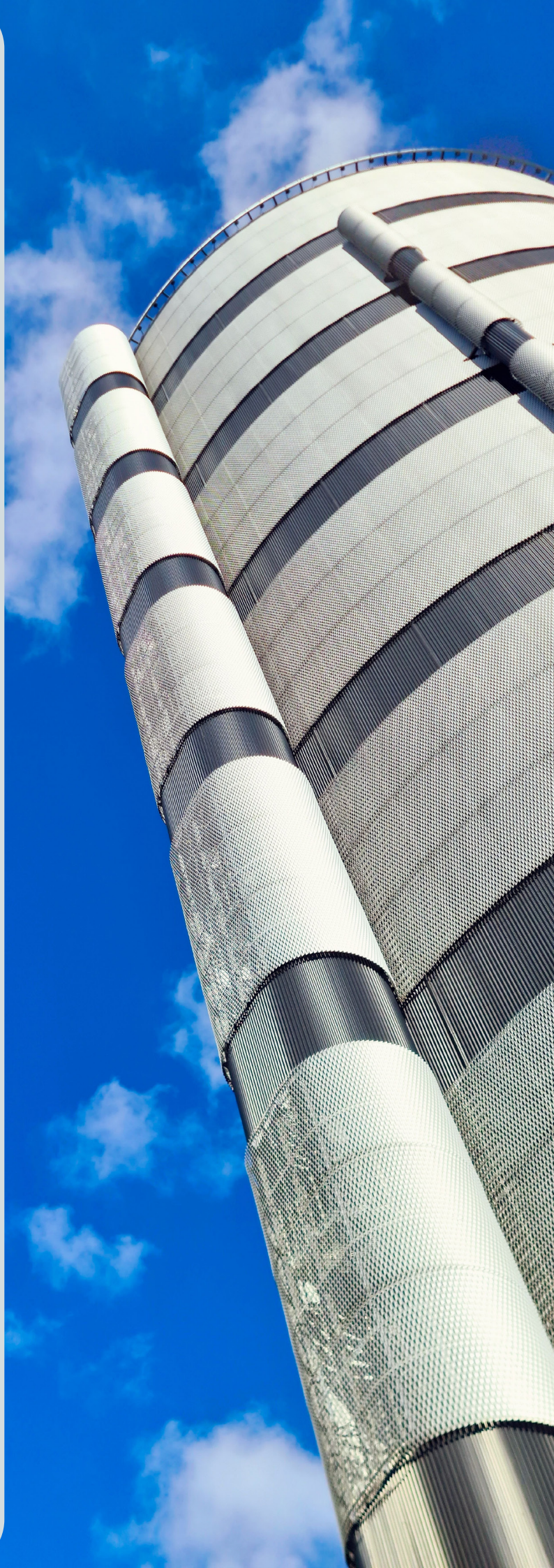


Fjärrvärmens bidrag till elflexibilitet genom värmelagring

**Emil Nyholm
Thomas Unger
John Johnsson**

Maj 2026



Förord

Profu har på uppdrag av Energiföretagen Sverige analyserat fjärrvärmens bidrag till elflexibilitet genom värmelagring. Rapporten har överlämnats till Energimyndigheten som ett inspel och underlag till myndighetens pågående arbete med regeringsuppdraget *Nya åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmens*, vilket ska redovisas i augusti 2026.

Utredningen har genomförts av Emil Nyholm, Thomas Unger och John Johnsson på Profu. Energiföretagen Sveriges beställarrepresentant är Emil Berggren och en referensgrupp bestående av Eric Dotzauer, Stockholm Exergi, Lars Holmquist, Göteborg Energi samt Niklas Olsson, Tekniska verken i Linköping har följt utredningen.

Rapporten publiceras på Värmemarknad Sveriges hemsida, då den bedöms vara av allmänt intresse för värmemarknadens aktörer.

Kort sammanfattning

Värme kan i fjärrvärmesystemen lagras i ackumulatorer, i distributionsnäten och i de fjärrvärmeanslutna byggnaderna. Sådan värmelagring kan bidra till flexibilitet i fjärrvärmeförsörjningen men även i elsystemet genom de kopplingar i form av kraftvärme, värmepumpar och elpannor som finns mellan fjärrvärmeförsörjningen och elsystemet. Denna studie visar att betydelsen av värmelagring i fjärrvärmesystemen, och den flexibilitet som den medger, är stor för fjärrvärmesystemet medan den är relativt sett mindre för elsystemet. I synnerhet ackumulatorer bidrar med betydande nytta. Kostnadsbesparingen i fjärrvärme- och elförsörjningen uppgår till i storleksordning 900 MSEK per år tack vare ackumulatorerna. Denna kostnadsbesparing fördelar sig i två ungefär lika stora delar på fjärrvärmesystemet respektive elsystemet. Kostnadsbesparingen avser i första hand en förbättrad samordning mellan fjärrvärmesystemet och elsystemet. Däremot är värmelagringens bidrag till att hantera eleffektbalansen vid ansträngda situationer i elsystemet begränsad.

Innehåll

Kort sammanfattning.....	i
Innehåll.....	ii
Inledning och syfte.....	3
Kort metodbeskrivning	3
Potentialer för fjärrvärmeflexibilitet.....	4
Systemets produktionskostnader	5
Effekter på fjärrvärmeproduktionen.....	7
Effekter på elproduktion, elpris och eleffektbalans	8
Samlad bedömning och slutsatser	9

Inledning och syfte

Fjärrvärmesektorn har flera kopplingar till elsystemet. Kraftvärmeverk producerar el när värmeunderlaget och produktionsförutsättningarna är de rätta, medan värmepumpar och elpannor kan öka elanvändningen i fjärrvärmeproduktionen när detta är systemmässigt motiverat. Värmelager i fjärrvärmesystemet kan därför påverka både när värme produceras och när el produceras eller används. I den här studien analyseras fjärrvärmens bidrag till elflexibilitet genom värmelagring, med fokus på nyttan för fjärrvärmesektorn och elsystemet samt på hur driften påverkas i olika scenarier. Studien fokuserar därmed inte på de potentiella nyttor som kan fås från kraftvärme och den elbaserade fjärrvärmeproduktionen såvida de inte frigörs via de värmelager som är i centrum för denna studie. Huvudsyftet är alltså att analysera det *mervärde* som värmelager i fjärrvärmesystemet erbjuder.

Värmelager i fjärrvärmesystemet kan bestå av befintliga **ackumulatorer**, möjligheter att utnyttja fjärrvärme-distributionsnätets vattenvolym ("**ledningsflexibilitet**"), samt flexibilitet i fjärrvärmeanslutna byggnader ("**byggnadsflexibilitet**"). Dessa tre resurser skiljer sig åt med avseende på energiinnehåll, effekt, uthållighet, reglerbarhet och praktiska driftbegränsningar. Resultaten bör därför tolkas som modellberäknade systemeffekter för definierade fall, inte som en generell garanti för att all teknisk eller teoretisk potential alltid kan aktiveras vid en viss tidpunkt.

Kort metodbeskrivning

Beräkningarna har genomförts med EPOD, en detaljerad kostnadsminimerande modell av den nordeuropeiska elmarknaden och den svenska fjärrvärmesektorn. Modellen beskriver enskilda kraftverk och grupperingar av elproduktion, optimerar produktion timme för timme och kan analysera efterfrågefleksibilitet, lagring och olika väderår. I fjärrvärmedelen ingår omkring 30 explicit beskrivna fjärrvärmesystem, vilket motsvarar cirka 70 procent av underlaget, samt ett antal gruppssystem för att på så sätt beskriva hela den svenska fjärrvärmesektorn.

Beräkningarna jämför fall med och utan lagringsmöjligheter. För nuläget analyseras det befintliga fjärrvärmesystemet utan nuvarande ackumulatorer och utan byggnadsflexibilitet som referens, ett fall med ackumulatorer, ett fall med byggnadsflexibilitet och ett fall med både ackumulatorer och byggnadsflexibilitet. För 2035 används ett energisystem enligt Energimyndighetens scenario "Beslutad policy", där fjärrvärmeunderlaget antas vara 15 procent lägre, kraftvärmekapaciteten ungefär 1 GW lägre och att värmepumpar samt restvärme ökar. Även fall med fördubblad ackumulatorkapacitet, extra elpannor (+5 GW), minskad elskatt till EUs miniminivå och mindre övrig elflexibilitet (i Sverige) analyseras. Ledningsflexibilitet analyseras inte i modellberäkningarna men diskuteras utifrån ett potentialperspektiv.

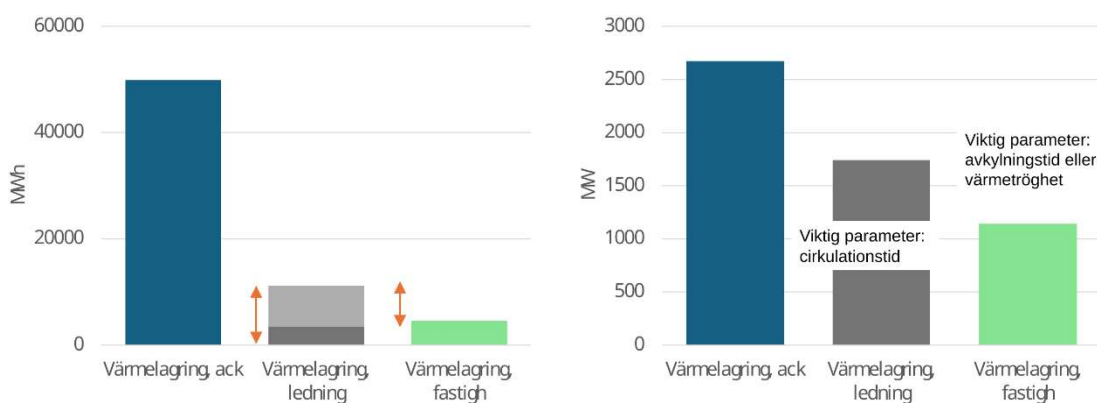
Med systemnytta avses här minskad modellerad produktionskostnad jämfört med ett referensfall utan lagringsmöjligheter i fjärrvärmesystemen. Värdet redovisas i huvudunderlaget fördelat på fjärrvärmesektorn och övriga elsystemet, där värdet för fjärrvärmesektorn består i minskade driftkostnader och ökade elintäkter.

Kvarvarande produktionskostnadsminskning allokeras till övriga elsystemet. Resultat för bränsleanvändning, elproduktion från kraftvärme, elpris och elleffektbalans används för att tolka hur flexibiliteten faktiskt påverkar drift och systemnytta.

Potentialer för fjärrvärmeflexibilitet

Potentialskattningen för den fjärrvärmeflexibilitet som analyserats här bygger på flera datakällor. Ackumulatörer baseras på nyligen kartlagda anläggningsdata, medan ledningsflexibilitet baseras på erfarenheter från bland annat Tekniska verken och Stockholm Exergi, där centrala antaganden rör temperaturhöjning, tillgänglig ledningsvolym och cirkulationstider. Fastighetsflexibiliteten i fjärrvärmeanslutna fastigheter baseras på studier utförda av Tekniska Verken.

Fördelningen av skattad värmelagring mellan ackumulatörer, ledningsflexibilitet och fastighetsflexibilitet redovisas i Figur 1.



Figur 1. Skattad värmelagring i fjärrvärmesystemen uttryckt som energimängd (MWh, vänster) och värmeeffekt (MW, höger) för ackumulatörer, ledningsflexibilitet och fastighetsflexibilitet. De grå intervallen för ledningsflexibilitet visar att potentialen är känslig för antaganden; utfallet beror särskilt på cirkulationstid och fastighetsflexibiliteten på avkylningstid eller värmetröghet. De dubbelriktade pilarna i det vänstra diagrammet indikerar ett utfallsrum som beror av olika antaganden och driftlägen.

Ur Figur 1 framgår att ackumulatörerna dominerar med avseende på lagrad energi bland de tre resurserna. Ackumulatörernas värmelagring uppgår till omkring 50 GWh värme och drygt 2,5 GW värmeeffekt. Den skattade potentialen för ledningsflexibilitet är mer osäker och beror av ett antal antaganden; i diagrammet till vänster ligger den potentialen ungefär i intervallet några GWh upp till omkring ett tiotal GWh. Ledningsflexibilitetens värmeeffekt påverkas starkt av cirkulationstid i distributionen. Fastighetsflexibiliteten är mindre som energilager i en relativt försiktig bedömning, men kan icke desto mindre bidra med betydande värmeeffekt. Den teoretiska potentialen för lagrad värmeeffekt i fastigheter är däremot mycket större än den mer praktiska, eller realiserbara, potentialen som visas i det högra diagrammet då värmebehovet i samtliga fjärrvärmeanslutna byggnader uppgår till i storleksordningen 15-20 GW under vintern.

Osäkerheterna bedöms vara störst för flexibilitet i distributionsnäten och i byggnader. De lokala näten skiljer sig åt, framledningstemperaturen styrs normalt mot utomhustemperatur och avsteg från denna strategi kan ge långvariga driftavvikelser. Nätens geografiska utsträckning gör att fördröjningen mellan in- och urladdning är svår att styra exakt, och temperaturförändringar påverkar både flöden, nätbegränsningar och produktionsförutsättningar. Även vissa kunder och krav på driftsäkerhet kan begränsa möjligheten att ändra temperaturer och flöden. Vid exempelvis mycket kalla vinterdagar är möjligheten till ytterligare temperaturökning i distributionsnäten för flexibilitetsändamål mycket begränsade (potentialen för värmelagring blir därför nära noll i en sådan driftsituation).

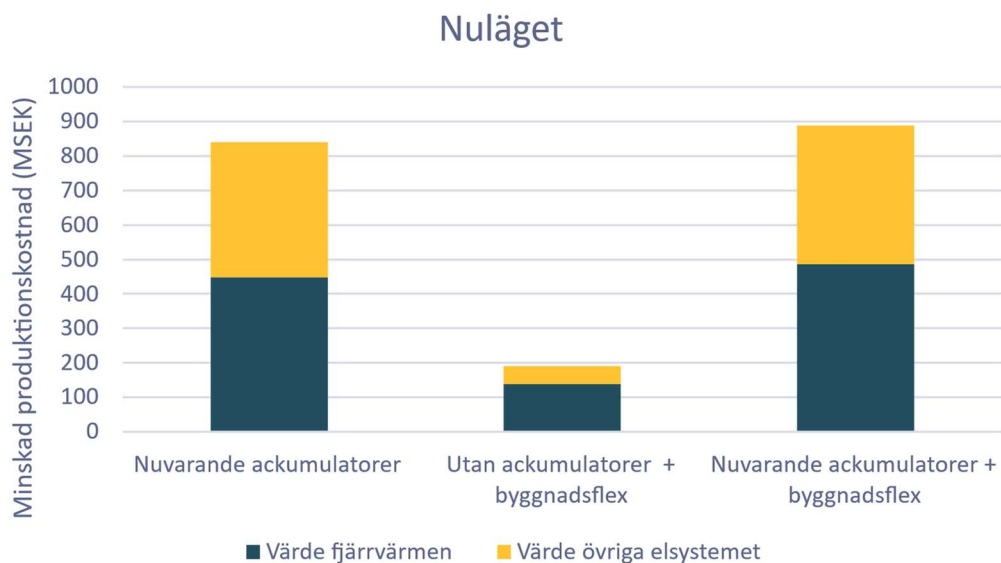
Den kompletterande litteraturgenomgången bekräftar storleken på den här gjorda uppskattningen av distributionsnätets flexibilitet men ger också stöd för en försiktig tolkning av distributionsnätets flexibilitet.¹ Där framgår att rörlagring ofta är en relativt liten energiresurs i svenska nät i förhållande till dygnets värmebehov, även om den kan ge nytta i driftlägen där marginalkostnaden för spetsproduktion är hög. För denna rapport innebär det att modellresultaten bör läsas som effekten av definierade och praktiskt motiverade flexibilitetsantaganden, snarare än som ett uttryck för hela den teoretiska potentialen i fjärrvärmens kund- och nätsystem. I föreliggande analys skalas erfarenheter från två enskilda fjärrvärmesystem upp på nationell nivå vilket naturligtvis innebär en avsevärd förenkling. Icke desto mindre ger det en bra bedömning av storleksordningen vilken alltså också bekräftas på annat håll enligt litteraturgenomgången.

Systemets produktionskostnader

I nuläget ger befintliga ackumulatörer en tydlig minskning av systemets produktionskostnad jämfört med ett fall utan dessa, se Figur 2. Den totala kostnadsminskningen uppgår till cirka 840 MSEK per år med nuvarande lager. Av detta tillfaller cirka 450 MSEK fjärrvärmesektorn och cirka 390 MSEK övriga elsystemet. Fördelningen är därmed ungefär jämn i absoluta tal, men nyttan är relativt större för fjärrvärmesektorn eftersom fjärrvärmesystemet är mindre än elsystemet.

Byggnadsflexibilitet utan ackumulatörer ger ett betydligt mindre värde, cirka 190 MSEK per år, denna nytta är också i betydligt högre grad fördelad till fjärrvärmesektorn. Kombinationen av ackumulatörer och byggnadsflexibilitet ger cirka 890 MSEK per år, alltså något mer än nuvarande ackumulatörer ensamt men tydligt mindre än summan av de två separata fallen. Flexibilitet från byggnader och ackumulatörer är alltså inte additiv, eftersom de i stor utsträckning skapar nytta i samma typer av driftlägen.

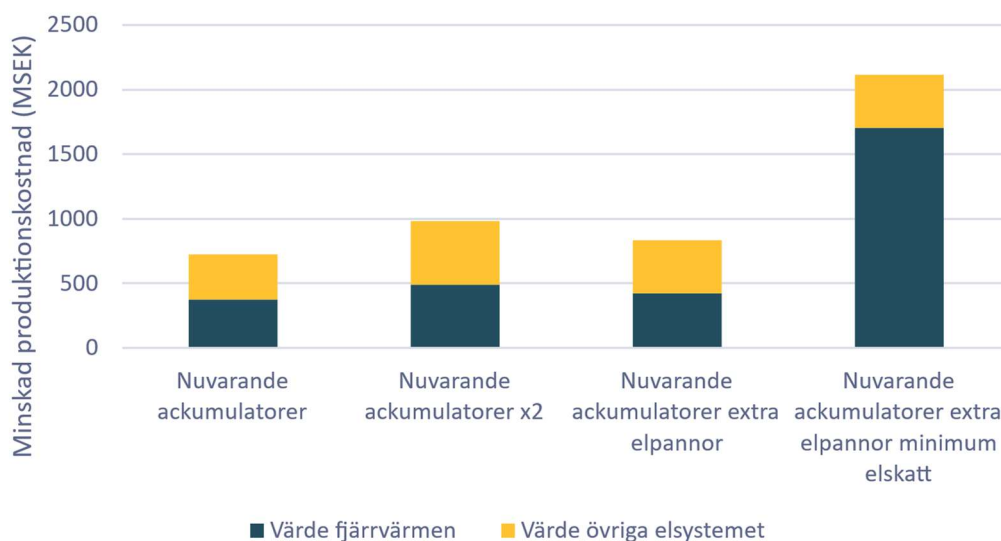
¹ Zhang, Y., Johansson, P., & Sasic Kalagasidis, A. (2022). *Feasibilities of utilizing thermal inertia of district heating networks to improve system flexibility*. **Applied Thermal Engineering**, 213, Article 118813. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2022.118813>



Figur 2. *Minskad produktionskostnad för nuläget och dess fördelning mellan fjärrvärmesystemen och övriga elsystemet i tre olika fall.*

I 2035-fallet baserat på scenariot "Beslutad policy" är nyttan av nuvarande ackumulatorer cirka 720 MSEK per år, alltså något lägre än i nuläget, se Figur 3. Detta ska samtidigt ses mot att fjärrvärmesektorns storlek minskar mer än produktionskostnadsnyttan för fjärrvärmerna relativt nuläget. En fördubbling av ackumulatorkapaciteten höjer värdet till cirka 980 MSEK per år, vilket visar att mer ackumulatorer ger högre nytta men inte en linjär förändring. Extra elpannor i system med ackumulatorer ökar värdet till cirka 830 MSEK per år, de extra elpannorna kan utnyttja tillfällena med låga elpriser, dels för att ersätta annan produktion direkt, dels genom att göra det möjligt att nytta ackumulatorerna i högre grad. Fallet med extra elpannor och minskad elskatt till minimum ger en mycket större kostnadsminskning, cirka 2 110 MSEK per år, men bör tolkas separat eftersom en del av skillnaden är skatteeffekt och inte enbart tekniskt flexibilitetsvärde. Denna skatteeffekt uppgår till 980 MSEK vilket innebär att nettoeffekten på systemvärdet blir 1 200 MSEK, alltså 370 MSEK mer än fallet med extra elpannor och elskatt. Det bör beaktas att elpannorna antas finnas på plats i det modellerade fallet, ytterligare analyser behöver göras för att avgöra i vilken utsträckning investeringar i dessa är lönsamma.

2035 Beslutad policy



Figur 3. Minskad produktionskostnad 2035 och dess fördelning mellan fjärrvärmesystemen och övriga elsystemet i fyra olika fall. Notera att totalen för fallet med minskad elskatt inte är möjligt att jämföra direkt med övriga då skatteeffekter är inkluderade, minskningen i fjärrvärmeskostnader kan dock jämföras.

En känslighetsanalys utan övrig elrelaterad flexibilitet i Sverige visar att värdet av fjärrvärmeflexibilitet ökar med cirka 100-200 MSEK per år i jämförbara fall. Även då är påverkan på elpriset fortsatt liten. Det indikerar att fjärrvärmeflexibilitet blir mer värdefull när alternativa flexibilitetsresurser saknas, men att den inte ensam förändrar elsystemets drift i större omfattning.

Effekter på fjärrvärmeproduktionen

Akkumulatörer påverkar fjärrvärmeproduktionen genom att produktionen kan flyttas i tiden och genom att andra produktionsslag hamnar på marginalen. I nuläget leder nuvarande ackumulatörer till ökad användning av oförädlade biobränslen, restvärme, avfall och el med omkring 540 GWh per år inom fjärrvärme- och elproduktionen. Samtidigt minskar användningen av dyra eller förädlade biobränslen och fossila bränslen med omkring 460 GWh per år. Det är ett uttryck för att ackumulatörerna gör det möjligt att utnyttja billigare eller mer gynnsamma produktionsmöjligheter vid rätt tidpunkt. Ökningen i bränsleanvändning är större än minskningen, detta på grund av en ökad elproduktion från kraftvärmeverken, samtidigt innebär en ökad användning av värmepumpar en motsatt effekt.

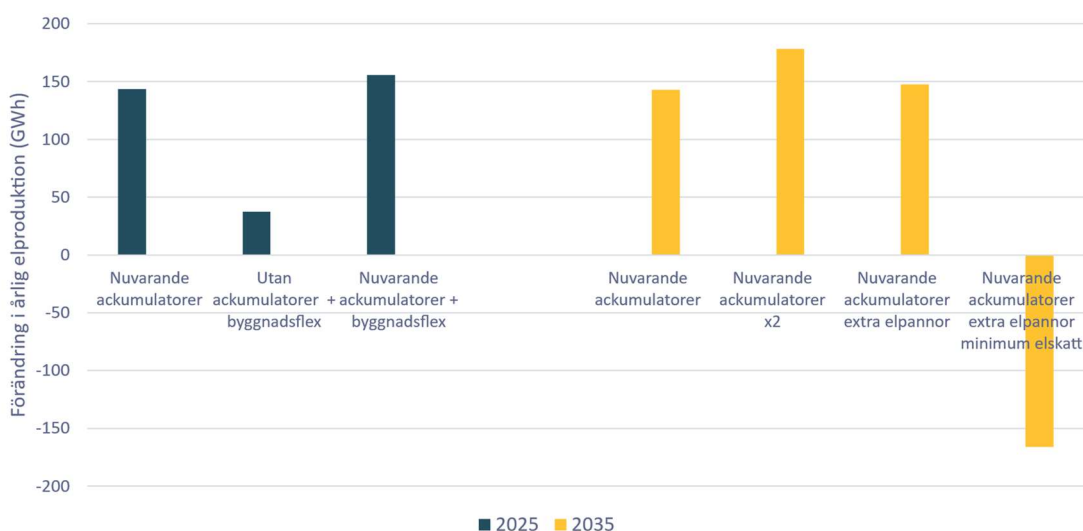
För 2035 pekar resultaten i samma riktning, ackumulatörerna minskar produktionskostnaden genom ändrad drift i fjärrvärmeproduktionen och genom att mer elrelaterad produktion kan flyttas till lämpliga timmar. I det fall där extra elpannor kombineras med minskad elskatt förstärks denna effekt tydligt. Detta leder till cirka 1,6 TWh mer elanvändning, cirka 2,2 TWh mindre användning av oförädlade biobränslen och cirka 0,6 TWh mindre användning av förädlade

biobränslen. Resultatet visar främst en förstärkt förmåga att absorbera el genom elkonsumerande värmeproduktion.

Avslutningsvis kan värmelagring i fjärrvärmesystemen skapa värde genom att undvika dyr spetsproduktion, förbättra driften av värmepumpar, elpannor och kraftvärme samt möjliggöra mer gynnsam bränsleanvändning.

Effekter på elproduktion, elpris och eleffektbalans

Elproduktionen från kraftvärmeverk ökar i de flesta fall med ackumulatörer eller byggnadsflexibilitet, se Figur 4. I nuläget ökar kraftvärmeproduktionen med cirka 140 GWh per år med nuvarande ackumulatörer och med cirka 160 GWh per år när ackumulatörer kombineras med byggnadsflexibilitet. Byggnadsflexibilitet utan ackumulatörer ger en mindre ökning, cirka 40 GWh per år. I 2035-fallet ger nuvarande ackumulatörer cirka 140 GWh mer elproduktion från kraftvärme, medan fördubblade ackumulatörer ger cirka 180 GWh mer. Fallet med extra elpannor och minskad elskatt avviker och ger i stället cirka 170 GWh lägre kraftvärmeproduktion, vilket hänger samman med en större drift av elkonsumerande produktion.



Figur 4. Förändring i elproduktion för nuläget och 2035 relativt referensfall.

Trots förändringen i kraftvärmeproduktion är påverkan på elpriset liten i de flesta analyserade fall. I nuläget ger nuvarande lager en mycket liten prispåverkan, cirka 0,5 öre/kWh lägre volymviktat elpris i SE3, medan byggnadsflexibilitetens effekt på elpriset bedöms som försumbar. I 2035-fallet är påverkan också försumbar med nuvarande ackumulatörer och med fördubblad ackumulatörkapacitet. Det tydliga undantaget är fallet med extra elpannor och minskad elskatt, där timmar med låga elpriser höjs och det volymviktade elpriset ökar med cirka 1,4 öre/kWh.

Effekten på eleffektbalansen under timmen med högst elpris i SE3 är genomgående försumbar i huvudfallen. För nuläget anges effekten med

nuvarande ackumulatörer som enstaka MW, och även i 2035-fallet bedöms effekten som försumbar. Att värmelagringsmöjligheterna endast har en begränsad påverkan på effektsituationen vid timmen med mest ansträngt läge kan förklaras med att fjärrvärmens i stor utsträckningen redan utan lager bidrar fullt ut med de resurser, i form av produktion av el från kraftvärme och undviken värmeproduktion i värmepumpar/elpannor, som den har tillgänglig. Detta innebär att fjärrvärmelager främst ger nytta genom produktions- och konsumtionsförskjutning över året och mellan timmar, inte genom att i större omfattning bidra med säker effekt under den mest ansträngda timmen.

De mekanismer som kan hjälpa elsystemets utbudssida är mer begränsade och situationsberoende. Värmelagringsmöjligheter kan göra det billigare att stänga ned elkonsumerande värmeproduktion, men denna möjlighet finns ofta även utan lagringsmöjligheter eftersom fjärrvärmesystemen har andra produktionsresurser. Lagringsmöjligheter kan också minska behovet av att backa elproduktion i kraftvärmeverk eller skapa värmeefterfrågan som möjliggör mer kraftvärmeproduktion. För att dessa effekter ska realiseras behöver den aktuella enheten ligga på marginalen i just de timmarna.

Samlad bedömning och slutsatser

Värmelagringsmöjligheter i fjärrvärmesystemet gör det möjligt att flytta värmeproduktion i tid, öka användningen av mer gynnsamma produktionsslag, minska användningen av dyrare bränslen och i vissa fall öka kraftvärmeproduktionen. I framtida system med mer elbaserad fjärrvärmeproduktion kan fjärrvärmens framför allt bidra genom att absorbera el under timmar där detta är fördelaktigt. Värmelagringen i fjärrvärmesystemet ger dock ingen betydande nytta vid de mest ansträngda effektsituationerna i elsystemet. Att så inte är fallet beror på att fjärrvärmens bidrag i form av el från kraftvärme och undviken elbaserad fjärrvärmeproduktion redan till stor del nyttjas utan lager.

Värmelagring i fjärrvärmesystemet i form av ackumulatörer ger tydlig systemnytta för både fjärrvärmesektorn och elsystemet. Minskningarna i produktionskostnad uppgår till nästan 900 MSEK med utgångspunkt från dagens system. I absoluta tal är nyttan ungefär jämnt fördelad mellan fjärrvärmens och övriga elsystemet, medan den relativa nyttan är klart större för fjärrvärmesektorn. För ett framtida el- och fjärrvärmesystem så uppgår värdet till drygt 700 MSEK och även här är nyttan relativt jämnt fördelat mellan fjärrvärmesystemen och övriga elsystemet. Ökad ackumulatörkapacitet medför ytterligare minskningar i produktionskostnader men i avtagande grad.

Förutom de nyttor som här har analyserats för ackumulatörer finns även en rad drifffördelar i fjärrvärmeproduktionen som inte har analyserats här. Det berör exempelvis kortare driftavbrott i någon produktionsenhet eller en förenklad driftplanering.

Byggnadsflexibilitet ger i denna analys en mindre systemnytta än ackumulatörer och är inte adderbar till bidraget från ackumulatörerna (det finns alltså sammanlagringseffekter). Byggnadsflexibilitetens nytta är mer knuten till fjärrvärmesystemet och mindre till elsystemet jämfört med den nytta som ackumulatörerna bidrar med. Bedömningen av byggnadsflexibilitetens potential i denna studie kan dock betraktas som relativt konservativ.

Den samlade slutsatsen är att värmelagring i fjärrvärmesystemet är en relevant flexibilitetsresurs, men en resurs med begränsad påverkan på elsystemets mest ansträngda driftlägen. Värmelagring bör främst ses som ett sätt att minska produktionskostnader i fjärrvärmesystemet men den bidrar också till att förbättra samspelet mellan fjärrvärmeproduktion och elsystemet. Nyttan med värmelager kommer därmed också elsystemet till gagn. I ett elsystem med konkurrerande flexibilitetslösningar (exempelvis batterier) kommer fjärrvärmeflexibilitetens värde för elsystemet att bero på när fjärrvärmeflexibiliteten kan aktiveras, vilka produktionsenheter som ligger på marginalen och hur mycket konkurrerande flexibilitet i elsystemet som finns tillgänglig.