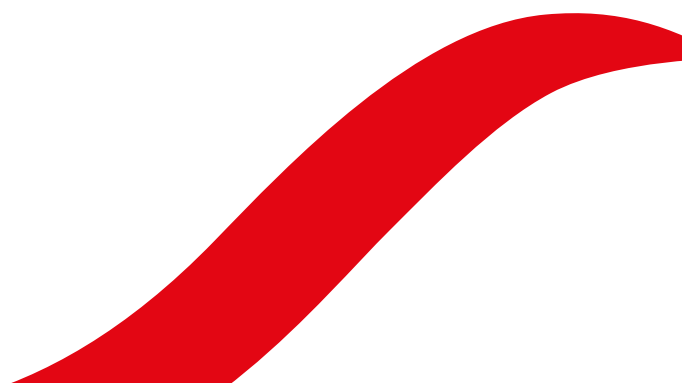




Solvärme i Sverige

En studie med fokus på potential, ekonomi
och bidrag till energi- och klimatmål

ER 2021:32



Energimyndighetens publikationer kan laddas ner eller
beställas via www.energimyndigheten.se

Statens energimyndighet, december 2021

ER 2021:32

ISSN 1403-1892

ISBN (pdf) 978-91-7993-042-4

Tryck: Arkitektkopia AB, Bromma

Förord

Rapporten Solvärme i Sverige, en studie med fokus på potential, ekonomi och bidrag till energi- och klimatmål är Energimyndighetens svar på uppdrag 11 i Statens Energi-myndighets regleringsbrev. Denna rapport besvarar frågan på vilken potential solvärme har i Sverige, och vid vilka förutsättningar solvärme kommer in i det svenska fjärrvärme-systemet.

Rapporten fokuserar på storskalig solvärme, och när denna blir konkurrenskraftig i svenska fjärrvärmenät. Det svenska fjärrvärmenätet är väl utbyggt, och är en viktig pusselbit för att klara omställningen till ett förnybart energisystem. Solvärme är en av många tekniker som kan bli aktuella för att göra den svenska fjärrvärmen mindre beroende av förbränning. Tillsammans med värmelager kan solvärme bidra med billig värme även utanför sommarmånaderna och vara positivt ur ett systemperspektiv.

I den ekonomiska analysen kan det konstateras att solvärme har störst konkurrenskraft i mindre fjärrvärmenät med höga marginalkostnader på sommaren, till exempel i nät som eldar förädlade bränslen. Om investeringskostnaden för solvärme skulle sjunka blir större mängder solvärme konkurrenskraftigt även i fjärrvärmenät som eldar oförädlade biobränslen så som flis. Solvärmen är enligt analysen inte så konkurrenskraftig i nät med större pannor och kraftvärme, vilket är positivt eftersom kraftvärmen bidrar med systemnyttor i form av planerbar elproduktion som solvärmen inte bidrar med.

Rapporten går även igenom marknadsutvecklingen för solvärme i Sverige och gör en global utblick.

Robert Andrén
Generaldirektör

Innehåll

Sammanfattning	4
1 Syfte med arbetet	6
1.1 Tolkning av potential	6
2 Solvärmesystem	8
2.1 Solvärme i fjärrvärmenät	9
3 Solvärme i Sverige	11
3.1 Stödsystem	11
3.2 Solvärmeintegrerade fjärrvärmeanläggningar i Sverige	13
3.3 Förutsättningar och möjligheter	15
3.4 Certifiering av installatörer för förnybar energi	15
4 Solvärmemarknaden och globala trender	16
4.1 Marknadsutveckling	16
4.2 Solvärmeintegrerade fjärrvärmeanläggningar globalt	17
4.3 Exempel från Danmark	18
4.4 Solvärmens roll i globala scenarier	19
5 Ekonomisk potential	20
5.1 Metod	20
5.2 Modellresultat	26
6 Bidrag till energi- och klimatmål	37
6.1 Ekologisk hållbarhet	37
6.2 Konkurrenskraft	41
7 Diskussion	43
8 Referenser	46
Bilaga 1 Fördjupad modellbeskrivning	48
B1.1 EPOD – en dispatchmodell för el och för svensk fjärrvärme	48
B1.2 Geografiska systemgränser	49

B1.3	Produktionskapacitet	50
B1.4	Produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemen	51
B1.5	Investeringar i kapacitet i fjärrvärmesystem	53
B1.6	Modellerade fjärrvärmesystem	53

Sammanfattning

Denna rapport är en redovisning av uppdrag 11 Solvärme i Energimyndighetens regleringsbrev för 2021. *Statens energimyndighet ska beskriva och analysera solvärmens potential i Sverige, eventuella systemnyttor solvärmens kan bidra med till energisystemet samt i vilken utsträckning solvärme på ett kostnadseffektivt sätt kan bidra till att nå Sveriges klimat- och energimål. Tidigare erfarenheter på satsningar inom området ska tas tillvara.*

Vi har valt att genomföra en studie av den ekonomiska potentialen för solvärme i Sverige. Vi har valt att begränsa denna analys till att omfatta storskalig solvärme i fjärrvärmenät. Fjärrvärmen utgör ungefär hälften av den totala värmemarknaden i Sverige idag. Svenska fjärrvärmenät är väl kartlagda, och prissättningen är konkurrensutsatt, därmed anser vi att det har varit en intressant utgångspunkt för arbetet.

Profu AB har gjort en modellanalys för att undersöka under vilka förutsättningar som solvärme blir intressant att investera i. Ett år på 2030-talet har valts för att undersöka solvärmens roll i ett energisystem med en högre andel elektrifiering och varierande elpriser. I modellanalysen studeras ett antal scenarier där utfallet för investeringarna varierar. Det är viktigt att påpeka att resultaten inte är prognoser utan utfall av modellsimuleringar från en given omvärld. Modellen, avgränsningar och resultat presenteras i Kapitel 4 och Bilaga 1.

Den ekonomiska potentialen för solvärme varierar stort i de olika modelleringsfallen. Solvärmens har högst potential i mindre system där förädlade biobränslen står för basbränslet. I dessa system investerar modellen i solvärme i basfallet, och värmeproduktionen från solvärme uppgår till 170 GWh/år. Om investeringskostnaden för solvärme minskas till ungefär 2 500 SEK/kW från basfallets antagande om 3 500 SEK/kW, samt att investeringen jämförs med en annan kapitalinvestering får solvärme en betydligt ökad potential på över 4 TWh. Denna potential är direkt kopplad till hur stor produktion som möter sin tekniska livslängd. Priset på biobränslen påverkar också hur mycket solvärme som modellen investerar i.

För att solvärmens ska få en mer än en marginell roll i resultaten förutsätter det termiska energilager i fjärrvärmenäten. I flera modelleringsfall sker investeringar i värmelager och i olika sorters fjärrvärmesystem. Investeringarna i värmelager görs i synergi med solvärme, men också fristående från investeringarna i solvärme för att nyttja andra billiga resurser så som spillvärme och billig avfallsförbränning.

Systemnyttor som identifierats under uppdraget är att solvärme bidrar till att minska användningen av biobränslen för uppvärmning, vilket frigör bioråvara att utnyttjas i sektorer där denna kan substituera fossila källor. Värmelager bidrar också med systemnyttor. Tillgång till lagring kan ersätta produktion som oförutsett faller bort, undvika start och stopp av anläggningar som medför slitage. En annan systemnytta är att fjärrvärmesystemet som är kopplat till lagret kan optimeras och möjliggöra en ökad koppling mellan el och värmemarknaden. Värmelager kan också bidra till att reducera användningen av fossila bränslen i topplastproduktion.

I rapporten har vi kartlagt vilka energi och klimatmål som solvärme påverkar. Solvärme kan bidra till de tre energipolitiska pelarna direkt och indirekt. Solvärme och energilager kan minska mängden förbränning i fjärrvärmeproduktionen. En minskad användning bio-bränsle för förbränning kan bidra till förutsättningar för ett hållbart uttag av biomassa när behovet av biomassa i andra sektorer ökar.

Ökad diversifiering av fjärrvärmeunderlaget, i form av solvärme och även energilager gör fjärrvärmesektorn mer resiliert mot ökade bränslepriser, vilket påverkar det energipolitiska målet om försörjningstrygghet.

Rapporten ger en inblick i hur solvärme har utvecklats i Sverige. Vi ger en teknisk beskrivning av solvärmesystem på mindre och större skala. Sedan följer en kartläggning av den svenska marknaden och stödsystem som funnits historiskt. En global utblick följer, med vilka trender som kan urskiljas på solvärmemarknaden idag. Storskalig solvärme för användning i fjärrvärme och industri är fortfarande en mycket liten marknad globalt. Modelleringsresultaten i denna rapport skulle i det sammanhanget göra en stor påverkan på den globala marknaden. För att utvecklingen i denna rapport ska vara möjlig fordras antagligen en utveckling av den globala marknaden, och minskade produktionskostnader som följd.

1 Syfte med arbetet

Rapporten har som syfte att ta reda på vilken potential det finns för solvärme i Sverige, samt hur solvärme kan bidra till de svenska energi- och klimatmålen på ett kostnadseffektivt sätt. Den svenska energipolitikens övergripande mål är att förena de tre grundpelarna försörjningstrygghet, konkurrenskraft och ekologisk hållbarhet. Utöver detta finns kvantitativa mål till år 2020, 2030 och 2040 vad gäller andelen förnybar energi, energieffektivisering och andel förnybar elproduktion samt kvantitativa mål för elcertifikatsystemet. Sveriges långsiktiga klimatmål innebär att Sveriges nettoutsläpp av växthusgaser ska vara noll senast år 2045, för att därefter uppnå negativa utsläpp.

Solvärme är en energikälla som mer eller mindre aktivt alstras och utnyttjas när solen skiner. Solvärmesystem spänner sig från mycket enkla konstruktioner för att värma vatten direkt, till högteknologiska lösningar för användning i industri eller fjärrvärmesystem. Arbetet i denna rapport beaktar historiska satsningar på området i form av avslutade styrmedel, marknadsutveckling och större investeringar. Rapporten ger en överblick över regionala och globala trender och vilken utvecklingspotential som bedöms finnas för solvärme.

Två större avgränsningar har gjorts i denna rapport. Valet att titta på större solvärmesystem har gjorts då det är ett marknadssegment som växer i världen och Europa, samt att villasystem blir mindre vanligt i takt med att solcellsmarknaden för hustak växer. Rapporten tar avstamp i en ekonomisk potentialanalys av storskalig solvärme i kombination med svenska fjärrvärmesystem. Frågan som ska besvaras med den ekonomiska analysen är vilken ekonomisk potential som solvärme har i konkurrens med andra uppvärmningsslag. Vi har begränsat analysen till att fokusera på svenska fjärrvärmesystemet. Svensk fjärrvärmemarknad uppgår i dagsläget på ungefär 55 TWh, av den totala värme-marknaden i Sverige som är på 100 TWh. Marknaden är konkurrensutsatt och om solvärme kan konkurrera på denna marknad kan det finnas möjligheter att konkurrera på andra värmemarknader. Den ekonomiska potentialanalysen har gjorts för ett nedslagsår i mitten av 2030-talet. Sverige befinner sig i ett energisystem i stor förändring och vi har varit intresserade av att se solvärmens roll i ett energisystem med ökad elektrifiering i övrigt.

Den ekonomiska analysen har genomförts av Profu, Analysarbetet har gjorts med hjälp av modellverktyget EPOD. EPOD är en produktionsoptimeringsmodell för hela den nordeuropeiska elmarknaden och de svenska fjärrvärmesystemen. I samråd med Energimyndigheten och i kontakt med en utvald referensgrupp har metod och indata förankrats. Syftet med valda indata är inte att ge prognoser för framtida utveckling, men för att spänna upp ett utfallsrum och analysera förutsättningarna för solvärme givet olika möjliga utvecklingar.

1.1 Tolkning av potential

Begreppet potential används ofta för att konkretisera vilka möjligheter det finns för att uppnå ett mål. I detta fall har frågan ställts utifrån vilken potential tekniken solvärme har i Sverige. Bakgrunden är på vilka grunder solvärme kan bidra till våra energi och klimatmål på ett kostnadseffektivt sätt.

Begreppet potential är i sig ett vitt begrepp och kan delas in i olika nivåer. Det finns teoretisk potential utifrån tillgängliga resurser, teknisk potential, praktisk genomförbar potential och ekonomisk potential.

En teoretisk potential används ofta som en övre gräns för vad en teknik kan bidra med. Ett enkelt exempel för hur en teoretisk potential för solvärme i Sverige kan formuleras är hur stor yta som skulle krävas för att möta ett värmebehov utifrån en mängd solinstrålning som infaller på Sveriges yta under året. Med en infallande solinstrålning på ungefär 1 000 kWh/m² över ett år och en verkningsgrad för solfångaren på ungefär 65 %, skulle det krävas ungefär 154 kvadratkilometer för att tillgodose den svenska värmemarknaden, som ligger på ungefär 100 TWh per år. Eftersom produktionen av solvärme inte sammanfaller med när behovet för uppvärmning är som störst i Sverige är ovan potentialbeskrivning missvisande. Det behöver finnas lagringsmetoder för att lagra värmen från sommar till vintertid. Dessa lager har förluster som också behöver räknas in för att potentialen ska hamna närmare verkligheten. Det finns ingen teoretisk begränsning i att tillgodose detta behov, men många praktiska och värdemässiga aspekter. En teknisk potential tar förluster och begränsningar i anspråk. Teknisk genomförbarhet är en förutsättning för att investeringar ska ske, och vi har beaktat de tekniska förutsättningarna för solvärme i denna rapport.

Den ekonomiska potentialen för ett kraftslag innebär vad som är lönsamt utifrån givna kostnader. På en konkurrensutsatt värmemarknad styr detta utbyggnaden. Vi befinner oss i en tid där omställningen till ett förnybart samhälle och en netto noll koldioxidekonomi påverkar våra nationella, regionala och globala energisystem. Investeringskostnader och övriga marknadsförutsättningar förändras. Det pågår stora skiften i hur resurser används och efterfrågan på koldioxidneutrala resurser ökar. Det är mot denna bakgrund som rapporten har velat ta ett grepp på ekonomisk potential. I en relativt nära framtid, där vi är på väg mot att nå våra klimatmål, hur ser marknadsförutsättningarna för solvärme ut?

Förutsättningarna för denna analys och de antagandena som har gått in i scenariobeskrivningen, samt resultat, tas upp i kapitel 4 Ekonomisk potential. Här är det tydligt att utfallet varierar stort i de olika omvärldsscenarierna.

Det är också viktigt att påpeka att det faktiska utfallet, den praktiska genomförda potentialen sannolikt är lägre än den ekonomiska potentialen. Markaspekter, tillståndprocesser, konkurrens med andra tekniker, marknadshinder och barriärer påverkar. Bara för att det finns lönsamhet betyder inte att investeringsbeslut tas.

2 Solvärmesystem

Solvärme bygger på att solfångare används för att koncentrerat ta emot solinstrålningens energi i form av värme och utnyttja den för uppvärmning. Solvärmesystem finns både i mindre skala för villor och småhus och i större skala för fjärrvärme och industri.

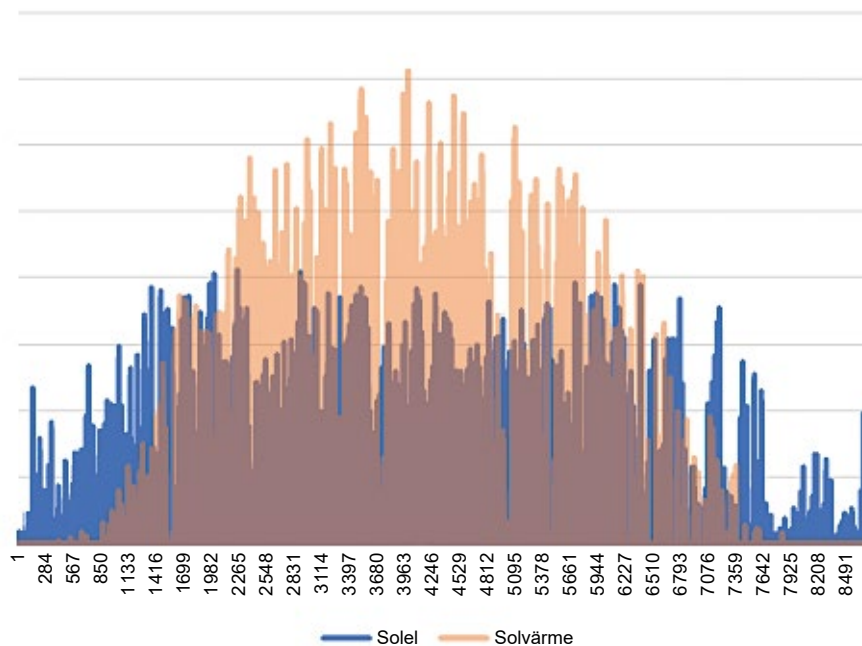
För småskaliga tillämpningar är solvärmens vanligen monterade på hustak och används direkt i fastigheten. Storskaliga system som används vid fjärrvärme- och industritillämpningar har en mer komplex utformning, görs i en helt annan skala och behöver ofta arbeta på högre temperaturer. Placeringen kan antingen vara på mark i avgränsade solfångarfält eller på större hustak.

Olika solfångare användas vid olika tillämpningar och temperaturintervaller. De vanligaste kommersiella typerna av solfångare beskrivs nedan:

Tabell 1. Beskrivning av olika tekniker för solvärme.

Solfångartyp	Arbetstemperatur	Beskrivning
Plana glasade solfångare	40–100 °C	Solfångaren fångar upp all infallande strålning mot panelen och har längre livslängd jämfört med vakuumberoende konstruktioner. Detta är den vanligaste typen av solfångare.
Vakuumrörsolfångare	60–120 °C	Består av ett antal vakuumrör. Används vanligen i mindre anläggningar.
Koncentrerande solfångare	80–300 °C	Består av reflekterande ytor som riktar solstrålarna mot ett absorbatorrör placerat i fokus. Höga arbetstemperaturer. Kostnaderna för dessa system är ofta högre.
Oglasade solfångare	20–40 °C	Används för att värma vatten vid en låg temperatur. Denna typ används vanligen som poolvärmare.
Kombinerade lösningar – PVT		Producerar både el och värme. Den totala verkningsgraden för systemet är högre, men värmeutbytet ofta lägre än övriga installationer.

Gemensamt för alla lösningar är att rätt placering och optimering av driften är centralt för att få ut så hög effektivitet av anläggningen som möjligt. Hur mycket energi solfångaren kan fånga in och omvandla är beroende på hur mycket direkt solinstrålning som når solfångaren. Det påverkas av solfångarens riktning i förhållande till solstrålarna, höjdvinklar och väderstreck. Mängden partiklar det finns i atmosfären samt solinstrålningens våglängd påverkar också. Detta innebär att solfångarens effekt är begränsad under vintertid och molniga dagar, vilket kan urskiljas i Figur 1.



Figur 1. Produktionsprofiler för solvärme och solel. x-axeln representerar årets timmar och y-axeln energiutbyte. Solel har ungefär 1 000 fullasttimmar per år, solvärme har ungefär 700.

2.1 Solvärme i fjärrvärmenät

Denna studie fokuserar på solvärmens ekonomiska potential i det svenska fjärrvärme-systemet. Avgränsningen har valts då fjärrvärmenäten är en avgränsad, konkurrensutsatt marknad som lämpar sig för att bedöma solvärmens potential på värmemarknaden.

2.1.1 Teknisk beskrivning

Solvärme som integreras i fjärrvärmen är vanligen större konstruktioner som antingen placeras på mark i solfångarfält eller på större offentliga byggnader som idrottsarenor eller liknande. Det är därtill vanligt att solvärmeanläggningen är ansluten till någon typ av värmelager. Fjärrvärmenätet kan i viss mån användas som ett värmelager för solvärme, men för att kunna komma upp i mer än marginella andelar av leveranser till fjärrvärmenäten krävs investeringar i värmelager.

Det finns framförallt tre sätt att kombinera solvärme och fjärrvärme:

- Solfångare på byggnad. Solvärmen är kompletterande värmekälla till en fjärrvärmeansluten byggnad.
- Mindre solvärmeanläggning ansluten till fjärrvärmenätet. Vanligen belägen på större fastighet.
- Större solvärmeanläggning ofta belägen på mark. Skilt från bebyggelse och direkt inkopplad till fjärrvärmenätet.

Den vanligaste kombinationen i Sverige är anläggningar i vilka solvärmen endast används för värmebehovet i den enskilda byggnaden. Därtill finns det några större solvärmeanläggningar som är anslutna till fjärrvärmesystemet.

De flesta av dagens fjärrvärmesystem byggdes när fossila bränslen användes i stor utsträckning, byggnader hade höga värmebehov och temperaturerna i fjärrvärmenätet var höga. Utvecklingen går mot energieffektivare byggnader med lägre värmebehov. Detta och andra faktorer möjliggör lägre fjärrvärmetemperaturer, vilket minskar energiförlusterna i näten och gynnar anslutning av alternativa värmekällor såsom solvärme och överskottsvärme från olika sektorer.

2.1.2 Värmelager

De flesta större fjärrvärmesystem har någon typ av termiskt energilager, ofta korttidslagring i form av ackumulatortank för att jämna ut tim-dygnsvariationerna. Solvärme kan kombineras med en ackumulatortank och i dessa fall användas för att tillgodose värmebehovet under sommaren i många nät. Därmed kan solvärme ersätta annan produktion under denna period om nätet är litet och solvärmesystemet är dimensionerat att täcka dygnslasten. Fjärrvärmenätets storlek är av avgörande betydelse här och ju större nätet är desto mer solvärme och lagringskapacitet krävs för att kunna täcka med hela sommarlasten.

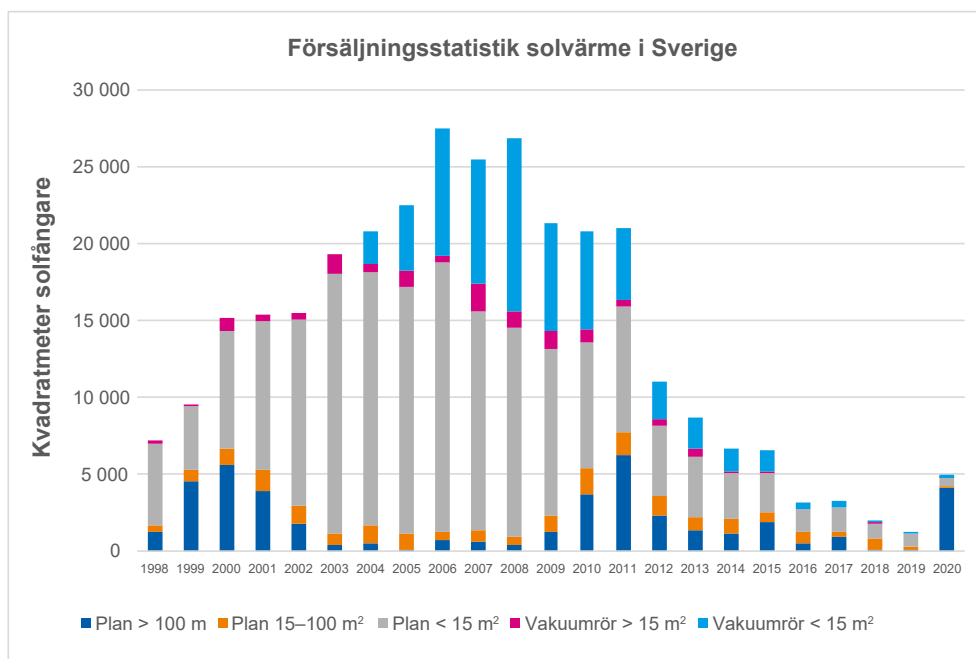
För att nyttja solvärme under vintertid krävs säsongslager. I dagsläget finns säsongslager i form av grophållslager, bergrum eller borrhållslager. Energilager kan bidra med tryggare energiförsörjning genom att utgöra en reservkapacitet vid eventuella haverier och driftstörningar. De kan även bidra till jämnare drift och underlätta underhållsarbete i fjärrvärmesystem. En tillkommande nytta som ett lager erbjuder är att det helt eller delvis kan eliminera behovet av viss utbyggnad av annan värmeproduktion, samt undvika att spetslast aktiveras.

Energiforsk har gjort en studie av värdet av säsongslager och identifierat nyttor, bland annat var säsongslager en nyckelteknik för att öka flexibiliteten i hela fjärrvärmenätet. Det kan användas för att optimera produktion och utnyttja billigt pris och spillvärme under fler av årets timmar. I denna rapport ligger fokus på värmelagrets förmåga att lagra solvärme från sommar till vinter. Dock saknas fortfarande standarder och best practices för att implementera säsongslager i fjärrvärmenät, tekniken är till viss del omogen och kostnader är fortfarande höga.

3 Solvärme i Sverige

I Sverige har intresset för solvärme varierat. I detta kapitel går vi igenom hur utvecklingen har sett ut.

Villaanläggningar har till stor del drivit den svenska solvärmemarknaden vilket visas i Figur 2, där system på mindre än 15 kvadratmeter står för den största andelen.



Figur 2. Försäljningsstatistik för solfångare mellan 1998 och 2020 fördelat på systemstorlek och sort. Statistiken bygger på frivillig rapportering.

Källa Rise.

Under åren 2000 och 2001 installerades en storskalig solvärmeanläggning i anslutning till fjärrvärmenätet i Kungälv, vilket syns i statistiken för dessa år. Denna finansierades bland annat av EU-medel. 2020 syns en större procentuell ökning jämfört med tidigare år, vilket beror på att en pilotanläggning för soldriven fjärrvärme med koncentrerande solfångare installerades i Härnösand.

3.1 Stödsystem

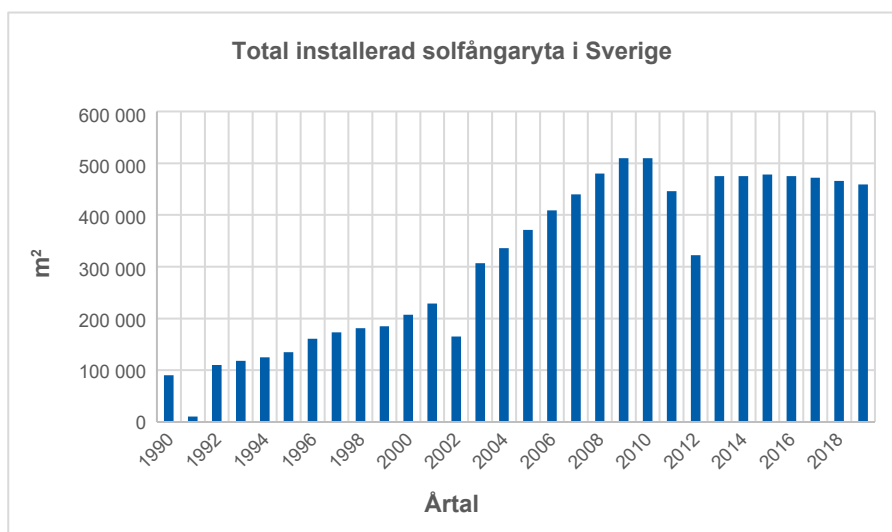
Mellan år 2000 och 2011 fanns ett investeringsbidrag (SFS 2000:287) för solvärme, riktat mot privatpersoner och småskaliga system. Det infördes även ett särskilt stöd för solvärme i kommersiella lokaler 2006¹. År 2009 övergick dessa stöd till investeringsstöd (SFS 2008:1247). 2011 fasades stöden ut. Stöd har även lämnats till solvärme inom

¹ Förordning (2006:1028) om stöd för installation av solvärme i kommersiella lokaler

ramen för stödet för energiinvesteringar i offentliga lokaler SFS 2005:205, dock inom begränsad utsträckning. Lokala investeringsprogram, så som LIP och KLIMP² har också gett projektstöd till solvärmeanläggningar.

Solvärmemarknaden för villasegmentet har minskat sedan 2010. Detta till följd av att stödsystemet för solvärme, som gjordes om 2008 från ett bidrag till ett stöd (som även omfattade större anläggningar) togs bort under 2011. Tekniken var inte tillräckligt lönsam utifrån de marknadsförutsättningar som rådde för att vara självbärande och försäljningen minskade.

Minskningen sammanföll med ett fortsatt stöd för solcellsanläggningar, där vi fortfarande ser en exponentiell tillväxt. I dagsläget är det många aspekter som talar för att husägare som vill alstra solenergi från sitt tak att installera solceller. Det finns en stor marknad, många installatörer och solceller omfattas av det gröna avdraget. Mjuka aspekter så som information om lösningar, men även status och upplevd nytta påverkar hur villaägare gör sina val. Elektricitet har fler användningsområden än värme och i takt med att transportsektorn elektrifieras kan det finnas fler nyttor för husägare att installera solceller.



Figur 3. Total installerad solfångaryta i Sverige mellan 1990 och 2019. Energimyndigheten ansvarar för inrapportering av statistiken. Det erratiska mönstret i Eurostats statistik kan bero på felaktigt rapporterade siffror, då vi inte kan förklara den stora ökningen av solfångararea mellan 2012 och 2013.

Investeringsbidragets storlek baserades på solvärmeanläggningens prestanda, dvs. det beräknade årliga värmeutbytet, varvid bidragsbeloppet beräknades som 2,50 kr gånger solfångarens beräknade årsutbyte i kWh. Bidraget kunde dock maximalt uppgå till 7 500 kr. Bidraget omvandlades till ett investeringsstöd 2009 vilket liksom det tidigare bidraget var prestandabaserat och beräknades analogt med det tidigare. För att stöd ska utgå måste dock solfångaren uppfylla de tekniska kraven för Solar Keymark³. Det nya

² Lokala investeringsprogram, och Klimatinvesteringsprogram

³ Solar Keymark är en certifiering av solvärmefångarens kvalitet och prestanda som utgår från CEN-märkning.

stödet breddades även till att omfatta storskaliga anläggningar (över 300 kvm). Maximala stödet för projekt ökades till 3 Mkr i och med det nya stödets införande.

Idag finns inte något direkt stödsystem för solvärme i Sverige. Installationskostnaderna för solvärmeanläggningen är berättigade till ROT-avdrag, men kostnaden för anläggningen är inte avdragsgill. Solvärme ingår inte i det gröna avdraget, utan enbart anläggningar som kombinerar solvärme med solel⁴ är berättigade till stöd.

Innovation inom solvärmeområdet kan beviljas finansiellt stöd genom Energimyndighetens forsknings- och innovationsinsatser. För att idén och projektet ska kunna kvalificeras för forsknings- och innovationsstöd krävs att projektet ska bidra med ny kunskap och lärande.

Genom klimatklivet kan anläggningar söka investeringsstöd, där projekt med högst klimatnytta per investerad krona får stöd. Klimatklivet beviljar medel åt projekt med mest klimatnytta. Enligt Naturvårdsverkets emissionsfaktorer bidrar solvärme med 19 g koldioxid/kWh, vilket är en högre emissionsfaktor än ett flertal biobränslen. Detta kan missgynna solvärme i konkurrens med investeringar i till exempel en biobränslepanna. Enligt kontakt med naturvårdsverket är ansökningar för solvärmeprojekt en väldigt begränsad företeelse.

3.2 Solvärmeintegrerade fjärrvärmeanläggningar i Sverige

Sverige har historiskt sett varit föregångare för storskaliga solvärmesystem och var tidigt ute med att demonstrera möjligheterna med solvärme i fjärrvärmesystemen. Under perioden 1982 till 1992 byggdes ett antal anläggningar i Sverige som alla var större än man byggt i något annat land. En god tillgång på biobränslen och ett behov av att ersätta olja i fjärrvärmesystemen ledde parallellt till en kraftig utveckling för utnyttjande av biobränsle i fjärrvärmesystemen. Tillsammans med ändrade villkor för demonstrationsanläggningar minskade intresset för stora solvärmeanläggningar i Sverige.⁵

Nedan följer ett urval av storskaliga solvärmeanläggningar som fördes upp i Sverige mellan 80- och 10 talet.

Uppförare	Ort	År	Storlek [m ²]
Östersund Energi	Torvalla	1982	2 000
Uppsala Energi	Lyckebo	1983	4 300
Telge Energi	Nykvarn	1984	4 000
Falkenberg Energi	Falkenberg	1989	5 500
Telge Energi (utbyggnad)	Nykvarn	1992	+3 500
Kungälv Energi	Kungälv	2002	10 000
Orust kommun	Ellös	2010	1 000
Ystad Energi	Ystad	2020	536
Absolicon Solar Collector	Härnösand	2021	3 000

⁴ PVT anläggningar som beskrevs i kapitel 2

⁵ *Solvärme i fjärrvärmesystem*, fjärrsyn rapport 2013:26

Flera av anläggningarna uppfördes inom ramen för Byggforskningsrådets experimentbyggnadsprogram som initierades i slutet av 70-talet och fasades ut under 90-talet efter 10–25 års drift. På 70-talet driftsattes även ett mindre antal närvärmesystem med solvärme.

I Kungälv färdigställdes i slutet av 90-talet en fjärrvärmeutbyggnad som kompletterade en fliseldad värmecentral med en större markbaserad solvärmeanläggning. Anläggningen blev Europas näst största solvärmeanläggning på 10 000 m² och levererade i snitt 4 GWh värme/år till det lokala fjärrvärmenätet vilket minskade oljeförbrukningen med 440 m³/år. Solvärmeanläggningen togs i drift år 2002 men krävde stöd både från LIP-programmet och EU för att kunna genomföras.⁶

EKSTA Bostads AB uppförde närvärmesystem där förädlad biobränsle (briketter och pellet) kombinerades med takintegrerade solfångare sedan mitten av 80-talet. Mellan 2011 och 2013 byggde de tillsammans med NCC landets första bostadsområde med enbart passivhus och energi från sol och biobränsle. Första året stod solen för 40 procent av värmeenergin i Vallda Heberg i Kungsbacka.⁷

Även i Orust kommun investerades i en kombinationslösning mellan flispanna, ackumulator-tank och markplacerade solfångare om totalt 1 000 m² för varmvatten åt både privata bostäder och industri.⁸ Detta kunde genomföras tack vare bidrag från KLIMP.

22 anläggningar som uppfördes mellan år 2001 och 2011 där alla var anslutna till stora fjärrvärmesystem (utom två som var anslutna i lokala närvärmenät) utvärderades 2013. Resultaten visade på en outvecklad solvärmemarknad med bristande erfarenhet i genomförandet. Alla anläggningarna hade handlats upp och installerats på olika sätt och det fanns brister i besiktning och uppföljning. Detta bedömer rapporten var ett resultat av avsaknad av samordning och kompetens från beställarna samt begränsad erfarenhet från konsulter och entreprenörer som utförde arbetet. En begränsad lönsamhet ledde till besparingar, vilket tillsammans med små marginaler hos entreprenörer och leverantörer har påverkat uppförande och funktion negativt.

Rapporten drar även slutsatsen att anläggningarna sammantaget har väsentligt lägre värmeutbyte än vad som bör vara möjligt att uppnå och att det finns ett antal lärdomar att dra inför framtiden.

I en intervju med Ystad Energi (juni 2021) som gjort en investering i solvärme i närtid bekräftas att marknaden för installation, drift och underhåll var en utmaning. Investeringen i deras solvärmeanläggning togs inte på marknadsmässig grund, utan med klimatnytta i fokus. Investeringen har hittills inte kunnat konkurrera med deras övriga produktion. Bristfällig installation har dessutom inneburit tekniska problem. Bolaget utesluter dock inte att utforska nya investeringar i solvärme om förutsättningarna är rätt.

I Härnösand har den första etappen av en ny fjärrvärmeintegrerad solvärmeanläggning tagits i drift under hösten. Projektet får stöd från Energimyndigheten genom forskningsprogrammet Pilot och Demonstration. Projektet leds av Absolicon, ett svenskt företag som tillverkar koncentrerande solfångare. Dessa har högre arbetstemperaturer än traditionella plana solfångare och väntas leverera värme vid 120 °C till fjärrvärmenätet.

⁶ Solen ger billig värme i Kungälv ISBN: 978-91-620-8432-5 (naturvardsverket.se)

⁷ Vallda Heberg sätter svenskt rekord i solenergi | ENERGI nyheter.se

⁸ Solfångare värmer på Orust (nyteknik.se)

Anläggningen väntas leverera 1,5 MW värmeeffekt, med en yta på ungefär 3 000 m². Utöver teknisk demonstration, är en viktig del av projektet att undersöka ägarstrukturer och affärsmodeller för hur soldrivna anläggningar kan finansieras och drivas i dagens investeringsklimat.

3.3 Förutsättningar och möjligheter

2013 undersöktes förutsättningen för storskalig solvärme för Malmö, Stockholm och Göteborg i rapporten *Solvärme i fjärrvärmesystem*. Författarna hade svårt att dra några generella slutsatser och möjliga solvärmeinstallationer varierade kraftigt mellan de studerade lokaliseringarna. I Stockholm beräknades 4 % av den levererade fjärrvärmens kunna ersättas med solvärme medan motsvarande värde för Malmö beräknades till 30 % och 650 GWh.

Förutom fjärrvärmenätets utbyggnad och kapacitet så är tillgänglig markyta en viktig komponent för att kunna investera i storskaliga solvärmeanläggningar. Rapporten konstaterade att det år 2013 fanns tillgängliga ytor som var lämpligt lokaliserade i förhållande till fjärrvärmenätet i Malmö. För Göteborg var det mycket begränsat med tillgängliga markytor och de ytor som fanns var av sådan liten storlek att lagring av värmen var mindre intressant. I Stockholm fanns det relativt stora tillgängliga markytor men problemet var att de var belägna på fel ställe i förhållande till fjärrvärmenätets utbyggnad.

I denna analys har vi antagit att det inte är i de större fjärrvärmenäten som solvärme har de bästa förutsättningarna att byggas. För att solvärmeintegrerade fjärrvärmelösningar ska vara möjliga måste rätt förutsättningar föreligga. Fjärrvärmesystem som använder spillvärme eller avfallskraftvärme har rörliga kostnader på runt noll eller i vissa fall negativa⁹ vilket gör det svårt eller omöjligt för solvärmen att konkurrera.

3.4 Certifiering av installatörer för förnybar energi

Flera av utvärderingarna vi har läst och i dialog med aktörer har brist på erfarenhet och kompetens varit en återkommande punkt.

I takt med att inhemsk kompetens utvecklas och installatörer, lokala teknikproducenter och värdekedjor för projekten etableras så sjunker kostnaden för teknik och installation. Detta har varit av betydelse för solvärmemarknaden i Danmark, där kostnaden för fjärrvärmeintegrerade solvärmesystem har studerats mellan åren 2010 och 2019. Under de första åren var kostnader för projekten relativt stabila, vilket efterföljdes av en skarpare sänkning av kostnader, som antagligen drevs av konkurrenskraftiga värdekedjor och erfarenhet hos projektörer och utvecklare på en konkurrensutsatt marknad.

Att ha en utvecklad marknad av projektörer och installatörer som har erfarenhet och jobbar i konkurrens är en nyckel för att kostnaden för installationer ska minska. I Sverige finns i dagsläget 4 certifierade installatörer av solvärme, vilket kan jämföras med 97 certifierade installatörer för solel. Detta kan förklaras av att marknaden för solvärme är så pass liten att det är svårt att få certifieringen att bli en lönsam investering för installatörer av solvärme.

⁹ Avfallskraftvärmeanläggningar får betalt för att ta emot avfall.

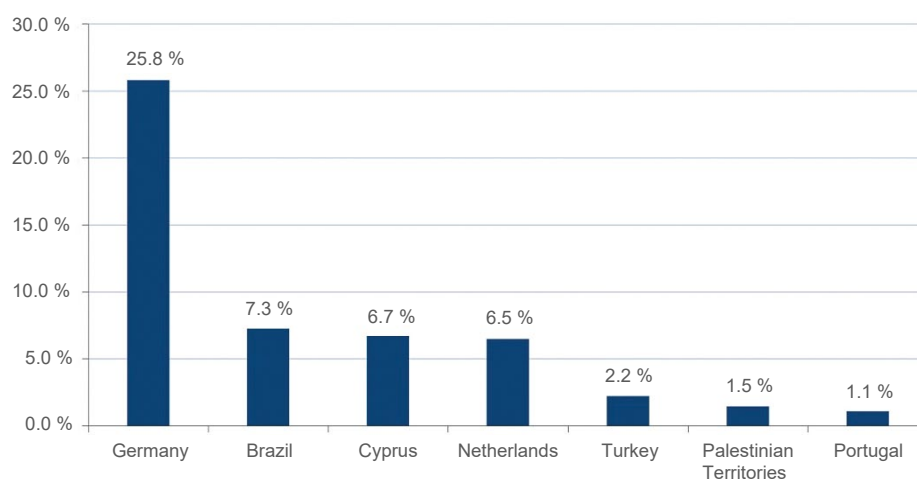
4 Solvärmemarknaden och globala trender

Från att ha varit en tillväxtsektor under 2000-talet har solvärme även globalt en minskad tillväxt sedan 2014. Dock kan det urskiljas en viss tillväxt inom delar av solvärmesektorn och i flera internationella publikationer förutspås solvärme växa till en betydligt större andel än i dagsläget¹⁰. I detta kapitel beskrivs de globala trender vi ser påverkar utvecklingen av solvärme i dagsläget.

4.1 Marknadsutveckling

Länder med ökande marknader för solvärme var under 2020 Tyskland, Brasilien, Cypern och Nederländerna. Ökningarna i Tyskland kan härledas till ett nytt investeringsstöd för solvärme.

Growth rate 2019/2020



Figur 4. Tillväxtländer för solvärme mellan 2019 och 2020.

Källa: Solar Heat Worldwide.

Under de senaste 20 åren har den globala marknaden för solvärme ökat från 51 GW_v¹¹ år 2000 till 407 GW_v år 2020¹². Installerad kapacitet utgörs främst av småskaliga solvärmeinstallationer på hustak. 57 % av den globala installerade kapaciteten består av mycket enkla system som drivs utan pumpar. Andelen storskaliga anläggningar, varav en stor del är fjärrvärmeinstallationer uppgår till ungefär 1,8 GW_v, eller ca 0,5 % av den totala solvärmemarknaden.

¹⁰ IEA Net Zero Emissions outlook och IRENAs Energy Transitions Outlook

¹¹ När vi pratar om värmeeffekt benämner vi det med ett litet v efter effekt-enheten

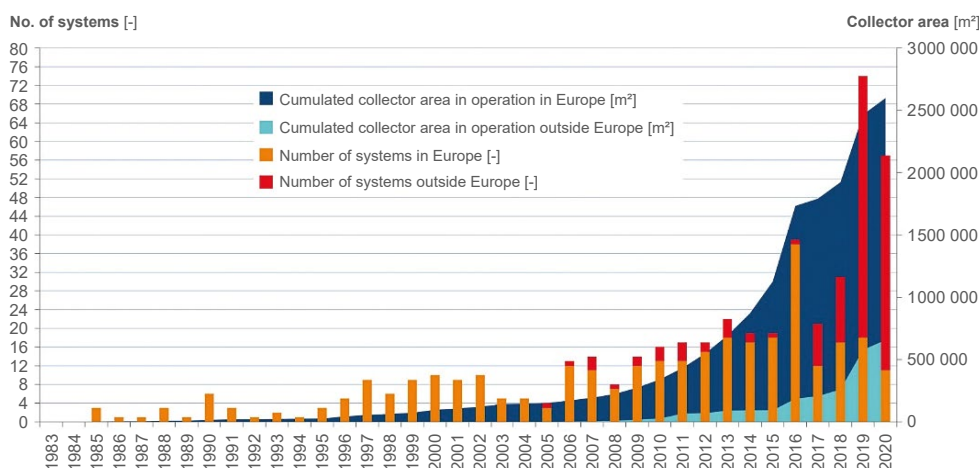
¹² SHWW21



Figur 5. Global installerad solvärmekapacitet i drift och årligt energiutbyte. Från rapporten Solar Heat Worldwide.

4.2 Solvärmeintegrerade fjärrvärmeanläggningar globalt

Storskaliga anläggningar för fjärrvärme och industriella processer är ett område med tillväxt inom solvärmesektorn de senaste åren. I Figur 6 illustreras tillväxten för storskaliga anläggningar globalt. Notera att tillväxt utanför Europa har skett främst efter 2016.



Figur 6. Tillväxt av storskaliga anläggningar för solvärme globalt.

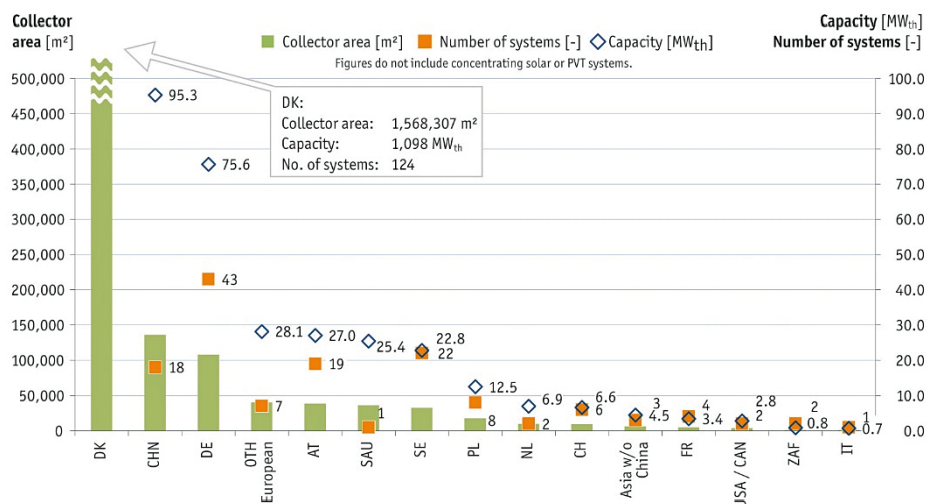
Källa: Solar Heat Worldwide.

Under 2020 installerades 70 stora anläggningar, med en kapacitet på 95 MW_v. De största systemen som installerades var på 10.4 MW_v i Tyskland, samt 9.1 MW_v i Kina. I slutet av 2020 var 470 storskaliga solvärmesystem anslutna till fjärr- och närvärmesystem, med en total installerad kapacitet på 1 710 MW_v. För anläggningar med industriella applikationer, har 791 MW_v installerats fram till idag. Med tanke på att Sveriges maximala fjärrvärmebehov uppgår till ungefär 15 GW_v, är solvärme för fjärrvärmenät fortfarande en marginell teknik för fjärrvärmeförsörjning globalt.

4.3 Exempel från Danmark

Marknaden i Danmark har varit drivande för utbyggnaden av fjärrvärmeanslutna solvärmesystem under 2010-talet. En avgörande anledning till intresset för stora solvärmesystem i danska när- och fjärrvärmesystem var att solvärmen kunde konkurrera mot högt beskattad naturgas. Andra anledningar är att Danmark, till skillnad från Sverige inte avreglerat sin fjärrvärmemarknad, där vi sett ökad konkurrens och prispress i Sverige. Högre fjärrvärmepriser, liksom en reglerad fjärrvärmemarknad innebär därmed en annan marknadssituation i Danmark som gynnat solvärmeintegrerade fjärrvärmelösningar¹³.

Soldrivna fjärrvärmesystem är vanliga i Danmark och stora värmelager har implementerats för att kunna öka utnyttjandegraden från solvärmen. Det finns idag 1 000 MW solvärme installerat i danska fjärrvärmesystem, och 2019 stod solvärme för 1.7 % av värmeproduktionen i Danmark. Medelstorleken på danska fjärrvärmeanslutna solvärmeanläggningar, var under 2019 drygt 13 000 m². Ofta samutnyttjas en befintlig ackumulator tank/värmelager som ursprungligen byggts för kraftvärmedrift, men det har också byggts ut groplager för säsongslagring.



Figur 7. Solvärmeanslutna fjärrvärmearläggningar globalt år 2020, Danmark sticker ut.

Källa: Solar Heat Worldwide.

Tillväxten för solvärmemarkanden i Danmark har minskat under senaste året, då de gynn-samma stödförhållandena för solvärme tagits bort och förutsättningar för värmepumpar har förbättrats i och med att elpriser sjunkit i takt med stor utbyggnad av vindkraft och ändringar i stödssystem införts.

¹³ Anteckningar från fokusgruppsmöte

4.4 Solvärmens roll i globala scenarier

Genom att titta på två scenariostudier som utgår från globala energisystem, IEA Net Zero Emissions outlook och IRENAs Energy Transitions Outlook kan vi se en ökad användning av solvärme.

Solvärme inkluderas i scenariostudierna och antas globalt bidra med en större andel värme till bostäder och industrier än i dag. Från industrin ökar lågtemperaturvärme från solfångare från 0 till 2 % av slutanvändningen. För byggnader blir solvärme den föredragna tekniken för vattenuppvärmning och ökar till 35 % av värmeefterfrågan för uppvärmning av varmvatten till 2050 i nettonollutsläpp-scenariot, från 7 % i dagsläget.

Antalet hus som med installerad solvärme ökar från 250 miljoner 2020 till 1,2 miljarder år 2050 i ovan scenario. Marknaden för solvärme ökar betydligt enligt detta scenario. Den tillkommande användningen hamnar under bostäder och mindre industrier. Den tillkommande användningen förväntas tillkomma i länder med hög solinstrålning och det är främst enkla system som utgör den tillkommande produktionen.

I IRENAs Energy Transitions Outlook lyfts solvärme upp som en viktig teknik för omställningen av värmesektorn globalt. Det lyfts att marknaden väntas öka de närmaste åren, då flera länder har satt upp mål i närtid för att öka användningen av solvärme. Däribland att Indien satt upp ett mål om 20 miljoner m² solvärmefångare år 2022, i slutet av år 2019 fanns det 14,9 miljoner m² installerat i Indien.

Idag uppgår den globala effekten av installerad solvärme till ungefär 478 GW_{th}, rapporten gör bedömningen att användningen av solvärme ökar till 890 GW_{th} 2030 och 1 290 GW_{th} 2050. 5 % av värmeanvändningen i industrin väntas kunna tillgodoses av solvärme enligt rapporten.

5 Ekonomisk potential

I detta kapitel genomförs en analys av den ekonomiska potentialen för solvärme i Sverige med fokus på under vilka förutsättningar solvärme blir intressant att investera i.

På uppdrag av Energimyndigheten har Profu AB beräknat och analyserat den ekonomiska potentialen för solvärme i de svenska fjärrvärmesystemen. Beräkningarna har gjorts i modellverktyget EPOD där den svenska fjärrvärmesektorn och den nordeuropeiska elmarknaden beskrivs mycket ingående, en tydligare beskrivning av modellverktyget beskrivs i Bilaga 1.

I beräkningarna har känsligheten för ett antal viktiga omvärldsfaktorer studerats och på så sätt bidragit till ett brett utfallssrum. Scenariot för beräkningarna är framåtblickande och utgår från ett framtida fjärrvärmesystem (runt 2035) som i vissa avseenden skiljer sig relativt markant från dagens system. Nedan följer Profus analys och slutsatser.

5.1 Metod

I detta kapitel beskrivs den metod som använts liksom en beskrivning av modellverktyget EPOD samt viktiga beräkningsantaganden. En fördjupad beskrivning av modellverktyget återfinns i Bilaga 1.

5.1.1 Modellverktyget EPOD

Analysen i detta uppdrag bygger på en serie modellberäkningar med EPOD-modellen. EPOD är en produktionsoptimeringsmodell för hela den nordeuropeiska elmarknaden och de svenska fjärrvärmesystemen. Såväl den nordeuropeiska elmarknaden som de svenska fjärrvärmesystemen är beskrivna med en mycket hög detaljnivå. Modellverktyget har utvecklats i ett forskningssamarbete mellan Profu och Chalmers under de senaste åren. EPOD beräknar, timme för timme, den optimala produktionsmixen för el inom varje elområde (Sveriges fyra elområden samt ett större antal elområden i Sveriges grannländer definierade av flaskhalsar i transmissionsnäten). Elhandel mellan elområden och länder är ett modellresultat liksom elpris, CO₂-utsläpp, elproduktion per kraftslag samt systemkostnader (för produktionen).

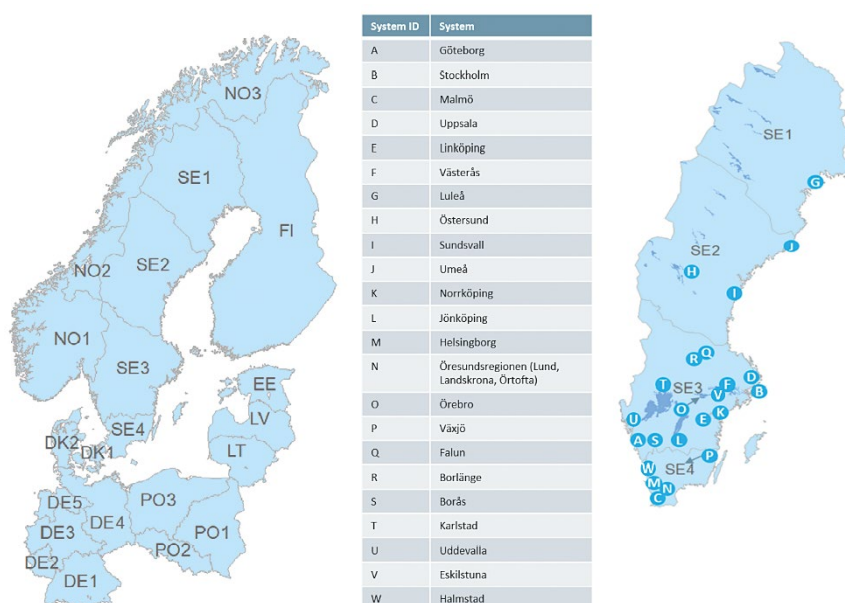
De svenska fjärrvärmesystemen beskrivs i modellverktyget på två sätt. De 35–40 största fjärrvärmesystemen i Sverige beskrivs, var för sig, i detalj ”panna för panna”. Dessa system står för ca 65 % av den totala fjärrvärmeproduktionen i landet. För att täcka in även de återstående många mindre systemen (Energiföretagens statistik täcker in omkring 350 fjärrvärmesystem i Sverige) återfinns i modellen fem så kallade ”gruppsystem” per elområde. Gruppsystem består av system med liknande egenskaper som klustrats. Det innebär att ett gruppsystem kan vara relativt stort om det innehåller många system. Vissa av dessa gruppsystem är väldigt homogena, det vill säga de omfattar system som är mycket lika varandra, medan andra gruppsystem av praktiska skäl (det stora antalet fjärrvärmesystem i landet) är mer heterogena. Gruppsystemen består av fem olika typer av system: ”Kraftvärme-avfall”, ”Kraftvärme-biobränsle”, ”Förädlad biobränsle”, ”Oförädlad biobränsle” samt ”Restsystem”. Se Tabell 2 nedan för produktionsvolym per systemkategori. Några av dessa gruppsystem är av särskilt intresse för

solvärme eftersom det handlar om små bibränslebaserade system med relativt höga rörliga produktionskostnader under merparten av året. I detta projekt har vi lagt särskild vikt vid just dessa system och definierat dem så att de så långt så möjligt utgör en homogen grupp. Det gör att precisionen för modellanalysen blir hög även om det alltså inte handlar om separata beskrivningar av verkliga system, utan om en större grupp av verkliga system.

Tabell 2. Produktionsvolym för fjärrvärmesystem i EPOD. Uppdelat på detaljerade och gruppssystem. KVV = kraftvärmeverk. Volymerna avser omvärldsscenario 2035 och relaterar till ett framtida normalår med hänsyn taget till klimatförändringar.

Årsproduktion, [GWh]	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Detaljerade system	800	2 000	24 800	4 900	32 500
KVV-avfall	440	110	1 300	370	2 220
KVV-biobränsle	530	470	5 350	820	7 170
Förädlad biobränsle	50	90	340	40	520
Oförädlad biobränsle	100	390	3 100	560	4 150
Rest	400	170	2 700	320	3 590
Totalt	2 320	3 230	37 590	7 010	50 150

I Figur 8 nedan visas en översikt över de elområden och fjärrvärmesystem som modelleras i EPOD.



Figur 8. Elområdesindelning i EPOD (till vänster) och fjärrvärmesystem som modelleras separat i EPOD "verkliga system" (till höger). Resterande fjärrvärmesystem beskrivs med gruppssystem

I Bilaga 1 återfinns en fördjupad beskrivning av modellverktyget EPOD där särskild vikt lagts vid att beskriva de modellutvecklingssteg som gjorts inom ramarna för detta projekt och som framför allt avser investeringar i solvärme.

5.1.2 Avgränsningar

I detta kapitel ges några exempel på avgränsningar i metodansatsen.

Analysen fokuserar på ett enda år, omkring 2035 och utgår från ett befintligt fjärrvärmesystem på plats (med visst undantag i några känslighetsberäkningar). Det är alltså *inte* den långsiktiga investeringsdynamiken med ett föränderligt fjärrvärmesystem (och en föränderlig omgivande elmarknad) som studeras, utan vi antar att hela den ekonomiska livslängden för en solvärmeinvestering präglas av en omvärld som kan representeras med ett enda år, nämligen 2035. Även om det är en begränsning i själva investeringsinsatsen så är året i fokus i hög grad utmärkande för den tid som rimligen väntar fjärrvärme- och elbranschen under kommande år och decennier. Närmare bestämt, helt fossilfri fjärrvärmeproduktion, (med ett visst undantag för den fossila andelen av avfallet) och en tydligt ökad variabilitet på elmarknaden.

Endast fjärrvärmesystem som omfattas av Energiföretagens statistik ingår i modellbeskrivningen. Så kallade närvärmesystem omfattas i regel inte. Även om det samlade närvärmeproduktionen från sådana anläggningar är mycket litet kan dessa erbjuda en potential för solvärme som alltså inte beaktats i denna analys.

Små system med enskilda pannor tvingas sommartid att producera fjärrvärme med sämre verkningsgrad till följd av dellastdrift, vilket inte inkluderats i modellbeskrivningen. Det ingår heller inte start- och stoppkostnader för fjärrvärmeanläggningar (sådana kostnader finns dock beskrivna i samband med stora effektförändringar i stora termiska kraftverk, exempelvis kärnkraft och kolkraftverk).

Effekten på luftföroreningar har heller inte inkluderats, det vill säga partikelutsläpp, NO_x eller andra emissioner. Enbart utsläpp av CO₂ har studerats. Även om moderna biobränsleeldade fjärrvärmepannor idag är utrustade med avancerad reningsutrustning är reduktionen av dylika utsläpp till följd av investeringar i solvärme något som kan hänföras till positiva effekter på klimatmål för solvärme, men är något som inte beaktats kvantitativt i denna analys.

5.1.3 Omvärldsscenario

Analysen tar sin utgångspunkt i en framtida omvärld, närmare bestämt ca 2035. Det innebär att förutsättningarna för investeringar i solvärme ser något annorlunda ut än idag. Men eftersom huvudfrågan berör den långsiktiga ekonomiska potentialen för investeringar i solvärme så har bedömningen gjorts att det är mer relevant att utgå från en framtidsbild än att ta sin utgångspunkt i nuläget.

Omvärldsscenarioet karaktäriseras av ett långsamt avtagande samlat fjärrvärmeunderlag, från dagens 55 (normalårskorrigerat) TWh till 50 TWh år 2035. Ett varmare klimat, tappade marknadsandelar till individuell uppvärmning med värmepumpar samt effektiviseringsåtgärder förklarar nedgången. Fjärrvärmeproduktionen antas vara helt fri från fossila bränslen med undantag från den fossila andelen i det brännbara avfallet som delvis finns kvar. Nya produktionsanläggningar för fjärrvärme har inkluderats i de fall beslutade planer annonserats i de verkliga systemen, men också från Profus egna antaganden eller baserat på analyser som utförts med andra modellverktyg (exempelvis TIMES-NORDIC-modellen som använts i samband med Energimyndighetens långsiktiga scenarier ”Scenarier över Sveriges energisystem 2020”). I flertalet system ser systemet år 2035 väsentligt ut som idag. När det gäller den nordeuropeiska elmarknaden så antas

en relativt omfattande elektrifiering inom transportsektorn och inom industrin. Även om elektrifieringens genomslag förväntas bli betydande först när vi kommit till 2040 och där-
 efter så ligger elförbrukningen i Sverige år 2035 klart över dagens förbrukning (175 TWh
 brutto jämfört med dagens ca 140 TWh). Sveriges grannländer har antagits genomgå en
 liknande utveckling. Klimatambitionen i vårt scenario antas vara hög, något som mani-
 festeras i ett relativt högt pris på CO₂ inom handelssystemet för utsläppsrätter, 90 EUR/t.

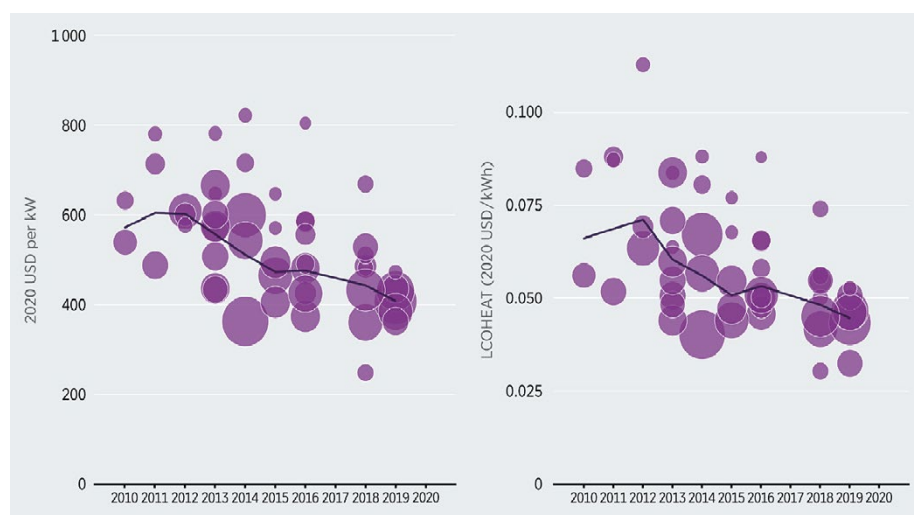
5.1.4 Viktiga beräkningsförutsättningar

Förutom omvärldsbeskrivningen så finns det ytterligare beräkningsförutsättningar som
 har relevans för denna studie. Det gäller bland annat bränslepriser och kostnader för
 solvärmeanläggningar respektive energilager, se Tabell 3 och Tabell 4. I en känslighets-
 analys har ett fall där man står i valet mellan att nyinvestera i solvärme och/eller en
 hetvattenpanna studerats. Även dessa kostnadsantaganden redovisas i Tabell 4. För het-
 vattenpannorna tillkommer en fast drift- och underhållskostnad på 2 % av investeringen.

Tabell 3. Bränslepriser, SEK/MWh (fritt typisk anläggning för biobränslen och importpris för
 naturgas och kol).

Skogsflis	Pellets	Bioolja	Naturgas	Kol
25	40	90	23	7

En typisk solvärmeanläggning (danska förhållanden) kostar idag ca 4 000 SEK/kW_v
 se Figur 2 (IRENA, 2021). Med antagande om fortsatt teknisk utveckling och kost-
 nadsminskningar antas en investeringskostnad på ca 3 500 SEK/kW_v till år 2035 till
 basfallet. Detta ligger väl i linje med det danska Energistyrelsen rapporterar i sin kost-
 nadsöversikt för el- och fjärrvärmeproduktionsanläggningar.



Figur 9. Kostnadsutvecklingen för solvärmeanläggningar i Danmark (2010–2019).

Källa: IRENA, 2021.

Modellen kan investera i två typer av termiska lager, ett dygnslager och ett säsongslager. Dygnslagret utgörs av en ackumulator ovan mark och säsongslagret utgörs av ett groplager. Skillnaden mellan en ackumulator och säsongslager är förutom kostnaden för lagervolym, förhållandet mellan effekt och energi då dessa byggs för olika ändamål. En ackumulator designas för att arbeta på kortare tidsskalor och har som ett resultat av detta ofta en större installerad laddnings- och urladdningseffekt i förhållande till lagringsenergi. Detta förhållande kan uttryckas som installerad effekt [MW]/lagringsvolym [MWh], för ackumulatorer med kortare tidshorisont ligger denna kvot på 0.1–0.05, vilket innebär att ackumulatorm kan laddas eller urladdas på 10 respektive 20 timmar. Ackumulatorer (typiskt en ”tank”) lämpar sig därför väl till att jämna ut variationer i last och/eller produktion inom dygnet. Variationer kan till exempel uppstå vid flexibel drift av kraftvärmeverk, solvärmeproduktion, driftstörningar med mera. Ett säsongslager i sin enklaste form designas för att laddas under en säsong med låg last, förknippad med låga rörliga produktionskostnader, till exempel från solvärme. Den lagrade energin laddas sedan ur kontinuerligt under uppvärmningssäsongen med målet att undvika drift av fjärrvärmeanläggningar med höga rörliga kostnader. Förutom den beskrivna strategin med en i- och urladdningscykel kan ett säsongslager också arbeta på kortare tidsskalor, en del av ett säsongslager kan allokteras till att även tillgodose kortare variationer. För nät med en stor del kraftvärme och värmepumpar kan det vara ytterst intressant att nyttja variationer i elpris till att köra sitt säsongslager än mer kostnadseffektivt med något aggressivare strategier under höst och vår. Kostnader för lager har relaterats till investerad lagervolym med ett fast förhållande mellan effekt och energi, för ackumulator är detta förhållande 0,05 och för säsongslager 0,001. Investeringskostnader för solvärme, lager och alternativa investeringar redovisas i Tabell 4 och kostnader kommer från danska Energistyrelsen.

Tabell 4 investeringskostnader.

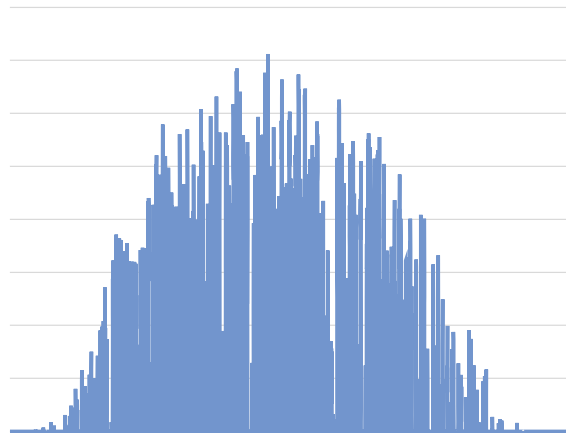
Solvärme	Säsongslager	Dygnslager	Fliseldad hetvattenpanna	Pelletseldad hetvattenpanna
SEK/kW v	SEK/kWh v	SEK/kWh v	SEK/kW v	SEK/kW v
3 500	4	30	6 000	4 000

Modellen får möjlighet att investera i valfri storlek på lager och då kostnaden för säsongslager representeras av groplager bör detta ses som ett mer fördelaktigt kostnads-
läge att investera i lager än vad som i vissa fall kommer vara praktiskt realiserbart. Andra typer av säsongslager kan vara av typen borrhål, bergrum eller akvifer vilka kan vara mer applicerbara i urbana miljöer då lagret hamnar under mark, men i sin tur hamnar på en högre investeringskostnad.

Kalkylräntan för investeringar är satt till 6 % (realt) och 3,5 % (realt) i en känslighetsanalys. Kalkylräntan bestämdes i samråd med Energimyndigheten. Den ekonomiska livslängden antas uppgå till 25 år för solvärmeinstallationen och hetvattenpannorna respektive 35 år för energilagren. Här är det viktigt att påminna om att modellverktyget endast analyserar ett år (åt gången). Investeringskalkylen görs därmed utifrån en annuallisering¹⁴ som läggs in i modellen och som om situationen 2035 är representativ för hela investeringens livslängd.

¹⁴ Nettonuvärdet av investeringen utslaget på investeringens livslängd, så att ett årligt belopp, annuiteten, erhålls

En typisk produktionsprofil för solvärme visas i Figur 10 (avser Stockholmsområdet). Modellen utgår från en sådan profil per elområde (närmare bestämt baserat på solinstrålningsdata för orterna Luleå, Umeå, Lund och Stockholm). Utnyttjningstiden är drygt 700 timmar. Detta är klart mindre än en typisk solcellsinstallation där utnyttjningstiderna ligger mellan 900 och 1 000 timmar lite beroende på orientering och var i landet man befinner sig. En solvärmeanläggning producerar därmed värme mer koncentrerat kring sommarmånaderna.



Figur 10. Produktionsprofil över ett år från en typisk solvärmeanläggning i ett fjärrvärmesystem. X-axeln representerar årets alla timmar och y axeln representerar produktion från solvärmeanläggningen (Källa: Absolicon).

5.1.5 Beräkningsfall

Totalt har 10 beräkningsfall simulerats, dessa har valts för att skapa ett antal utfall som beskriver solvärmens potential att komma in i svenska fjärrvärmesystem samt den dynamik som uppstår mellan solvärme och lagringstekniker. Se tabellen nedan för en översikt av de undersökta beräkningsfallen. De allra flesta beräkningsfallen vid sidan om Basfallet innebär därmed en känslighetsanalys av Basfallet där vi endast varierat en parameter åt gången. I beräkningsfallet ”Gynnsamt läge” har däremot fler parametrar varierats samtidigt på ett sådant sätt att förutsättningarna verkar i en gynnsam riktning för investeringar i solvärme. I scenariot ”Sommaravställning” införs en planerad avställning på biobränsleanläggningar i gruppsystemen som varar i två veckor.

Tabell 5. Beskrivning av beräkningsfall som simulerats inom projektet. "Lager" anger om investeringar i energilager (dygn och säsong) ingår som option eller ej. "Biopanna" anger om det finns ett investeringsbehov i systemet eller ej och att ett tänkbart alternativ till solvärme då är en ny biobränsleeldad hetvattenpanna. "Biopris" anger nivån på biobränslepris (skogsflis, pellets och bioolja) där "Standard" innebär exempelvis ca 25 öre/kWh för skogsflis. "Fjärrvärmeanläggningar" anger om fjärrvärmesystemen har tillräcklig värmekapacitet för att möta sitt behov kostnadseffektivt, vid "Reducerad" har vi i analysen tagit bort en hetvattenpanna (flis eller pellets beroende på vad som finns i respektive system).

Beräkningsfall	Investeringskostnad, solvärme, [SEK/kW,v]	Lager	Biopanna	Biopris	Fjärrvärme-anläggningar
Basfall	3 500	Ja	Nej	Standard	Standard
250 EUR/kW,v	2 500	Ja	Nej	Standard	Standard
150 EUR/kW,v	1 500	Ja	Nej	Standard	Standard
Utan Lager	3 500	Nej	Nej	Standard	Standard
Högt biopris	3 500	Ja	Nej	Hög	Standard
Investeringsalternativ – biopannor	3 500	Ja	Ja	Standard	Reducerad
Gynnsamt läge	2 500	Ja	Ja	Hög	Reducerad
Sommaravställning	3 500	Ja	Nej	Standard	Standard
Sänkt kalkylränta 3,5 %	3 500	Ja	Nej	Standard	Standard
Investeringsalternativ – biopannor, 250 EUR/kW,v	2 500	Ja	Ja	Standard	Reducerad

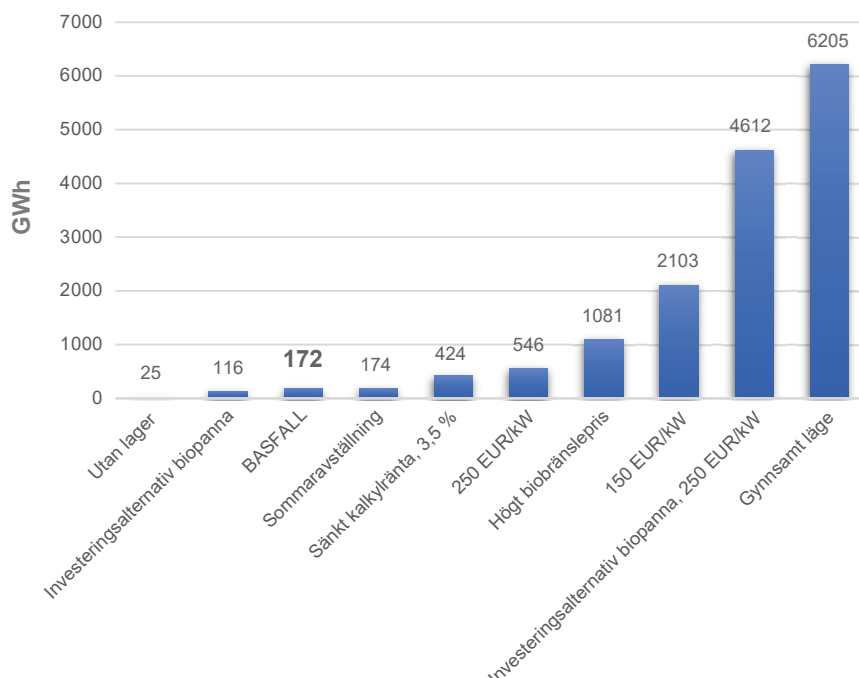
5.2 Modellresultat

Nedan följer de viktigaste beräkningsresultaten. Fokus ligger framför allt på i vilka system som solvärmeinvesteringar tas, samt den samlade solvärmeproduktionen och den installerade värmekapaciteten för solvärme. Dessutom kvantifieras de bränslemängder som solvärmeproduktionen ersätter, vilket görs genom att jämföra med ett referensfall utan investeringar i solvärme eller värmelager.

I Figur 11 redovisas en resultatsammanställning över samtliga beräkningsfall med avseende på solvärmeproduktion. Årsproduktionen av solvärme i Basfallet uppgår till 170 GWh, en relativt liten del av fjärrvärmeproduktionen. Men utfallet kan bli väsentligt större om förutsättningarna är de rätta (för solvärme). Om fler av faktorerna som undersökts samverkar i en för solvärmen gynnsam riktning så visar modellberäkningarna en total solvärmeproduktion som överstiger 6 TWh per år. Faktorerna som påverkar är till stor del investeringskostnaderna för solvärme, men i lika hög grad handlar det om förutsättningarna för den övriga fjärrvärmeproduktionen.

Ytterligare kostnadsminskningar för solvärme jämfört med grundantagandet i Basfallet kan ske antingen genom en förstärkt teknisk utveckling, lägre kalkylränta, skalfördelar och/eller genom riktade investeringsstöd. Det sistnämnda har inte explicit studerats i detta uppdrag. För den övriga fjärrvärmeproduktionen är prisläget på biobränslen en viktig faktor som styr lönsamheten för solvärmeeinvesteringar. Det kan också konstateras att energilager, antingen i form av dygnslager och/eller i form av säsongslager, i princip är ett måste om solvärmeproduktionen ska bli något annat än marginell.

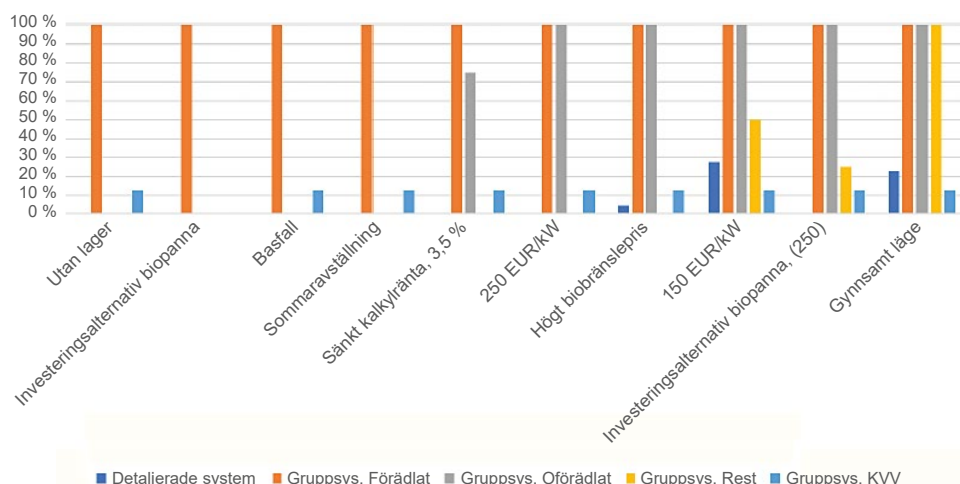
Jämförelsevis uppgår hela den svenska fjärrvärmeproduktionen till 50 TWh (2035) och det maximala fjärrvärmebehovet till knappt 15 GW. Det gör alltså att solvärmens andel uppgår till allt från mindre än 0,5 % i basfallet till drygt 10 % per år av fjärrvärmeproduktionen.



Figur 11. Sammanfattning av beräkningsresultaten med avseende på årlig solvärmeproduktion.

I samtliga beräkningsfall investeras det i solvärme i alla fyra gruppsystem (ett i varje elområde) av typen ”förädlad biobränsle”, se Figur 12. Denna grupp bidrar med en begränsad värmeproduktion, ca 0,5 TWh totalt. Det betyder att större volymer solvärme förutsätter investeringar i de andra gruppsystemen. Den typ av system som ligger närmst till investering efter ”förädlad biobränsle” är ”oförädlad biobränsle”. I detta gruppsystem vägs solvärme mot flispannor på sommaren följt av bioolja på höst. Detta kan tillgodoses med sol om modellen investerar i lagring. Här krävs det också att investeringskostnaden är något lägre för solvärmen jämfört med referensnivån på 3 500 SEK/kW_v.

De högre volymerna av värmeproduktion (> 2 TWh) erhålls med hjälp av större investeringar i befintliga system som redan investerat i solvärme, det vill säga systemen med förädlad samt oförädlade biobränslen, samt investeringar i helt nya system. Främst restsystem och ett par detaljerade system. Ett tydligt resultat är att investeringar i solvärme i de större fjärrvärmesystem som representeras av Detaljerade system är till antalet begränsat (max 22 %). Detta kommer av att många av de detaljerade systemen redan har billig produktion sommartid, antingen genom spillvärmeavtal med industrier eller genom energiåtervinning (förbränning av avfall för värme och el). Dessa stora system tar, i stället för sol + lager, investeringar i enbart lager och nyttjar sin befintliga (och relativt billiga) överkapacitet under sommaren för att kapa dyr produktion på vintern. Vilket också är ett intressant resultat.



Figur 12. Andel av respektive kategori av system som investerar i solvärme (per beräkningsfall). Gruppsystemen är summeringar av likartade system med liknande egenskaper (små system) i motsats till "detaljerade system" som i detalj definierar separata och verkliga system. För en utförlig beskrivning av uppbyggnaden av gruppsystem se Bilaga 1.

Investeringar i antingen lager eller sol medför förändringar i den befintliga (referensfall utan solvärme eller investeringar i lager) produktionen av fjärrvärme. Jämför referensfall utan solvärme eller investeringar i lager i Figur 13. Det finns en skillnad i hur bränslesammansättningen för fjärrvärmen ser ut i de olika fallen. För solvärme visas den värme som levereras till fjärrvärmen och inte den instrålningsenergi som träffat solvärme-panelen. Även vid låga nivåer av solvärme omfördelas en del bränslen, detta på grund av en ny tillgång i form av lager. Drivkraften för värmelager vid en högre investeringskostnad för solvärme (där det inte investeras i så stora mängder solvärme) är möjligheten att nyttja billig befintlig värme till att ersätta dyrare produktion. För scenarierna "Investeringsalternativ biopanna", Basfallet och "Sommaravställning" är årsproduktionen av solvärme blygsam, men mängden extra restvärme och avfall som nyttjas och ersätter billigare biobränslen (benämns i figuren "biobränsle") samt dyrt biobränsle (till exempel bioolja, som i figuren benämns "spetsbränsle") är flera gånger större. Med tillgång till lager ökar bränsletillförsel av restvärme och avfall med cirka 2,5 TWh samtidigt som total tillförsel av biobränslen (biobränsle + spetsbränsle) minskar med 2 TWh. Differensen på 500 GWh bränsle återfinns i skillnader för mängden använd el i fjärrvärmesystemen genom främst värmepumpar, samt en ökad elproduktion från avfallskraftvärmen under tiden som lager fylls med värme. Värmelagren bidrar till att kraftvärmeverken kan optimera sin el och värmeproduktion.

Potentialen för att spara tillförda bränslen i form av biobränsle varierar från knappt 2 TWh till drygt 11 TWh beroende på scenario. Den övre potentialen är ett resultat av lägre investeringskostnader än Basfallet, tillgänglighet till lagerutbyggnad (kort- och långtid), att det krävs en extra investering då en del av fjärrvärmeproduktionen reduceras, samt ett högre biobränslepris än det som antagits i basfallet.



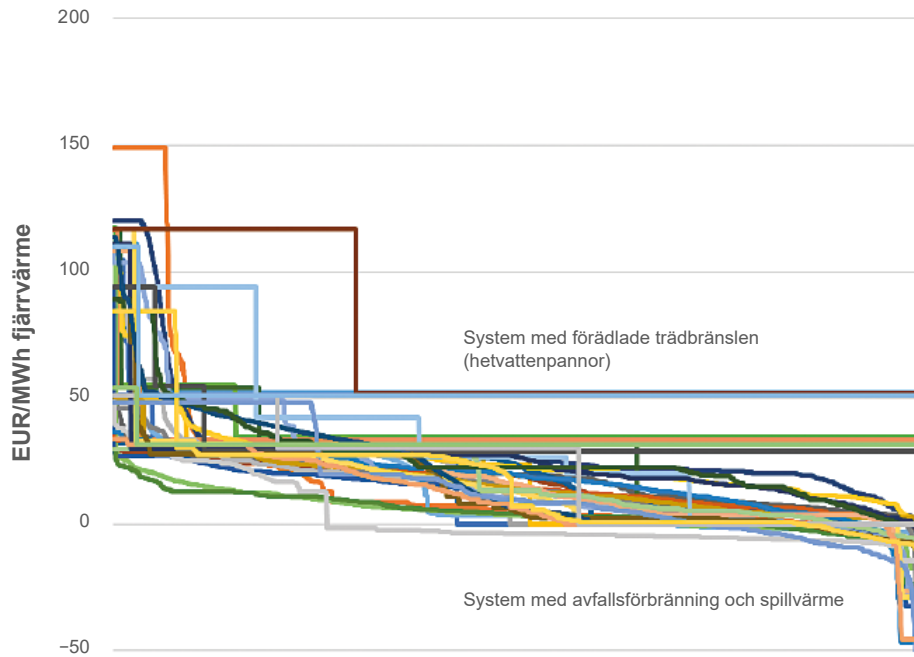
Figur 13. Förändring av tillförda bränslen jämfört med ett referensfall utan solvärme och investeringar i kort- och långtidslager.

Nedan återges några resultat i detalj för de olika beräkningsfallen.

5.2.1 Marginalkostnaden för fjärrvärme påverkar incitamenten för solvärme

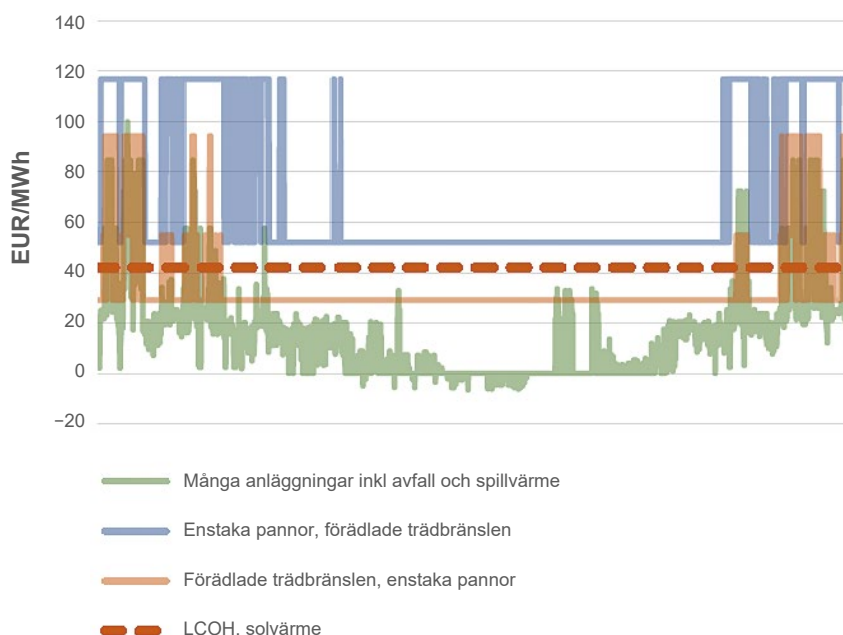
Marginalkostnad för fjärrvärmeproduktionen definieras som den kostnad som motsvaras av de rörliga kostnaderna för den sist i bruk tagna anläggningen (det vill säga den dyraste) under en given timme. Ett system med höga marginalkostnader har större potential att vara en kandidat för kostnadseffektiv investering i solvärme jämfört med system som har lägre marginalkostnader. Det gäller framförallt under sommarhalvåret. I Figur 15 nedan redovisas marginalkostnader för alla system (ett system per linje) i fallande storleksordning på marginalkostnaden. Från figuren kan man få en uppfattning om hur många timmar som marginalkostnaden är över eller under ett visst värde. Marginalkostnaderna varierar stort mellan fjärrvärmesystemen och det finns ett antal system med mycket låga marginalkostnader nära 0 eller till och med negativa under stora delar av året, dessa system karaktäriseras av antingen spillvärme eller avfallsförbränning som basproduktion. De mindre systemen med t.ex. förädlade biobränslen får höga marginalkostnader över större delen av året. Det går att dela in marginalkostnadskurvorna utefter ett antal systemkategorier:

- **System med många anläggningar**, marginalkostnadskurvan får då ett antal ”trappsteg” vid respektive anläggnings rörliga produktionskostnad
- **System med få anläggningar**, kurvan får ett fåtal trappsteg (1–3)
- **System med stark koppling till elsystemet**, detta kan var system av tidigare två kategorier men i stället för raka trappsteg uppstår gradienter då elsystemets variationer påverkar den rörliga produktionskostnaden för kraftvärmeverk och värmepumpar (det finns inte en unik rörliga produktionskostnad för dessa anläggningar).



Figur 14. Marginalkostnad för fjärrvärmeproduktion för samtliga modellerade system x-axeln är årets alla timmar, men den är sorterad enligt marginalkostnad. Generellt kan vi säga att anläggningar har lägst marginalkostnad på sommaren, solvärmen kan därmed sänka marginalkostnaden för systemen längst till höger i diagrammet, då det motsvarar sommartimmarna. Det är därmed i de system med förädlade biobränslen i figuren som har hög marginalkostnad på sommaren som solvärme blir mest konkurrenskraftigt.

I Figur 15 redovisas tre olika systems marginalkostnad för fjärrvärmeproduktionen samt den totala produktionskostnaden för en ny solvärmeanläggning. Det är tydligt att solvärmeinvesteringen har svårt att nå lönsamhet i ett system som består av många anläggningar inklusive spillvärme och/eller avfallsförbränning. När det däremot gäller små systemen som domineras av enstaka pannor som eldas med förädlade trädbränslen som pellets, så är bilden en annan.



Figur 15. Marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion i tre olika system samt total produktionskostnad (LCOH = Lifecycle Cost of Heat) för solvärme. I detta fall representerar x-axeln ett års timmar från januari till december.

5.2.2 Basfallet

Som inledningsvis konstaterats så uppgår den samlade svenska solvärmeproduktionen till drygt 170 GWh per år i Basfallet. Investeringar i solvärme med möjligheten att investera även i dygns- eller säsongslager leder endast till begränsade investeringar givet den framtida fjärrvärmesektorn som antagits i omvärldsscenarioet. Genomgående låga marginalkostnader under en stor del av sommarhalvåret i huvuddelen av fjärrvärmesystemen förklarar den begränsade lönsamheten. De system som utmärks av relativt sett högre marginalkostnader under sommarhalvåret, det vill säga system som domineras av flis- eller pelletseldade pannor är många till antalet men står för en liten del av fjärrvärmeproduktionen. I Basfallet är det framför allt de små systemen som domineras av pellets som utgör den intressanta marknaden för investeringar i solvärme. Den samlade fjärrvärmeproduktionen från den gruppen av system uppgår till ca 0,5 TWh i hela landet. Av detta står solvärmens för ca 23 % av produktionen.

En annan potentiellt intressant marknad är de många små system som istället förlitar sig på en eller ett fåtal fliseldade hetvattenpannor samt spetsbränsle (pellets eller olja) under höglasterperioder. Marginalkostnaden i dessa system ligger typiskt på 200–300 SEK/MWh under sommarhalvåret (rörlig kostnad i en fliseldad hetvattenpanna) i Basfallet vilket därmed understiger den totala produktionskostnaden för en solvärmeanläggning som uppgår till runt 400 SEK/MWh. I det här fallet måste alltså investeringskostnaden sjunka ytterligare eller flispriset öka rejält för att det ska bli intressant, vilket vi kommer att se längre fram.

5.2.3 Känslighetsanalys: investeringskostnader

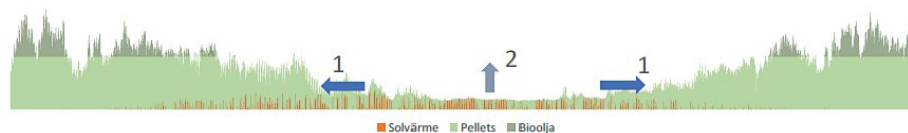
För att utreda vilken solvärmepotential som kan realiseras har investeringskostnaden varierats. Basnivån på 3 500 SEK förutsätter en viss teknisk utveckling som ett resultat av fortsatta installationer vilket ger lägre kostnader än vad som i dagsläget observerats (IRENA, 2021), se Figur 9. Kostnadsminskningen kan ske i produktionsledet av solfångaren och vid installation.

Två alternativa investeringskostnader har analyserats, 2 500 SEK/kW_v och 1 500 SEK/kW_v. Detta motsvarar en kostnadsminskning på 30 respektive 60 % jämfört med utgångsläget på 3 500 SEK/kW_v. De alternativa kostnadsantagandena bygger inte på något specifikt underlag utan ska i huvudsak betraktas som en känslighetsanalys på investeringskostnaden. Bägge alternativa kostnadsantaganden innebär en förstärkt kostnadsreduktion jämfört med vårt utgångsantagande. Ett framtida kostnadsantagande på 1 500 SEK/kW_v får betraktas som väldigt optimistiskt. Denna känslighetsanalys ger dock en fingervisning om de investeringsstöd som kan komma på fråga om målet skulle vara att få in en önskad volym solvärme i fjärrvärmesektorn.

Med de lägre investeringskostnadsnivåerna ökar den installerade mängden solvärme. Vid 2 500 SEK/kW_v sker investeringar i alla system inom gruppssystemet ”oförädlad biobränsle” och solvärmeinstallationerna uppgår totalt till 0,8 GW, det vill säga knappt 0,5 TWh. Vid den lägsta kostnadsnivån syns investeringar i alla typer av system och investeringarna ökar till 3,1 GW och producerar då mer än 2 TWh värme totalt.

5.2.4 Betydelsen av lager

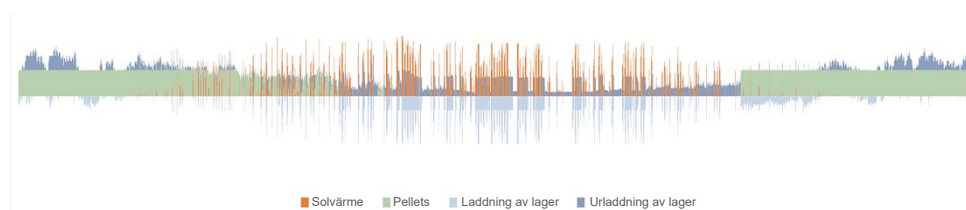
Beräkningarna visar att det kommer att krävas investeringar i energilager (dygnslager och/eller säsongslager) om solvärmens ska kunna spela en mer signifikant roll. Anledningen till detta kan tydas från Figur 16 där den timvisa produktionen för gruppssystemet ”Förädlade trädbränslen i SE3” åskådliggörs. Utan möjligheten att investera i energilager blir investeringen i solvärme tämligen begränsad och uppgår till ungefär 5 % av det totala årliga fjärrvärmebehovet. Ca 10 % står spetsbränslet bioolja för och resten utgörs av pellets. Om man önskar investera i en större solvärmeanläggning så kommer produktionen att röra sig bort från sommarmånaderna och på så sätt leda till ökade volymer (representeras av pilen markerad ”1” i Figur 16) Samtidigt ökar också produktionen sommartid (pil ”2” i Figur 16) men produktionen spills bort eftersom energilager saknas. Utnyttjningstiden för investeringen minskar därmed vilket inverkar negativt på lönsamheten. Man har alltså nått lönsamhetsgränsen.



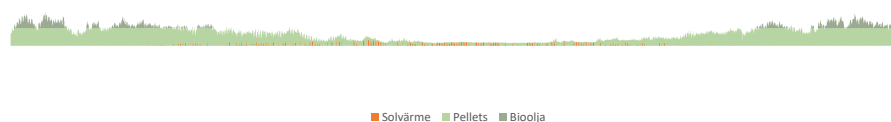
Figur 16. Fjärrvärmeproduktionen i gruppssystem ”förädlade biobränslen i SE3” med solvärme men utan energilager.

I detta exempel genereras knappt 5 % av fjärrvärmeproduktionen med solvärme och ca 10 % genereras med spetsbränslet bioolja. Resten står pellets för i beräkningsfallet.

Om möjligheten ges att investera i lager, med samma investeringskostnad som i Basfallet, så investeras det i solvärme för ca 30 % av den totala produktionen i detta gruppssystem (Figur 11). Resten utgörs av pellets medan biooljan, tack vare lagren, blir så gott som överflödigt. Det måste påpekas att detta gruppssystem erbjuder de bästa förutsättningarna för investeringar i solvärme. Även om 30 % är en ansevärd andel av produktionen i detta system, så utgör gruppssystemet (tillsammans med de tre motsvarande gruppssystemen i de övriga tre elområden) endast 0,5 TWh av Sveriges totala 50 TWh fjärrvärmeproduktion. Figur 18 visar samma resultat som Figur 16 men i samma skala som Figur 17 för att tydliggöra skillnaden i utfallet med respektive utan möjlighet att investera i energilager.



Figur 17. Fjärrvärmeproduktionen i gruppssystem "förädlade biobränslen i SE3" i Basfallet.



Figur 18. Fjärrvärmeproduktionen i gruppssystem "förädlade biobränslen i SE3" i Basfallet men utan energilager. Visar samma resultat som Figur 16, men på samma skala som figur 17.

Ett energilager gynnar dock inte enbart solvärme utan i hög utsträckning även den övriga produktionen. Annan relativt billig produktion, exempelvis med oförädlade trädbränslen, spillvärme eller avfallsförbränning kan därigenom öka sin utnyttjningstid och minska behovet av dyrare produktion.

5.2.5 Känslighetsanalys: priset på biobränslen

I analysen har det inkluderats ett fall med ett högre pris på biobränslen. I Basfallet utgår omvärldsscenarioet från att biobränslen primärt används inom sektorerna värme och industri. I en känslighetsberäkning med ett högre pris på biobränslen så motiveras detta av att transportsektorn efterfrågar biobränslen för att producera drivmedel. I högpris-scenariot blir det därmed betalningsviljan hos transportsektorn som driver upp priset på biobränslen markant, närmare bestämt betalningsviljan för att använda exempelvis skogsflis som råvara för biodrivmedelsproduktion. Detta beror naturligtvis på flera faktorer och är i hög grad avhängigt av vilken biodrivmedelsprocess man utgår från. Våra bedömningar pekar på att betalningsviljan i ett sådant läge kan uppgå till grovt räknat 40 EUR/MWh. Biobränslepriser i modellen för nuläget, basfallet samt i högpris-scenariot presenteras i Tabell 6.

Tabell 6. Biobränslepriser (euro/MWh) i basfallet samt i ett scenario med väsentligt högre priser (samt nivån för 2019 i jämförande syfte).

Biobränsle	2019	2035	2035, känslighetsanalys
Skogsflis	18,4	25	40
Pellets	30,2	40	60
Bioolja	68,9	90	120

Denna känslighetsanalys medför en klart större investering i solvärme än i Basfallet, total produktion uppgår till strax över 1 TWh. Priset på skogsflis i högprisscenariot landar på samma nivå som pellets i Basfallet. Detta medför att vi ser investeringar i alla gruppssystem som tillhör grupperna *förädlad* och *oförädlad*. I detta fall minskar mängden använt biobränsle mer än tillförseln av solvärme, då systemen optimerar sin övriga drift med energilager för att minska andelen dyra biobränslen i sin produktion.

5.2.6 Känslighetsanalys: avställning under sommaren

I de allra flesta mindre systemen där solvärmeinvesteringar sker redan i Basfallet så körs inte fastbränslepannorna primärt under just sommaren, denna last tas i stor utsträckning av solvärmeinvesteringen. En påtvingad sommaravställning av hetvattenpannor för planerat underhåll (och/eller för att hantera minlastproblematik om det endast finns en enda panna på plats) förändrar därmed inte utfallet för de systemen. Och i de större systemen så finns det fler pannor att växla mellan, vilket innebär att en avställning för underhåll kan göras för en panna i taget, alternativt används andra billigare produktion under sommarperioden.

Det är inte självklart hur avställningar ska beskrivas inom gruppssystemen då dessa består av många olika system som sköter detta på lika många olika sätt som det finns system. Vissa av de system som ingår i gruppssystemen har bara en anläggning och denna kanske ställs av fyra veckor under sommaren för revision, medan andra mindre system har två eller flera mindre anläggningar som kan köras "omlott" under sommaren och då blir från solvärmens perspektiv ingen avställning där högre priser för att producera värme uppstår. Men även för system med den senare uppbyggnaden brukar det behövas någon form av avställning för att hantera t.ex. en gemensam bränslehantering. Utan att veta den exakta fördelningen av system men en, två eller flera anläggningar och deras avställningsstrategi har det därför antagits två veckors avställning, vilket är mindre än en full revision som kan ligga runt 4 veckor för mindre anläggningar och något längre än en mindre revision av t.ex. transportsystem för bränslehantering.

5.2.7 Känslighetsanalys: investeringar i alternativ produktion

Genomgående i modellberäkningarna analyseras ett befintligt system så som det antas se ut 2035. Det bygger på uppgifter som vi har fått från olika fjärrvärmeföretag och det bygger på andra modellstudier med avseende på den långsiktiga utvecklingen för det svenska fjärrvärmesystemet. I detta befintliga system finns ingen solvärme på plats. Så här långt i rapporten har investeringar i solvärme bedömts ekonomiskt *givet* att det finns ett system på plats. En annan utgångspunkt kan vara att ett fjärrvärmeföretag måste investera i någon form av produktionskapacitet till följd av en eller flera ålderstigna

produktionsanläggningar, eller till följd av ett växande fjärrvärmeunderlag. Då blir utgångspunkten något annorlunda. *Givet att man måste nyinvestera, hur förändrar det lönsamheten för en investering i solvärme?*

I den här känslighetsanalysen antas inte att hela produktionsapparaten måste bytas ut, men en effekt som motsvarar en enstaka hetvattenpanna i respektive system har antagits ”möta sin tekniska livslängd” och har bytts ut (storleken på denna panna är systemspecifik). Detta görs endast för en biobränsleeldad hetvattenpanna. Andra investeringsalternativ är också möjliga, som exempelvis värmepump och kraftvärme men dessa har inte analyserats i denna rapport. En alternativ (till solvärme) investering i en hetvattenpanna kan naturligtvis också utnyttja energilagret om det blir lönsamt med en sådan investering. Analysen inbegriper inte en bedömning av hur stor andel hetvattenpannor som möter sin tekniska livslängd, utan är bara ett sätt att studera investeringen i solvärme jämfört med en investering i biohetvattenpanna givet ett nyinvesteringsperspektiv. Om vi skulle anta att hälften av pannorna i systemet som analyseras står inför en nyinvestering så sjunker exempelvis potentialen för solvärme till hälften.

Resultatet av denna känslighetsanalys påverkar inte utfallet, det vill säga investeringar i solvärme blir ungefär lika stora som i Basfallet, till och med något mindre. Med andra ord, den flis- eller pelletspanna som antas falla för ålder ersätts av en ny flis- eller pelletspanna, vilket beror på att optionen att investera i en ny biobränsleeldad hetvattenpanna öppnar för nya möjligheter att optimera systemet jämfört med det befintliga systemet. Dessutom får även investeringen i den nya hetvattenpannan draghjälp av en samtidig investering i energilager.

Om fallet antar en lägre investeringskostnad (2 500 SEK/kW) för solvärmeinstallationen blir däremot påverkan på modellresultatet mycket stor. I detta fall ökar den ekonomiska potentialen väsentligt, närmare bestämt till över 4 TWh. Det fallet som är närmast jämförbart är ”2 500 SEK/kW_v” i Figur 11 som har samma specifika investeringskostnad, 2 500 SEK/kW_v, där utfallet för solvärme genererade ca en halv TWh per år. Att den investeringskostnaden minskar med 1 000 SEK/kW får här en stor betydelse. De system där det nu blir lönsamt med solvärmeinvesteringar omfattar i synnerhet de många små systemen som domineras av hetvattenpannor med oförädlade trädbränslen.

5.2.8 Känslighetsanalys: kalkylränta

I samtliga beräkningsfall antar vi en real kalkylränta på 6 % vilket påverkar investeringar i solvärme och energilager (samt biohetvattenpanna i de känslighetsfall där även detta ingår som en option). Storleken på kalkylräntan är densamma som Energimyndigheten bland annat utnyttjar i de återkommande analyserna av den långsiktiga utvecklingen för det svenska energisystemet. I en känslighetsberäkning har vi istället ansatt en real kalkylränta på 3,5 % vilket närmast kan betraktas som en samhällsekonomisk kalkylränta. Valet av kalkylränta har gjorts i samråd med Energimyndigheten. I detta fall ökar den ekonomiska potentialen för solvärme, från knappt 200 GWh i Basfallet till omkring 400 GWh.

5.2.9 Ett specialfall: samverkan av särskilt gynnsamma omständigheter för solvärmeinvesteringar

Avslutningsvis har ett specialfall analyserats där parametrar, som var för sig verkar i gynnsam riktning för incitament att investera i solvärme, fått samverka. Investeringskostnaden har satts till 2 500 SEK/kW v i stället för 3 500 SEK/kW v, biobränslepriset ligger på den höga nivån och samtliga fjärrvärmesystem måste ersätta befintlig kapacitet motsvarande en typisk hetvattenpanna för respektive system.¹⁵

Föga förvånande fås i detta fall de största investeringarna i solvärme. Sammantaget omkring 6 TWh i hela den svenska fjärrvärmesektorn. I det här fallet sker investeringar även i ca 25 % (i antal räknat) av de stora detaljerade systemen. Om vi tittar närmare på gruppssystemet ”Små pelletssystem i SE3” så kommer solvärmens andel upp i hela 100 %¹⁶ i scenariot ”Gynnsamt läge”. I Basfallet var det ca 30 %.

¹⁵ Vi hade naturligtvis även kunnat använda den ännu lägre kostnaden som vi analyserat här, det vill säga 1 500 SEK/kW v. Men eftersom ingen av de lägre av oss analyserade kostnadsalternativen bottnar i en närmare analys av vad den tekniska utvecklingen rimligen kan leda till så väljer vi att utnyttja den högre nivån av de bägge lägre kostnaderna. Även 2 500 SEK/kW får lova att betraktas som ett resultat av en mycket lyckad kostnadsreduktion om vi utgår från de senaste årens kostnadstrend.

¹⁶ Här kan vi reflektera om det är rimligt att ha fjärrvärmesystem som består av solvärme till 100 %. Det går ihop sig ekonomiskt med lager, solvärme och alternativkostnad i fastbränslepanna. Men vi räknar inte med någon form av back-up som sannolikt kommer att krävas och som troligen är mer omfattande än om man (också) hade haft en fastbränslepanna på plats.

6 Bidrag till energi- och klimatmål

I detta kapitel beskrivs hur storskalig solvärme i fjärrvärmens kan bidra till de politiskt uppsatta energi och klimatmålen.

Energipolitikens roll är att minska energiförsörjningens negativa påverkan på hälsa, miljö och klimat samtidigt som en kostnadseffektiv, stabil och välfungerande försörjning upprätthålls. För att säkerställa och synliggöra en helhetssyn över energiförsörjningen beslutade riksdagen om ett övergripande mål som innebär att förena de tre grundpelarna försörjningstrygghet, konkurrenskraft och ekologisk hållbarhet. Utmaningarna i energipolitiken består till stor del av att balansera de tre pelarna. Balans eftersträvas bland annat genom att låta de övergripande målen genomsyra energipolitikens alla mål och arbetet med att uppfylla dem.

Av uppvärmningsmarknadens ca 100 TWh utgör fjärrvärmens ungefär hälften, varav ca 62 procent utgörs av biobränslen. Förutom det fossila innehållet i avfall så har nästan alla fossila fjärrvärmeanläggningar fasats ut.¹⁷ I det framtidsscenario som studerats har den sista fossila andelen trängts undan ur fjärrvärmens näten (förutom den fossila delen av avfallsförbränning). I den ekonomiska analysen tränger solvärmens undan framförallt förädlade, men också oförädlade biobränslen. Även om solvärme inte bidrar direkt till mer förnybar energi, så minskar utsläppen från förbränning. Det finns även andra aspekter kring ekologisk hållbarhet, försörjningstrygghet och konkurrenskraft som kan vara värda att beakta.

6.1 Ekologisk hållbarhet

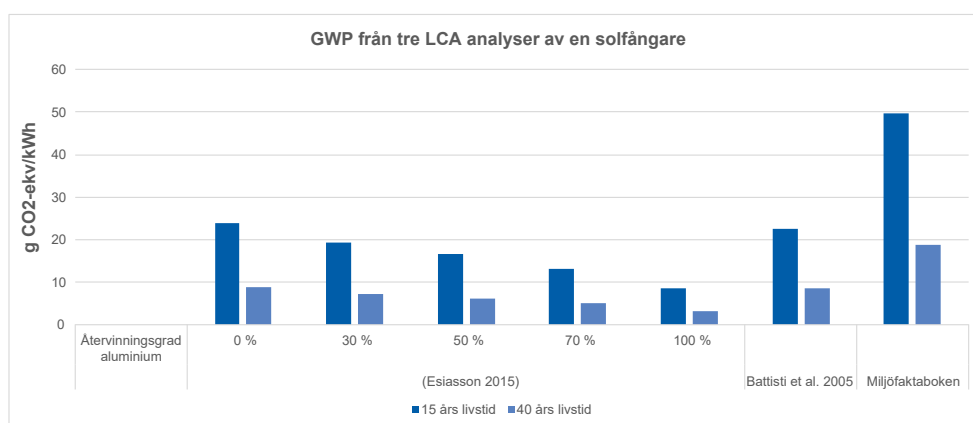
Att energipolitiken ska vara hållbar utgår ifrån att vi ska möta våra uppsatta mål kopplade till utsläpp av växthusgaser, men också uppnå övriga uppsatta miljömål. Sveriges miljömålssystem omhändertar nationellt den ekologiska dimensionen av de globala hållbarhetsmålen i Agenda 2030. Det övergripande målet för miljömålssystemet och således miljöpolitiken är det så kallade generationsmålet, att till nästa generation lämna över ett samhälle där de stora miljöproblemen är lösta, utan att orsaka ökade miljö- och hälsoproblem utanför Sveriges gränser. Sverige har som ambition att bli världens första fossilfria välfärdsnation och har med det satt upp politiska mål om att Sverige år 2045 har nettonollutsläpp av växthusgaser för att därefter uppnå negativa utsläpp. Vi tar avstamp i solvärmens påverkan på utsläpp och resonerar sedan om vilka miljömål solvärme har påverkan på.

6.1.1 LCA av en solfångare

Solfångare består till största del av aluminium, i vissa fall koppar för värmeöverförande komponenter, plast, glas och isolering. Förutsättningen för klimatpåverkan och övrig miljöpåverkan från en solfångare handlar till stor del om hur råmaterialet är framtagat och graden av återvinning.

¹⁷ Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning ER 2020:34

2015 gjordes en livscykelanalys för en solfångare tillverkad i Sverige, som kom fram till att för deras funktionella enhet *en solfångare* krävdes 113 kg CO₂-ekvivalenter. Polykarbonat (glaset) är den största enskilda utsläppskällan, men hela värdekedjan till aluminium gör det till den största utsläpparen i solfångaren. Nyproduktion av aluminium har den största miljöpåverkan vid tillverkningen av solfångaren och bland den högsta energianvändningen. Det spelar mycket stor roll för utsläppen från solfångaren hur stor andel av aluminiumet som återvinns, vilket kan ses i figuren nedan, där en känslighetsanalys med procentuell återvinningsgrad har studerats. Solfångaren får tredubbelt så mycket utsläpp om inte aluminiumet återvinns. 90 % återvinningsgrad har använts i studien. Den svenskproducerade solfångaren med återvunnet aluminium jämförs med en italienskpr ekvivalenterna från den svenskproducerade solfångaren jämförts solfångare producerad i Italien, samt de siffror som inkluderas i Miljöfaktaboken vilket är underlaget till beräkningarna för emissioner till klimatklivet. GWP står för Global Warming Potential, och mäts i enheten g CO₂-ekvivalenter. Två staplar har inkluderats för varje studie, 15 år och 40 års livslängd.



Figur 19. Sammanställning av tre LCA analyser av en solfångare. Med utgångspunkt i (Esiasson, 2015), (Battisti, 2005), (Gode, o.a., 2011).

Energiåterbetalningstid innebär hur lång tid det tar att spara in energin som förbrukas under tillverkningen. 714,1 kWh för solfångaren producerad av KISAB. Tester av solfångaren i studien visade på att 650 kWh/m²¹⁸ kunde tas ut per år vid en temperatur över 60 °C. Återbetalningstiden för solfångaren att producera samma mängd energi som krävdes för att producera den blir i detta fall 0,58 år¹⁹.

¹⁸ Studien har antagit ett relativt högt värmeutbyte från solfångaren, i figuren ovan har 450 kWh/m²/år antagits

¹⁹ Den aktiva ytan är 1,88 m²

Beroende på vilken uppvärmningskälla solfångaren ersätter ändras återbetalningstiden på CO₂-ekvivalenter²⁰. Om solfångaren ersätter fjärrvärme med en utsläppsfaktor på (85 g CO₂/kWh) som lyfts i studien, blir återbetalningstiden 1,2 år för solfångaren att tjäna in CO₂-ekvivalenterna den gjorde upphov till under sin produktion. Med uppdaterade siffror för utsläpp från fjärrvärme (53,7 g CO₂-ekvivalenter/kWh) blir återbetalningstiden på CO₂-ekvivalenter för solvärmefångaren 1,85 år²¹.

Återbetalningstid för CO₂-ekvivalenter för solvärme var 4,4 år om solfångaren jämfördes med uppvärmning endast bestående av biobränsle och 3 år när solfångaren ersätter en värmepump som går på Nordisk elmix²².

Hur lång tid det tar för solfångaren att kompensera utsläppen från sin tillverkning är alltså direkt kopplat till vilken värmekälla solvärmens ersätter. För jämförelser med fjärrvärmen spelar det också stor roll vilket fjärrvärmenät som solvärmens installeras i och lokala emissionsfaktorer bör beaktas. För nät med hög andel spillvärme bidrar inte solvärme med minskade utsläpp.

För nät med högre andel avfall och fossila bränslen i sin förbränning bidrar solvärmens med mer klimatnytta. Rent konkret varierar ofta utsläppen i varje fjärrvärmenät under olika tider på året, när olika värmekällor tas i bruk för att möta värmebehovet. Solvärmens bidrar främst till att tränga undan sommarlasten i fjärrvärmenäten. Om solvärmens installeras tillsammans med värmelager kan dock värmelagret bidra till att minska behov av fossil spetslast på vintern.

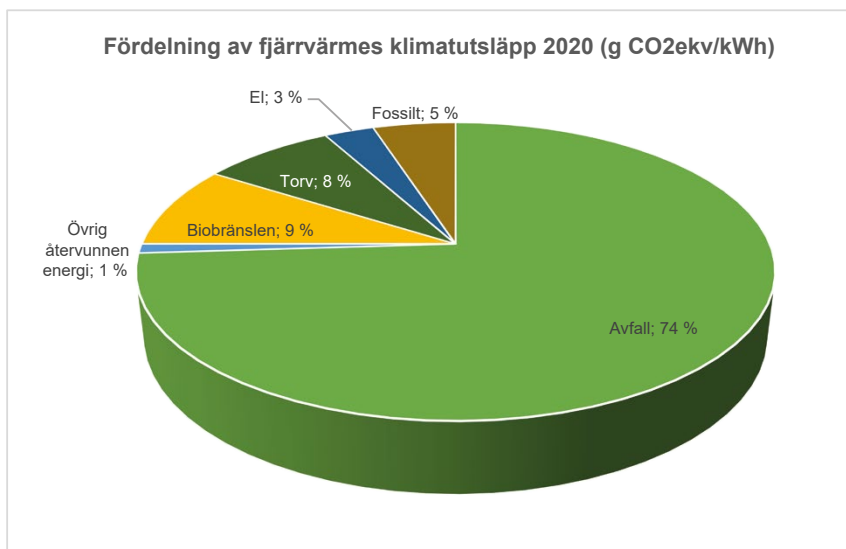
6.1.2 Direkt påverkan

Värmesektorn i Sverige är redan i dag till stor del fossilfri och branschen har i en gemensam färdplan för uppvärmningssektorn skrivit på för att bli helt fossilbränslefria till 2030. Fossila bränslen i fjärrvärmeproduktion (undantaget den fossila delen i avfall) var i genomsnitt 1 procent av den tillförda energin år 2020, men bidrar till 5 procent av fjärrvärmesektorns klimatutsläpp. Energiåtervinning av restavfall som kvarstår efter insamling, sortering och materialåtervinning står för 74 procent av klimatutsläppen av fjärrvärmeproduktion i Sverige. Figur 20 visar fördelning av klimatutsläpp från fjärrvärme i hela landet.

²⁰ Hur stora utsläpp ger solfångaren upphov till under produktion jämförs med hur stora utsläpp den tränger undan under operation. När anläggningen trängt undan så mycket utsläpp den gav upphov till är återbetalningstiden för CO₂-ekvivalenter uppnådd.

²¹ Observera att detta är ett medelvärde som inte är avsett att användas för att redovisa utsläpp från fjärrvärme och för att kunna jämföra miljöpåverkan bör man använda miljövärdena från det nät där fjärrvärmeleveransen sker.

²² Elvärme: 9,44 g CO₂-ekvivalenter/MJ, Biobränsle: 6,5 g CO₂-ekvivalenter/MJ, Fjärrvärme: 23 g CO₂-ekvivalenter/MJ (2011), dagens värde för fjärrvärme: 14,9 g CO₂-ekvivalenter/MJ



Figur 20. Fördelning av fjärrvärmens klimatutsläpp.

Källa: Energiföretagen 2020.

Fjärrvärme är lokalt producerad och har olika förutsättningar vad gäller produktion, tillgång till spillvärmewärme, avfall och biobränslen. I de analyserade fallen där solvärme kan konkurrera och bli lönsamt rör det sig emellertid främst om att ersätta biobränsle, vilket innebär att man ersätter ett förnybart produktionssätt med ett annat.

Med utgångspunkt i fördelningen av fjärrvärmens utsläpp i Figur 20 framstår det som om den största potentialen för att minska klimatpåverkan från fjärrvärmens ligger i att tränga undan mer avfallsförbränning. Avfallsförbränning kan dock också ses som en samhällsnytta genom att det undviker deponi av avfall och verkar avgiftande av samhället. Därtill förbränns avfall nästan uteslutande i större kraftvärmeverk, som både producerar el och värme med hög effektivitet och med hög lokal nytta. Dessa kraftvärmeverk har en viktig funktion i att upprätthålla lokal effektbalans i städer. Den ekonomiska analysen visar att solvärmens inte är konkurrenskraftig jämfört med avfallsförbränningens låga bränslekostnader. Dock kan en ökad mängd avfallsförbränning bli en effekt av att värmelager installeras i fjärrvärmesnätet, och befintliga pannor utnyttjas till högre grad. Medan detta kan bidra till positiva effekter lokalt kan det också bidra till en ökad mängd utsläpp om det är klimatneutrala bränslen som ersätts, så som dyrare biobränslen.

5 procent av fjärrvärmens utsläpp består fortfarande av fossila bränslen. Om dessa förbränns i mindre pannor i fjärrvärmesnät som har höga rörliga kostnader och även körs sommartid, kan solvärme bidra till att minska dessa utsläpp.

6.1.3 Indirekt påverkan

I den ekonomiska analysen syns att solvärme framförallt kan konkurrera mot dyrare biobränsle i mindre fjärrvärmesnät. Detta ger upphov till att förädlade biobränslen trängs undan, vilket innebär att efterfrågan av förädlade biobränslen för fjärrvärmeproduktion minskar. Att minska konkurrensen om dessa bränslen är en indirekt nytta som uppkommer från ökad användning av solvärme. Vid gynnsammare investeringsfall trängs även oförädlade biobränslen undan. Biobränslen är en begränsad förnybar resurs som bör användas där den gör mest klimatnytta. Detta styrs av prissignalen. När efterfrågan på

biobränslen ökar kommer priset att gå upp och den aktören med störst betalningsvilja kan ta del av resursen. Däremot pågår en diskussion kring hur prissättningen av fasta biobränslen sker och ifall alla externaliteter representeras i priset.

Det finns många sektorer som har ett ökande behov av bioråvara för att nå sina klimatmål och konkurrensen om biobränslet väntas öka fram till 2030. Det finns hållbarhetsbegränsningar för hur stor andel biomassa som kan tas ut varje år och det finns flera värdekonflikter som behöver beaktas vid ökat uttag av biomassa. Den totala efterfrågan enligt industrins och transportsektorns färdplaner landar på 211 TWh till 2030, något som överstiger de 190 TWh som det beräknas finnas potential att ta ut på ett hållbart sätt, utifrån dagens antaganden gällande skogsavverkning och areal jordbruk.

I fallet med höga biobränslepriser i den ekonomiska analysen hamnar produktionen av solvärme på ungefär 1 TWh. Användningen av biobränslen minskar med 6 TWh. Detta sker då modellen investerar i värmelager för att använda avfallsförbränning eller spillvärme under fler timmar på året. I det gynnsamma fallet med lägre investeringskostnad för solvärme och höga biobränslepriser sjunker användningen av biobränslen med 11 TWh, på grund av en större tillkommande andel solvärme, se Figur 13.

6.1.4 Miljökvalitetsmål

Energiförsörjning påverkar alla miljökvalitetsmål, men i olika stor omfattning. Till följd av att energiförsörjningen står för en stor del av Sveriges växthusgasutsläpp påverkar ökad användning av förnybar energi och energieffektivisering främst miljökvalitetsmålet *Begränsad klimatpåverkan*.

All förbränning är förenat med viss miljöpåverkan i form av emissioner från rökgaserna. Om solvärme tränger undan förbränningsbaserad värmeproduktion bidrar det även till miljökvalitetsmålen *Frisk luft* och *Bara naturlig försurning*.

Om uttaget av biomassa överstiger hållbara ramar så kan detta komma i konflikt med ett antal miljömål. Hur ett ökat uttag av biomassa från skog påverkar olika miljömål har bland annat utretts i en syntesrapport från Energimyndigheten där forskning kring miljöeffekter av skogsbränsleuttag undersökts. De miljömål som främst berörs är *Bara naturlig försurning*, *Giftfri miljö*, *Ingen övergödning* och *Levande skogar*. Genom att solvärme bidrar till att minska andelen biobränslen i svenska värmesystem skapar det möjlighet för bioråvaran att användas i andra sektorer där alternativen är färre.

6.2 Konkurrenskraft

Med konkurrenskraft inom energiområdet avses en välfungerande konkurrens på energimarknaderna som leder till effektiv prisbildning och ett effektivt resursutnyttjande. Konkurrenskraft handlar också om hur svenska företags marknadsandelar och positioner ser ut på en nordisk, europeisk och internationell marknad, där konkurrenskraftiga energipriser fyller en viktig funktion. Solvärmens kan, under rätt förutsättningar, öka konkurrensen på fjärrvärmemarknaden och bidra till en billigare fjärrvärmeproduktion för vissa system under (framförallt) sommar månaderna. Ett främjande styrmedel för solvärme riskerar emellertid att påverka den idag effektiva prisbildningen på värmemarknaden.

Ökade bränslepriser och i sin tur ökade priser för uppvärmning är negativt för värme-konsumenterna. För konsumenter av fjärrvärme ökar detta incitament att söka andra mer

ekonomiska uppvärmningsalternativ. Att diversifiera värmeproduktionen i fjärrvärmenäten kan bidra till att motverka en prishöjning på grund av ökande bränslepriser. Här kan solvärme spela en viss roll och även utnyttjandet av andra värmeresurser så som spillvärme, el under överskottstimmar, och avfallsförbränning. En ökad användning av värmelager i fjärrvärmenäten leder till att dessa resurser kan användas i större omfattning, vilket vi även ser i modellresultaten för när biobränslepriserna ökar. Värmelager bidrar till att koppla samman värme och elsektorn ytterligare. Om värmelager finns tillgängligt kan värmepumpar och elpannor användas för att omvandla överskottsel till värme. Värmelagret blir en källa till flexibilitet och bidrar till att jämna ut energipriser för både el och värme vilket är positivt för konkurrenskraften.

Konkurrenskraft i vidare bemärkelse inkluderar exportmöjligheter. Sverige har företag som i dagsläget exporterar tekniska lösningar för solvärme, som har inriktat sig på den europeiska och globala marknaden.

6.2.1 Försörjningstrygghet

Försörjningstrygghet är ett brett begrepp som framförallt handlar om energisystemets kapacitet, flexibilitet och robusthet att leverera energi i önskad omfattning i tid och rum enligt användarnas behov och en accepterad kostnad. Begreppet kan också innefatta en diversifiering av energitillförseln, vilket vill säga att undvika ett ensidigt beroende av energibärare, samt leveranssäkra och diversifiera distributionskedjor och säkerställa tillräckligt utbyggd energiinfrastruktur.

Solvärme påverkar målet om försörjningstrygghet främst genom att diversifiera energitillförseln till den svenska värmeproduktionen, som i dagsläget är mycket beroende av biobränslen och el.

Solvärme fordrar värmelager för att bidra till värmesektorn mer än marginellt. Värmelager bidrar till sin tur till ökad flexibilitet och robusthet att leverera energi. Som nämnts tidigare i rapporten bidrar värmelager förutom att öka tillgängligheten till solvärmes, även med att kunna köra övriga pannor i fjärrvärmenätet mer optimalt och skonsammare, men de termiska lagren är också en källa till flexibilitet för övriga energisystemet. Elpannor i värmelager har möjlighet att köra under timmar med överskott av elproduktion.

Att investera i solvärmeintegrerade lösningar skulle kunna vara ett sätt för en del aktörer att skydda sig mot framtida prisökningar på biobränsle (vid biopanna) eller stigande priser på utsläppsrätter (för fossila pannor inklusive avfallseldade pannor). I takt med den ökade elektrifieringen bedöms även elpriserna stiga betydligt, vilket kan påverka energikostnader som använder eluppvärmda lösningar negativt. Denna typ av avvägningar och resonemang torde vara särskilt aktuellt för anläggningar som inte klarar av en prisökning i konkurrensen mot andra uppvärmningsslag. Det vill säga anläggningar som inte kan föra över de högre biobränslepriserna på sitt kundkollektiv utan riskerar att mista kunder till framförallt värmepumpar²³.

²³ Jämför resonemanget i ER 2016:03 *Risken för avbrott i fjärrvärme*.

7 Diskussion

För att nå de uppsatta energi- och klimatpolitiska målen behöver förnybara insatsvaror såsom el och bioråvara nyttjas på bästa sätt. Genom att minimera utnyttjandet av el och biobränsle för uppvärmning kan dessa insatsvaror komma till nytta i andra sektorer där de kan ersätta fossila råvaror, såsom i industri och transportsektorn. Detta bör ske på marknadsmässiga villkor så att insatsvarorna används där de ekonomiska incitamenten är som störst. Fjärrvärmen i Sverige utnyttjar i dag till största del biobränslen och spillvärme i sina nät, men många bolag tittar på alternativa uppvärmningsmetoder såsom spillvärme, geoenergi och solvärme för att öka resurseffektiviteten och minska sitt beroende av biobränsle.

Denna studie visar på att solvärme har en begränsad ekonomisk potential i fjärrvärmen i basfallet. I mindre nät som använder dyra biobränslen kan dock investeringar i solvärme vara konkurrenskraftiga i alla simuleringsfallen. När kostnaderna för investeringen i solvärme sjunker och omvärldsfaktorer verkar i en för solvärmen gynnsam riktning kan solvärmen få en relativt stor påverkan på värmetillförseln. Investeringar i termisk lagring är ett krav för att detta ska bli av. Trots gynnsamma faktorer är det främst i mindre nät där solvärmen inte konkurrerar mot kraftvärmeproduktion eller spillvärme som solvärme är lönsamt. Detta då avfallskraftvärme och spillvärme har för låga marginalkostnader för att solvärme ska komma in. Kraftvärmen bidrar även med viktiga systemtjänster, som upprätthållande av effekt lokalt, vilket har positiva effekter för lokala kapacitetsbegränsningar och upprätthållande av effektbalans. Detta är nyttor som inte solvärme kan bidra med.

Det är viktigt att ha med sig att den ekonomiska analys som gjorts utgår ifrån en modellvärld som inte tar hänsyn till alla omvärldsfaktorer. I Avgränsningar (5.1.2) förs ett antal faktorer fram som ytterligare skulle kunna öka den ekonomiska potentialen. Så som driftstopp under sommaren och revisioner. Men det finns också aspekter som kan minska potentialen. I analysen har det antagits att spillvärmeleveranser från industrin ligger på samma nivå år 2035 som idag. Det finns indikationer på att detta i själva verket kan komma att öka, inte minst om vi beaktar datahallar och drivmedelsfabriker som använder elektrolys som framtida potentiella leverantörer av spillvärme. En sådan utveckling skulle minska incitamenten för solvärmeinvesteringar.

Vi har konstaterat att det framtida priset på biobränslen har stor betydelse för investeringsviljan i solvärme. Modelleringsfallet med högre biobränslepriser gav en markant ökning av den lönsamma potentialen för solvärme. Man ska dock komma ihåg att långvarigt höga priser på biobränslen sannolikt får strukturella effekter på fjärrvärme-sektorn. Om det idag viktigaste energislaget i fjärrvärmemixen blir avsevärt dyrare så kommer detta att inte bara driva fram alternativ fjärrvärmeproduktion utan också bli en betydande konkurrensnackdel för fjärrvärmen som uppvärmningsalternativ. En sådan utveckling kan innebära att fjärrvärmen minskar sina marknadsandelar till andra uppvärmningsformer. Ju mindre fjärrvärmeunderlag desto mindre incitament för nyinvesteringar, så även i solvärme. I känslighetsfall med klart högre biobränslepriser har analysen antagit ett oförändrat fjärrvärmeunderlag, vilket då kanske har överskattat potentialen. Denna effekt kan motverkas av att vi ser en sannolik ökning i elpriser vilket påverkar konkurrenssituationen till värmepumpar i relation till fjärrvärme. Investeringar

som främjar minskad användning av biobränsle i fjärrvärmesektorn, så som spillvärme, geotermi och solvärme kan bidra till att minska fjärrvärmesektorns beroende av biobränslepriser och göra sektorn mer resiliert.

Analysen har visat att energilager är en central del i att uppnå lönsamhet i solvärmeinvesteringar. Den enklare formen av lagring är en ackumulator som är tillräckligt stor för att kunna möjliggöra enbart solvärme under sommarperioden, det vill säga dygnslagring. Modellen tillåter att det i scenarierna investeras i säsongslager, vilket medför möjligheten att flytta solvärme från sommar till höst/vinter. En osäkerhet i den ekonomiska analysen är antagandena gällande kostnaderna för lagring, som utgår från groplager i Danmark. Här påverkar dock platsspecifika förutsättningar. I analysen har en enhetlig kostnad för respektive lagertyp för samtliga fjärrvärmenät antagits. I verkligheten kommer det att skilja sig mellan olika system och regioner, vilket innebär att lager både kan vara dyrare och billigare än vad som antagits. Vid praktisk tillämpning av lagring handlar det främst om lokalisering av ett lager. För ackumulatorer (dygnslager) anses detta vara ett begränsat problem då ett dylikt lager kräver relativt litet utrymme, men det ser annorlunda ut för ett säsongslager, där exempelvis groplager kräver mer yta. Modellen har ingen kännedom om hur mycket mark som finns tillgänglig för groplager vilket medför att det bara görs en avvägning på ekonomiska grunder. Resultaten bygger alltså inte på ett antagande om hur lämpligt eller hur praktiskt möjligt det är att bygga säsongslager runtom i de svenska fjärrvärmesystemen. Om möjligheten att investera i lager begränsas av olika praktiska skäl så begränsas också incitamenten för investeringar i solvärme.

Värmelager i fjärrvärmenäten är också en möjliggörare för att utnyttja mer spillvärme samt blir en potentiellt stor källa för flexibilitet vid överskottsproduktion av el. I den ekonomiska analysen ser vi att vid högre biobränslepriser blir större investeringar i termiska lager i fjärrvärmenäten ekonomiskt rationella. Användningen av biobränsle minskar som en effekt av att spillvärme, avfallsförbränning och solvärme används under fler timmar på dygnet.

Den inhemska marknaden för solvärme i Sverige i dag är mycket liten och antalet aktörer och specialister inom området är begränsad. Historiskt sätt har villaanläggningar dominerat den svenska marknaden, men denna domineras idag av solceller. Sverige har varit en föregångare inom fjärrvärmeansluten solvärme och storskalig solvärme, och det finns svenska företag som är inriktade på global export av solfångare. Dock är vår bedömning utifrån intervjuer och inspel från referenser att förutom hos enskilda aktörer är erfarenheten och kunskapsnivån hos konsultbolag och industri låg.

Prisutvecklingen i Danmark för soldriven fjärrvärme har sjunkit kraftigt i takt med att marknaden utvecklats och fler aktörer tillkommit för att utföra installationer i konkurrens. Lärkurvan för solvärme fastställdes av IRENA till 17 %, mycket utifrån utvecklingen på den danska marknaden. Den danska marknaden utgör merparten av den globala marknaden, och vilket ger en insikt i hur liten värmeproduktion fjärrvärmeansluten solvärme bidrar med globalt.

Kostnadsminskningar kan förväntas om marknaden för soldriven fjärrvärme ökar. I Europa har det under de senaste åren etablerats styrmedel som gynnar solvärme, bland annat i Tyskland, Frankrike och Österrike. Bedömningen är att för att få till stånd en ökande marknad i Sverige och därmed lägre kostnader för solvärmen krävs det att en industri och kompetens ytterligare byggs upp samt att marknadsaktörer organiserar sig inom området. För att detta ska ske behöver sannolikt ett ekonomiskt styrmedel införas.

Huruvida ett sådant styrmedel bör införas behöver först utredas bl.a. avseende vad som ska/önskas uppnås dvs styrmedlets syfte, dess omfattning, konsekvenserna för hela energisystemet m.m. Det ska också tydliggöras att det har funnits olika investeringsstöd som har kunnat utnyttjas för att öka solvärmens användning i Sverige tidigare.

I skrivande stund kan konstateras att nyttorna med solvärme i det befintliga svenska energisystemet är i flera fall snarare indirekta än direkta. Ett eventuellt styrmedel behöver ta ställning till vilken eller vilka av dessa olika nyttor som i första hand ska åstadkommas. Det är stor skillnad på utformningen av ett styrmedel som främja export av en teknik relativt ett som ska leda till ökade investeringar och applicering nationellt. Energimyndigheten vill understryka vikten av teknikneutralitet när olika styrmedel utformas liksom vid utformning av reglering av förnybara energikällor i allmänhet för att på sikt nå ett hållbart energisystem på en avreglerad marknad.

8 Referenser

Absolicon. (den 21 September 2021). *Absolicon.com*. Hämtat från Sveriges största koncentrerande solfångarpark i drift: <https://www.absolicon.com/sv/sveriges-storsta-koncentrerande-solfangarpark-i-drift/>

Ahgren, B., & Dahlenbäck, J.-O. (Februari 2020). *Deployment, typical applications and promotion policies of large-scale solar thermal systems in Sweden*. Hämtat från IEA-SHC: <http://task55.iea-shc.org/fact-sheets>

Analysgruppen. (2010). *Solvärmestöd och marknadsutveckling – Resultat till och med 2010*. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Battisti. (2005). *Environmental assessment of solar thermal collectors with integrated water storage*. Journal of Clean Production.

Boverket. (2012). Karlskrona: Boverket.

Boverket. (den 21 September 2021). *Beräkning av byggnadens energiprestanda*. Hämtat från Boverket.se: <https://www.boverket.se/sv/energideklaration/for-energiexperter/berakning-av-byggnadens-energianvandning/>

Broberg, T., Foslund, J., & Samakovlis, E. (2009). *En utvärdering av kostnadseffektiviteten*. Stockholms: Konjunkturinstitutet.

Börjesson, P. (2021). *Potential för ökad tillförsel av inhemsk biomassa i en växande svensk bioekonomi – en uppdaterin*. Lund: Lunds Universitet.

Dalenbäck, J.-O., Lennermo, G., Andersson, P.-E., & Kovacs, P. (2013). *Solvärme i fjärrvärmesystem, utvärdering av primärkopplade system*. Stockholm: Svensk Fjärrvärme AB.

de Jong, J. (2018). *Miljöpåverkan av skogsbränsleuttag – En syntes av forskningsläget basesrat på Bränsleprogrammet hållbarhet 2011–2016*. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energiforsk. (2021). *Klimatförändringarnas inverkan på energisystemet*. Stockholm: Energiforsk.

Energiföretagen. (den 04 Oktober 2021). *Miljövärdering av fjärrvärme*. Hämtat från Energiföretagen: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/miljovardering-av-fjarrvarme/>

Energimyndigheten. (2016). *Certifiering av installatörer – Slutrapport för regeringsuppdrag enligt regleringsbrev för 2016*. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten. (2021). *Energiindikatorer*. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten. (2021). *Scenarier över Sveriges energisystem 2020*. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energistyrelsen. (2020). *Energistatistik 2019*. Köpenhamn: Energistyrelsen.

Energistyrelsen. (2020). *Technology Data – Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Köpenhamn: Energistyrelsen.

Energistyrelsen. (2020). *Technology Data – Energy Storage*. Köpenhamn: Energistyrelsen.

- Epp, B. (den 02 11 2021). *In Denmark, large heat pumps take DH market by storm*. Hämtat från solarthermalworld.org: <https://solarthermalworld.org/news/denmark-large-heat-pumps-take-dh-market-storm>
- Esiasson, J. (2015). *Livscykelanalys på en solfångare*. Lund: Avdelningen för Byggnadsfysik, Lunds Tekniska Högskola.
- Eurostat. (u.d.). Statistik solvärme från Eurostat.
- Fossilfritt Sverige. (2021). *Bioenergi och bioråvara i industrins omställning*. Stockholm: Fossilfritt Sverige.
- Gode, J., Martinsson, F., Hagberg, L., Öman, A., Höglund, J., & Palm, D. (2011). *Miljöfaktaboken 2011*. Stockholm: Värmeforsk.
- Holgersson, J., Räftegård, O., Gunasekara, S. N., & Scharff, R. (2019). *Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termiska lager i fjärrvärmenät*. Stockholm: Energiforsk.
- Håkansson, L., & Larsson, O. (2013). *Säsongslagrad solvärme via fjärrvärmenätet*. Stockholm: Svensk Fjärrvärme AB.
- IEA. (2021). *Net Zero by 2050*. Paris: IEA.
- IRENA. (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2021). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Leoni, P. (2020). *Task 55 Fact Sheet: Techno-economic comparison of the collected examples*. IEA SHC.
- Naturvårdsverket. (2018). *Vägledning i Klimatklivet – Beräkna utsläppsminskning*. Stockholm: Naturvårdsverket.
- Naturvårdsverket. (den 02 November 2021). *Klimatklivet*. Hämtat från Klimatklivet: <https://www.naturvardsverket.se/klimatklivet>
- Sköldberg, H., Holm, J., & Rensfeldt, A. (2019). *Värdet av säsongslager i regionala energisystem*. Stockholm: Energiforsk.
- Weiss, W., & Spörk-Dur, M. (2021). *Solar Heat Worldwide 2021*. Gleisdorf: AEE Intec, SHC.
- Werner, S. (2017). International review of district heating and cooling. *Energy, volume 137*, ss. 617–631.

Bilaga 1 Fördjupad modellbeskrivning

B1.1 EPOD – en dispatchmodell för el och för svensk fjärrvärme

EPOD-modellen (European **P**ower **D**ispatch) är utvecklad inom ramen för ett flerårigt forskningssamarbete mellan Chalmers och Profu och finns beskriven i Göransson (2014) och Johnsson mfl. (2014).²⁴ Utvecklingsarbetet har fortsatt även efter dessa publikationer men fokus har hela tiden legat på det europeiska eller nordeuropeiska elsystemet. Den föreliggande forskningsstudien har möjliggjort ytterligare ett viktigt steg i vidareutvecklingen av EPOD genom att en detaljerad beskrivning av de svenska fjärrvärmesystemen integrerats i modellverket. Fjärrvärmesystemen utanför Sverige är inte explicit beskrivna i EPOD sånär som på att elproduktionen från samtliga kraftvärmeverk ingår.

EPOD är en produktionssimuleringsmodell, en så kallad ”dispatch”-modell. Denna typ av beräkningsmodell bestämmer för en given tidsperiod, i vårt fall ett år, den optimala (med lägst produktionskostnad) produktionsmixen av el och fjärrvärme för ett givet behov av såväl el som fjärrvärme. Balansen mellan utbud och efterfrågan (på el och fjärrvärme) måste vara uppfylld varje timme.²⁵ Modellresultaten kan sålunda avläsas för varje timme under året.²⁶ Året i sin tur väljs beroende på frågeställning och kan alltså vara ett nuläge eller ett år i framtiden.

I modellen finns en lång rad av ytterligare begränsningar och randvillkor såsom överföringsbegränsningar mellan regioner och länder (stamnätet) och olika driftsbegränsningar för olika typer av produktionsanläggningar. Den ekvation som säkerställer att energibehovet möts av en energitillförsel kallas för balansekvation. I EPOD finns två huvudgrupper av balansekvationer, nämligen för el och för fjärrvärme. Den kostnadsfunktion som ska minimeras i beräkningarna samtidigt som balansekvationerna och en lång rad andra randvillkor uppfylls kallas för målfunktion. I vårt fall är det alltså systemkostnaden som utgör målfunktionen. En minimering av systemkostnaden leder till att produktionsslag med lägst rörliga kostnader, inom givna begränsningar exempelvis med avseende på kapacitet och tillgänglighet, används först. Detta resulterar i att marginalkostnaden för den sista produktionsenheten som behövs för att möta efterfrågan på el eller fjärrvärme fastställer respektive systems, eller regions, marginalkostnad för el eller fjärrvärme.

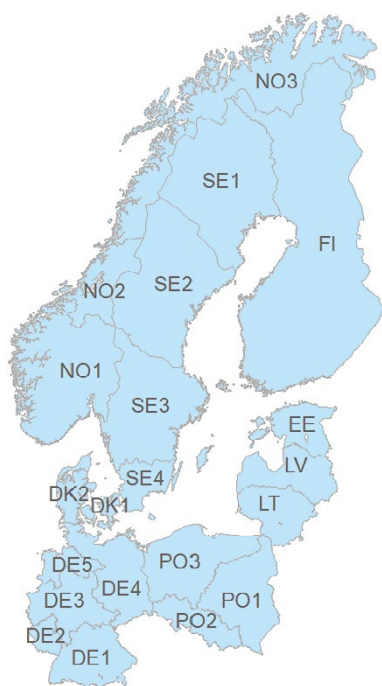
²⁴ Göransson L. 2014, The impact of wind power variability on the least-cost dispatch of units in the electricity generation system, Thesis for the degree of doctor of philosophy, Chalmers. Johnsson F., Unger T., Axelsson E. och Claesson-Colpier U. (eds.) 2014, ”European Energy Pathways – Towards a sustainable European electricity system”, ISBN: 978-91-978585-6-4.

²⁵ I modellbeskrivningen ingår så här långt inte lagring eller lastförskjutning för vare sig el- eller fjärrvärmeförbrukning. På produktionssidan kan dock el lagras i vattenmagasinen och fjärrvärme i ackumulatorer i vissa fjärrvärmesystem.

²⁶ Även om EPDO är förberedd för att köras på timnivå har vi använt oss av tretimmarsintervall (var tredje timme beräknas istället för varje) i denna studie för att korta beräkningstiderna till mer hanterliga nivåer. Vi har inte skäl att tro att denna förenkling skulle inverka i någon signifikant omfattning på våra resultat.

B1.2 Geografiska systemgränser

De geografiska systemgränserna för EPOD, så som modellen utnyttjats i denna studie, utgörs av länderna i norra Europa, se Figur 21.²⁷ Länderna i sin tur indelade i olika elprisområden definierade av viktiga flaskhalsar i elöverföringen på stamnätsnivå. För Sveriges del motsvarar indelningen de verkliga elområdena medan vi delat in exempelvis Norge i färre elområden (3 st) än vad som finns i verkligheten. Tyskland utgör i verkligheten endast ett elprisområde medan vi i vår modellansats istället delat in landet i fem elprisområden definierade av viktiga flaskhalsar i stamnätet. Varje elprisområde i EPOD har därmed ett antal överföringsmöjligheter till, respektive från, omkringliggande regioner som inkluderar både flaskhalsar inom ett land samt sammankopplingar mellan länder. Eftersom vi i vår modellanalys använder oss av 21 elprisområden som beskriver Nordeuropa så genereras också 21 st marginalkostnader för el (timme för timme).



Figur 21. Elområden i Nordeuropa modellerade i EPOD så som modellen använts i denna studie. Electricity-price areas in Northern Europe as specified in the EPOD mode and covered in this study.

Att utveckla och utnyttja ett komplext modellverktyg av det slag som EPOD utgör innebär alltid en avvägning mellan detaljrikedom och vad som är praktiskt hanterbart. Och i förlängningen också vad som är relevant för själva frågeställningen, för att inte nämna transparensen i modellanalysen. Att införa fler regioner och öka upplösningen ytterligare på exempelvis produktionsanläggningar, tid, energibehov samt överföringsbegränsningar (exempelvis på lägre spänningsnivåer) skapar naturligtvis ytterligare möjligheter till mer detaljerade och precisa analyser av exempelvis olika driftsituationer i elsystemet. Följden

²⁷ Modellverktyget hanterar egentligen elsystemet i samtliga länder i Europa indelat i olika elprisområden. Det är också en vanlig systemgräns när EPOD utnyttjas i den forskning som bedrivs på Chalmers. I detta uppdrag har vi dock av praktiska och resursmässiga skäl begränsat modellanalysen till Nordeuropa.

blir längre beräkningstider och en större volym av dels indata och inte minst, utdata. Eftersom vi i första hand använder oss av verktyget för att öka förståelsen för dagens och framtidens energisystem så bör man vara mycket ödmjuk inför de stora osäkerheter som är ofrånkomliga i sådana analyser, inte minst om tidsperspektivet är stort. Även av det skälet finns det alltså anledning att välja omfattning och detaljrikedom med omsorg. En nog så detaljerad modell kan inte undanröja sådana osäkerheter. Vår modell som vi utvecklat och använt inom ramarna för denna studie är tvivelsutan mycket komplex och avancerad. Det måste den vara för att svara på våra frågeställningar som också är komplexa till naturen.

B1.3 Produktionskapacitet

EPOD bygger på en mycket detaljerad databas över befintliga produktionsanläggningar för el i Nordeuropa och för fjärrvärme i Sverige. Det aktuella läget för kraftverken i Nordeuropa har delvis uppdaterats i denna studie. När det gäller databasen över fjärrvärmeanläggningarna har den alltså skapats som ett direkt resultat av denna studie. Varje produktionsanläggning beskrivs med kapacitet, bränsle, verkningsgrad, produktionstyp (kraftvärme, industriellt mottryck eller kondens), byggnadsår samt, i förekommande fall avvecklingsår. Med utgångspunkt från antaganden om livslängder kan vi därmed se om anläggningen fortfarande kan antas vara tillgänglig i ett givet framtida år eller om den fallit för åldersstrecket. Exempel på antagna livslängder är för kärnkraft 60 år och för kolkondens 50 år. Anläggningar kan också fasas ut av andra skäl än ålder, exempelvis till följd av politiska beslut. I själva modellformuleringen inför vi ytterligare parametrar för de olika produktionsslagen, exempelvis med avseende på drift, revisioner med mera.

Vind- och solex beskrivs i termer av tillgänglig kapacitet och timvisa produktionsprofiler, som skiljer sig mellan regioner och mellan olika typer av vindkraftverk. Det senare omfattar framförallt skillnader i prestanda beroende på ålder. I modellen skiljer vi också på landbaserad och havsbaserad vindkraft. Vattenkraften beskrivs i modellen med hjälp av tillgänglig kapacitet och en tillrinningsprofil per elområde. Beroende på vattenmagasinens storlek, vissa effektrestriktioner och övriga systemförutsättningar så kan modellen välja att tömma eller fylla på magasinerna. En del av tillrinningen måste dock köras genom turbinerna direkt. I modellen beskrivs vattenkraften som en grupp inom varje elprisområde, det vill säga de enskilda kraftverken är inte separat modellerade. I den senaste modellversionen har beskrivning av vattenkraften utvecklats ytterligare. Ett mer detaljerat samband mellan hur mycket el som genereras i ett givet tidssteg och tillgänglig upp- eller nedreglering har införts. Vidare har en fördjupad analys av den historiska användningen av vattenkraft och dess begränsningar utförts, analysen resulterade i ytterligare begränsningar för flexibiliteten hos Sveriges samlade vattenkraften.

Den senaste modellversionen har även en uppdaterad flexibilitetsbeskrivning för stora termiska verk. Stora kraftanläggningar behöver tid på sig för att kunna generera el, tid som sällan är försumbar. Olika tekniker är olika snabba, t.ex. kan gasturbiner generera eleffekt från 0 till 100 % inom en timme medan kolkraftverk eller kärnkraftsreaktorer kan behöva 12–24 h timmar av varmkörning innan el kan matas ut på elnätet. Den nya modellversionen försöker beskriva denna ”tröghet” både i termer av tid och kostnad. Det tar tid att få igång elproduktion och den tiden kostar bränsle som måste tillföras för att nå rätt temperatur- och tryckförhållanden samtidigt som anläggningen inte genererar några intäkter eftersom el inte matas ut på nätet. I vår modellbeskrivning har vi valt att införa denna typ av begränsningar för kärnkraftverk och för större brunkolsverk

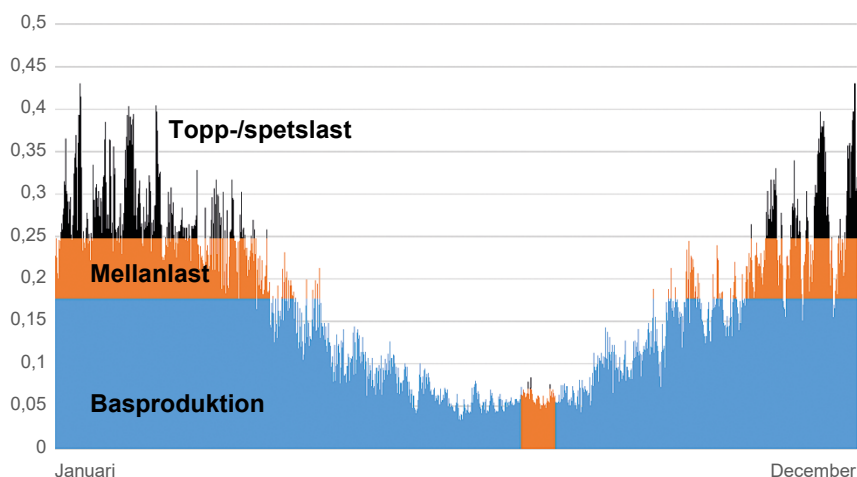
på Kontinenten. Tidigare modellversion använde beskriven flexibilitetsbegränsningen i svenska och finska kärnkraftverk, den nya versionen har utökats med kärnkraft- och brunkolsverk i Tyskland.

Att köra modellen med utgångspunkt från varje enstaka (termisk) produktionsanläggning är fullt görbart men resulterar vanligtvis i långa beräkningstider med Nordeuropa som system (typiskt dygn beroende på datorkraft). Av det skälet har vi grupperat in de enstaka termiska kraftverken på elsidan i olika klasser beroende på bränsle, ålder och verkningsgrad. Så istället för i storleksordningen 10 000-tals anläggningar kommer vi därmed ner till det mer hanterbara 1 000-tals anläggningar vilket ändå är ett ansevärt antal. När det gäller fjärrvärmeanläggningarna i Sverige så delas de inte in i olika grupper, där räknar vi på anläggningar var för sig.

Sålunda får vi en mycket detaljerad beskrivning av elsystemet i Nordeuropa genom att vi utgår från en databas som är uppbyggd på anläggningsnivå.

B1.4 Produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemen

I de svenska fjärrvärmesystemen ingår följande produktionstekniker i modellbeskrivningen: kraftvärme, hetvattenpannor (bränsle- och elbaserade), värmepumpar, samt restvärme från industrier, det vill säga industriell spillvärme. Förutom produktion har flertalet system även ackumulatorer. Beroende på framförallt rörliga produktionskostnader, tillgänglighet och därmed utnyttjningstider, kommer de olika ingående anläggningarna att köras som antingen baslastproduktion, mellanlastproduktion eller topp-/spetslastproduktion. Det finns också anläggningar som i huvudsak fungerar som reservproduktion. Baslastanläggningar utgörs ofta stora och mindre flexibla anläggningar med låga rörliga kostnader och höga investeringar, t.ex. avfallskraftvärmeverk. Spillvärme brukar också ingå i baslast-segmentet och är i första hand ett resultat av en leveransöverenskommelse mellan fjärrvärmeföretaget och det levererande industriföretaget. Vi antar att spillvärme körs till mycket låga rörliga kostnader. Vi gör alltså inga ytterligare antaganden kring de faktiska leveransavtalen. Mellanlastproduktionen utgörs av anläggningar med lite kortare utnyttjningstid, oftast används ett dyrare bränsle än för baslast och anläggningen är generellt mer flexibel i produktionssättet. Exempel på produktion i mellanlastsegmentet är värmepumpar och kraftvärmeverk eldade med skogsflis. Topp- eller spetslastanläggningar utnyttjas först då värmebehovet är riktigt högt, typiskt kalla vinterdagar. Sådana anläggningar är ofta av typen hetvattenpanna och har höga rörliga kostnader då de eldas med exempelvis lätt eller tung eldningsolja eller bioolja. Även elpannor hör dit. De olika produktionskategorierna illustreras i en principbild i Figur 22.



Figur 22. Principbild över fördelningen mellan baslast, mellanlast och topplast. Fördelningen kan se olika ut i olika system. Schematic figure of the distribution of base load, intermediate load and peak load. The distribution may differ between district-heating systems.

Som bekant genererar kraftvärmeverken både fjärrvärme och el samtidigt medan hetvattenpannor endast producerar fjärrvärme eller ånga för uppvärmning. De olika bränslena som ingår i modellbeskrivningen och som kan komma till användning i de termiska verken omfattar avfallsbränslen (RT-flis eller blandat avfall), skogflis, pellets, naturgas, lätt och tung eldningolja, kol, hyttgaser, gasol samt bioolja.

El i fjärrvärmeproduktionen utnyttjas i elpannor och i värmepumpar. Verkningsgraden för en elpanna är nära 100 % medan vi räknar med ett COP-värde för värmepumpar på typiskt 3.

Som vi nämnt, återfinns ackumulatorer i vissa av våra inkluderade fjärrvärmesystem. En ackumulator inom ett fjärrvärmesystem består oftast av ett vattenmagasin som håller en hög temperatur. Ackumulatorerna är i EPOD beskrivna med en energivolym, en uttags- och laddningseffekt samt en verkningsgrad som beaktar energiförlusterna (ju längre tid man väntar med urladdning desto mer värme går förlorad; energiförlusterna är dock generellt små). I EPOD kan alla anläggningar i ett specifikt fjärrvärmesystem ladda ackumulatören om det finns en sådan på plats. Detta är en förenkling jämfört med verkligheten då lokalisering av ackumulator och produktionsanläggningar kan innebära att vissa anläggningar fysiskt inte kan ladda en ackumulator. Förutom lokalisering finns ibland begränsningar i framledningstemperaturer från produktionsanläggningar vilket gör viss värmeproduktion olämplig att ladda in i ackumulatorer.

Akkumulatorer kan utföra följande systemnyttor:

- Ersätta produktion som faller bort på grund av oförutsedd otillgänglighet.
- Lastutjämning, undvika start och stopp av anläggningar samt stora effektförändringar på anläggningar för korta tidsperioder.
- Reducera användningen av fossila bränslen samt eliminera toppproduktion vid kalla tidsperioder.
- Möjliggöra elproduktion under perioder med låg värmelast där värmen från elproduktionen går att lagra under exempelvis perioder med höga elpriser.

B1.5 Investeringar i kapacitet i fjärrvärmesystem

I detta projekt har EPOD fått möjligheten att göra investeringar i ett antal tekniker. Då EPOD simulerar ett kalenderår behöver investeringskostnader annualiseras. En annuitet av investeringskostnaden medför att modellen bara ser investeringskostnaden för ett år givet en ekonomisk livslängd och ränta. Förutom investeringskostnader tar EPOD hänsyn till årliga fasta kostnader samt rörliga kostnader för att producera värme.

B1.5.1 Solvärme

Möjligheten för EPOD att investera i solvärme begränsas av den tillgänglighetsprofil för sol som råder. EPOD väljer att installera en nominell kapacitet, den faktiska produktionen i varje tidssteg beräknas sedan utifrån tillgänglighetsprofilen som beskriver hur stor del av kapaciteten som producerar per tidssteg. Profiler är framtagna av Absolicon för två olika solfångare, en s.k. flat-plate och en av koncentrerad typ. I detta projekt har investeringskostnaden i basfallet ansats till 350 euro/kW och annuiteten beräknas med en ekonomisk livslängd på 25 år och en ränta på 6 %.

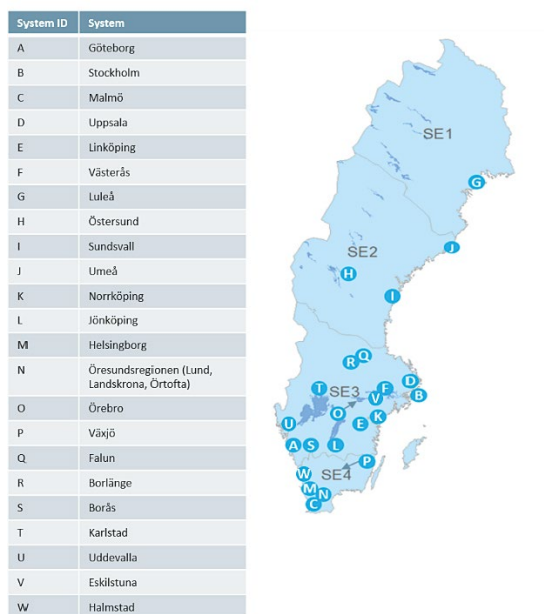
B1.5.2 Lagring

Investering i lagring kan ske på två sätt, antingen med ackumulatorer eller med säsongslager. En ackumulator arbetar på kortare tidsskalor med att hantera variationer i fjärrvärmesystemens last eller produktion och säsongslager arbetar med variationer över längre tid (sommar – vinter). Fjärrvärmesystemen har fri tillgång till investeringar i lager, det finns inga begränsningar för hur mycket av båda lager som kan investeras i. Det går i modellen att, per system, begränsa investeringar i lager till exempel vilken teknik som får investeras i eller hur mycket av ett särskilt lager som finns tillgängligt för investering. Investeringen i lager delas inte upp på effekt och energi i stället används ett fast förhållande (typiskt för dessa installationer) mellan effekt och energi för respektive lagertyp, hela investeringen härleds sedan till energimängden. Kostnader för att investera i dygnslager uppgår till 3 euro/kWh och för säsongslager 0,4 euro/kWh.

B1.6 Modellerade fjärrvärmesystem

I föregående kapitel gav vi en kort överblick över de svenska fjärrvärmesystemen. Till följd av det stora antalet och den mångfald som finns med avseende på produktion och resursbas så kunde vi också konstatera att det inte är en enkel uppgift att inordna alla dessa i ett mer hanterbart antal typiska system (för att beskriva hela Sveriges fjärrvärme-produktion). Vi har valt att i detalj beskriva 39 verkliga system som tillsammans står för ungefär 65 % av de totala fjärrvärmeleveranserna i Sverige, se Tabell 7. Några av dessa har vi lagt samman till ett regionalt system, exempelvis de olika systemen i Stockholm som bildar ett Storstockholmssystem (Stockholm, Solna, Sundbyberg, Danderyd, Södertälje och Södertörn) samt Lund, Landskrona, Örtofta och Lomma som bildar ett regionalt system i Skåne. Helsingborg (som i verkligheten samverkar med Lund-Landskrona-

systemet) är däremot modellerat som ett separat system²⁸. I Göteborgssystemet ingår förutom Göteborg även Mölndal och Kungälv. Totalt har vi därmed 23 ”verkliga” modellerade fjärrvärmesystem (eftersom några mindre grupperats ihop), se Figur 23.



Figur 23. De verkliga fjärrvärmesystemen som ingår i modellverktyget EPOD och som omfattas av denna studie. Real district-heating systems included in the EPOD model and the present study.

Hur mycket av fjärrvärmebehovet och hur mycket av bränsleanvändningen som vi täcker in genom valet av våra ”verkliga” fjärrvärmesystem sammanfattas i Tabell 7. Förutom lejonparten av fjärrvärmeunderlaget täcker vi med våra ”verkliga” system som implementerats i modellbeskrivningen in den absoluta majoriteten av avfallsförbränningen och de fossila bränslena samt elanvändningen. Andelen av den totala installerade elkapaciteten för de svenska kraftvärmeverken som återfinns i våra ”verkliga” system uppgår till ca 80 % vilket får anses vara en hög siffra i sammanhanget.

²⁸ I EPOD finns (ännu) ingen funktion för överföring av fjärrvärme mellan separata, men närbelägna, fjärrvärmenät. För system som består av flera subsystem t.ex. Stockholmsområdet behövs därför en avvägning göras mellan om man ska modellera hela systemet som ett enda system med obegränsad överföringsförmåga mellan subsystemen eller om det är bättre att bryta ut systemen och modellera dem var för sig (utan överföringsmöjlighet mellan system). Det modellmässiga valet baseras bland annat på hur stora systemen är samt hur stora överföringskapaciteter som existerar. Den uppdelning som gäller just nu för olika regioner kan komma att ändras givet vidare kvalitetsarbete och/eller fortsatt löpande användning och utveckling av modellen.

Tabell 7. Andel av fjärrvärmeunderlaget och av bränsleanvändningen i fjärrvärmesystemen som täcks in av våra modellerade "verkliga" system enligt Energiföretagen Sveriges statistik (2016). Share of district-heating use and fuel use covered by our model versions of "real" systems according to the statistics by Swedenergy.²⁹

FV-leveranser, GWh	Tillfört avfall för FV	Tillfört avfall för el	Tillfört fasta biobränslen för FV	Tillfört fasta biobränslen för el	Tillfört spillvärme och rgk	Tillfört fossila bränslen till FV	Tillfört fossila bränslen till el	Tillfört el för FV
65 %	79 %	81 %	41 %	65 %	59 %	88 %	99 %	90 %

De "verkliga" systemen är beskrivna på anläggningsnivå och innehåller hela spektrumet av anläggningar för bas- mellan- och topplast. Vi har så långt som möjligt utnyttjat verkliga data för olika tekniska parametrar som verkningsgrad, bränsle, effektstorlek och elknot. Mycket av den informationen har vi hämtat från publika källor, dels från fjärrvärmeföretagen och dels från miljörapporter. En hel del datamaterial har vi också fått från fjärrvärmeföretagen genom direkt kommunikation.

De återstående drygt 35 % av det svenska fjärrvärmeunderlaget, de som alltså inte ingår som "verkliga" system i modellbeskrivningen, har vi hanterat med hjälp av "grupp-system" (eller snarare konceptuella system), fem för varje elprisområde det vill säga totalt 20 sådana system. Dessa system hanterar den återstående effekten i kraftvärmens samt olika återstående bränsleslag som används (inklusive el), när de verkliga systemen är definierade. Den värmeproduktion som tillgodoses i respektive "gruppssystem" är skillnaden mellan den totala värmeproduktionen för de svenska fjärrvärmesystemen enligt Energiföretagen Sveriges officiella statistik och den värmeproduktion som tillgodoses i våra "verkliga" systemen. Utifrån modellkörningar för året 2019 beräknas representativa värden för viktiga parametrar i gruppssystemsanläggningar t.ex. elknoten för biokraftvärmeverk. De framräknade värdena styrs mot förväntad mängd el- och värmeproduktion samt tillförda bränslen.

"Gruppssystemen" består av kraftvärme från avfall och biobränslen, industriell spillvärme, värmepumpar, bio- och fossilbaserad hetvattenproduktion. Gruppssystem "KVV-avfall" i varje elprisområde använder avfallskraftvärme, värmepump, biohetvattenpanna samt en fossil hetvattenpanna. Gruppssystem "KVV-bio" använder industriell spillvärme, biokraftvärme, biohetvatten och fossil hetvattenproduktion. Efter att gruppssystem "KVV-avfall" och "KVV-bio" är definierade finns det kvar en stor mängd mindre system som inte har någon elproduktion. Utifrån detta reducerade underlag har det tagits fram två ytterligare gruppssystem som försöker fånga system som primärt eldas med oförädlade biobränslen eller förädlade biobränslen. Gruppssystem "Förädlat" är därmed ett system som består av förädlade biobränslen (t.ex. pellets) med bioolja som spetsbränsle och gruppssystem "Oförädlat" består av oförädlade biobränslen med bioolja som spets. Slutligen finns det kvar ett antal system som inte passar in i något av de nämnda gruppssystemen. Dessa system representeras därmed i gruppssystem "Rest".

²⁹ Data är från 2016 och har ej uppdaterats i detta projekt. I modellbeskrivningen ingår dock en uppdatering sedan 2016 och fram till och med 2019 men det framgår alltså inte i tabellen som bygger på verklig statistik. Tabellens syfte är att översiktligt visa storleksförhållandet mellan de verkliga detaljerade fjärrvärmesystemen och de utvalda typsystemen. Det som framförallt kan tänkas skilja mot senaste data är användandet av fossila bränslen då utfasning av dessa bränslen pågår fortlöpande över hela sektorn.

Tabell 8. Produktionsvolymen för fjärrvärmesystem i EPOD. Uppdelat på detaljerade och gruppssystem. KVV = kraftvärmeverk. Volymerna avser omvärldsscenario 2035 och relaterar till ett framtida normalår med hänsyn taget till klimatförändringar (ökad temperatur medför lägre uppvärmningsbehov).

Årsproduktion, [GWh]	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Detaljerade system	800	2 000	24 800	4 900	32 500
KVV-avfall	440	110	1 300	370	2 220
KVV-bio	530	470	5 350	820	7 170
Förädlad	50	90	340	40	520
Oförädlad	100	390	3 100	560	4 150
Rest	400	170	2 700	320	3 590
Totalt	2 320	3 230	37 590	7 010	50 150

På detta sätt skapas 20 konceptuella system som alltså inte finns i verkligheten, i syfte att fånga in de återstående fjärrvärmesystemen, men som ändå är tillräckligt mångfacetterade för att spegla hur verkliga fjärrvärmesystem uppför sig. Sammantaget har vi alltså inte mindre än 42 fjärrvärmesystem beskrivna i modellverket som var för sig genererar en unik sammansättning av beräkningsresultat som exempelvis produktionsmixen och marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen för varje enskild timme. Ur varje modellberäkning genereras alltså en mängd resultat för varje enskilda fjärrvärmesystem. Vi väljer dock i denna studie att inte gå in på beräkningsresultat för enskilda fjärrvärmesystem med något enskilda undantag. Vårt fokus är istället modellresultat på Sverigenivå, det vill säga hur det samlade svenska fjärrvärmesystemet påverkas av årliga vädervariationer (uppvärmningsbehovet och tillrinningen i vattenkraftverken). Trots att modellresultaten alltså innehåller långt mer information än det vi redovisar här.

B1.6.1 Lastkurvor

Varje fjärrvärmesystem, de ”verkliga” såväl som de tolv ”typsystemen”, har att möta en fördefinierad fjärrvärmeförbrukning enligt en specificerad lastprofil, timme för timme. Vi har begränsat oss till endast fyra olika profiler, en för varje elområde. Det innebär alltså att alla system i exempelvis elområde 2 har samma lastprofil medan de i exempelvis elområde 3 har en annan (men sinsemellan densamma) lastprofil för fjärrvärme. Däremot är den levererade årsvolymen i TWh unik för respektive fjärrvärmesystem. Lastprofilerna för fjärrvärmesystemen i elområde SE1 bygger på Luleås verkliga profil (Källa: Luleå Energi), för fjärrvärmesystemen i SE2 ansätter vi den verkliga profilen som observerats i Sundsvall (Källa: Sundsvall Energi), för fjärrvärmesystemen i SE3 så gäller Stockholms profil (Källa: Stockholm Exergi) och, slutligen, så har vi använt Malmös fjärrvärmelastprofil för samtliga system i elområde SE4 (Källa: EON).

B1.6.2 Driftmodellering

Som ett komplement till den generellt beskrivna modellformuleringen har ett antal funktioner implementerats för att skapa en mer verklighetsförankrad modell med avseende på hur enskilda fjärrvärmearläggningar körs, nämligen prioriterad drift, frivillig avställning (revision), min-last och variabel elkvot. Vissa av dessa funktioner berör även elproduktion utanför fjärrvärmesystemet, exempelvis kärnkraft (min-lastbegränsningar, startuppkostnader och revision) och industriellt mottryck (frivillig avstängning).

Frivilliga och ofrivilliga avställningar

Frivilliga avställningar, har implementerats för att beskriva den årliga revisionen som de flesta stora verk genomgår. I synnerhet är detta aktuellt för anläggningar som körs som typiska baslastanläggningar med långa drifttider som exempelvis kärnkraften i Norden. Även industriell mottrycksproduktion är beskriven med en revisionsperiod under sommaren. För fjärrvärmesystemen är det de stora kraftvärmeverken som beskrivs med en revisionsperiod, denna ligger under sommaren och varar mellan 4 och 8 veckor.

I den nya modellversionen räknar vi även med ofrivilliga avställningar (oplanerade driftavbrott eller liknande) på kärnkraft i Sverige samt elproduktion från industriellt mottryck i Sverige och Finland. För resten av de styrbara teknikerna antas att dessa är fullt tillgängliga (vilket inte är detsamma som att de utnyttjas i beräkningarna) under samtliga timmar sånär som på perioderna med planerad avstängning som vi tog upp i föregående stycke. I verkligheten måste man ta höjd för en viss risk för oplanerade avbrott när effektbalansen inom en viss given region ska värderas.

Minsta lastnivå (min-last)

Minlastbegränsningar avser den problematik som generellt är associerad till relativt icke flexibla termiska anläggningar som av olika skäl inte körs under en viss effektnivå. För kärnkraftverken utnyttjar vi en funktion som begränsar använd eleffekt till minst 80 % av varmhållen effekt. Om man vill sänka effekten ytterligare måste varmhållen effekt minskas. Återstart eller uppstart av varmhållen effekt är associerad med en kostnad samt uppstartstid vilket medför att modellen undviker att köra reaktorerna i cyklisk drift, precis som i verkligheten. Vidare gäller att köra en reaktor på mindre än nominell effekt är förenat med högre driftskostnader (ansats till att modellera en något sämre verkningsgrad). För avfallsförbränning i fjärrvärmesystemen utnyttjar vi en enklare princip. En förutbestämd och inbördes ordning av dessa anläggningar ställs mot behovet vid varje tidssteg. Om behovet är mindre än minlast-begränsningen för respektive anläggningen faller den bort och nästa (prioriterade) anläggning på tur och som omfattas av minlast-begränsningen testas. Att i ett modellverktyg av EPODs slag införa olika begränsningar relaterade till driften såsom minlastbegränsningar leder snabbt till ökad komplexitet och långa beräkningstider. Vi har därför även i detta fall valt en, för våra syften, lämplig balans mellan detaljrikedom och praktisk modellering.

Variabel elkvot

Många kraftvärmeverk har möjligheten att från ett kraft- och värmeproducerande driftläge (i den så kallade ”mottryckspunkten”) styra över mot mer värmeproduktion genom att dra ner på den el som produceras utan att ändra panneffekten. Man kallar det för att direktdumpa ånga. Kraftvärmeverket rör sig då mot en driftkonfiguration som mer liknar en hetvattenpanna. För vissa anläggningar existerar även det motsatta, det vill säga mer el kan produceras genom att styra över ånga från fjärrvärmeproduktionen till lågtrycksdelen i turbinsteget. I detta fall börjar kraftvärmeverket likna ett kondensverk och man behöver någon form av återkylning. Vi antar att den förra optionen, direktdumpning, återfinns så gott som på alla kraftvärmeverk i Sverige medan den senare optionen är förbehållen ett begränsat antal större anläggningar. I vilken driftpunkt som kraftvärmeverket befinner sig för en given timme bestäms av elpris, alternativkostnad för fjärrvärmeproduktionen och kraftverkets rörliga kostnader.



Hållbar energi för alla

Energimyndigheten leder samhällets omställning till ett hållbart energisystem.

Vi bidrar med fakta, kunskap och analyser om tillförsel och användning av energi i samhället, och arbetar för en trygg energiförsörjning.

Forskning om framtidens fordon och bränslen, förnybara energikällor och smarta elnät får stöd av oss. Vi stöttar också affärsutveckling som gör det möjligt att kommersialisera innovationer och ny teknik, och ser till att goda lösningar kan exporteras.

Vi ansvarar för Sveriges officiella statistik på energiområdet, och hanterar elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter.

Dessutom deltar vi i internationella klimatsamarbeten, och förmedlar fakta om effektivare energianvändning till hushåll, företag och myndigheter.



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se