumpen. Underlaget för projektering och resultat av beräkningar framgår av tabellen nedan. Dimensionerade simulering visas på nästa sida.

Ytvärmesystem

Yta	10 000 m ²
Årlig uppvärmningstid	1 500 timmar
Maxeffekt snösmältning	250 W/m ²
Maxeffekt förvärmning/avdunstning	200 W/m ²
Max tilllops- och returtemperatur	35/20°C (i snösmältningsläge)
Årligt värmebehov	2 000 MWh

BTES-system med värmepump

Effekt direktvärme	1 000 kW
Effekt värmepump	1 500 kW
Antal borrhål	200 á 200 m
Arbetstemperatur värmebärare	5-35°C

Energisättning och energieffektivitet

Direktvärme	1 200 MWh
Värmepumpsvärme	800 MWh
COP direktvärme (inkl. värmeåtervinning)	20
COP värmepumpsvärme	5
Årsverkningsgrad (SPF)	9.1

Ekonomi

Extra investeringskostnad	27 000 000 SEK
Driftkostnad BTES	490 000 SEK/år
Driftkostnad fjärrvärme	4 000 000 SEK/år
Årlig besparing	3 510 000 SEK
Rak återbetalningstid	7,7 år

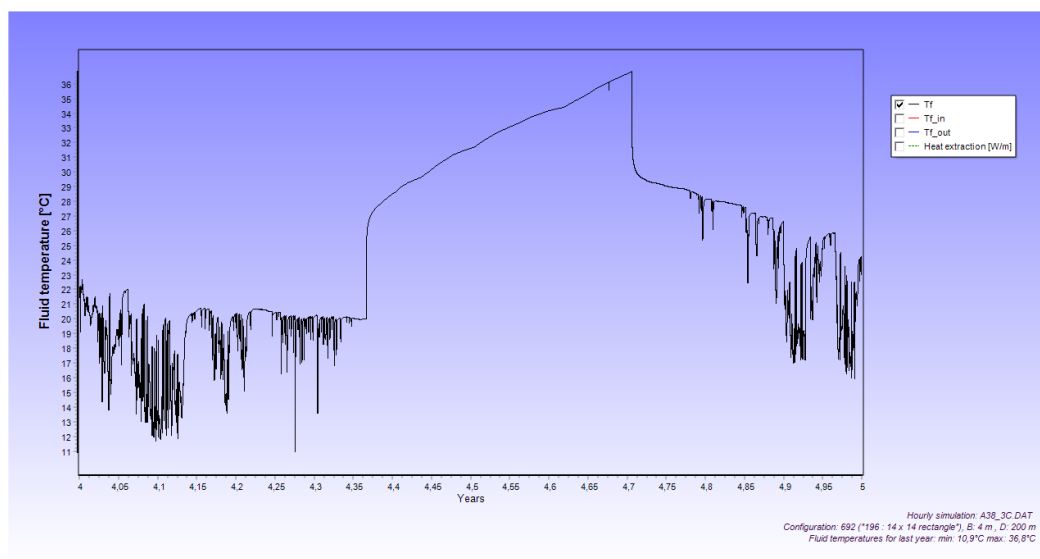
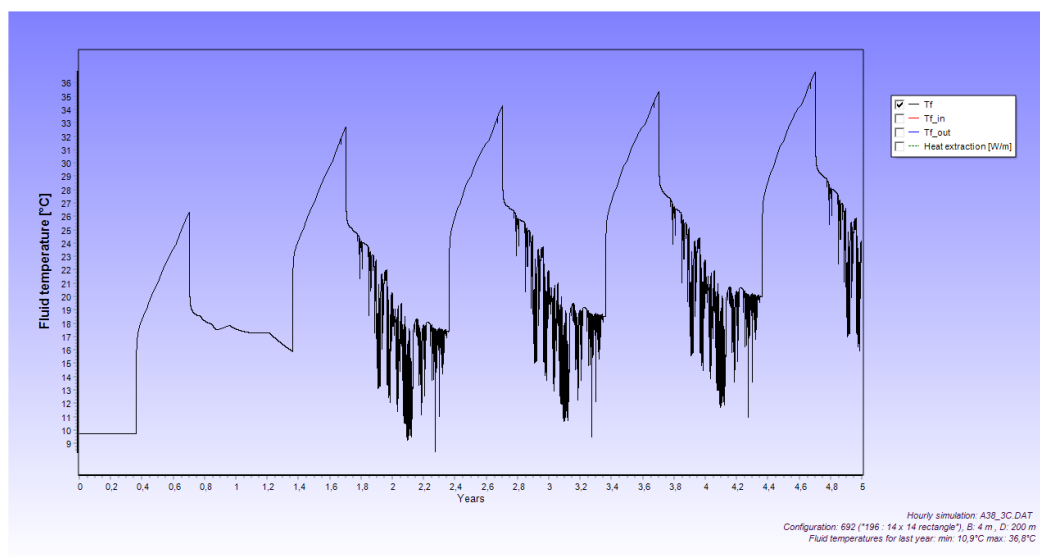
EED-simulering

Här visas det mest fördelaktiga alternativets borrhålsantal, borrhålsavstånd, borrhålsdjup och totalt flöde. (T_{fm} = medeltemperatur, T_{in} = lägsta temp till BTES; T_{out} = lägsta temp från BTES. Delta-T multiplicerat med flödet anger lastkapaciteten).

Nr. BH	Konfiguration	Djup (m)	Längd (m)	Avstånd (m)	Max T_{fm} (°C)	Min T_{fm} (°C)	Flöde (l/s)	Delta T (°C)	T_{ut} (°C)	T_{in} (°C)
196	14x14	200	39 200	4	36.8	10.9	117.6	5.26	13.53	8.27

Fluidtemperaturen under de första fem årens drift visas i den övre grafen. Av denna framgår hur effektiviteten hos BTES-systemet gradvis ökar. Det första året tas ingen värme ur borrhålslagret.

Den nedre grafen visar det fjärde året uppförstorat för att bättre se perioder med frivärme respektive användning av värmepumpen för att täcka effekttoppar.



Fall 4. Gångator och gångvägar med HT-BTES

Många befintliga HHP-system i centrala stadsmiljöer i Skandinavien värms upp av fjärrvärme som produceras av kraftvärmeverk. Kraftvärmeverken producerar ofta överskottsvärme på sommaren när värmebehovet är lågt. Överskottsvärmen måste kylas bort i kyltorn eller med hjälp av ytvatten. Ett uppenbart alternativ är att lagra överskottsvärmen i ett HT-BTES-system för att användas för avisning och snösmältning på vintern.

I detta beräkningsfall används samma storlek och samma yttre förutsättningar som i Fall 3. Den största skillnaden är att systemet simulerats utan stöd av värmepumpar och att kollektorer och rörsystem utförts i temperaturtåligt plastmaterial. Detta ökar kostnaden för borrhålen med 20%. Här till har en kostnad för vvs lagts till, uppskattad till 10% av investeringskostnaden för borrhålslagret. Underlaget för projektering och resultat av beräkningar framgår av tabellen nedan. Resultaten av simuleringar med EED och DST visar att DST-simuleringen är den mest gynnsamma, se sidorna efter tabellen.

HHP system

Yta	10 000 m ²
Effektbehov snösmältning	350 W/m ²
Effektbehov förvärmning/avdunstning	200 W/m ²
Max tilllops- och returtemperatur	40/25°C (vid snösmältning)
Årligt värmebehov	2 000 MWh

HT-BTES system

Antal borrhål	120 à 200 m (cylindrisk form)
Arbetstemperatur värmebärare	80-20°C
Min tillloppstemperatur från BTES	>30°C
Effekt frivärme	3 500 kW
Årligt värmebehov (frivärme)	2 000 MWh
Årsverkningsgrad (SPF)	20

Ekonomi

Merinvestering	19 000 000 SEK
Energikostnad fjärrvärme	4 000 000 SEK/år
Driftkostnad HT-BTES	200 000 SEK/år
Årlig besparing	3 800 000 SEK
Rak återbetalningstid	5,0 år

Kommentarer

Inget isolerande toppskikt har använts i detta fall. Om yttlig isolering tillämpas, exempelvis 0,4 m skumglas, skulle antalet borrhål bli 5-8% färre.

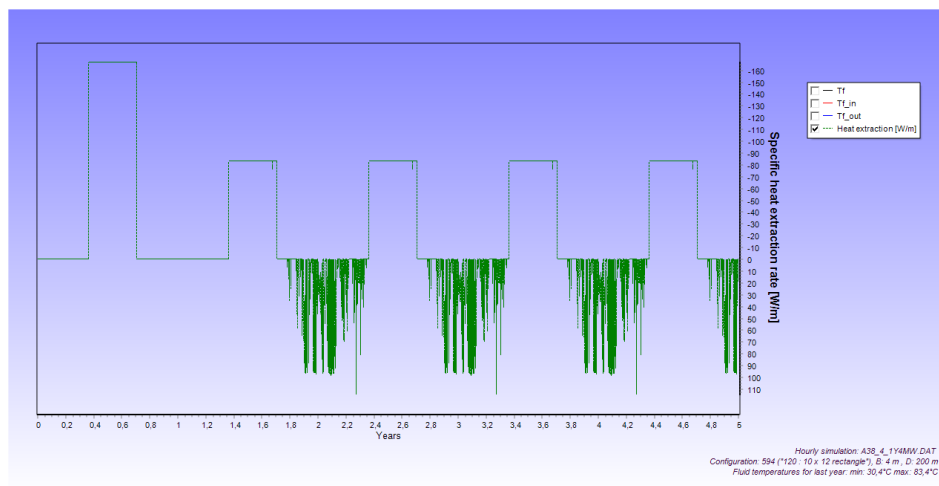
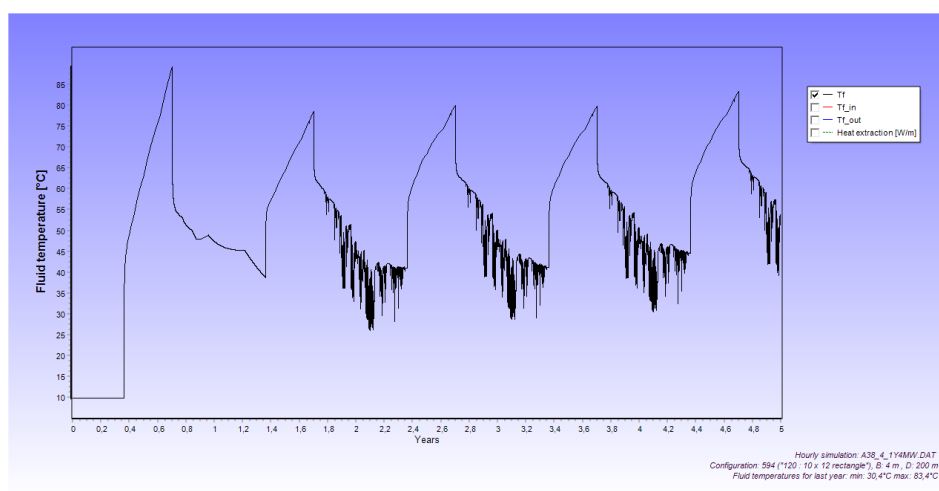
Med cementåterfyllda borrhål istället för grundvattenfyllda ökar merinvesteringen till 22 000 000 SEK med en återbetalningstid på 5,9 år.

EED-simulering

I den här simuleringen bildar placeringen av borrhålen en kvadratisk form. Den konstanta laddningstemperaturen $+80^{\circ}\text{C}$ approximeras i EED genom att anpassa ett enkelt schema med värmeförsörjning som skapar en genomsnittlig temperatur på värmebäraren runt 80°C (vilket verifieras genom simuleringar med hjälp av DST-modellen). Effektförsörjningen sätts till 4 000 kW under det första året och 2 000 kW under de följande åren. Här visas det mest fördelaktiga alternativet. (T_{fm} = medeltemperatur, T_{in} = lägsta temp till BTES; T_{out} = lägsta temp från BTES. Delta-T x flöde anger drifteffekt)

Nr. BH	Konfiguration	Djup (m)	Längd (m)	Avstånd (m)	Max T_{fm} ($^{\circ}\text{C}$)	Min T_{fm} ($^{\circ}\text{C}$)	Flöde (l/s)	Delta T ($^{\circ}\text{C}$)	T_{ut} ($^{\circ}\text{C}$)	T_{in} ($^{\circ}\text{C}$)
120	10x12	200	24 000	4	83.4	30.4	72.0	9.08	34.94	25.26

Den övre grafen visar värmebärarens temperatur under de första fem årens drift. Grafen visar också hur effektiviteten hos BTES gradvis ökar med tid men är inte tillräckligt för att täcka den effekttopp som inträffar i april månad i form av ett kraftigt snöfall, vilket tydligare kan ses i den nedre grafen.

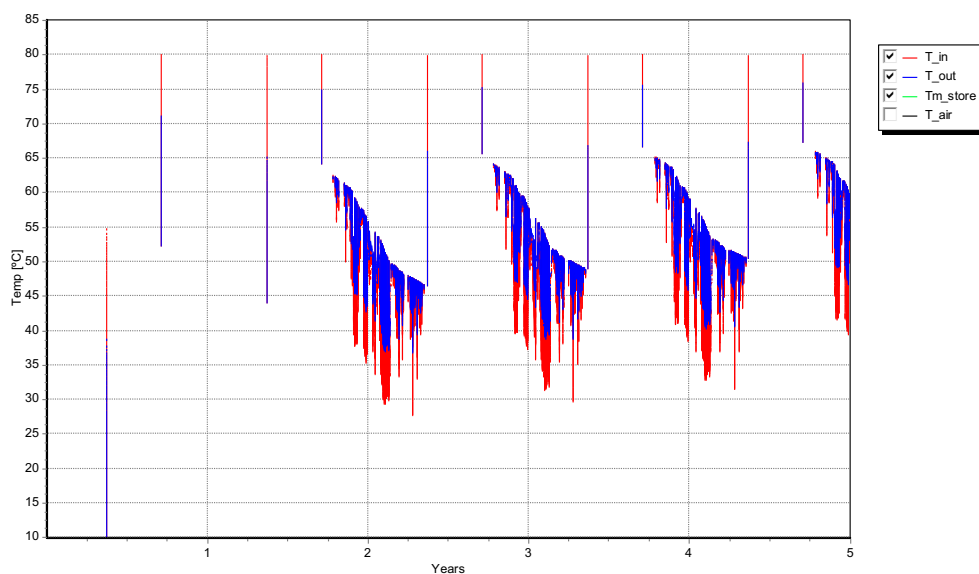


DST-simulering

I denna modell är borrhålen placerade i en cirkulär konfiguration vilket är mer gynnsamt när det kommer till värmeförluster vilket i sin tur minskar temperaturlappet. Laddningstemperaturen är satt till maximalt +80°C, vilket är den normala sommartemperaturen för fjärrvärmesystem.

Den mest fördelaktiga simuleringen visar att systemet klarar samtliga driftsituationer med ett lager som består av 120 borrhål à 200 m och med ett hålavstånd på 5 m. Till skillnad från DST-simuleringen med kvadratisk konfiguration klarar systemet även det kraftiga snöfallet med högt effektbehov i april redan år 2, se grafen nedan. Arbetstemperaturen till och från HHP-systemet är då +37/+26 grader för att påföljande år 4 ha stigit med ca 10 grader. På sikt får således lagret en viss överkapacitet.

På ovan grunder har DST-resultaten använts i beräkningsexemplet.



Fall 5. Olycksdrabbat vägavsnitt som värms med BTES

I detta fall analyseras en del av en allmän väg med hög risk för halka. Avsnittet är 250 m x 4 m och täcker 1 000 m². Värmerören placeras 50 mm under asfaltbeläggningen med ett röravstånd av 200 mm. Styrsystemet är anslutet till SMHI för prognosering av snöfall. Som jämförelsealternativ till BTES används en elpanna. Investeringskostnad för denna är 250 000 SEK.

Systemet är konstruerat för att klara av en snöfallsintensitet på 4 mm H₂O/timme. Den totala mängden snö motsvarar 80 mm H₂O. Ytan hålls fri från frost vid utomhustemperaturer på +2°C ner till -10°C. Under -10°C är systemet inte igång. Årsmedeltemperaturen på platsen är +5 grader.

Underlaget för projektering och resultat av beräkningar framgår av tabellen nedan. Dimensionerande simulering visas på nästa sida.

HHP-system

Yta	1 000 m ²
Årlig uppvärmningstid	1 400 timmar
Maxeffekt snösmältning	300 W/m ²
Maxeffekt förvärmning/avdunstning	200 W/m ² (vid blåsigtt väder)
Max tilllopps/returtemp.	35/20°C (vid snösmältning)
Årligt värmebehov	250 MWh

BTES-system med värmepump

Effekt frivärme	110 kW (direkt från lager)
Effekt värmepump	150 kW
Antal borrhål	25 à 200 m
Arbetstemperatur köldbärare	0-25°C

Energiomsättning och energieffektivitet

Frivärme	200 MWh (direkt från lager)
Värmepumpsvärme (spetslast)	50 MWh
COP frivärme (inkl. värmeåtervinning)	20
COP värmepumpsvärme	5
Årsverkningsgrad (SPF)	12.5

Ekonomi

Merinvestering	3 200 000 SEK
Driftkostnad BTES	55 000 SEK/år
Energikostnad elpanna	500 000 SEK/år
Årlig besparing	445 000 SEK
Rak återbetalningstid	7.2 år

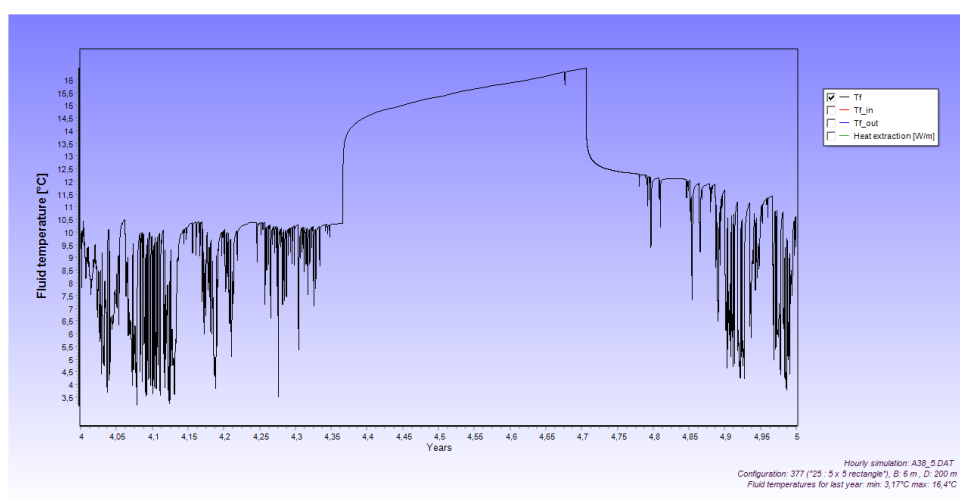
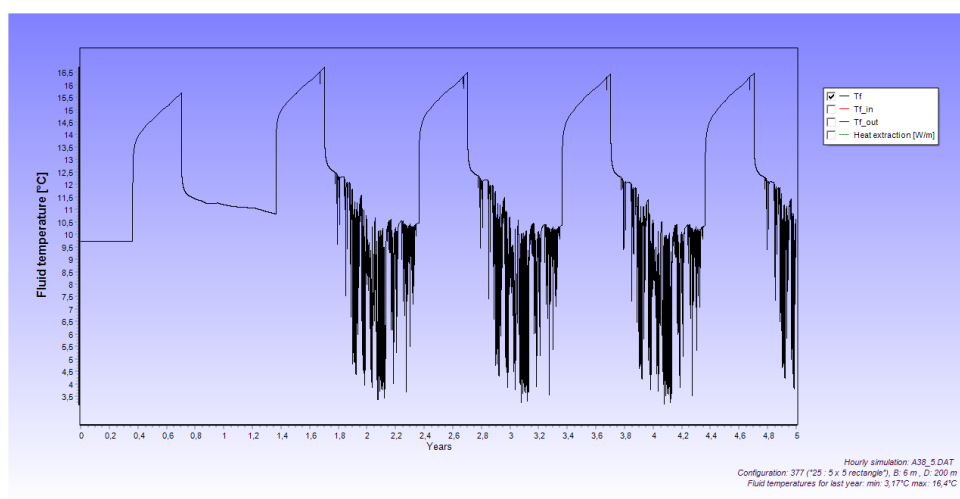
EED-simulering

Tabellen nedan visar data för det mest fördelaktiga alternativet vad avser antal borrhål, håldjup, hålavstånd och totalt flöde. (T_{fm} = medeltemperatur, T_{in} = lägsta temp till BTES; T_{out} = lägsta temp från BTES. Delta-T gånger flödet anger effekten).

Antal hål	Konfiguration	Djup (m)	Längd (m)	Avstånd (m)	Max T_{fm} (°C)	Min T_{fm} (°C)	Flöde (l/s)	Delta T (°C)	T_{ut} (°C)	T_{in} (°C)
25	5x5	200	5 000	6	16.4	3.17	15.0	3.66	5.00	1.34

Värmebärartemperaturen under de första fem årens drift visas i den övre grafen. Grafen visar även hur effektiviteten hos BTES gradvis ökar år från år. Den första vintern tas ingen värme från lagret.

I den nedre grafen är det fjärde året uppförstorat för att bättre visa perioder med frivärme respektive tidpunkter för spetslasttäckning med värmepump.



Fall 6. Olycksdrabbat vägavsnitt som värms med ATES

I det här fallet ersätts BTES-systemet i Fall 5 av ett ATES-system med en varm och en kall brunn placerade nära vägavsnittet.

Akviferen består av en grund glacifluvial formation. Brunnarna utförs med formationsfilter och har en kapacitet på minst 10 l/s.

Den omgivande grundvattentemperaturen är +5°C. Eftersom vägsträckan ligger i ett avlägset område används akviferen inte för några andra ändamål, exempelvis dricksvatten.

Den alternativa värmekällan är en elpanna med en investering på 250 000 SEK.

Underlaget för projektering och resultat av beräkningar framgår av tabellen nedan.

HHP-system

Yta	1 000 m ²
Årlig uppvärmningstid	1 400 timmar
Maxeffekt snösmältning	300 W/m ²
Maxeffekt förvärmning/avdunstning	200 W/m ² (vid blåsiga förhållanden)
Max tillopps/returtemp.	35/20°C (i snösmältningsläge)
Årligt värmebehov	250 MWh

ATES-system med värmepump

Effekt frivärme	200 kW
Värmepumpseffekt	100 kW
Antal brunnar	4 x 50 m
Max brunnskapacitet	12 l/s (vid Delta-T 6°C)
Arbetstemperatur grundvatten	5-25°C

Energisättning och energieffektivitet

Frivärme	200 MWh/år
Värmepumpsvärme	50 MWh/år
COP frivärme	25
COP värmepumpsvärme	5
Årsvärmefaktor (SPF)	13.9

Ekonomi

Merinvestering	2 600 000 SEK
Driftkostnad ATES	75 000 SEK/år
Driftkostnad elpanna	500 000 SEK/år
Årlig besparing	425 000 SEK
Rak återbetalningstid	6.1 år

Fall 7. Konstgräsplan som värms med BTES

I detta fall analyseras anläggning av en fullstor fotbollsplan med konstgräs och som används både för matcher och träning.

Rör för uppvärmning är placerade i stötdämparmattan. Kravet är att hålla planen frostfri ner till en temperatur av -15°C. Kraftiga snöfall hanteras med mekanisk snöröjning.

Alternativet är att ansluta planen till fjärrvärme med en investeringskostnad på 3 000 000 SEK.

Underlaget för projektering och resultat av beräkningar framgår av tabellen nedan. Dimensionerande simulering visas på nästa sida.

HHP-system

Yta	8 000 m ²
Årlig uppvärmningstid	2 000 timmar
Maxeffekt (vid -15°C)	1 200 kW
Max tilllops/returtemp.	35/20°C (vid -20°C)
Årligt värmebehov	1 000 MWh

BTES-system med värmepump

Effekt frivärme	400 kW
Värmepumpseffekt	800 kW
Antal borrhål	120 à 200 m
Arbetstemperatur värmebärare	0-25°C

Energiomsättning och energieffektivitet

Frivärme	750 MWh/år
Värmepumpsvärme	250 MWh/år
COP frivärme	20
COP värmepumpsvärme	5
Årsvärmefaktor (SPF)	11.4

Ekonomi

Merinvestering	13 600 000 SEK
Driftkostnad BTES	190 000 SEK/år
Driftkostnad fjärrvärme	2 000 000 SEK/år
Årlig besparing	1 810 000 SEK
Rak återbetalningstid	7.5 år

Kommentar

Med cementåterfyllda borrhål ökar merinvesteringen till 16 000 000 SEK vilket medför en återbetalningstid på 8,9 år.

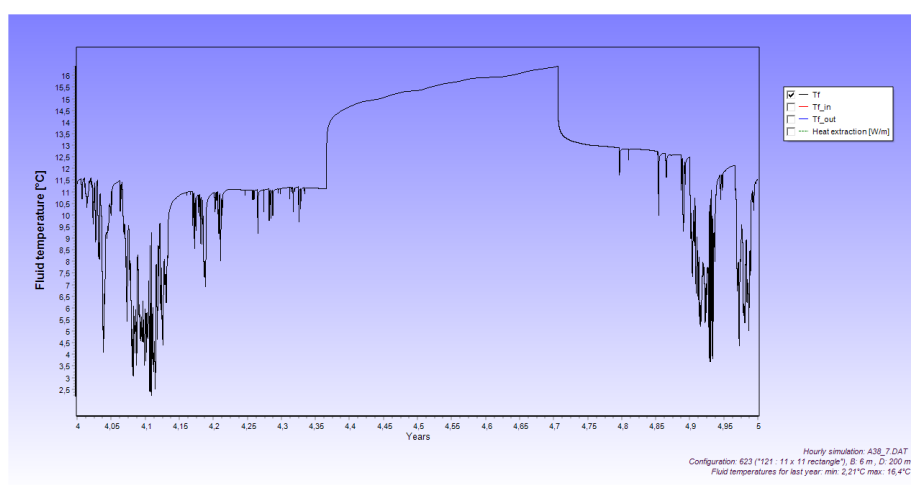
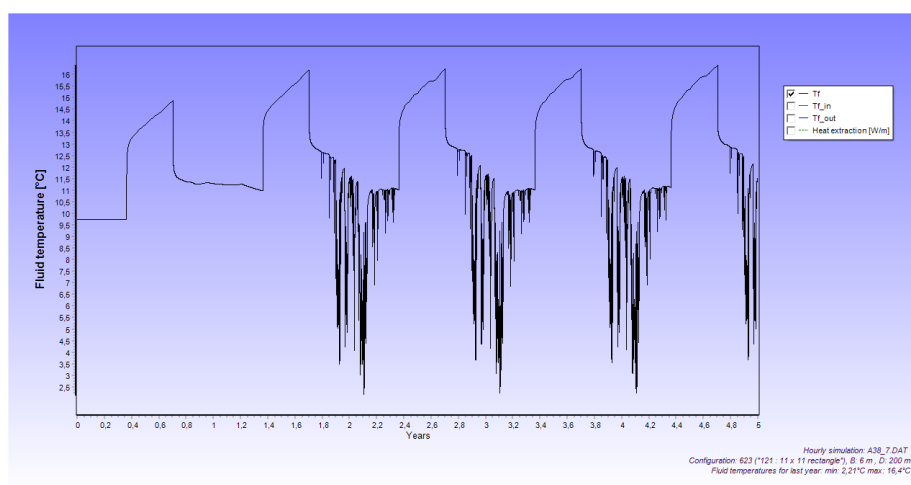
EED-simulering

Här visas det mest fördelaktiga alternativets borrhålsantal, borrhålsavstånd, borrhålsdjup och total flödes hastighet. (T_{fm} = medeltemperatur, T_{in} = lägsta temp till BTES; T_{out} = lägsta temp från BTES. Delta-T gånger flödes hastigheten anger lastkapaciteten).

Antal hål	Konfiguration	Djup (m)	Längd (m)	Avstånd (m)	Max T_{fm} (°C)	Min T_{fm} (°C)	Flöde (l/s)	Delta T (°C)	T_{ut} (°C)	T_{in} (°C)
121	11x11	200	24 20	5	17.3	2.66	72.6	3.41	4.37	0.95

Fluidtemperaturen under de första fem årens drift visas i den övre grafen. Denna visar även hur effektiviteten hos BTES gradvis ökar år från år. Den första vintern tas ingen värme från lagret.

I den nedre grafen är det fjärde året uppförstorat för att bättre visa perioder med frivärme respektive tidpunkter för spetslasttäckning med värmepump.



Känslighetsanalys för lönsamhet

Oförutsedda tillkommande investeringskostnader

Normalt byggs geoenergisystem till ett fast pris enligt kontrakt mellan en beställare och en entreprenör. Det kan dock finnas omständigheter som orsakar extra kostnader (ÄTOR) i byggskedet. Erfarenhetsmässigt kan dessa extra kostnader uppgå till uppemot 30% av kontraktssumman, eller i sällsynta fall ännu mer. I denna känslighetsanalys har 30% använts som ett rimligt värsta fall.

ÄTOR är vanligtvis relaterade till svårigheter att borra borrhål och brunnar på grund av oväntade geologiska förhållanden, exempelvis problem med svaghetszoner eller stora vattenflöden.

Hur en tillkommande investeringskostnad på 30% påverkar den raka återbetalningstiden visas i tabellen nedan

Beräkningsfall	Investering enl. kontrakt (SEK)	Återbetalningstid (år)	Investering med 30% ÄTA (SEK)	Resultaterande återbetalningstid (år)
1	165 000	1.9	215 000	2.5
2	2 750 000	4.4	3 580 000	5.7
3	27 000 000	7.7	35 000 000	10
4	19 000 000	5.0	24 700 000	6.5
5	3 200 000	7.2	4 160 000	9.3
6	2 600 000	6.1	3 380 000	8.0
7	13 600 000	7.5	17 700 00	9.9

Minskad årsverkningsgrad

Erfarenhet visar att årsvärmefaktorn (SPF) ibland visar sig vara lägre än beräknat. En vanlig orsak är att styrsystemet inte fungerar som avsett. Denna typ av fel uppstår ofta i en tidig fas av driften och kan vanligtvis justeras inom ramen för kontraktet.

En annan anledning är att SPF-värdet gärna överskattas av systemkonstruktören. Det kan också handla om rena konstruktionsfel. Om så är fallet kommer det vanligen inte att märkas förrän efter ett eller flera års drift. Denna typ av felaktigheter kan bli kostsamma att åtgärda i efterhand.

Det finns för närvarande inget sätt att specificera vilken nivå som ska tillämpas på ett sämsta fall med ett lägre SPF än förväntat, men i tabellen nedan har en försämring på cirka 10% använts som beräkningsunderlag.

Beräkningsfall	Beräknad SPF	Återbetalningstid (år)	Försämrad SPF	Resulterande återbetalningstid (år)
1	3.0	1.9	2.5	2.1
2	12.5	4.4	6.0	4.9
3	9.1	7.7	4.5	8.9
4	20.0	5.0	7.0	5.9
5	12.5	7.2	6.0	8.0
6	13.9	6.1	6.0	7.6
7	11.4	7.5	5.0	8.7

Klimatförändringar

Beräkningarna har gjorts för genomsnittliga väderförhållanden på en specifik plats under de senaste 10 åren. Ett annat klimat med ett mindre antal frosttimmar skulle innebära lägre energiförbrukning, vilket har en negativ inverkan på återbetalningstiden. Å andra sidan blir effekten den motsatta om det blir en kallare vinter än normalt. Den pågående globala uppvärmningstrenden bedöms dock långsamt minska behovet på värme och därmed öka återbetalningstiden något.

Förändringar i energipris

Det långsiktiga energipriset har i beräkningarna antagits vara samma för de värmekällor som används för ytmarkvärme. Priset har ansatts till 2 000 SEK/MWh. Detta är ett antagande som bygger på att el inom de närmaste 10 åren kan konkurrera med fossila bränslen och fjärrvärme. Detta kräver en fortsatt utbyggnad av fossilfri kraft i enlighet med de mål som förhandlats fram för att motverka den globala uppvärmningen.

Det är i dagsläget inte möjligt att förutsäga vilka verkliga energipriser som kommer att råda i framtiden och hur dessa kommer att variera under anläggningens avskrivningstid. Det mest troliga är dock att det genomsnittliga priset kommer att vara högre än 2 000 SEK/MWh. Som en följd av detta kommer lönsamheten att öka över tid eftersom en stor andel av den värme som används i geoenergisystemen är kostnadsfri.