

En rapport på uppdrag av Fossilfritt Sverige

Risakanalys – vad händer med fjärrvärmén om vi slutar elda?

Vilka möjligheter och utmaningar skulle uppstå för energisystemen, kunderna och samhället av en uppvärmningssektor utan förbränning?

**Julia Renström
Kjerstin Ludvig
Emil Nyholm**

Januari 2026



Förord

Sverige har ett av världens mest välutvecklade fjärrvärmenät som ger värme till över hälften av landets byggnader. Det är ett klimatsmart system som utvecklats och byggts ut under flera decennier och ger oss unika svenska konkurrensfördelar. Men systemet står nu inför stora utmaningar. Hur vi agerar idag kommer att avgöra hur konkurrenskraftig fjärrvärmen är de närmaste decennierna.

Därför har vi gett i uppdrag till Profu att undersöka hur fjärrvärmeuppdraget kan lösas när alla färdplaner för fossilfri konkurrenskraft, som tagits fram av tjugotre branscher inom ramen för Fossilfritt Sverige, har genomförts. I denna framtid kommer konkurrensen om bioråvarorna att hårdna när fler branscher ska ersätta fossila insatsvaror och bränslen. Även avfall som idag går till förbränning kommer att bli en eftertraktad resurs när cirkulära lösningar skalas upp.

Några exempel som visar att konkurrensen om olika råvaror kommer att öka och påverka fjärrvärmens ekonomi är:

- Kemi- plast- och läkemedelsindustrins färdplan har som ambition att minska förbränningen av plast. Till 2045 har branschen som mål att 80 procent av kolatomerna som går in produktionen ska vara återvunna eller biobaserade.
- Sjöfarten och flyget kommer att behöva mer biodrivmedel som alltmer kommer att produceras av skogsrester.
- I skogsindustriernas färdplan finns ambitioner på ökat förädlingsvärde och ökning av träbaserade material och produkter.

Ny lagstiftning, både i Sverige och EU, kommer att påverka förutsättningarna på avfalls- och biomarknaden. Circular Economy Act ska främja cirkulär ekonomi i EU, nya krav på förpackningar och förpackningsavfall ska öka återvinningsgraden och stärka återvinnings lönsamhet, och i Sverige lanseras fastighetsnära insamling 2027. Dessutom kan LULUCF-förordningen, den pausade avskogningsförordningen och krav på inblandning av biobränsle och elektrobränslen i flyg och sjöfartsbränsle påverka utbudet av skogsråvara. De krav på energieffektiviseringar som ställs av EU kan tillsammans med ett varmare klimat också innebära att värmebehovet minskar. Enligt Energimyndighetens långsiktiga scenarion kan användningen av biobränslen för fjärrvärmeproduktion minska med upp till 86 procent till 2050.

För att få svar på frågan hur fjärrvärmebranschen förbereder sig för dessa nya omvärldsfaktorer har intervjuer gjorts med sju fjärrvärmeaktörer för att förstå deras lokala förutsättningar och utmaningar, och på så sätt försöka skapa en referenslista där andra aktörer kan dra lärdomar om hur de kan tänka framöver. I arbetet med rapporten har osäkerhetsfaktorerna dragit till sin spets, så långt att fjärrvärmen inte kan konkurrera om avfallet eller biobränslen.

Gemensamt för alla aktörer är att man förbereder sig för en framtid där konkurrensen om bioråvaran hårdnar. Det finns åtgärder som lyfts av flera av bolagen för att möta utmaningen, där ökad användning av värmepumpar, tillvaratagande av restvärme, sänkta framledningstemperaturer, säsongslager och sammankoppling av nät är de viktigaste. Vilka som är realistiska för de olika bolagen beror på lokala förutsättningar så som storlek på nät, elprisområde och tillgång på restvärme.

Tillsammans målar de en bild av ett framtida fjärrvärmebolag där nätet, flexibiliteten och marknadsplattformen är kärnan i affären, snarare än de stora produktionsanläggningarna. Vissa bolag genomför till exempel satsningar på CCS som är nödvändiga för Sveriges negativa utsläpp och CCU som kan spela en viktig roll för tillgången på fossilfria flyg- och sjöfartsbränslen.

Det är lättare för de stora systemen att differentiera och gradvis fasa in nya åtgärder och produktionsslag. För att kunna hantera förändrade förutsättningar på biobränsle- och avfallsmarknaderna är tillräckligt med tid särskilt viktigt för alla. Att behöva stänga stora produktionsanläggningar före de nått slutet på sin livstid kan bli svårhanterat. Och att behöva höja priser kan för samtliga kan innebära att kunder i stället byter till elbaserad uppvärmning.

Men det finns en chans att lösa flera av utmaningarna – och det är här datacentren kommer in. Just nu pågår en snabb ökning av ansökningar för att bygga datacenter i Sverige.

När arbetet med den här rapporten inleddes stod 1,3 GW datacenter på kö för anslutning till elnätet i Mellansverige (SE3). När den nu avslutas har den siffran höjts till 6,7 GW. Ökningen motsvarar ungefär tjugo städer stora som Uppsala.¹ Om förbränningsanläggningarna i fjärr- och kraftvärmen inte längre kan konkurrera om bränsle skulle effektbalansen i Sverige försämrats med ungefär 10 GW. Utvecklingen av fjärrvärmen och datacentren kan alltså bägge kraftigt påverka det svenska elsystemet.

Samtidigt kan datacentren bli en otroligt viktig värmekälla. Ett större datacenter kan enkelt producera tillräckligt med värme för en hel stad och i juni 2025 visade den kartläggning som Profu tog fram på uppdrag av Fossilfritt Sverige att det finns en teoretisk potential på 50 TWh restvärme till 2035 om industrisatsningar och datahallar byggs, och sen dess har anslutningskön växt. Här finns chansen att lösa flera utmaningar på en och samma gång. Mer nyttjande av restvärme kan frigöra de gröna atomerna som då kan generera högre värde i den fossilfria ekonomin.

Med rätt förutsättningar, stöd och planering kan datacenter bli ett stort bidrag till fjärrvärmen. Men då behöver politiken bidra med rätt förutsättningar och styrning så att tillvaratagandet av restvärme prioriteras i planeringen. Glädjande nog har regeringen gett Energimyndigheten i uppdrag att genomföra och föreslå åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmen vilket kan

¹ [Varningen: Stora datacenter kan höja elpriset - Ekot | Sveriges Radio](#)

skapa klarhet i hur branschen och politiken kan anpassa sig till de omvärldsfaktorer som testas i denna rapport.

Jag vill avslutningsvis tacka företagen och deras representanter för sina bidrag till rapporten och Kjerstin, Julia och Emil från Profu som har skrivit rapporten. Det har varit en lång och mycket lärorik process där Profu är ansvariga för innehållet i rapporten och Fossilfritt Sverige står bakom de övergripande slutsatserna. Ett stort tack till Bodens Energi, Härnösand Energi & Miljö, Vattenfall, Öresundskraft, Göteborg Energi, Umeå Energi och Solör Bioenergi som delat med sig av sina unika insikter i denna rapport.

Fjärrvärmenäten är en klenod i det svenska energisystemet och jag hoppas att denna rapport väcker nya tankar och bidrar till en fortsatt diskussion på hur vi på bästa sätt kan utveckla ett resurseffektivt och konkurrenskraftigt Fossilfritt Sverige.

Svante Axelsson

Nationell samordnare, Fossilfritt Sverige

Sammanfattning

Syftet med denna utredning har varit att undersöka hur svensk uppvärmning, lokalt och nationellt, skulle kunna se ut i ett framtidsscenario där förbränning inte längre är ett alternativ. Fokus ligger på fjärrvärmesystemen och vilka systemkonsekvenser, möjligheter och utmaningar som uppstår för energisystemet och samhället i stort. Avsikten är inte att presentera en prognos eller målbild, utan att skapa ett diskussionsunderlag kring möjliga framtider, resursanvändning och vilka politiska och tekniska förutsättningar som kan krävas. Analysen bygger på offentlig statistik, räkneexempel och intervjuer med sju energibolag.

Fjärrvärmesystemet står idag för cirka hälften av landets uppvärmning och baseras till stor del på biobränslen och avfallsförbränning. Om förbränning fasas ut frigörs omkring 50 TWh energi per år, framför allt oförädlade biobränslen och avfall, som i stället kan användas i andra sektorer. Samtidigt innebär scenariot ett kraftigt ökat behov av el i uppvärmningssektorn. Nationella beräkningar tyder på ett ökat elbehov om ca 20 TWh per år samt ett ökat effektbehov på upp till 10 GW. Denna utvecklingsväg skulle alltså inte bara påverka uppvärmningssektorn, utan också elsystemet.

Lokala konsekvenser

Ett räkneexempel för en medelstor kommun visar hur bortfall av kraftvärme där kan leda till mer än 50 procents ökning av det lokala elbehovet och nästan en fördubbling av effektbehovet under kalla timmar. Samtidigt minskar bränsleanvändningen, framför allt av avfall och skogsflis. Detta illustrerar både möjligheten att frigöra resurser till andra sektorer och de nya utmaningar som uppstår för lokal elförsörjning och beredskap. Sammantaget visar rapportens räkneexempel hur lokala konsekvenser kan förstärka och konkretisera de nationella utvecklingsmönster som identifierats.

Fjärrvärmebolagens förutsättningar och behov

Intervjuer med sju energibolag visar att de delar flera gemensamma utmaningar men har olika förutsättningar beroende på systemstorlek, bränslemix och tillgång till lokala resurser.

- **Restvärme och värmepumpar** ses av alla som centrala lösningar framåt, men tillgång, temperatur och mognadsgrad i affärsupplägg skiljer sig åt.
- **Gradvis omställning** bedöms som nödvändig för att utveckla kompetens och bygga samarbeten, medan snabba skiften riskerar att underminera konkurrenskraften.
- **Stora system** med diversifierade bränslen och sammankopplade nät har bättre förutsättningar än mindre orter, som ofta är starkt beroende av biobränslen.
- **Elberoendet** väntas öka kraftigt, vilket ses som en risk särskilt under kalla perioder.

- **Kundernas roll förändras:** antingen genom förändrade förutsättningar om fjärrvärmens försvagas, eller genom större samverkan i ett förnyat fjärrvärmesystem.
- **Systemnyttor** som lokal elproduktion, avfallsbehandling och beredskap riskerar att gå förlorade om förbränningen försvinner och dessa nyttor inte värderas.

Möjligheter och utmaningar

Ett förbränningsfritt fjärrvärmesystem kan innebära ökad resurseffektivitet, förutsatt att avfallsströmmar och -hanteringen utvecklas, och att lågtempererade lösningar stimuleras. Det kan också skapa förutsättningar för förändrade kundrelationer genom aktiv styrning och flexibilitet. Därtill kan klimatprofilen stärkas genom lägre direkta utsläpp, vilket minskar kostnader för utsläppsätter och kan öka acceptansen hos vissa grupper. Om regelverken ger rätt signaler kan dessutom innovationskraften i sektorn växa.

Utredningen visar samtidigt att en utfasning av förbränning innebär betydande risker för energisystemet. Bland annat kan viktiga systemnyttor gå förlorade, såsom fjärr- och kraftvärmens bidrag till effektbalans, lokal elproduktion, beredskap. Även potentialen för negativa utsläpp genom koldioxidinfångning kan försvagas. Dessutom finns risk att fjärrvärmens konkurrenskraft urholkas i jämförelse med individuella lösningar. Det kan i förlängningen hota hela infrastrukturen, även delar som inte direkt är beroende av förbränning.

Vägval framåt

En eventuell omställning till ett uppvärmningssystem utan förbränning kräver tid för gradvisa förändringar, utveckling av ny teknik och starkare samverkan med kunder. Beroendet skiftar från biobränslen och avfall till el, vilket ställer höga krav på planering av effektbalansen. Långsiktiga styrmedel som erkänner fjärrvärmens systemnyttor framhålls av energibolagen som avgörande för investeringar och konkurrenskraft. Möjligheterna att klara en sådan omställning kommer att vara starkt beroende av lokala förutsättningar.

Sammanfattningsvis visar analysen att en utfasning av förbränning innebär både möjligheter och betydande risker. Fjärrvärmens framtida roll avgörs av hur väl utvecklingen planeras och av vilka politiska och affärsmässiga förutsättningar som skapas.

Innehåll

Sammanfattning	i
Innehåll.....	iii
Inledning.....	1
Nulägesbild av lokala fjärrvärmesystem.....	3
Bränsleförbrukning i olika typer av fjärrvärmesystem.....	4
Produktionsförutsättningar för olika typer av fjärrvärmesystem.....	9
Bränsleanvändning för uppvärmning utanför fjärrvärmesektorn.....	11
Alternativa uppvärmningstekniker	12
Nationella värmescenarier	15
Lokala värmemarknader – möjligheter och utmaningar.....	18
Helsingborg.....	19
Göteborg	24
Uppsala.....	30
Härnösand	33
Umeå	37
Boden	42
Solör Bioenergi.....	46
Summering av fallen och reflektion kring kostnader	48
Hur mycket resurser kan frigöras och vad ersätter?.....	50
Bränsleresurser som skulle kunna nyttjas till annat	50
Vad som ersätter - Räkneexempel	51
Systemkonsekvenser för upphörd förbränning.....	55
Möjligheter vid minskad förbränning	55
Flera systemnyttor minskar eller försvinner	56
Försvagad konkurrenskraft ökar risk för bortfall av även icke- förbränningsberoende nyttor	57
Summering av systemkonsekvenser	57
Slutsatser	58
Referenser.....	62
Bilaga 1: Intervjuer.....	63
Intervjuade personer	63

Inledning

Syftet med detta projekt är att undersöka hur uppvärmningen i Sverige, lokalt respektive nationellt, skulle kunna se ut i en framtid där förbränning i uppvärmningssektorn inte är ett alternativ, samt diskutera vilka systemkonsekvenser, möjligheter och utmaningar ett sådant uppvärmningssystem kan få för omgivande energisystem och samhälle. Fokus ligger på fjärrvärme, då individuell uppvärmning med förbränning endast utgör en mindre andel av total svensk uppvärmningssektor. Resultaten kan användas som diskussionsunderlag för samtal om framtidens uppvärmningssektor och konkurrens om resurser.

Arbetet har utgått från en ambition att ifrågasätta etablerade tankemönster och perspektiv. Det framtidsscenario som presenteras utan förbränningsbaserad uppvärmning, ska betraktas som ett extremscenario avsett att utmana föreställningar och stimulera till en diskussion om förutsättningar och möjliga konsekvenser. Extremscenariot utgår från att konkurrensen om bioresurser kommer att vara så hög att uppvärmningssektorn inte kan nyttja dessa samtidigt som leveranserna av restvärme från avfallsförbränning minskar/försvinner på grund av minskade avfallsmängder eller genombrott för tekniker för förgasning av avfall. Att det skulle bli konkurrens om avfall till den grad att förbränning som form av avfallshantering skulle upphöra helt i hela landet bedöms som osannolikt inom överskådlig tid, men utgör ett nödvändigt antagande för att pröva extremfallet. Syftet är således inte att beskriva en önskad eller sannolik framtid, utan att pröva gränserna för vad som kan vara möjligt.

För att belysa lokala förutsättningar, möjligheter och konsekvenser har intervjuer genomförts med sju energibolag. Samtliga erbjuder i dag fjärrvärme som helt eller delvis baseras på biobränsle och/eller avfall. I intervjuerna har bolagen redogjort för sin nuvarande affärsverksamhet, sina mål och planer på både kort och lång sikt, samt resonerat kring hur de skulle hantera det så kallade extremscenariot. De lokala fallbeskrivningarna syftar till att belysa specifika förutsättningar och utmaningar som råder på respektive ort, samt att tydliggöra de strategier och initiativ som finns eller behöver utforskas för att möta framtida behov.

Projektet har genomförts av Profu på uppdrag av Fossilfritt Sverige och utgör en fortsättning på den restvärmekartläggning som genomfördes under vintern 2024/25 och publicerades i maj 2025¹. Frågeställningarna och urvalet av fallstudiesystem har utarbetats i dialog med Fossilfritt Sverige, medan Profu har ansvarat för intervjuer, analyser och rapportens utformning. Profu ansvarar för allt innehåll och tolkningar.

¹ Se Renström och Ludvig, 2025. Kartläggning av restvärmeflöden i Sverige idag och i framtiden - teoretisk potential och möjligheter att ta vara på denna i befintliga fjärrvärmesystem.

Statistiken som presenteras i rapporten är inhämtad från Energiföretagen Sveriges sammanställning "Tillförd energi till kraftvärme och fjärrvärmeproduktion och fjärrvärmeleveranser 2024"², om inget annat anges.

Genomgående i rapporten har olika bränslen grupperats in i kategorier för visualiseringar och beräkningar. Bränslekategorierna som nyttjats visas i Tabell 1, och bygger på bränsletyper som finns redovisade i Energiföretagens statistik.

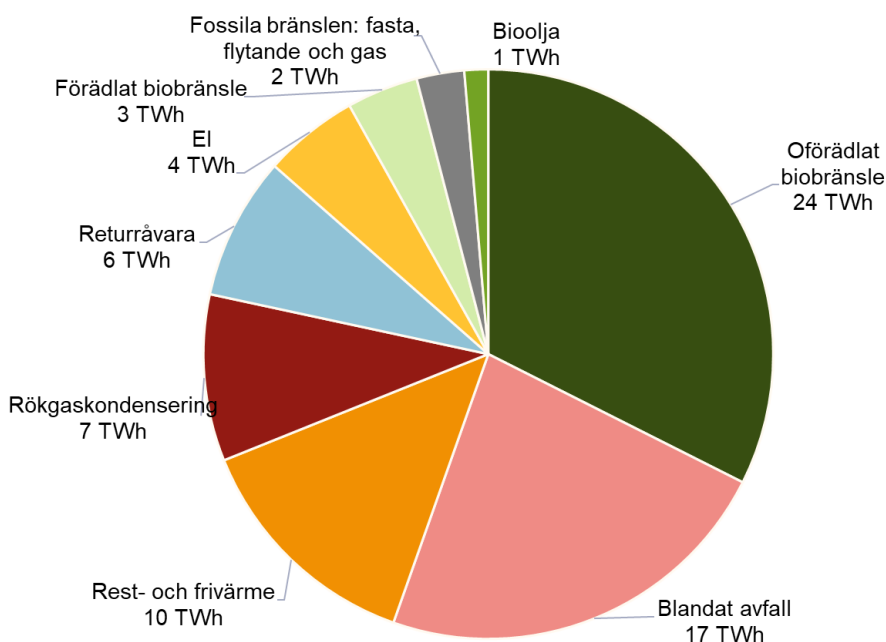
Tabell 1. Olika bränslekategorier och förklaring till vad som ingår i dessa.

Bränslekategori	Förklaring
Oförädlade biobränslen	Bark, grot, spån, stamvedsflis, åkergrödor och övrigt oförädlad biobränsle
Förädlade biobränslen	Träpellets, träbriketter, träpulver, övrigt förädlad biobränsle
Blandat avfall	Restvärme från avfallsförbränning
Returråvara	Impregnerat trä: CCA, impregnerat trä: kreosot, impregnerat trä: nya kopparbaserade medel, målad RT-flis, vit RT-flis (med spånskiva), vit RT-flis (utan spånskiva)
Rest- och frivärme	Återvunnen industriell restvärme, biogas, deponi- och rötgas samt avfallsgas från stålindustrin, värmekälla till värmepumpar (tex renat avloppsvatten, sjövattnet, geotermi, lågtempererad spillvärme m.m.)
Bioolja	Bioolja, HVO Rapsolja, HVO Slaktavfall, HVO Tallolja, Tallbecksolja, HVO Used cooking oil, RME
EI	Elpannor- elförbrukning, värmepumpar- elförbrukning, hjälpel
Fossila bränslen: fasta, flytande och gas	Stenkol, EO1, EO2, inkl. WRD, EO3-5, naturgas, torv, övrigt fossilt
Mix, fasta biobränslen	Oförädlade biobränslen + Förädlade biobränslen
Mix	Oförädlade biobränslen + Förädlade biobränslen + Avfall + Returråvara + Rest- och frivärme + EI + Övrigt

² Energiföretagen Sverige, 2025. Tillförd energi till kraftvärme och fjärrvärmeproduktion och fjärrvärmeleveranser 2024. Tillgänglig från <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/tillford-energi/>. Då miljöprodukter förekommer i redovisningen av värmeproduktion för några fjärrvärmenät kan viss dubbelräkning förekomma.

Nulägesbild av lokala fjärrvärmesystem

I Sverige levereras varje år ca 100 TWh nettovärme till flerbostadshus, lokaler, småhus och för uppvärmning av industrilokaler. Fjärrvärme står för ca hälften av dessa värmeleveranser, samtidigt som branschen årligen också levererar ca 6–8 TWh el genom kraftvärme. För att producera fjärrvärme och kraftvärme används årligen ca 30 TWh biobränslen (fast, flytande och gas) samt ungefär lika mycket återvunnen värme från avfallsförbränning, rökgaskondensering och olika typer av rest- och frivärme, se Figur 1³. Sammantaget är ca 80–85% av fjärrvärme- och kraftvärmeproduktionen förbränningsbaserad, dvs baserad på direkt förbränning, rökgaskondensering samt värmeåtervinning från avfallsförbränning.



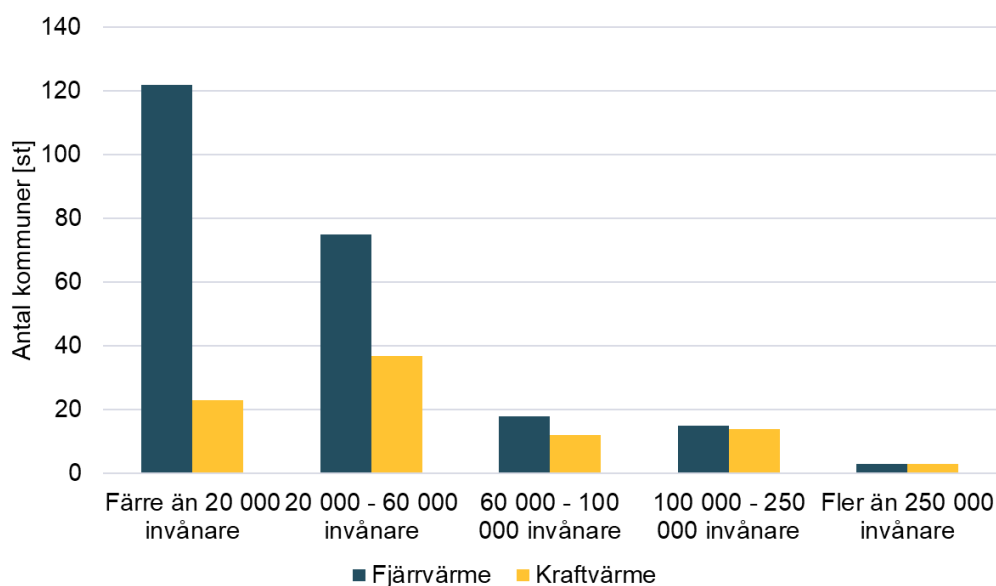
Figur 1. Total bränsleanvändning [TWh] för fjärrvärme- och kraftvärmeproduktion i Sverige 2024. Se bränsleförklaringar i Tabell 1. Statistik från Energiföretagen Sverige, bearbetad av Profu.

Bakom statistiken i Figur 1 gömmer sig nästan 450 separata fjärrvärmenät som tillsammans utgör Sveriges fjärrvärmesektor. Dessa nät bygger alla på samma princip, att leverera centralt producerad värme (samt eventuellt el och ånga) till sina decentraliserade kunder genom ett sammanhängande distributionssystem. Därutöver varierar fjärrvärmenäten i stor utsträckning genom skillnad i bränsleförbrukning, leveranser, elproduktion, ägarstrukturer, affärsmodeller m.m. För att verkligen förstå möjligheter och utmaningar med en uppvärmningssektor utan förbränning behövs därför analyser i lokal kontext, där unika egenskaper och förutsättningar i respektive fjärrvärmenät tas i beaktning.

³ Som jämförelse kan noteras att massa- och pappersindustrin utnyttjar 60-65 TWh biobränsle för egen användning (Källa: Skogsindustriernas miljödatabas).

Trots behovet av individuell analys har en översiktlig kategorisering av Sveriges fjärrvärmenät gjorts i denna rapport. Kategoriseringen baseras på kommunal folkmängd samt huvudsakligt bränsle i den lokala fjärrvärmeproduktionen. Syftet är att möjliggöra vissa generella slutsatser om konsekvenser för olika typer av nät samt landet som helhet ifall förbränning inte skulle vara möjligt. Lokal analys behöver emellertid göras för att verkligen förstå hur extremscenariot skulle kunna påverka respektive enskilt fjärrvärmenät och kringliggande lokalsamhälle. Se fördjupningar om några lokala fjärrvärmesystem i avsnittet Lokala värmemarknader – möjligheter och utmaningar.

I Figur 2 visas de olika kategorierna av kommuner baserat på dess befolkning, liksom huruvida det finns fjärrvärmeproduktion respektive kraftvärmeproduktion inom dessa kommuner. Totalt finns fjärrvärme i över 230 av landets 290 kommuner, medan kraftvärme finns i ca 90 kommuner.



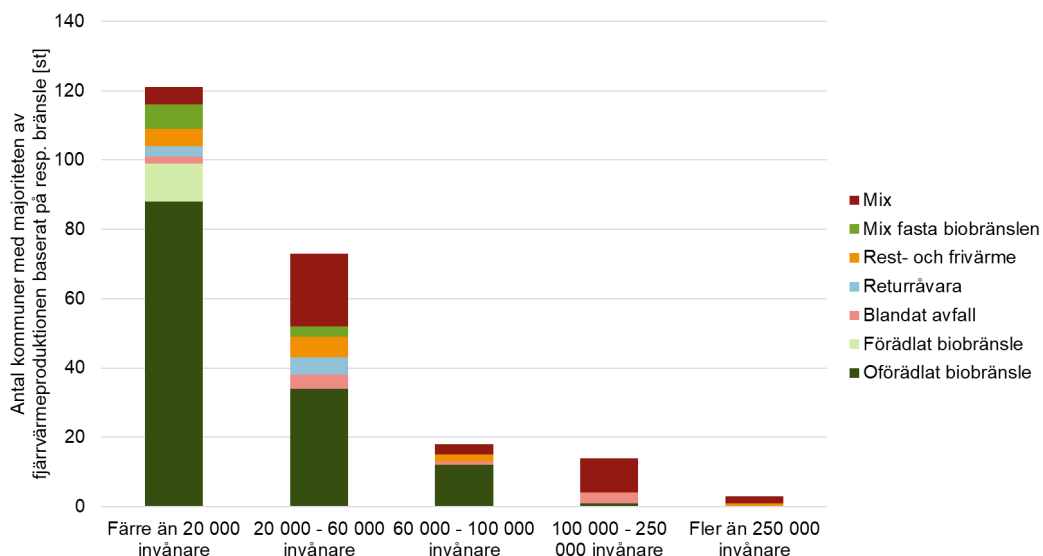
Figur 2. Antal kommuner inom olika folkmängdskategorier som har fjärrvärme respektive kraftvärme. Fjärrvärme produceras vid samtliga anläggningar som har kraftvärme, men många fjärrvärmeanläggningar saknar elproduktion. Statistik från Energiföretagen Sverige, bearbetad av Profu.

Som indikeras i Figur 2 finns fjärrvärme i över 120 kommuner som har färre än 20 000 invånare. Majoriteten av dessa saknar kraftvärme, dvs det produceras endast hetvatten, och eventuellt även ånga, men ingen el. Ju större kommunerna blir desto fler har produktionsanläggningar som genererar såväl el som värme. Som kan ses i figuren finns kraftvärme i princip i samtliga av Sveriges större städer.

Bränsleförbrukning i olika typer av fjärrvärmesystem

De olika bränslekategorierna som nyttjas i kategoriseringen av fjärrvärmesystem och visas i figurer i detta avsnitt förklaras i Tabell 1.

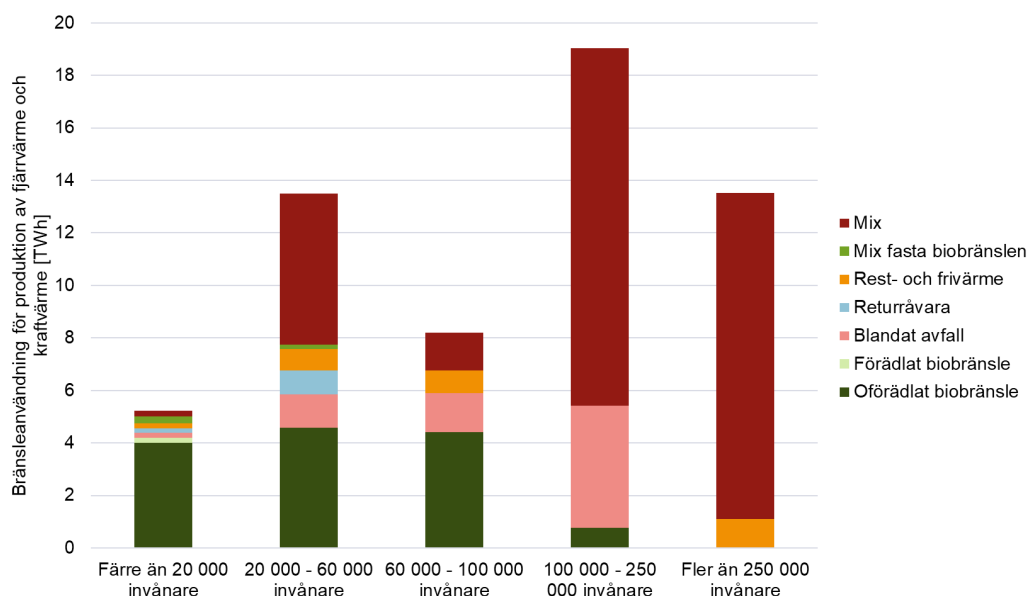
Figur 3 visar vilken bränsletyp som utgör mer än 60% av den lokala bränslemixen för respektive kommuntyp.



Figur 3. Antal kommuner inom olika folkmängdskategorier vars lokala fjärr- och kraftvärmeproduktion i huvudsak (>60%) baseras på olika typer av bränslen. "Mix" avser en bränslemix där ingen enskild bränslekategori utgör >60% av den lokala bränslemixen. 98% av svenska kommuner där fjärrvärme finns tillgängligt finns representerade i bilden. Statistik från Energiföretagen Sverige, bearbetad av Profu.

I Figur 3 framgår att i ca 90 av landets minsta kommuner med fjärrvärme utgörs majoriteten av bränslemixen av olika typer av oförädlade biobränslen. Förädlade biobränslen och/eller en mix av fasta biobränslen av olika kvalitet utgör det huvudsakliga bränslet i de flesta andra kommuner inom denna kategori. Endast ett fåtal av de mindre kommunerna har avfall eller restvärme som sin huvudsakliga bränslekälla. Biobränslen utgör därmed en stor del av fjärr- och kraftvärmeproduktionen i mindre kommuner idag. Ju större kommunerna blir desto fler har en mix av olika bränsletyper som bas för sin fjärr- och kraftvärmeproduktion. På många håll är det vanligt att oförädlade biobränslen och restvärme från avfallsförbränning och/eller större industrier tillsammans utgör över 60% av den lokala bränslemixen (dvs "kategorin "Mix" i Figur 3).

Bilden från Figur 3 kompletteras i Figur 4, där total bränsleanvändning för samma kommun- och bränslekategorier visas. Här blir det tydligt att även om det handlar om ett stort antal mindre kommuner som i sig är starkt beroende av biobränslen, så står dessa endast för en mindre del (ca en fjärdedel) av total biobränsleanvändning i svensk fjärrvärmeproduktion.



Figur 4. Bränsleanvändning för produktion av fjärr- och kraftvärme [TWh] inom olika kommun- och bränslekategorier. Statistik från Energiföretagen Sverige, bearbetad av Profu.

De flesta små kommuner med fjärrvärme är med andra ord känsliga för om biobränslepriser skulle öka markant, samtidigt som mängden bränslen som skulle frigöras till annat, ifall förbränning på dessa orter skulle försvinna, skulle bli relativt liten. Större orter har å andra sidan ofta större spridning av bränsletyper i sin bränslemix, vilket kan bidra till ökad resiliens mot kraftigt ökade priser respektive minskad tillgänglighet på olika bränsletyper.

I många större kommuner finns också kraftvärme (se Figur 2) vilket även det kan bidra till minskad känslighet för ökade bränslepriser då det utgör en kompletterande intäktskälla. Det är samtidigt i de större systemen som majoriteten av bränslena förbränns, och därmed där störst potential att frigöra resurser finns.

Biobränsle - ett samlingsbegrepp för olika typer av resurser

Biobränslen utgör idag en central del av Sveriges energiförsörjning. Riklig tillgång till biobränslen till konkurrenskraftigt pris har historiskt bidragit till att möjliggöra utfasningen av fossila bränslen i energisektorn. Konkurrensen om dessa bioresurser förväntas öka framöver, i takt med att omställningen från fossila råvaror och fossil energi intensifieras inom flera sektorer. Såväl plast- och kemisektorn som produktion av förnybara bränslen till transportsektorn kommer att behöva stora volymer av bioråvara av olika kvalitet.

Biobränslen som används inom energisektorn kan delas in i flera fraktioner beroende på ursprung och grad av förädling. Primära eller oförädlade skogsbränslen omfattar exempelvis grenar och toppar (grot), stamvedsflis, stubbar samt park- och trädgårdsrester. Till de oförädlade biobränslena räknas även industriella biprodukter från sågverk och massaindustri såsom bark, spån, torrflis och svartlut. Därtill används förädlade biobränslen, såsom pellets och briketter, återvunnet trädbränsle såsom returträflis (RT-flis) från rivningsvirke samt flytande och gasformiga biobränslen som bioolja och biogas i specifika applikationer. Varje fraktion har unika egenskaper avseende energiinnehåll, fukthalt och hanterbarhet, vilket påverkar dess användning i olika typer av anläggningar. Nedan följer en beskrivning av de olika fraktionerna, med syfte att tydliggöra den variation som begreppet biobränslen omfattar.

Oförädlade trädbränslen

Dessa omfattar skogsrester och biprodukter från skogsindustrin som används direkt efter sönderdelning och eventuell torkning, exempelvis:

- Grot (grenar och toppar). Står för ca 10 TWh i energibolagens bränslemix (ca 17 procent) och är vanligt vid fjärrvärmeproduktion.
- Stamvedsflis och bränsleved. Har hög energitäthet. Används i kraftvärme och industriella pannor.
- Bark, spån och torrflis. Restprodukter från sågverk och massabruk, används ofta för intern energiförsörjning inom industrin och i fjärrvärmeproduktion.

I Sverige har vi god tillgång till oförädlade biobränslen i hela landet. Produktionskostnaden är relativt låg och logistikkedjor väletablerade. Användningen av oförädlade biobränslen kan dock begränsas av transportkostnader (ofördelaktigt att transportera långa avstånd eftersom fukthalten kan vara upp till 50 procent), säsongsvariationer i tillgång och fukthalt samt att det kräver stora lagringsytor.

Förädlade trädbränslen

Pellets och briketter framställs genom torkning och pressning av sågspån, kutterspån eller annan biomassa.

- Pellets. Standardiserad produkt med hög energitäthet. Lämpad för både små och stora pannor.
- Briketter. Liknar pellets men är större och används främst i industriella anläggningar.

Fördelarna med att använda förädlade biobränslen är att de innehar hög och jämn kvalitet samt är lätt att transportera och lagra. Produktionskostnaden är dock betydligt högre än för oförädlade bränslen och priset för bränslekund är ca 40–80 procent högre. Priserna på såväl förädlade som oförädlade biobränslen steg kraftigt under vintrarna 2022/23 och 2023/24, men inför vintern 25/26 tycks priserna sjunka tillbaka något, om än fortfarande markant högre än priserna före 2022.

Övriga bränslen med biogent innehåll

Nedanstående bränslen har helt eller delvis biogent ursprung men kommer ofta från avfallsströmmar.

- Bioolja. Flytande bränsle från förnybara råvaror, används i spets- och reservlastpannor
- Avfallsbränslen, flera olika typer. Till exempel kan kommunalt restavfall (bland annat hushålls- och verksamhetsavfall) innehålla ca 50–60% biogent innehåll. Det avfall som omhändertas i Sverige är delvis importerat, främst från Norge, Storbritannien och Italien.
- RT-flis. Flis från rivningsvirke, innehåller både biogena och fossila komponenter. Vit RT-flis (ej spånskivor, plywood och liknande) har inget fossilt innehåll medan annat returträ såsom spånskivor och impregnerat trä år 2024 fick nya hänvisningsvärden vad gäller fossilt innehåll av Naturvårdsverket.
- Utsorterade avfallsbränslen. Nischmarknad med små volymer.

Dessa övriga bränslen utnyttjar därmed restströmmar i samhället och kan bidra till energi- och resurseffektiv avfallshantering av avfallsströmmar som inte får eller bör cirkulera i samhället. Nackdelarna för energibolag att använda dessa bränsleflöden är deras varierande kvalitet, att de kan innehålla icke-förnybara fraktioner samt att det kräver avancerad rökgasrening.

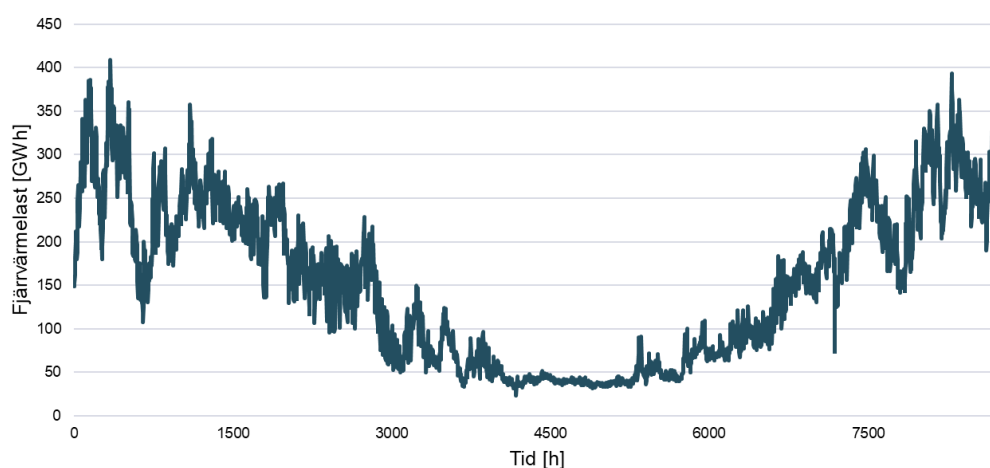
Produktionsförutsättningar för olika typer av fjärrvärmesystem

I kommande avsnitt ges en kort introduktion till produktionsoptimering av kraft- och fjärrvärmeproduktion, illustrerat av ett lokalt exempelsystem i Mellansverige.

Produktion av värme, ånga och el i svenska kraft- och fjärrvärmesystem ser olika ut beroende på till exempel:

- variationer i efterfrågan på värme och ånga, vilken i sin tur är starkt beroende av utomhustemperaturen på orten⁴
- möjlighet till kraftvärmeproduktion (och därmed elpriset i det aktuella elprisområdet)
- typ, ålder och placering av systemens produktionsanläggningar
- distributionsnätets storlek
- lokala förutsättningar för värmelager och flexibilitetspotential hos större kunder
- bränslepriser och tillgång till närliggande restvärmekällor av tillräcklig kvalitet⁵

I Figur 5 visas ett exempel på hur efterfrågan på fjärrvärme i en medelstor svensk stad i Mellansverige skulle kunna se ut under ett framtida år (ca 2035).



Figur 5. Exempel på hur efterfrågan på fjärrvärme kan variera över året i ett fjärrvärmesystem i en medelstor svensk stad i Mellansverige ca år 2035. Timme 1 motsvarar midnatt den första januari.

Ett exempel på de säsongsvisa skillnaderna i värmebehov som förekommer i alla svenska fjärrvärmesystem visualiseras i Figur 5. I detta fall är värmeefterfrågan ofta mellan 300 – 400 MW under de kallaste vintermånaderna, medan efterfrågan på sommaren ofta understiger 50 MW (som lägst ca 20MW). Effektbehovet för mindre orter har ett liknande mönster fast med efterfrågakurvan nedsänkt till betydligt lägre effekter. Vidare blir toppeffektbehovet för fjärrvärmesystem i norra

⁴ Ett system med många bostadshus och verksamhetslokaler har exempelvis ofta ett starkt utomhustemperaturberoende, medan ett system som även levererar processvärme och/eller ånga till industrier kan ha ett något mindre temperaturberoende.

⁵ Renström och Ludvig, 2025. Restvärme i Sverige idag och i framtiden, 2025.

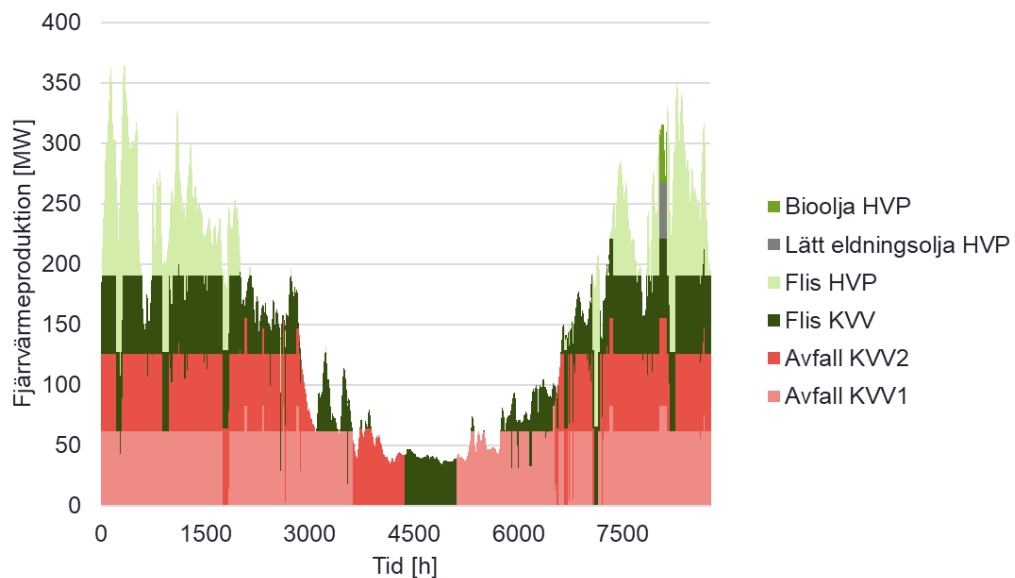
Sverige generellt högre än för system med liknande storlek längre söderut, på grund av kallare temperaturer under främst vintersäsongen. För system i norra Sverige blir leveranskurvan därför ofta något brantare än den som visas i Figur 5.

Fjärrvärmeproduktionen styrs i grunden av kostnadsoptimering: den produktionsresurs som har lägst rörlig kostnad används i första hand. När efterfrågan ökar startas successivt dyrare produktionsanläggningar tills behovet är täckt. Påverkan från säsongsvariationer, anläggningarnas tekniska egenskaper samt elpriset i kraftvärmeanläggningar gör att systemen körs på olika sätt i olika städer. Utöver kostnadsordningen spelar även praktiska faktorer in, såsom krav på minsta driftlast, planerade revisioner och oplanerade stopp.

Typisk baskraft, dvs de enheter som har lägst rörlig produktionskostnad och därför körs under majoriteten av årets timmar, är anläggningar som drivs med avfalls⁶- och/eller vissa returbränslen samt nyttjande av industriella restvärmeströmmar. Dessa följs typiskt i driftordningen av pannor med oförädlade biobränslen och eventuella värmepumpar med olika typer av medel- och lågtempererad restvärme, sjövattnen etc. som värmekälla. Ju mer förädlade bränslefraktioner desto dyrare är de generellt att köpa in, vilket bidrar till en högre produktionskostnad. Under de få timmar på året då de största pannorna med billigast bränsle inte räcker till för att möta värmeefterfrågan (tex för att det är mycket kallt ute eller för att någon baslastpanna är tillfälligt indisponibel) så nyttjas olika typer av spetslastpannor, ofta eldade med olika bio- och/eller fossila oljor.

Ett exempel på hur fjärrproduktionen i en medelstor svensk stad med samma lastkurva som kan ses i Figur 5 visas i Figur 6.

⁶ Notera att avfallsförbränning är en avfallsbehandlingsåtgärd som främst syftar till kvittgörande av avfall, där tillvaratagande av restvärme från denna process är ett sätt att öka resurseffektiviteten i processen. Bolag som erbjuder tjänsten "energiåtervinning av avfall" har därmed ingått avtal om att destruera en viss mängd avfall inom en viss tid. Därför behöver avfallsförbränningsanläggningar ibland köras även då det inte finns tillräcklig värmeefterfrågan för att ta vara på restenergin eller vid tillfällen då andra värmeproduktionsenheter, som värmeväxling med en industriell restvärmeström, har lägre produktionskostnad.



Figur 6. Exempel på ett produktionsdiagram för en kraft- och fjärrvärmeanläggning i en medelstor svensk stad i Mellansverige ca 2035. KVV = kraftvärmeverk, HVP = hetvattenpanna. Total värmeproduktion är ca 1,3 TWh.

I Figur 6 kan ses hur fjärrvärmeproduktionssystemets olika avfallspannor med kraftvärme (Avfall KVV 1 och 2) körs i första hand. Här beslutar faktorer som pannornas effektivitet och planerade avställningar vilken av dessa som går i första hand. För de månader under året då avfallspannorna inte har tillräcklig kapacitet tillgänglig för att täcka värmebehovet körs även produktionssystemets flispannor (Flis KVV 1 och 2), även dessa med kraftvärme. Under majoriteten av årets timmar finns därmed även möjlighet till elproduktion från kraftvärme i just detta produktionssystem. Total elproduktion från kraftvärme uppgår till ca 250 GWh under året, med en maxeffekt levererad på 57 MW. Spetspannor drivna med eldningsolja körs de få timmar då övriga produktionseinheter inte räcker till för att möta värmeefterfrågan i systemet.

En jämförelse mellan Figur 5 och Figur 6 visar att värmeefterfrågan inte alltid möts av tillräcklig värmeproduktion under exempelvis flera av årets höglasttimmar. Maximal värmeeffekt som levereras från produktionssystemet är knappt 360 MWh, medan maximal efterfrågan nästan uppgår till 410 GWh. Diskrepansen beror på att fjärrvärmesystemet som exemplifieras har tillgång till ett värmelager i form av en ackumulatortank på 100 MW. Detta lager möjliggör förflyttning av värmelast i tid så att kraft- och fjärrvärmesystemets produktion kan optimeras för att uppnå lägsta möjliga produktionskostnad, bl.a. genom att undvika vissa effektoppar och att matcha elproduktionen till timmar med särskilt höga elpriser.

Bränsleanvändning för uppvärmning utanför fjärrvärmesektorn

Biobränslen som ved, pellets och briketter används inte enbart i fjärrvärmesystem utan också för individuell uppvärmning av till exempel småhus och fritidshus samt inom jordbruket och i mindre industrier. Vedeldning är fortfarande vanligt i många hushåll, ofta som ett komplement till andra värmekällor, medan pelletseldade pannor och kaminer ger ett mer automatiserat alternativ. Dessa lösningar bidrar till att minska användningen av fossila bränslen, men spelar också en viktig roll i energiförsörjningen på lokal nivå.

Tabell 2. Användning av ved, flis/spån och pellets i småhus, flerbostadshus och lokaler 2023. Källa: Bearbetad information från Energimyndighetens Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler, september 2025

	Ved	Flis/spån	Pellets	Totalt
Småhus	6,4	0,6	1,4	8,3
Flerbostadshus & lokaler	0,03	0,05	0,4	0,5
TOTALT				8,8

Alternativa uppvärmningstekniker

Vad händer om vi inte längre kan använda förbränning av biobränslen och avfall för att producera värme? Det är en fråga som utmanar grunden för hur det svenska uppvärmningssystemet ser ut idag. Förbränning är i dagsläget den dominerande tekniken i fjärrvärmen och en viktig källa till både värme och el. Om den möjligheten faller bort behöver helt andra lösningar ta över.

För att förstå vilka alternativa uppvärmningslösningar som finns ges här en tekniköversikt. Det handlar både om kollektiva lösningar som fjärrvärme baserad på restvärme, eldrivna tekniker eller geotermi, och om individuella lösningar. Vilka tekniker som är mest relevanta beror till stor del på lokala förutsättningar.

Idag står fjärrvärmesystemen för en stor del av uppvärmningen i Sverige, särskilt i tätorter. I det framtida scenario som undersöks i denna utredning, där förbränning av biobränslen och avfall inte längre är möjlig, är det dock inte givet att fjärrvärmen kan ha samma dominerande roll. De tekniker som kan ersätta eller komplettera förbränningen har olika förutsättningar beroende på om de används i storskaliga, centraliserade system eller i individuella, fastighetsnära lösningar. I det följande avsnittet presenteras därför ett antal alternativ, med fokus på deras möjligheter och utmaningar i respektive tillämpning.

Det finns många tekniker som kan bidra i ett värmesystem utan förbränning:

- **Stora värmepumpar** i fjärrvärmesystem kan leverera relativt höga temperaturer och stora volymer. Driften av värmepumparna är beroende av både elpriser och tillgång på lämpliga värmekällor. Stärker kopplingen mellan el- och värmesystem.
- **Mindre fastighetsnära värmepumpar** är redan mycket spridda och ger effektiv värme i enskilda byggnader, men kan leda till ökad belastningen på elsystemet under kalla dagar.
- **Elpannor** är enkla och flexibla, men har höga driftkostnader och lämpar sig bäst som spets- eller reservlast.
- **Geoenergi och geotermi** kan ge stabil och väderoberoende värme, men förutsättningarna varierar geografiskt och djupgeotermi är ännu under utveckling.
- **Solvärme** har stark säsongs- och dygnsvariation samt är väderberoende (minskad instrålning under molniga dagar). Tekniken har störst potentialdagtid under sommarmånader då uppvärmningsbehovet är lågt.

- **Värmelager/ackumulatorer** kan jämna ut variationer från timmar till hela säsonger, men kräver rätt geologiska eller markmässiga förutsättningar.
- **Restvärme** är resurseffektivt och kan ge stora volymer där det finns tillgång, men är platsbundet och förutsätter ofta fjärrvärmenät. Stora variationer i tillgång över geografiska områden, över året samt i temperaturnivåer gör att möjligheterna att nyttja restvärme behöver analyseras lokalt. Utveckling av lågtempererade fjärr- eller närvärmenät ökar förutsättningar för att nyttja låg- eller mellantempererad restvärme.
- **Kärnvärme** kan leverera stabil och utsläppsfri baslast i fjärrvärmenät, men kräver mycket stora investeringar och kan generera frågor kring säkerhet och acceptans. Mognadsgraden för ren kärnvärme och SMR är låg, då konceptet ännu inte har testats i större skala.
- **Energieffektivisering och efterfrågeflexibilitet** minskar behovet av produktion. Effektivisering sänker långsiktigt energibehovet, medan flexibilitet jämnar ut effektoppar och blir enklare genom digitala lösningar. Energieffektivisering kan dock inte få bort förbränningen på egen hand.

När olika alternativ till förbränning diskuteras är det flera egenskaper hos teknikerna som avgör om de kan bidra på ett relevant sätt för antingen individuella lösningar eller i kollektiva system som fjärrvärme.

- **Temperatur:** Kan tekniken leverera de temperaturer som krävs direkt, eller behövs kompletterande teknik?
- **Geografi och platsbehov:** Är tekniken beroende av lokala förutsättningar (t.ex. geotermi, restvärme)? Hur mycket utrymme krävs?
- **Tid:** Är produktionen väder- eller säsongsberoende, och hur påverkar det möjligheten att täcka behovet när det är som störst?
- **Koppling till andra energisystem:** Påverkar eller är tekniken beroende av el- eller industrisystemet?
- **Mognadsgrad:** Är tekniken etablerad eller krävs fortsatt utveckling?
- **Kostnadsstruktur:** Hur fördelas investerings- och driftkostnader, och hur påverkar det lönsamhet och användning?
- **Övrigt:** Exempelvis säkerhetsaspekter, samhällsacceptans, risker eller nya möjligheter kopplade till teknikutveckling och regelverk.

I Tabell 3 sammanfattas de alternativa lösningar som presenteras i avsnittet.

Tabell 3. Översikt av alternativa uppvärmningstekniker.

Teknik	Typisk temperatur	Roll i systemet idag eller i framtiden	Geografiska aspekter	Tidskomponent	Mognadsgrad	Kostnadsbild	Övrigt
Stora värmepumpar (fjärrvärme)	Upp till ca 90 °C vanligen men exempel på >110 gr finns (lägre COP vid höga temp)	Baslast eller flexibel resurs i fjärrvärme	Nyttjar olika former av värmekällor (tex. vatten, avlopp, industriell spillvärme eller luft)	COP och kostnad påverkas av bla. käll- och returtemp och elpris	Hög – används i många svenska städer	Hög investering, låg driftkostnad (beroende av elpris).	Stärker kopplingen mellan el- och värmesystem
Mindre värmepumpar (fastigheter)	50–65 °C, ibland högre med temperaturspetsning	Individuell lösning för småhus/erbostadshus	Beroende av värme från berg, mark eller luft	Prestanda varierar med väder och byggnadens behov	Mycket hög – brett etablerad i Sverige	Måttlig–hög investering, låg driftkostnad	Påverkar elsystemets effektkoppar
Elpannor	Obegränsad, kan leverera höga temp	Spets- eller reservlast i fjärrvärme, individuell lösning i fastigheter	Ej platsberoende	Kan användas kontinuerligt men dyrt vid höga elpriser	Mycket hög – enkel och etablerad	Låg investering, hög driftkostnad	Helt beroende av elsystemets kapacitet och priser
Geotermi/geotermi	Traditionellt: låga temp, kräver VP; Djupgeotermi: hög temp möjligt	Baslast i fjärrvärme, individuella lösningar (bergvärme)	Varierar starkt. Förutsättningar för djupgeo främst i Skåne/Gotland	Stabil, väderberoende	Traditionell bergvärme: hög; djupgeotermi: tidlig fas	Hög investering, låg driftkostnad.	Förutsättningar för djupgeo är generellt inte fördelaktiga i Sverige
Solvärme	60–100 °C (platta/vakuum), upp till 150 °C (koncentrerande)	Komplement i fastigheter (varmvatten), kan bidra i fjärrvärmesystem sommartid	Kräver solinstrålning; stora anläggningar kräver mark	Starkt säsongs- och väderberoende	Hög – kommersiellt tillgänglig	Relativt låga kostnader, men varierar. De rörliga kostnaderna är relativt låga, men kräver större investeringar.	Kräver ofta lager för större nytta
Värmelager (tex ackumulator tank, berggruslager, groplager)	Beroende på lagertyp; säsongslager ofta låg temp	Jämnar ut variationer i fastigheter och fjärrvärme	Berggrus, mark eller vattenresurser krävs för olika lagertyper	Från timmar (ackumulatorer) till månader (säsongslager)	Korttidslager mogna; säsongslager etablerade; avancerade lager i utveckling	Investeringskostnad beror på vilken typ av system	Ökar robustheten och möjliggör integration av förnybart
Restvärme (tex industriell restvärme, avlopprening)	20–>100 °C beroende på källa	Bas i fjärrvärme där industri/verksamhet finns	Platsbundet till industri/avloppsrening etc.	Inte säkert att värmeleveranser sker när fjärrvärmens behov är det. Kan kräva lager och VP	Hög – används redan i många nät	Låg marginalkostnad, men investeringar i infrastruktur krävs	Beroende av industriella samarbeten och långsiktighet
Kärnvärme (värmereaktorer / SMR)	Höga, stabila temp	Endast storskalig – baslast i fjärrvärme	Plats- och acceptansberoende	Kontinuerlig, stabil produktion	Låg–medel (storskaligt beprövat globalt, SMR under utveckling)	Mycket hög investering, relativt låg drift	Frågor om säkerhet, avfall och samhällsacceptans
Energieffektivisering och flexibilitet	Ej en produktionskälla, utan minskad/behovsyt utnyttjande	Minskar långsiktigt behov (effektivisering eller effektkoppar (flexibilitet))	Kan göras överallt, beroende av byggnadsstock	Flex styr främst inom dygn, effektivisering ger långvarig effekt	Effektivisering: mycket hög; Flex: växande	Lönsam på sikt men kräver investeringar och incitament	Stärks av digitalisering och smart styrning

Nationella värmescenarier

Energimyndigheten publicerar långsiktiga scenarier för hela energisystemet vartannat år⁷. Den senaste rapporten kom våren 2025 och visar att värmemarknaden i Sverige kan komma att genomgå stora förändringar fram till 2050. Det totala värmebehovet minskar i alla scenarier (se faktaruta nedan), främst på grund av omfattande energieffektiviseringar och klimatförändringar. Det innebär en krympande marknad där fjärrvärmens även tappar marknadsandelar till värmepumpar, vars konkurrenskraft stärks genom viss teknikutveckling och relativt låga elpriser.

Energimyndigheten drar själva slutsatsen att biobaserad kraftvärme och fjärrvärme minskar kraftigt i samtliga scenarier, framför allt till följd av den ökade konkurrensen om biobränslen. Användningen av biobränslen från skogsråvaror för dessa ändamål minskar med 68–86 procent till 2050 jämfört med 2023 i de explorativa scenarierna. För fjärrvärmens innebär detta en omställning bort från biomassa mot ökad användning av värmepumpar, spillvärme och effektiviseringsåtgärder, medan kraftvärmens tappar elproduktion som ersätts av andra kraftslag med helt andra förutsättningar och lokalisering. Energimyndigheten pekar också på att en sådan utfasning kan skapa lokal effektproblematik, som i viss mån kompenseras av små modulära kärnreaktorer i två av scenarierna.

För fjärrvärmebolagen blir tillgången på biobränslen och avfallsbränslen avgörande. Ökad konkurrens om skogsråvara från transportsektorn driver upp priserna, samtidigt som avfallsmängderna väntas minska. I scenarier med begränsad tillgång till dessa resurser blir fjärrvärmeproduktionen dyrare och mer beroende av alternativa lösningar som restvärme, elbaserad värme, geotermi eller nya tekniker som småskalig kärnvärme.

Utifrån Energimyndighetens rapport kan därmed följande strategiska slutsatser dras ur energibolagens perspektiv⁸:

- **Diversifiering är nödvändig.** Ett minskat beroende av förbränning kräver utveckling av nya produktionslösningar och affärsupplägg
- **Resursfrågan är central.** Konkurrensen om bioresurser kan i grunden förändra kostnadsbilden; import av biodrivmedel eller råvara kan få avgörande betydelse för fjärrvärmens framtida konkurrenskraft.
- **Kraftvärmens roll förändras.** Nationellt blir den mindre central i elsystemet, men kan lokalt förbli viktig för effektbalans och beredskap.

⁷ Energimyndigheten, ER 2025:13. Scenarier över Sveriges energisystem
Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050

⁸ Läs mer i Unger 2025. Värmemarknadens långsiktiga utveckling. Perspektiv på
Energimyndighetens långsiktiga scenarier 2025

- **Nya intäktskällor kan öppnas.** Negativa utsläpp (t.ex. via CCS) och samlokalisering med e-bränsleproduktion kan bli viktiga för att stärka affären.
- **EU:s energi- och klimatpolitik styr villkoren.** Fjärrvärmens utveckling kommer i hög grad att avgöras av reglering kring utsläpp, effektivisering och resursanvändning.

Sammanfattningsvis visar scenarierna att fjärrvärmens långsiktiga konkurrenskraft inte kan tas för given. Bolagens ledningar behöver därför redan idag planera för en framtid med minskad förbränning och växande konkurrens om resurser, men också identifiera de möjligheter som öppnas genom teknisk utveckling, sektorsintegration och nya affärer.

Fyra utforskande scenarier

Energimyndighetens långsiktiga scenarioanalys syftar till att belysa möjliga utvecklingsvägar för det svenska energisystemet fram till 2050 och ge underlag för strategiska beslut inom energi- och klimatpolitiken. Analysen bygger på en kombination av scenariometodik och energisystemmodellen TIMES-NORDIC, där en rad omvärldsförutsättningar, som teknikutveckling, resurspriser, klimatpolitik och internationalisering, varierar för att skapa ett brett utfallsrum.

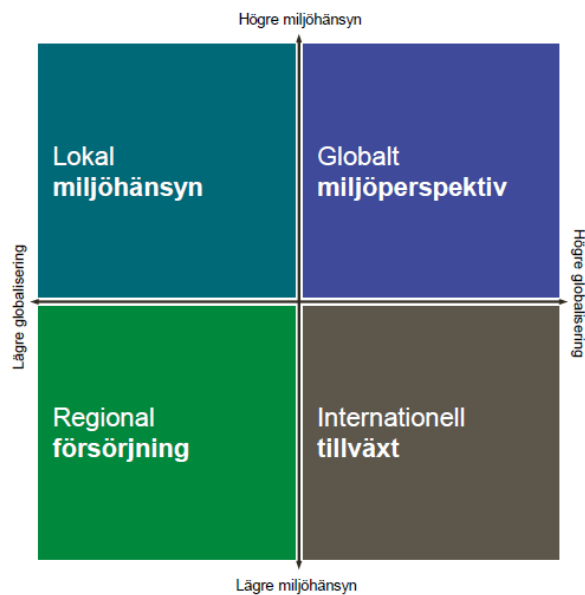
Fyra så kallade "utforskande scenarier" används för att spegla osäkerheterna:

- **Internationell tillväxt** – hög grad av globalisering och god tillgång till resurser, med relativt positiva villkor för fjärrvärmen.
- **Regional försörjning** – mer fokus på inhemska resurser och regional självförsörjning, vilket också kan gynna fjärrvärmen.
- **Globalt miljöperspektiv** – stark internationell klimatpolitik, teknikutveckling och låga elpriser som gynnar värmepumpar på bekostnad av fjärrvärme.
- **Lokal miljöhänsyn** – begränsad tillgång till skogs- och avfallsbränslen samt höga biobränslepriser, vilket gör fjärrvärmen särskilt utmanad.

De fyra utforskande scenarier visar hur vägen till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050 samt de tio efterföljande åren kan se ut. De framtagna scenarierna omfattar hela energisystemet, från tillförsel och omvandling till slutlig användning av energibärare.

Gemensamt för alla scenarier är att värmebehovet minskar över tid till följd av ett varmare klimat och omfattande energieffektiviseringar. Värmepumpar och fjärrvärme dominerar marknaden, men fjärrvärmens andel minskar gradvis på grund av stigande bränslekostnader och ökad konkurrens.

Läs mer Energimyndighetens hemsida.



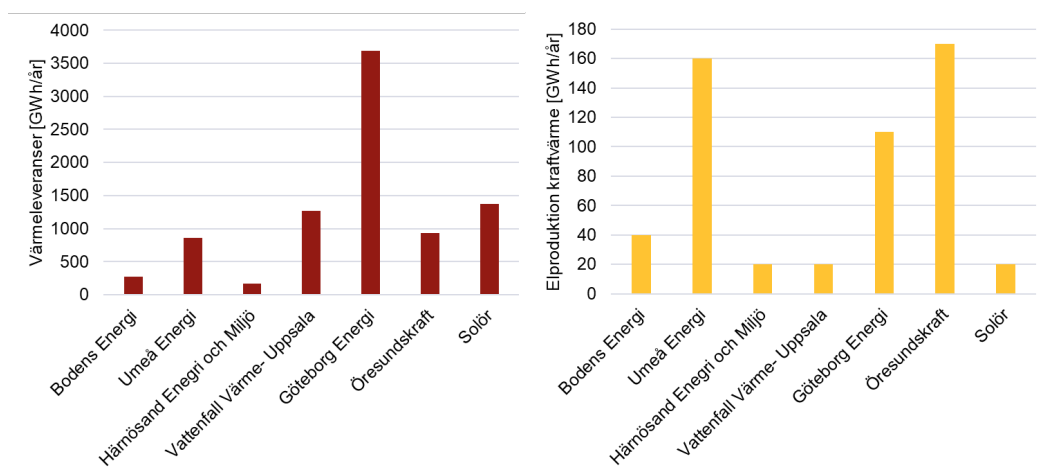
Lokala värmemarknader - möjligheter och utmaningar

För att förstå vad ett uppvärmningssystem utan förbränning kan innebära i praktiken har vi genomfört lokala fallstudier av sju fjärrvärmebolag. Syftet är att belysa vilka möjligheter, utmaningar och konsekvenser som extremscenariot kan få på lokal nivå. Fallstudierna visar att skillnaderna mellan orterna är stora, inte minst beroende på bolagens storlek, bränslemix, geografiska förutsättningar och kopplingar till andra energisystem. Medan vissa system redan har tagit steg mot mer förbränningsfria lösningar, skulle andra behöva ställa om i grunden för att möta extremscenariot.

De lokala exemplen är Helsingborg, Göteborg, Uppsala, Härnösand, Umeå och Boden (se karta), där intervjuer med representanter för de respektive lokala energibolagen genomfördes under sommaren 2025. Dessutom intervjuades Solör Bioenergi, som representant för de många mindre fjärrvärmenät som ofta är i princip helt beroende av biobränsle för värmeproduktion (se tex Figur 3).



Kommunerna och deras energibolag är utvalda för att de representerar olika delar av landet, olika stora fjärrvärmenät, olika produktionsförutsättningar och olika kommunala förutsättningar vad gäller till exempel tillväxtmål och näringslivsutvecklingsplaner. Totalt står de sju lokala exemplen för ca 9 TWh värmeleveranser respektive ca 540 GWh elproduktion från kraftvärme varje år, se Figur 7.



Figur 7. Fjärrvärmeleveranser (vänster) respektive elproduktion i kraftvärmeverk (höger) för de sju lokala exemplen. Uppgifterna gäller för 2024 och har avrundats till närmaste tiotal. Statistik från Energiföretagen Sverige, bearbetad av Profu.

Helsingborg

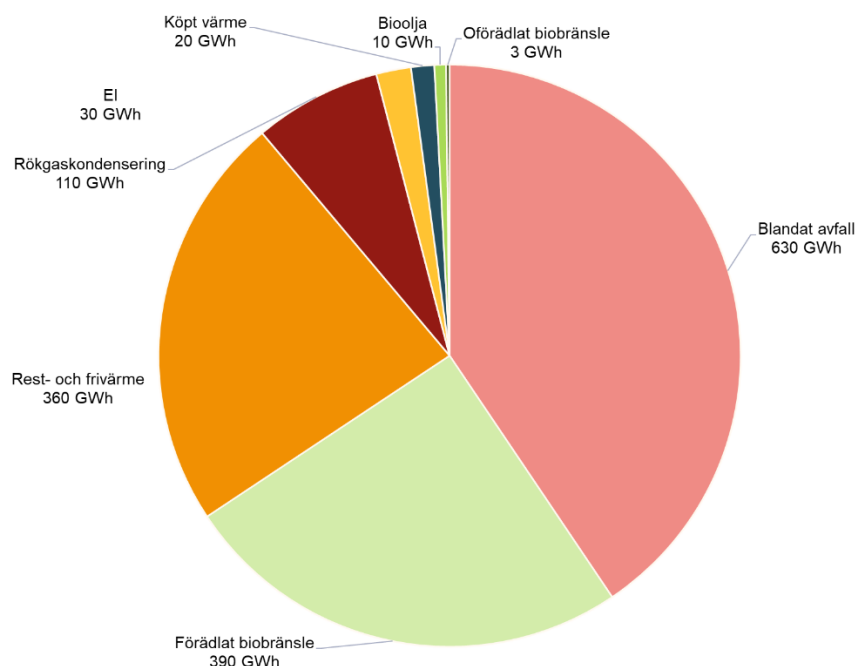
Helsingborg har ca 150 000 invånare, medan Ängelholm har ca 45 000 invånare. Öresundskraft ansvarar för produktionen och distributionen av fjärrvärme och fjärrkyla i Helsingborg och Ängelholm. Verksamheten i Helsingborg utgörs av ett tekniskt komplext system där nästan all värme produceras med lokalt tillgängliga, förnybara eller återvunna energikällor. De två viktigaste baslastkällorna är avfallsförbränning vid Filbornaverket och industriell restvärme från lokala industrier såsom Kemira. Systemet är sammankopplat med fjärrvärmenäten i Lund och Landskrona genom samarbetet EVITA (Energisamarbete i Västra Skåne), vilket möjliggör regional resursoptimering och ökad flexibilitet. Under sommarhalvåret kan Helsingborg leverera restvärme från industrin och avfallsförbränning till Landskrona och Lund, som därmed kan dra ner på, eller helt stänga av, egen biobaserad värmeproduktion.

Helsingborgs stads klimat- och energimål innebär en tydlig inriktning mot fossilfrihet, resurseffektivitet och cirkulära lösningar. Öresundskrafts verksamhetsutveckling är nära kopplad till dessa mål. Filbornaverket, som idag står för en stor andel av värmeproduktionen, ska inte bara fortsätta vara en central komponent i energisystemet utan även kompletteras med koldioxidinfångning (CCS). Det ses som en viktig del av framtidens klimatlösningar. Stadens och bolagets gemensamma ambition är att värmesystemet ska vara både utsläppseffektivt och leveranssäkert, även under kalla vinterdagar.

Öresundskraft verkar i ett komplext energilandskap där teknik, ekonomi, kundrelationer och politik är tätt sammanlänkade.

Fakta om Öresundskraft

- Leveranser 2024 (GWh):
 - El: 1TWh
 - Fjärrvärme till kund 1 TWh
 - Fjärrkyla: 16 GWh
- Huvudsakliga produktionsanläggningar:
 - Filborna KVV
 - Västhamnsverket KVV
- Öresundskraft har två separata fjärrvärmenät: Helsingborg och Ängelholm (ej sammankopplade), samt fjärrvärmenätet i Helsingborg är sammankopplat med näten i Landskrona och Lund.
- Konkreta planer på CCS/CCU:
 - Har fått stöd från bla. Energimyndigheten och EU:s Innovationsfond
 - Kommunen röstade ja till en CCS-anläggning i april 2025
- Elområde: SE 4



Figur 8. Bränslemix för Öresundskrafts kraft- och värmeproduktion 2024. Statistiken är hämtad från Energiföretagen Sverige, men bearbetad av Profu.

Planer på kort sikt

Under de närmaste åren fokuserar Öresundskraft på att genomföra ett antal strategiska prioriteringar som ska öka systemets klimatprestanda, flexibilitet och robusthet. Nuvarande användning av biobränslen fortsätter men framtida investeringar styrs bort från biobränslebaserad produktion. Öresundskraft fokuserar istället på restvärme, avfall och värmepumpar på kort sikt. En central satsning är byggstarten av en koldioxidinfångningsanläggning (CCS) vid Filbornaverket. Projektet, som nu går från planerings- till genomförandefas, betraktas som avgörande för att kunna behålla avfallsförbränning som värmekälla och samtidigt uppfylla klimatmålen. CCS innebär även en möjlighet till nya intäkter genom negativa utsläpp, vilket bidrar till affärsmodellens långsiktiga bärkraft.

Samtidigt pågår arbete med att sänka systemtemperaturer och anpassa infrastrukturen för framtida lågtemperaturnät, särskilt i nya stadsutvecklingsområden. Dessa åtgärder skapar förutsättningar för att integrera fler restvärmekällor och eldrivna tekniker som värmepumpar. För att jämna ut effekttoppar över året undersöker bolaget också möjligheterna till säsongslagring av värme. Tidigare bedömningar har pekat på låg lönsamhet, men stigande bränslepriser och ett förändrat systembehov gör att tekniker såsom borrhålslager och ytbaserade dammar nu åter utreds.

Parallellt ser Öresundskraft över affärsmodellen och relationen till kunderna. Bolaget vill på sikt gå bort från ren volymförsäljning av energi och i stället erbjuda funktioner, klimatnytta och trygghet. Det pågår arbete för att utveckla prismodeller och incitament som främjar flexibilitet och delaktighet. Även i Ängelholm, där produktionssystemet är mindre flexibelt, utvärderas möjligheten till värmepumpinstallationer och att öka elektrifieringsgraden.

Framtidsbild mot 2040

Till år 2040 ser Öresundskraft ett fortsatt starkt fjärrvärmesystem, men i förändrad form. Den långsiktiga utvecklingen bygger på ökad elektrifiering, minskat beroende av bibränslen och en fördjupad integrering av restvärme, lagring och kundflexibilitet. Öresundskraft har i praktiken lämnat tanken på bibränslen som framtidslösning för basproduktion av fjärrvärme. Avfallsförbränningen vid Filbornaverket förväntas fortsatt spela en viktig roll, men med koldioxidinfångning (CCS) som integrerad del för att uppnå klimatneutralitet. CCS ses inte bara som en teknisk lösning, utan också som en framtida intäktskälla genom försäljning av negativa utsläpp.

Systemet väntas gradvis bli mer distribuerat, med fler och mindre värmekällor och ett ökat inslag av lågtemperaturvärme. Öresundskraft planerar för att möjliggöra detta genom sektionering av nätet, satsningar på termiska säsongslager och utbyggnad av digital styrning. Särskilt viktig är förmågan att hantera effektbehov under kalla vinterdagar utan traditionella toppproduktionsanläggningar baserade på förbränning.

I takt med att värmeleveranserna minskar som följd av energieffektivisering och EU-direktiv, förväntas fjärrvärmeaffären förskjutas från volym till funktion. Det innebär ett affärsmodellskifte där kundrelationer, systemnytta och klimatprestanda står i centrum. Öresundskraft ser även ett ökat behov av regional samverkan, särskilt inom EVITA-samarbetet. Samverkan ska öka förmågan att dela resurser, balansera effekt och skapa resiliens i ett mer komplext och sammankopplat system.

Till 2040 planerar bolaget att fortsatt vara ledande inom avfallsförbränning med CCS, men samtidigt förbereda sig på en framtid där hybridlösningar dominerar: el, restvärme och säsongslager samspelar dynamiskt utifrån tillgång, pris och miljöpåverkan. Vad som händer efter 2040 är ännu inte utrett.

Lokala konsekvenser av kraftigt minskad förbränning

Ett framtidsscenario där all förbränning för uppvärmning i princip upphör skulle innebära en radikal omställning för Öresundskraft och det regionala fjärrvärmesystemet. Filbornaverket, som idag utgör baslastkälla för både värme och el, skulle inte längre kunna användas. Det skulle få konsekvenser för både energiförsörjning, avfallshantering och ekonomi⁹. Även kraftvärmens och topplastproduktion under kalla vinterdagar skulle påverkas, vilket kraftigt påverkar det lokala energisystemets robusthet och flexibilitet.

Avfallsförbränningens bortfall innebär inte att avfallet försvinner. Det skulle i stället behöva hanteras på andra sätt, vilket kräver ny infrastruktur för sortering, materialåtervinning eller export. Dessutom skulle Öresundskrafts CCS-satsning omöjliggöras, då tekniken bygger på att koldioxid fångas in från just

⁹ Inom ramen för Effektkommissionen i Skåne har ett delprojekt haft som syfte att kartlägga och visa på hur fjärrvärmens roll i energisystemen kan utvecklas för att främja Skånes elförsörjning. Resultaten presenteras på Effektkommissionens hemsida:

[Värmescenario Sydsverige - Utveckling Skåne](#)

avfallsförbränning. Förlusten av denna teknik innebär också att en potentiell framtida intäktskälla försvinner.

För värmeproduktionen skulle ett bortfall av förbränning kräva omfattande investeringar i alternativa lösningar: storskaliga värmepumpar, elpannor, lågtemperaturnät och säsongslager. Flera av dessa tekniker är redan under utvärdering, men är beroende av tillgång till billig el, ökad elnätskapacitet och tydliga styrmedel. Det finns också en risk att fjärrvärmens tappas konkurrenskraft, särskilt vintertid då elpriserna tenderar att vara höga.

På regional nivå skulle ett förbränningsfritt scenario påverka hela EVITA-samarbetet. Helsingborg är idag den billigaste produktionspunkten i systemet, särskilt sommartid, vilket gör att andra orter kan stänga ned sin produktion vintertid. Om Helsingborg inte längre har stabil basproduktion riskerar både effektbalans och samordningsvinster att gå förlorade. Notera att fjärrvärmeproduktion i Landskrona och Lund, de andra parterna inom EVITA, idag är helt biobränslebaserad och därmed skulle påverkas kraftigt av detta scenario.

Sammantaget innebär ett scenario utan förbränning att Öresundskraft behöver ställa om från ett förbränningsbaserat, centraliserat system till ett mer elektrifierat, distribuerat och kundnära nät. Det kräver ny teknik, nya affärsmodeller, förstärkt samverkan och en helt annan systemlogik än idag. Scenariot uppfattas dock inte som orealistiskt, förutsatt att omställningen får tillräcklig framförhållning och stöd.

Möjligheter i ett förbränningsfritt scenario

Trots att ett scenario utan förbränning skulle innebära stora omställningsbehov ser Öresundskraft också flera möjligheter. En viktig potential finns i att fjärrvärmesystemet kan utvecklas mot ökad elektrifiering, lokal flexibilitet och integration av fler, mindre restvärmekällor. Genom att satsa på säsongslager, lågtemperaturnät och storskaliga värmepumpar skapas förutsättningar för ett mer dynamiskt och decentraliserat system.

Affärsmodellen kan i förlängningen bli mindre beroende av energivolymer och i stället fokusera på att leverera funktion, komfort och klimatnytta i samverkan med kunderna. Det ger utrymme för mer individanpassade och värdeskapande tjänster.

Dessutom kan ett mer elbaserat värmesystem bidra till bättre integration mellan el- och värmesektorn, där exempelvis överskottsel från vind och sol lagras som värme. Öresundskraft inspireras här av erfarenheter från Danmark, där havsbaserade värmepumpar och termiska lager skapar robusthet utan förbränning.

Viktiga faktorer som påverkar framtida förutsättningar

Öresundskrafts strategi präglas av långsiktighet, teknisk nyfikenhet och en tydlig ambition att ligga i framkant, inte minst genom satsningar på CCS och elektrifiering. Samtidigt är det tydligt att omställningen till ett fjärrvärmesystem med mindre eller ingen förbränning inte kan drivas enbart av det enskilda energibolaget. Många av de avgörande förutsättningarna ligger utanför bolagets direkta kontroll och formas av politiska beslut, teknikutveckling, marknadsdynamik och samverkan med andra aktörer i systemet.

Det framtida handlingsutrymmet bestäms därför i hög grad av hur dessa yttre faktorer utvecklas och i vilken utsträckning de stödjer en omställning som både är klimatomfattigt hållbar och ekonomiskt genomförbar.

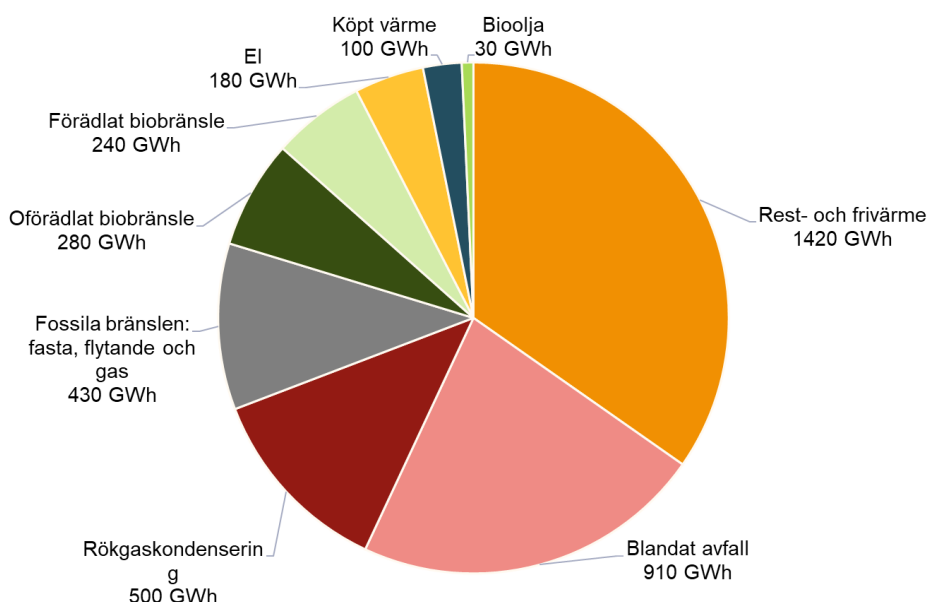
Flera faktorer utanför bolagets direkta kontroll bedöms som avgörande för möjligheten att genomföra en hållbar omställning:

- **Elförsörjning och elnätsskapacitet**
Ökad användning av elpannor och värmepumpar hos Öresundskraft såväl som samhällets övriga elektrifiering kräver tillgång till el med tillräcklig kapacitet och stabil prisnivå. Volatila elpriser påverkar både driftskostnader och investeringsbeslut.
- **Restvärme och industrins utveckling**
Fortsatt närvaro av lokal industri (t.ex. Kemira) är viktig för att kunna ta vara på restvärme. Om industrin förändras eller försvinner påverkas hela värmesystemets kostnadsstruktur.
- **Investeringsutrymme och teknisk förmåga**
Förmågan att utveckla säsongslager, lågtemperaturnät och ny teknik beror på tillgång till kapital, teknisk kompetens och långsiktiga planeringsförutsättningar.
- **Regelverk och affärsmodeller**
Dagens lagstiftning begränsar möjligheten att ta betalt för funktion snarare än energi. Nationella och EU-gemensamma regelverk, särskilt kring avfall, elmarknad och energieffektivisering, behöver moderniseras för att stödja omställningen.
- **Kundernas acceptans och engagemang**
Ökad efterfrågan på klimatneutrala lösningar och villighet att delta i nya prismodeller och flexibilitetstjänster är centralt för framtidens affär.
- **Regional samverkan**
Samarbetet inom EVITA-nätverket blir allt viktigare för att skapa robusthet och effektivitet, särskilt när lokala förutsättningar och produktionsresurser förändras.
- **Omvärldsfaktorer och trender**
Bränslepriser, byggkonjunktur, befolkningstillväxt och teknikutveckling påverkar både efterfrågan och utformningen av framtidens värmesystem.

Göteborg

Göteborgs kommun har drygt 600 000 invånare. Prognosen visar på en fortsatt stark tillväxt och drygt 700 000 invånare vid 2040. Energibolaget Göteborg Energi, som ägs till 100% av Göteborgs Stad, har verksamhet inom elnät, elhandel, fjärrvärme, gas, solceller och stadsfiber.

Göteborg Energi driver ett omfattande fjärrvärmesystem där stor del av värmeproduktionen baseras på förnybar eller återvunnen energi. Denna består i huvudsak av spillvärme från lokala raffinaderier och avfallsförbränning via Renova. Resten av produktionen kommer från biobränslen, med viss användning av naturgas för spetslast. Se bränsleanvändningen för fjärrvärmesystemet under 2023 i Figur 9. Systemet är anpassat till höga temperaturer¹⁰, vilket hänger samman med tillgången på högt tempererad restvärme i närområdet. Den geografiska expansionen sker ofta i direkt anslutning till det befintliga nätet, vilket gör det utmanande att införa lågtemperaturlösningar i större skala. Kraftvärmerna ger ett viktigt bidrag till lokal elproduktion.



Figur 9. Bränsleanvändning i Göteborg Energis fjärrvärmeproduktion i Göteborg under år 2023 [GWh]. Källa dataunderlag: Energiföretagen Sverige, 2024. Omarbetad av Profu 2025.

Staden har höga klimatambitioner och Göteborg Energi arbetar för att minska sitt fossilberoende. Ett viktigt steg i detta är en ny biobränslepanna som togs i drift 2025, vilket förbättrar systemets robusthet och minskar beroendet av fossila spetsbränslen.

¹⁰ Framledningstemperaturen varierar utifrån utetemperaturen, från närmare 100 °C vid riktigt låga utomhustemperaturer till ca 65 °C vid lägre utomhustemperaturer.

Kommunens övergripande mål om minskade klimatutsläpp, stärkt resiliens och ökad elektrifiering i flera samhällssektorer sätter tydliga ramar för bolagets framtidsplanering.

Fakta om Göteborg Energi

- Leveranser 2024:
 - El, producerad totalt: 100 GWh
 - Totalt produceras runt 3,5 TWh fjärrvärme årligen, varav drygt 70 procent kommer från restvärme (t.ex. Preem och Shell) och återvunnen värme (Renova) samt 20 procent från biobränsle
 - Kyla: Ja
- Göteborg energi har ett stort fjärrvärmenät vilket är sammankopplat med fjärrvärmenäten i kranskommunerna Mölndal, Partille, Ale och Kungälv,
- Huvudsakliga egna produktionsanläggningar:
 - **Rya kombikraftvärmeverk (CHP)**
 - Gasdrivet kraftvärmeverk
 - Bränsle: biogas, naturgas möjlighet till oljedrift som alternativ
 - **Biokraftvärmeverk Rya**
 - Biopanna
 - Kommer att integreras med ånturbin på Rya CHP
 - Effekt: beräknas bidra med 156 MW värme och 39 MW el
 - Bränsle: flexibel panna som kan köras på GROT och RT-flis
 - **Rya hetvattencentral (HVC)**
 - Hetvattenpannor
 - Bränsle: Pellets
 - **Sävenäsverket**
 - Flispannor, bioolja, naturgas, restvärme. Ombyggnation till kraftvärme på gång.
 - Bränslen: Flis, bioolja, naturgas
 - **Rosenlundverket**
 - Hetvattenpannor, spets
 - Bränsle: Biogas, naturgas, olja
 - **Restvärme (industri & avfall)**
 - Återvunnen energi från raffinaderier och Renova-avfallsförbränning
 - **Ny biobränsle-anläggning.** Driftsättning planeras under senhöst 2025
- Konkreta planer på CCS/CCU: Ja, tillsammans med Renova
- Elområde: SE 3

Fjärrvärmesystemet är sammankopplat med de närliggande kommunerna Mölndal, Partille, Ale och Kungälv, vilket möjliggör gemensam nyttjande av restvärme och produktionsresurser. Sammankopplade nät möjliggör utbyte vid tillfällen när någon partner har billigare värmeproduktion. I stället för att till exempel Mölndal Energi startar en egen panna, vilket kan vara dyrare, kan de då nyttja värme via det gemensamma systemet. Denna flexibilitet leder till lägre produktionskostnader och, i förlängningen, lägre priser för slutanvändarna eftersom Göteborg Energi tillämpar en kostnadsbaserad prissättning. Sammankoppling bidrar även till att ökad andel förnybar och återvunnen värme kan nyttiggöras. Sommartid kan överskottsvärme från Göteborg (t.ex. avfallsförbränning och raffinaderier) levereras till de andra parterna och tas till vara på ett effektivt sätt. Vintertid kan till exempel Mölndals egen produktion vid Riskullaverket, som är helt baserad på förnybart bränsle förmedlas till Göteborg, vilket stärker samarbetet.

Göteborg Energi arbetar också med uppgradering av värmepumpar, utbyggnad av en pelletspanna tillsammans med Mölndal Energi samt utveckling av smart styrning av kundernas värmeanvändning.

Göteborg Energis planer på kort sikt

Göteborg Energi planerar flera förändringar och utvecklingsinsatser under de närmaste åren för att stärka systemets robusthet, öka flexibiliteten i värmeproduktionen och nå målet om en helt återvunnen och förnybar produktion. En central åtgärd är färdigställandet av en ny biobränslepanna som togs i drift i slutet av 2025. Detta kommer även att öka mängden lokal elproduktion från förnybara bränslen. Syftet är att minska beroendet av fossil spetslast och skapa ett mer diversifierat produktionssystem¹¹. Parallellt ersätts två av de fyra stora värmepumparna i fjärrvärmesystemet med en ny, effektivare enhet som är bättre anpassad till varierande temperaturförhållanden.

Tillsammans med Mölndal Energi bygger Göteborg Energi även en ny pelletspanna på Mölndal Energis mark, vilket ytterligare bidrar till kapacitetsförstärkning. Utöver investeringarna i produktionsanläggningar pågår ett arbete med förbättrad nödstyrning av systemet för att vid bristsituationer bättre kunna fördela värmen mellan kunderna. Kunderna styr idag energiförbrukningen utifrån de prissignaler som finns i prislistan för fjärrvärme. I framtiden kan man se utvecklingsarbete kopplat till hur man skulle kunna signalera till kunder att det just nu finns ett värde av att flexa sin värmeanvändning under några timmar. På sikt kan smart styrning möjliggöra bättre lastfördelning och effektivare användning av tillgänglig energi.

Sammankopplingar med fler omkringliggande kommuner utvärderas också, men sådana lösningar förutsätter goda ekonomiska villkor och rätt tajming, exempelvis i samband med behov av nyinvesteringar i angränsande nät.

Framtidsperspektiv mot 2040

Göteborg Energi ser framför sig en gradvis omställning av fjärrvärmesystemet fram till 2040, snarare än en snabb eller omvälvande förändring. Systemets storlek och tröghet gör att större teknikskiften kräver långsiktiga investeringar och noggrann planering. Eldrivna lösningar som värmepumpar och elpannor kan få en större roll framåt, särskilt om elpriserna är låga och elnätet är tillräckligt robust. Kraftvärmen bedöms fortsatt ha ett högt värde i en storstad såsom Göteborg. För gasturbiner är flytande biobränslen en intressant lösning som spetsbränsle. Göteborg Energi har testat att köra befintliga gasturbiner på flytande biobränsle (HVO) med lyckat resultat.

Restvärme från industriella processer förväntas även i framtiden vara en viktig del av värmeunderlaget, men tillgången kan förändras beroende på industriernas egna val av teknik och bränslen. Renova undersöker möjligheter för CCS/CCU och Göteborg Energi stöttar dem i den processen. Det samlade värmebehovet i Göteborg bedöms minska något över tid till följd av energieffektiviseringar, men

¹¹ Notera att investeringen i ny biobränslepanna kommer att öka behovet av biobränsle på kort sikt, men på längre sikt då en äldre biobränslepanna behöver ersättas kommer andra alternativ att utvärderas och behovet av biobränsle förmodligen minska igen.

nyproduktion och fler anslutna kunder antas i stort sett kompensera för detta. Effektbehovet förväntas ligga kvar på en relativt konstant nivå.

Över tid ser Göteborg Energi att fjärrvärmesystemets roll som en plattform för energidelning och systemintegration, med ansvar för styrning, lagring, tryck och temperatur i samspel med mindre producenter och kunder stärks.

Lokala konsekvenser av kraftigt minskad förbränning i Göteborg

Fjärrvärmesystemet i Göteborg är idag till stor del baserat på återvunnen energi i form av spillvärme från raffinaderier och avfallsförbränning, kompletterat med biobränsle. Detta är en stor fördel om både avfallsförbränning och biobränsle skulle fasas ut. Även om det då uppstår ett betydande produktionsbortfall som måste ersättas är situationen mindre dramatisk jämfört med de fjärrvärmesystem som idag får nästa alla energi via förbränning i egna anläggningar.

Fjärrvärmesystemet i Göteborg har över tid visat sig vara utmärkt på att hantera kraftiga förändringar i allt från vilket bränsle som nyttjas till prioritering av olika miljömål och sammankoppling av system. I Göteborg har uppvärmningen utvecklats från ett decentraliserat system baserat på olja med tydlig luftkvalitetspåverkan till ett centralt fjärrvärmesystem med 2/3 återvunnen värme och mycket begränsade utsläpp, även av koldioxid.

För Göteborg Energi skulle det så kallade extremscenariot kräva en kombination av tekniska och strukturella åtgärder. Bland annat behöver nya restvärmekällor (som idag inte är lönsamma att ansluta) integreras, samt fler elpannor och värmepumpar installeras. Eventuellt behöver även nätets temperaturer sänkas för att möjliggöra effektivare tillvaratagande av lågtempererad restvärme. En sådan omställning skulle kräva investeringar inte bara i produktion utan även i distributionssystemet. De flesta av de lokala restvärmekällor som inte redan nyttjas är mindre och har lägre temperaturer än de större flöden som redan används. Att nyttja de mindre flödena i framtiden skulle därmed innebära andra utmaningar och affärsmodeller än vad man är van vid idag. Det är dessutom stora energivolymer som behöver ersättas. Regionala samarbeten kan vara en lösning, exempelvis skulle restvärme från ny SMR på Ringhals kunna vara intressant att titta närmare på. Dessa ger också mer elproduktion.

Även en ökad decentralisering av produktionen och utbyggnad av energilagring, både centralt och i mindre enheter ute i nätet, ses som möjliga åtgärder.

För staden Göteborg kan ett ökat beroende av el för värmeproduktion på kort sikt förvärpa redan existerande kapacitetsbegränsningar i elnätet, särskilt under kalla vinterdagar. Detta skulle i förlängningen kunna påverka elförsörjningen för andra samhällssektorer och försvåra elektrifieringen av industri och transportsektorn. Samtidigt kan stadens industriella restvärmeleveranser påverkas negativt om industrier själva ställer om sina processer till tekniker som genererar mindre eller ingen överskottsvärme. Ökat behov av el för uppvärmning kräver också mer elproduktion.

En ytterligare konsekvens av minskad eller upphörd avfallsförbränning är att de volymer av avfall som idag energiåtervinns inte försvinner bara för att avfallsförbränningen upphör. Behovet av alternativa hanteringsmetoder kvarstår. Det ställer krav på parallella system för avfallssortering, återvinning eller annan behandling, vilket kan innebära nya kostnader och logistikflöden för både kommuner och hushåll.

För näringslivet i Göteborg skulle ett förbränningsfritt scenario (för hela samhället) kunna innebära förändrade villkor både som värmeanvändare och som del av energisystemet. Industrier som idag använder förbränning i sin produktion kan behöva ställa om sina processer, vilket påverkar teknikval, investeringsplaner och kostnadsstrukturer. Samtidigt är flera industriverksamheter i regionen idag viktiga leverantörer av restvärme till fjärrvärmesystemet. Om dessa processer förändras eller försvinner minskar även tillgången på restvärme. En minskad efterfrågan på bränslen för förbränning nationellt och globalt påverkar dessutom bränsleförsörjningskedjor där verksamheter i Göteborg är centrala aktörer.

En forcerad väg bort från förbränning kan innebära ökade kostnader för en fjärrvärmeaktör som Göteborg Energi. Det kan också påverka prisstrukturen för produktionen vilket även skulle kunna påverka prissättningen av fjärrvärmen. Göteborg Energi ser redan idag ett elsystem med högre volatilitet i priserna än tidigare och en fjärrvärme som nyttjar mer el kan påverkas av det. Samtidigt ger fjärrvärmenätet stora fördelar när det kommer till att balansera kostnader över tid och plats. Det skapar förutsättningar för att även i framtiden erbjuda ett stabilare och mer attraktivt pris för uppvärmning, jämfört med den som enbart nyttjar el för ändamålet.

Sammantaget ser Göteborg Energi att stora förändringar av den typ som testas här behöver tid. Oavsett så ser vi en framtid där fjärrvärmens roll som systemintegratör blir allt viktigare. Att ansvara för och balansera tryck, temperatur, lagring och samspel mellan flera mindre producenter och flexibla kunder. Förutsättningarna för denna utveckling beror i hög grad på tillgång till fysisk infrastruktur, elnätskapacitet, teknikutveckling och långsiktigt stabila regelverk.

Möjligheter med extremscenariot

Om förbränning av avfall och biobränslen för uppvärmning upphör skulle det få tydliga konsekvenser för Göteborgs energisystem. Fjärrvärmen är idag i stor utsträckning baserad på värme från förbränningsbaserade processer (om även restvärmen från Renovas avfallshantering inkluderas), vilket gör att den skulle påverkas av ett förbränningsförbud. Samtidigt ser Göteborg Energi att en sådan omställning också kan öppna för nya roller, tekniker och samverkansformer, där fjärrvärmen fungerar som en plattform för integration, flexibilitet och lokal energiomställning. Nedan följer några exempel:

- **Förstärkt roll som systemintegratör**

I ett mer decentraliserat energisystem utan central förbränning ser Göteborg Energi att fjärrvärmeaktören kan få en tydligare roll som systemintegratör snarare än som producent. Det innebär ansvar för att samordna tryck, temperatur, lagring och samspel mellan flera mindre producenter och kunder. Denna roll har Göteborg Energi redan idag, men den skulle kunna förstärkas ytterligare i ett förbränningsfritt system.

- **Utveckling av nya affärsmodeller**

Ett sådant scenario skulle kunna skapa utrymme för nya prismodeller och tjänster kring flexibilitet, där kunder erbjuds incitament att styra sin värmeanvändning, till exempel genom att acceptera varierande temperaturer mot lägre kostnader.

- **Stimulans för teknikutveckling och innovation**

Kravet på att ersätta förbränning driver på innovation inom områden som energilagring, smart styrning, lågtemperaturdistribution och integration av restvärme.

Extremscenariot framhålls inte som önskvärt men Göteborg Energi lyfter ovanstående som möjliga utvecklingsvägar i en situation där dagens förutsättningar förändras kraftigt. Tidshorisont och takt för omställningen kommer att vara avgörande. Omställningen skulle behöva ske gradvis och i samverkan med kunder och leverantörer.

Faktorer som påverkar Göteborg Energis förutsättningar

Göteborg Energis möjligheter att utveckla och anpassa sitt fjärrvärmesystem påverkas av flera samverkande faktorer, tekniska, ekonomiska, infrastrukturella och politiska. Nedan listas några av de mest avgörande:

- **Tillgång till restvärme lokalt**

Stora delar av värmeproduktionen baseras på restvärme från raffinaderier och avfallsförbränning. Förändringar i dessa källor påverkar ekonomiska och tekniska förutsättningar för värmeförsörjning.

- **Systemstruktur och temperaturkrav**

Det befintliga fjärrvärmenätet är byggt för högtempererad värme. Att sänka temperaturen kräver investeringar i både distributionsnät, anpassningar i kundanläggningar och/eller utbyggnad av nya lågtempererade nät. Kraven på sänkta temperaturer kan komma från regelverk och styrmedel, från kundefterfrågan och/eller förändringar hos restvärmeleverantörer.

- **Elinfrastruktur och kapacitet**

Ökad användning av eldrivna lösningar, som värmepumpar och elpannor, förutsätter ett robust elnät. Kapacitetsbrist, särskilt vintertid, kan begränsa möjligheterna om inte tillräckliga lagringsmöjligheter finns.

- **Regelverk och styrmedel**

Stabilitet i nationell och europeisk energipolitik är viktig för långsiktiga investeringar. Osäkerhet i regelverk försvårar teknikval och riskbedömningar. Många olika regelverk påverkar Göteborg Energi, deras kunder och leverantörer.

- **Kundbeteende, prismodeller och alternativkostnader**

Möjligheten att införa smart styrning beror på kundernas flexibilitet och priskänslighet. Efterfrågan påverkas också av konkurrensen från andra uppvärmningslösningar.

- **Fysisk planering och tillgång till mark**

Möjligheten att bygga ut produktionskapacitet, lagring eller decentraliserade lösningar begränsas av tillgången till utrymme i en tät stadsstruktur.

Uppsala

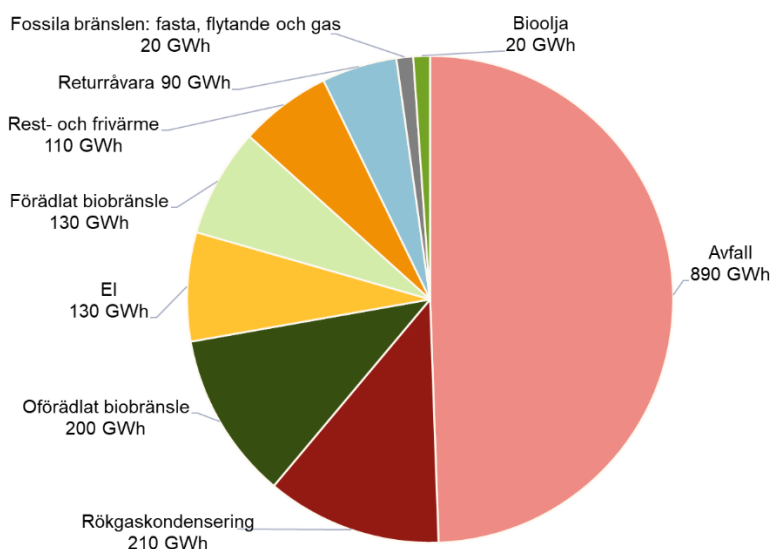
Uppsala är Vattenfall Värmes största fjärrvärmeort i Sverige, med ett lokalt system där cirka 60–70 % av värmeproduktionen kommer från avfallsförbränning och resterande främst från biobränslen. Spetslast täcks av bioolja. Tidigare använd fossil olja fasades ut helt under 2025. Värmepumpar nyttjas också för att höja temperaturen på restvärme från lokalt avloppsvatten. Utöver värmeproduktion bedrivs kraftvärmeproduktion, ångleveranser till industri samt omfattande fjärrkylproduktion, där värmedriven kyla spelar en viktig roll.

Fjärrvärmesystemet är centralt för lokal energiförsörjning och robusthet. Kraftvärmen är särskilt viktig då den möjliggör lokal elproduktion i ett elnät som är ansträngt, samtidigt som värmeförsörjningen säkras. Bolaget betonar att rådighet över distributionsnätet är en särskilt viktig tillgång, då detta möjliggör integration av exempelvis överskottsvärme och flexibel produktionsstyrning.

Uppsala kommun visar förståelse för kraftvärmens och avfallssystemets roll i att säkra både värmeförsörjning och lokal energibalans. Det kommunala bostadsbolaget Uppsalahem redovisar de CO₂e utsläpp som uppstår vid förbränning avseende det restavfall som deras boenden genererar och som går till förbränning. Plattformen Uppsala Klimatprotokoll fungerar som en viktig samverkansarena mellan kommunen, fastighetsägare och energibolag. Samverkan och god kommunikation, särskilt med kommunen, lyfts av Vattenfall Värme som en avgörande möjliggörare för framtidens lösningar.

Vattenfall Värme levererar fjärrvärme på över tio orter i Sverige, där Uppsala är signifikant större än övriga. Totalt levererade Vattenfall Värme Sverige knappt 2,5 TWh värme till kund år 2024, varav ca 1,3 TWh var i Uppsala.

I Uppsala kommun bor ca 250 000 invånare, varav ca 175 000 invånare bor i tätorten.



Figur 10. Bränsleanvändning för el- och värmeproduktion i Vattenfall Värme kraft- och fjärrvärmeverksamhet i Uppsala år 2024. Totalt ca 1,8 TWh. Datakälla: Energiföretagen Sverige, 2025.

Fakta om Vattenfall Värme Uppsala

- Leveranser 2024 (TWh):
 - Värme: 1,3 TWh
 - Ånga: Ja
 - Kyla: Ja
- Totalt finns det uppåt ca 800 MW installerad effekt i Uppsala (inklusive spets- och reservpannor.) Dessa fördelar sig på:
 - 3 st avfallsblock på ca 150 MW
 - I anslutning till avfallsblocken finns en ångturbin på 10 MW för elproduktion
 - Pannor för fasta biobränslen: ca 240 MW
 - Biooljepannor ca 270 MW
 - Elbaserat ca 100 MW (värmepumpar, kompressorkylmaskiner och elpannor)
 - Det finns också ett antal absorptionskylmaskiner som drivs av avfallsförbränningen
- Planer på CCS/CCU
 - Vattenfall Värme har utvärderat installation av koldioxidinfångning på anläggningarna i Uppsala, Jordbro och Nyköping. Vattenfall Värme bevakar frågan, för att se om eller när det finns förutsättningar för koldioxidinfångning för Vattenfall Värme.
- Elområde: SE 3

Planer på kort sikt (5–10 år)

Restvärme och etableringar

Vattenfall Värme arbetar aktivt inom initiativet *SamEnergi*¹² för att identifiera möjliga källor till överskottsvärme i närheten av distributionsnätet. Samtidigt arbetar man strategiskt för att framtida industrietableringar ska ske på platser där överskottsvärme kan tas tillvara. Datacenter är en särskilt aktuell aktörsgrupp i detta sammanhang. För att stödja etableringsbeslut arbetar man för närvarande med att ta fram och sammanställa information om elkapacitet, fibertillgång, marklägen och värmebehov.

Ett parallellt internt projekt kartlägger fjärrvärmenätens tekniska förmåga att ta emot överskottsvärme på olika platser. Syftet är att proaktivt skapa bättre förutsättningar för värmeåtervinning genom fjärrvärme.

Vattenfall lyfter här två viktiga reflektioner:

“Frågan om avfallsförbränning och överskottsvärme är mycket komplex. Som energibolag står vi inför utmaningen att erbjuda en ersättningsnivå för överskottsvärmen som är tillräckligt attraktiv för att möjliggöra en affär med den aktör som säljer sin överskottsvärme. Detta beror på att marginalproduktionskostnaden för avfall är relativt låg.”

“En annan viktig reflektion handlar om utbud och efterfrågan av överskottsvärme. En kritisk faktor för att få ihop affären är att restvärmen finns inom rimligt avstånd till befintlig fjärrvärmeinfrastruktur. För långa avstånd kan snabbt göra affären olönsam för både köpare och säljare.”

¹² Läs mer om SamEnergi på Vattenfalls hemsida (<https://www.vattenfall.se/foretag/varme-kyla/samenergi/>)

Temperatur och effektivitet

En successiv sänkning av nätets medeltemperaturer har genomförts under de senaste åren i flera av Vattenfalls nät med lyckat utfall. Sänkta temperaturer förbättrar produktionsverkningsgrad och möjliggör effektivare integration av överskottsvärme utan att tumma på kundkomfort.

Flexibilitet och styrning

Vattenfall erbjuder en kundprodukt för efterfrågefleksibilitet i alla sina nät. Produkten riktar sig främst till flerbostadshus och bostadsrättsföreningar, där molnbaserad AI-styrning optimerar innetemperaturen efter kundens preferenser, med avsikten att öka komforten genom jämnare inomhustemperatur (mot önskad nivå), spara energi eller kapa effektoppar.

Framtidsbild mot 2040

Vattenfall ser styrka i att ha hela värdekedjan (produktion, distribution, försäljning). Rådighet över distributionen lyfts som en särskilt stark tillgång. Vattenfall ser fortsatt en roll för förbränning av avfall och biobränslen, men mixen påverkas av teknikutveckling, elmarknadsutveckling och reglering (tex Energy Performance of Buildings Directive, EPBD; Renewable Energy Directive, RED; Industrial Emissions Directive, IED). Direktiven påverkar antingen Vattenfalls egen verksamhet eller deras leverantörer och värmekunder.

Centrala komponenter i framtidens system innefattar:

- Ökat tillvaratagande av restvärme
- Fler värmepumpar och elpannor i fjärrvärmeproduktionen
- Produktionsoptimering med lägre systemtemperaturer och smart styrning
- Decentraliserad produktion och korttidslager närmare kund
- Värme- och kylanläggningar byggs redan idag för att kunna ta emot varierande produktionskällor.

Vattenfall följer utvecklingen av högtemperaturlager men anser att realisering i närtid är osannolik.

Möjlig hantering av ett extremscenario med kraftigt begränsad förbränning

Om förbränning i princip upphör till följd av t.ex. höga biobränslepriser eller minskade avfallsmängder krävs en omfattande omställning för Vattenfall Värme i Uppsala:

- Restvärme blir en hörnsten men Vattenfall behöver arbeta strategiskt med att maximera tillgång och integration.
- Värmepumpar och elpannor ersätter delar av värmeproduktionen, vilket innebär ökad belastning på elnätet under ofta redan ansträngda perioder. Elpannorna blir särskilt viktiga som topplast och backup.
- Lokala lagerlösningar i ackumulatorer blir en än viktigare del i produktionen.
- Smart styrning, flexibilitet och decentraliserad produktion ökar i betydelse.

- Avsaknad av kraftvärme innebär förlorad lokal elproduktion, vilket skulle öka belastningen på elnätet ytterligare.
- Industrikunder som idag får ånga från förbränningsbaserad produktion kan tvingas bygga egna lösningar, vilket ytterligare skulle belasta elnätet ifall dessa är elbaserade. Alternativt skulle det kräva t.ex. biobränslen, vilket endast skulle innebära en förflyttning av var förbränningen sker.
- Kärnkraftsrestvärme från Forsmark lyfts som ett långsiktigt, men i dagsläget hypotetiskt, spår.

Sammanfattande reflektioner och nyckelfaktorer framåt

- **Reglering och styrmedel:** Direktiv som EPBD, RED och IED och dess implementering påverkar villkoren för framtida produktion.
- **Elkapacitet:** Ökad elberoende värmeproduktion kräver att elnätet kan möta effektbehoven. Samtidigt kan lokal elproduktionen från kraftvärme försvinna.
- **Teknikutveckling:** Effektiva värmepumpar som kan hantera temperaturlyft, energilagring och AI-styrning skapar nya möjligheter.
- **Kommunikation och samverkan:** Dialog och samarbete med kommunen, kunder och andra aktörer är avgörande – bl.a. för lokalisering av verksamheter och planering av infrastruktur.
- **Restvärmeintegration:** Närhet till fjärrvärmenät är kritiskt, liksom andra tekniska förutsättningar och affärsmodeller som fungerar för båda parter. Bidrag för anslutning av restvärme mot nät kan realisera fler integreringar.
- **Affärsmodeller och flexibilitet:** Nya avtal och prismodeller behövs för att stödja en mer decentraliserad och el- eller restvärmebaserad värmeproduktion.
- **Robusthet och leverans kvalitet:** Fler mindre produktionskällor ökar systemkomplexiteten. Smart styrning och noggrant designade system blir avgörande för att säkra driftsäkerhet och leverans kvalitet.

Härnösand

Härnösand kommun i Västernorrlands län har ca 25 000 invånare och tillhör elområde SE2. Det lokala energibolaget Härnösand Energi och Miljö, HEMAB, är helägt av kommunen och verkar inom flera områden, bland annat fjärrvärme, elnät, vatten och avlopp samt avfalls- och återvinningstjänster.

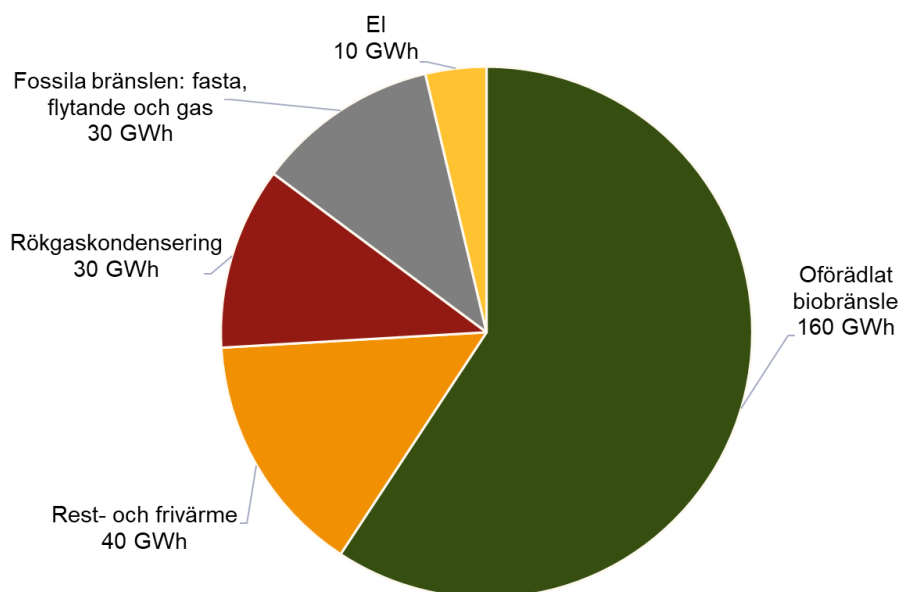
Fjärrvärmeverksamheten utgör en central del av energiförsörjningen i kommunen. HEMAB:s fjärrvärmeproduktion baseras i dagsläget till 100 % på biobränslen, främst restprodukter från skogsindustrin som spån och bark. Huvudanläggningen är ett kraftvärmeverk med en kapacitet på 38 MW, kompletterat med en fastbränslepanna på 18 MW samt några el- och oljepannor som reserv. Bolaget köper också in restvärme från SCA BioNorrs lokala pelletstillverkning via rökgaskondensor.

HEMAB är i hög grad exponerat mot biobränslemarknaden då hela bränslevolymen upphandlas externt. Det skapar känslighet för prisvariationer och

konkurrens om råvaror, särskilt från industrin. Även låga elpriser i SE2 skapar stora utmaningar för bolaget då intäkter från kraftvärme och annan egen elproduktion påverkas, samtidigt som elskatten gör nyttjande av exempelvis elpannor kostsamt även under lågpristimmar. Trots utmaningarna är el- och värmeleveranserna från HEMAB en stabil och samhällskritisk funktion i det lokala energisystemet idag, och väntas fortsätta vara det under lång tid framöver.

Fakta om Härnösand Energi och Miljö

- Leveranser (GWh) 2024:
 - El, producerad totalt: 17
 - Värmeproduktion: 230
 - Ånga: Nej
 - Kyla: Nej
- Huvudsakliga produktionsanläggningar
 - Murbergsviken
 - Startår: 2001
 - Effekt: 38 MW (38 MW fjärrvärme 11.7 MW el)
 - Bränslen: biobränsle
 - Verkningsgrad: 90%
 - Panntyp: Fluidiserande sandbäddspanna
 - Förbränningskapacitet: 9 ton/h
 - Reningsgrad: 98%
- Konkreta planer på CCS/CCU: Nej
- Elområde: SE 2



Figur 11. Bränslemix för kraft- och värmeproduktion 2024 i Härnösand. Statistiken är hämtad från Energiföretagen Sverige, men bearbetad av Profu.

Utvecklingsarbete på kort sikt, 5–10 år
Pågående och planerade insatser inkluderar:

- **Bränslestrategi och försörjningstrygghet:** Bolaget ser behov av att minska beroendet av de stora skogsbolagen och deras prissättning. En möjlig väg är att utveckla en mer lokal bränsleförsörjning genom samarbete med mindre entreprenörer och markägare för uttag av grot (grenar och toppar), sly och andra restflöden. Även användning av eget avfall¹³ (t.ex. VIT RT¹⁴) i energiproduktionen övervägs.
- **Effektivisering och temperatursänkning:** HEMAB har sänkt framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet med ca 7–8 grader, vilket förbättrat systemets verkningsgrad. Arbetet fortsätter, men eftersom kunderna själva äger sina fjärrvärmecentraler har HEMAB begränsad rådighet att påverka styrning av dessa anläggningar. Förstärkt dialog med kunderna bedöms nödvändig.
- **Restvärme och lågtemperatur:** En kartläggning av möjliga restvärmekällor pågår, även om inga stora punktkällor identifierats hittills. Sekundärnät med bergvärme och andra lågtemperaturlösningar utreds, bland annat i ett testprojekt med en större kund.
- **Flexibilitet och lagerlösningar:** Bolaget har en ackumulatortank för korttidslagring (140 MW, några timmar). Möjligheter till säsongslagring respektive decentraliserad lagring i t.ex. byggnadsstommar hos kunder med större, tunga fastigheter ses som intressanta. Diskussioner om flexavtal förs därför med vissa kunder.
- **Solvärme:** HEMAB köper solvärme från Absolicons pilotanläggning¹⁵ i kommunen. Solvärmen fungerar bra sommartid men har lägre temperaturnivå än ordinarie framledningstemperatur. Den kopplas därför in på returledningen, vilket fungerar under vissa perioder men kan ge för hög returtemperatur under andra delar av året. Solvärme bedöms därav passa bättre i lågtempererade nät.

Strategiska reflektioner och målbild mot 2040

HEMAB ser att fjärrvärmen fortsatt kommer spela en viktig roll i Härnösands lokala energisystem. Samtidigt finns en växande insikt om att framtiden sannolikt kräver en omställning bort från beroendet av biobränslen. Insikten grundas främst i ekonomiska faktorer där ökande konkurrens om biomassa samt utsatthet för prissättning hos ett fåtal leverantörer är avgörande.

För att klara framtida krav ser bolaget att de behöver ställa om från en traditionell drift- och förvaltningsroll till mer fokus på utveckling, innovation och

¹³ HEMAB:s Affärsområde Återvinning sköter fastighetsrenhållningen på uppdrag av Härnösands kommun och driver även två återvinningscentraler - Härnösands Kretsloppspark och Ålands återvinningsanläggning.

¹⁴ Vit RT-flis är en typ av biobränsle som består av obehandlat returträ, alltså träavfall från bygg- och rivningsmaterial, som har krossats till flis. Det klassas som rent biobränsle och skiljer sig från målad eller impregnerad RT-flis som inte är klassad som rent biobränsle.

¹⁵ Se <https://www.absolicon.com/sv/>

omställningsarbete. Detta kräver både resurser, utvecklad eller ny kompetens och ökat kunskapsutbyte med bland annat andra energibolag.

Viktiga framtidsspår innefattar:

- Värmepumpar (tex. havsvatten, bergvärme) och lågtemperaturnät i nya områden.
- Större fokus på tillvaratagande av lokal restvärme.
- Smart styrning, flexibilitet och affärsmodeller som premierar resurseffektivitet.
- Intern kompetensutveckling
- Branschsamverkan och kunskapsutbyte för att minska omställningskostnader.

Lokala konsekvenser av kraftigt minskad förbränning

Ett framtida scenario där biobränsleförbränning inte längre är möjlig betraktas av HEMABs representant som realistiskt och hanterbart givet att omställningen får ta tid och ges rätt förutsättningar. *"Inte en fråga om utan när"*.

I en sådan utveckling ses flera lösningar som möjliga vägar framåt. Exempelvis kan elpannor spela en viktig roll i SE2, där elpriserna ofta är låga. Elskatten, såsom den är utformad idag, gör dock att dessa lösningar ändå kan bli kostsamma, även under lågpristimmar. Värmepumpar lyfts som ett annat centralt verktyg, särskilt i kombination med smart styrning och flexibilitet i kundernas energianvändning.

För att skapa utrymme i systemet under kalla perioder krävs både tekniska lösningar och nya affärsmodeller som gör det möjligt att dela ansvar för topplaster. Att ta tillvara lokal restvärme, utveckla lågtempererade nät, lokal lagring och byggnadsstommars värmetröghet är andra viktiga pusselbitar. På längre sikt ses även små modulära kärnkraftsreaktorer som en möjlig, om än i dagsläget avlägsen, värmekälla.

Sammanfattande reflektioner och nyckelfaktorer framåt

Fjärrvärme bedöms vara en viktig del i det lokala energisystemet även i framtiden, men den måste inte nödvändigtvis vara baserad på biobränslen. Tid, kompetens, samverkan samt regelverk som ger förutsättningar för ett förändrat affärsupplägg behövs för att möjliggöra en sådan omställning. Det handlar om:

- **Stabila spelregler** och långsiktiga styrmedel krävs för att våga investera.
- **Lokala synergier** behöver vidareutvecklas, t.ex. kring flexlösningar, lager och kundsamverkan.
- **Kompetensförsörjning** är avgörande. Bolaget ser behov av att utveckla driftpersonalens roll till att också omfatta utvecklingsarbete.
- Omställningen är resurskrävande, men nödvändig. Att **arbeta tillsammans** med kunder, kommun och andra energibolag ses som en framgångsfaktor.

"Vi är fem år för sena egentligen, men nu måste vi ta tag i taktpinnen!"

Umeå

Umeå kommun har drygt 134 000 invånare, varav 94 000 bor i tätorten Umeå. Umeå Energi, vilket ägs till 100% av kommunen, har verksamhet inom elnät, bredband, fjärrvärme och elhandel.

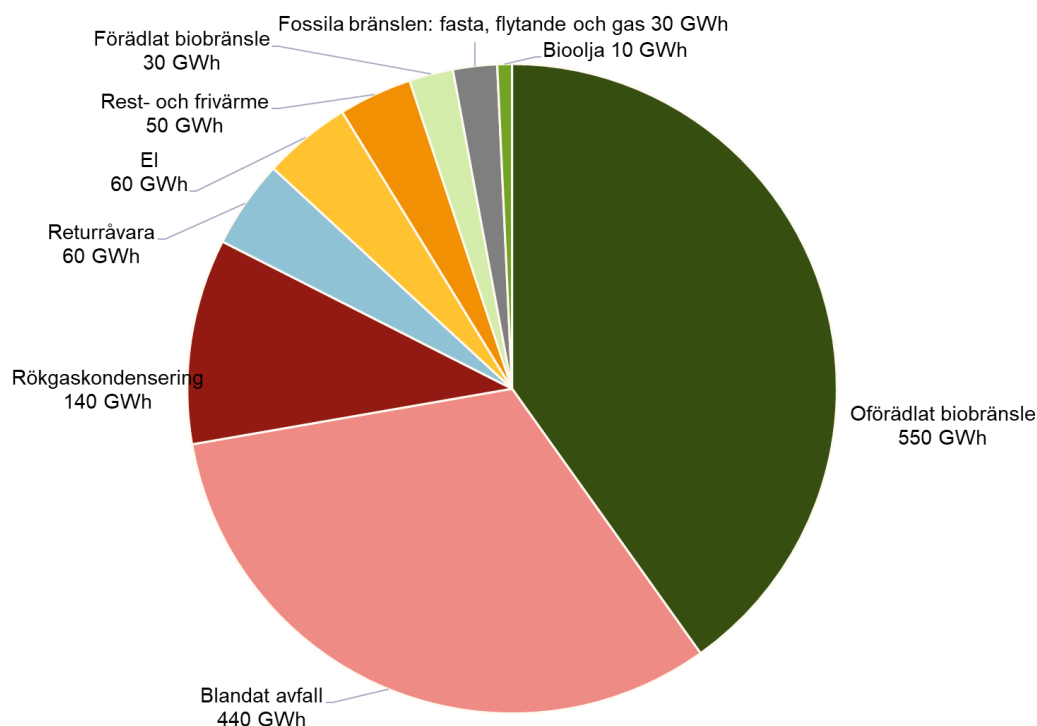
Umeå Energi bedriver ett fjärrvärmesystem där värmeproduktionen idag till cirka 90 procent baseras på förbränning av biobränslen och avfall. Biobränslemixen består huvudsakligen av restprodukter från skogsindustrin, medan avfallet hämtas både regionalt och via import från bland annat Norge, Storbritannien och Nederländerna. Produktionen kompletteras med restvärme från industri och avloppsrening samt spets- och reservkapacitet i form av bioolja, biopellets och viss fossil backup. Den årliga värmeproduktionen uppgick till cirka 1 000 GWh år 2024, se bränslemixen i Figur 12.

Umeå kommun har ambitiösa tillväxt- och klimatmål. Kommunens mål är att nå 200 000 invånare år 2050 och att vara klimatneutralt till år 2040. I kommunens energiprogram slås fast att energiförsörjningen ska vara fossilfri, effektiv och robust, samtidigt som den möjliggör fortsatt befolkningstillväxt och elektrifiering.

Fakta om Umeå Energi

- Leveranser 2024:
 - El, producerad totalt: 160 GWh
 - Värmeproduktion: 1 TWh
 - Ånga: Ja
 - Kyla: Ja
- Umeå energi har fyra separata fjärrvärmenät i Umeå, Sävar, Hörnefors och Bjurholm (ej sammankopplade)
- Huvudsakliga produktionsanläggningar
 - **Fakta Dåva 1**
 - Startår: 2000
 - Effekt: 65 MW (50 MW fjärrvärme +12 MW el)
 - Bränslen: brännbart avfall
 - Verkningsgrad: 99 %
 - Panntyp: Roster
 - Förbränningskapacitet: 160 000 ton per år (20 ton/h)
 - Reningsgrad: försurade gaser och partikelbundna föroreningar 99,5 %
 - **Fakta Dåva 2**
 - Startår: 2010
 - Effekt: 100MW värme och 35MW el
 - Bränsle: biobränsle
 - Panntyp: fluidbäddpanna
- Konkreta planer på CCS/CCU: Ja
- Elområde: SE 2

Umeå Energi har därmed en central roll i arbetet med att nå de långsiktiga målen och betraktar både el- och fjärrvärmesystemet som strategiska verktyg för att uppnå dessa. Bolagets verksamhet bedrivs därför i nära samspel med kommunens övriga arbete inom energi, klimat och stadsutveckling. Som en del av detta samspel utvecklas Umeå Eco Industrial Park i Dåvaområdet. Det är ett kluster för hållbar industriell samverkan där energi, material och restflöden kopplas samman i nya lösningar.



Figur 12. Bränslemix för kraft- och värmeproduktion 2024 i Umeå. Statistiken är hämtad från Energiföretagen Sverige, men bearbetad av Profu. Notera att vintern 23/24 var kallare än normalt i Umeå och därmed användes mer fossila bränslen än vid mer normala vintrar.

Framtidsplaner på kort och lång sikt

Umeå Energi ser framför sig en successiv omställning där förbränning fortsatt kommer att ha en roll, men i minskande omfattning. Mot bakgrund av kommunens klimatmål och de långsiktiga förändringar i resurs- och avfallsflöden som kan väntas, arbetar bolaget med att undersöka och investera i många olika typer av tekniska lösningar och samarbetsprojekt samt utveckla nya affärsmodeller. Bolagets drivkrafter är att möjliggöra uppfyllelse av kommunens klimatmål, behålla och utveckla rådigheten över kommunens energiförsörjning och att bibehålla värmeaffären även i en framtid där produktionsförutsättningarna ser annorlunda ut.

Umeå Energi arbetar aktivt med att utveckla flera parallella spår för att bredda sin tekniska portfölj, öka systemets anpassningsförmåga och minska beroendet av enskilda

lösningar. Bland annat byggs en eftersorteringsanläggning för att minska mängden fossil plast i avfallet, och arbetet med att sänka systemtemperaturen i fjärrvärmenätet intensifieras. Sänkta systemtemperaturer ökar möjligheterna att successivt integrera fler lågtempererade värmekällor och möjliggöra lokal produktion i nya delar av fjärrvärmenätet. Redan idag finns två stora värmepumpar i drift, och fler ses som sannolika i framtiden. Elpannor utvärderas också som spetslösning och potentiell stödtjänst.

"Vi tror att det fortsatt kommer att finnas behov av termisk behandling av avfall även 2040, men att förbränning kommer att spela en mindre roll."

På längre sikt planeras större teknikskiften och nya samarbeten. Inom ramen för Umeå Eco Industrial Park utvecklas flera initiativ med fokus på industriell symbios. Ett exempel är satsningen tillsammans med Liquid Wind, där koldioxid

från kraftvärmeverket ska kombineras med vätgas för att producera e-metanol, ett fossilfritt bränsle för sjöfarten. Den värme som uppstår i processen kan återföras till fjärrvärmesystemet, men kräver sannolikt viss temperaturhöjning med värmepump. Ett liknande koncept utvärderas tillsammans med bolaget Mana, som undersöker möjligheten att producera elektrobaserat flygbränsle (e-SAF) från förgasning av avfall. Båda dessa satsningar förutsätter fortsatt nyttjande av biomassa och/eller avfall för koldioxidinfångning.

För att stärka uthålligheten i systemet utforskar Umeå Energi också termiska energilager, inklusive borrhål, groplager och fastighetsnära lager, samt testar sektionering av fjärrvärmenätet för att möjliggöra olika temperaturnivåer i olika delar av staden. Termisk lagring av medeltempererade restvärmeflöden skulle kunna vara en möjlighet. Digitala verktyg, såsom en digital tvilling av nätet, används för att simulera och optimera driften. Parallellt utvecklas kundrelationer och prismodeller som bygger på samverkan snarare än traditionell leveranslogik. Det är en strategi som ses som nödvändig i ett mer decentraliserat och elektrifierat energisystem.

Lokala konsekvenser av kraftigt minskad förbränning

Ett framtidsscenario där förbränning av avfall och biobränslen i stort sett upphör skulle innebära genomgripande förändringar för Umeå Energi och energisystemet i Umeå. Idag är cirka 90 procent av fjärrvärmeproduktionen förbränningsbaserad, med en bränslemix bestående av skogsbränslen och lokala, regionala och importerade avfallsfraktioner. Ett bortfall av dessa tekniker skulle kräva ett omfattande tekniskifte och omställning av både produktionsstruktur och affärslogik.

En direkt konsekvens vore att termisk behandling av avfall inte längre kan genomföras lokalt, vilket påverkar både energiförsörjningen och avfallshanteringen. De avfallsflöden som idag energiåtervinns i Dåva-området behöver då hanteras på andra sätt, vilket kan få földeffekter för både kommunens avfallsstrategi och regionens infrastruktur. Dessutom skulle den koldioxid som fångas in för produktion av e-metanol i samarbetet med Liquid Wind inte längre vara tillgänglig, vilket innebär att både fartygsbränsleproduktionen och den restvärme som skulle tillförts fjärrvärmesystemet faller bort.

För att ersätta förbränningskapaciteten skulle fjärrvärmen i större utsträckning behöva baseras på eldrivna tekniker som värmepumpar och elpannor. Det ställer i sin tur höga krav på lokal elnätscapacitet, elkostnader, och möjligheter till lagring. Även med Umeås i dagsläget goda eleffektbalans behövs betydande investeringar för att klara ökade effektoppar, särskilt vid kall väderlek.

Redundansfrågan är central i detta sammanhang. Idag hanteras värmeeffektbehovet vid extrema vinterdagar ofta genom snabbt tillgänglig förbränningskapacitet. I ett system utan förbränning krävs nya lösningar för att hantera kalla dygn med mycket höga effektbehov, såsom kombinationer av termisk energilagring, elpannor och flexibel användning på kundsidan. Umeå Energi betonar här betydelsen av att engagera kunder i diskussioner om komfort, styrning och acceptans, till exempel rörande tillfälligt sänkta inomhustemperaturer.

Exempel på konkreta följder vid kraftigt minskad förbränning:

- Behov av att ersätta huvuddelen av dagens värmeproduktion med främst el- och eller restvärmebaserade lösningar.
- Bortfall av energi- och koldioxidflöden till e-metanolproduktion påverkar både bränsleproduktion för transportsektorn och fjärrvärmeförsörjning. Satsningen på infångning av koldioxid är strategisk för företagets affärsutveckling. Förändrade förutsättningar skulle ha stor påverkan på planerade investeringar såväl som hela affären.
- Avfallsflöden behöver hanteras på annat sätt. Ny infrastruktur eller export av avfall kan krävas.
- Ökat behov av elkapacitet och effektreserv, särskilt under kalla dygn.
- Nya lösningar krävs för redundans, t.ex. termisk lagring, elpannor och flexibel kundstyrning.
- Förändrade förutsättningar för värmekunderna, t.ex. förändrade kostnader för uppvärmning och eventuellt större variation av inomhustemperatur.

Sammantaget bedöms ett förbränningsfritt scenario kunna genomföras, men endast med stora investeringar, ny teknik, samverkanslösningar och förändrade förväntningar hos både leverantör och kund. Umeå Energis strategi präglas därför av diversifiering av teknikportföljen samt symbios, snarare än beroende av enskilda teknikspår. Målet är att bevara lokal rådighet och långsiktig robusthet i energisystemet.

Möjligheter med extremscenariot

Ett framtida fjärrvärmesystem utan förbränning innebär stora utmaningar, men Umeå Energi ser även flera möjligheter kopplade till en sådan omställning. Bolaget betonar vikten av att vara teknikneutralt och förberett. Att skapa ett robust, flexibelt och diversifierat system där flera olika lösningar kan samverka över tid. I det perspektivet kan ett minskat beroende av förbränning öppna för ny teknik, nya samarbeten och affärsmodeller som är bättre anpassade till en framtid med ökad elektrifiering och sektorsintegration.

En möjlighet är att fjärrvärmenätet kan fortsätta att utvecklas till en plattform för att integrera hög- och lågtempererade värmekällor och energiflöden från lokala industriprocesser, eldrivna tekniker och energilager. Fjärrvärmeinfrastrukturen skapar förutsättningar för att fortsätta utveckla industrisymbioser, exempelvis genom restvärme från produktion av e-bränslen eller annan cirkulär verksamhet.

Umeå Energi lyfter också potentialen i att stärka kundrelationerna genom nya affärsmodeller, där kunden inte enbart är mottagare av värme utan även medaktör. Genom prismodeller och samverkan kring flexibel användning, lokal produktion och termisk, decentraliserad lagring kan både leveranssäkerhet och resurseffektivitet förbättras.

Den digitala utvecklingen utgör ytterligare en möjlighet. Genom digitala tvillingar och avancerad styrning kan fjärrvärmesystemet optimeras i realtid utifrån temperaturer, elpriser, effekttoppar och tillgång till olika energikällor. Ett mer differentierat nät med sektionerade temperaturnivåer öppnar dessutom för snabbare integration av ny teknik och lokala lösningar i takt med att staden växer.

För att dessa möjligheter ska kunna realiseras krävs dock ett antal avgörande förutsättningar. Det handlar bland annat om fortsatt tillgång till el med tillräcklig kapacitet och rimlig prisnivå, långsiktig stabilitet i regelverk och styrmedel, samt investeringar i både infrastruktur och kompetens. Det krävs också en gemensam vilja från kommun, industri och energibolag att dela på ansvar, kostnader och risker i utvecklingen av framtidens energisystem.

Viktiga faktorer som påverkar Umeå Energis framtida förutsättningar

Umeå Energi arbetar aktivt med att framtidssäkra verksamheten och utvecklar lösningar för ett värmesystem med minskad förbränning. Strategin präglas av långsiktig förberedelse snarare än snabba skiften, med fokus på diversifiering, redundans och lokal rådighet. Samtidigt är det tydligt att bolagets möjligheter att ställa om påverkas av faktorer helt eller delvis bortom den egna kontrollen. Exempel är elnätets kapacitet, avfallssystemets utveckling och nationella regelverk. För att den påbörjade omställningen ska bli genomförbar i praktiken krävs ett samspel mellan teknik, politik och beteende på flera nivåer.

Flera faktorer kommer att vara avgörande för Umeå Energis handlingsutrymme framöver:

- **Elkapacitet och elnätets robusthet**, särskilt för att möjliggöra eldriven värmeproduktion och nya industriprojekt.
- **Utvecklingen inom avfallsmarknaden, avfallsflöden och materialåtervinning** påverkar både bränslebas och möjligheter till industriell samverkan.
- **Kommunens klimatmål och planeringsbeslut** styr både teknikval och investeringstakt.
- **Kundernas flexibilitet, samarbetsvilja och alternativkostnader** för uppvärmning avgör hur snabbt förändrade lösningar kan implementeras lokalt.
- **Tillgång till kompetens och digitala verktyg** krävs för att kunna driva ett mer komplext, flexibelt och datadrivet energisystem.
- **Nationella och EU-gemensamma regelverk och incitament** skapar eller begränsar förutsättningarna för långsiktig omställning.



Figur 13. Dava Kraftvärmeverk. Foto: Umeå Energi.

Boden

Bodens Energi driver ett lokalt fjärrvärmesystem som idag är baserat på tre avfallspannor, varav två kraftvärmepannor och en hetvattenpanna. Totalt förbränner bolaget ca 125 kton avfall varje år. Avfallet kommer från i stort sett hela Norrbotten, några kommuner i Västerbotten samt från Norge (ca 40 % av volymen). Bolaget har också en ackumulatortank, och ser värde i att potentiellt utveckla ytterligare lagerlösningar framöver. Se bolagets bränsleanvändning för kraft- och fjärrvärmeproduktion år 2024 i Figur 14.

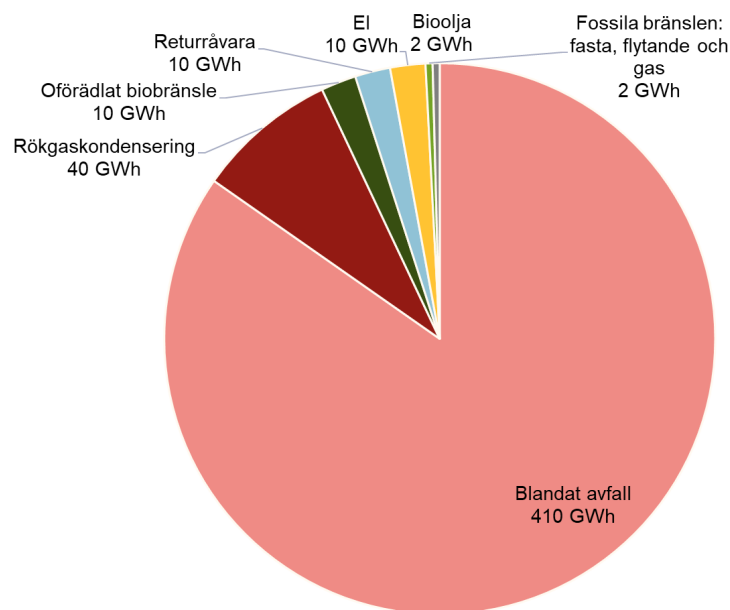
Totalt levererar bolaget ca 270 GWh värme respektive ca 40 GWh el per år, varav majoriteten av värmen går till bostäder. Systemet försörjer också ett mindre antal verksamheter, men Boden är i huvudsak en bostadsdominerad ort utan större industriella fjärrvärmekunder. Fjärrvärmesystemet är en lönsam affär och utgör en viktig del av det lokala energisystemet.

Bodens kommun har 28 000 invånare idag, varav ca 60% bor i tätorten med samma namn. Till 2035 förväntas antalet invånare uppgå till 33 000 personer. Kommunen driver bl.a. projektet Klimatneutrala Boden 2030 inom ramen för Viable Cities, där missionen är "Klimatneutrala städer 2030 - med ett gott liv för alla inom planetens gränser".

Tätorten Boden ligger drygt 30 km från Luleå, i elprisområde SE 1.

Fakta om Bodens Energi

- Leveranser 2024 (GWh):
 - El till kund: 252 (varav 15 kommer från vattenkraft och 43 från kraftvärme)
 - Värme: 270 GWh
 - Ånga: Ja
 - Kyla: Ja
- Typ av pannor inkl effekt
 - En hetvattenpanna och två kraftvärmepannor som eldas med avfall, en biobränslepanna, två oljepannor samt en ackumulator
 - Avfallspannorna går 24 timmar/dygn året om förutom vid revisions- eller reparationsstopp
- Konkreta planer på CCS/CCU
 - Förstudie genomfördes 2021, men den ledde inte vidare
 - Omtag på frågan 2025
- Elområde: SE 1



Figur 14. Bränslemix för kraft- och värmeproduktion 2024 i Boden. Statistiken är hämtad från Energiföretagen Sverige, men bearbetad av Profu

Den strategiska färdriktningen är tydlig – Bodens Energi ska vara fossilfritt till 2045 och har som mål att halvera bolagets tillförda klimatpåverkan till 2035 jämfört med 2024, enligt sin nyligen antagna klimatfärdplan. Restvärme, elektrifiering och samverkan är centrala delar i framtidsvisionen.

Bolaget ser att fjärrvärmenätet är deras strategiskt viktigaste tillgång. Produktionen kan förändras och infrastrukturen möjliggör anpassning efter rådande förutsättningar.

Planer på kort sikt (5–10 år)

En viktig drivkraft för bolagets utveckling är det ökande värmeeffektbehovet som förväntas i Boden. Effektbehovet kan komma att öka med ca 30–40 MW under det kommande decenniet, till följd av främst befolkningstillväxt och etableringar av Stegras nya stålproduktionsanläggning samt Försvarmaktens expansion. Detta skulle kunna hanteras med en investering i en ny panna, men Bodens Energi ser restvärme som det mest önskvärda alternativet både ur klimat- och kostnadssynpunkt. Om Stegras etablering genomförs enligt plan kommer stora mängder restvärme sannolikt finnas, men det är i dagsläget oklart, åtminstone för Bodens Energi, i vilka volymer, kvaliteter och när i tiden. Bodens Energi står därför inför ett kritiskt vägval vad gäller tajming.

För att realisera restvärmeanvändning krävs dock flera saker samtidigt:

- **Kör!** Den lokal industriutvecklingen måste bli verklighet. Stegra förväntas starta sin produktion under 2026 eller något senare, men det är ännu oklart.
- **Design.** De nya industriprocesserna som etableras bör designas med restvärmeåtervinning i åtanke, annars riskerar man att låsa fast sig i tekniska lösningar som försvårar för återvinning av värmeenergin och andra framtida symbioser.

- **Tajming.** Det krävs tydliga överenskommelser mellan de lokala aktörerna innan Bodens Energi behöver fatta investeringsbeslut om ny panna. En sådan investering skulle minska incitamenten att nyttja restvärme senare.
- **Gemensam nytta.** Samverkansformer och affärsupplägg som ger win-win för både restvärmeleverantör och -köpare behöver etableras.

Parallellt pågår andra initiativ för utveckling av Bodens Energis verksamhet:

- Bolaget utreder möjligheten att etablera en eftersorteringsanläggning för avfall, där plastfraktioner kan sorteras ut innan förbränning. Syftet är att minska andelen fossilt kol i avfallet och därmed sänka klimatpåverkan från förbränningen. Flera andra energi- och avfallsbolag i Sverige har investerat i liknande anläggningar, t.ex. Stockholm Exergi, Tekniska Verken i Linköping och Umeå Energi.
- Diskussioner förs med aktörer som erbjuder lösningar inom CCU/CCS. Bolaget har tidigare undersökt möjligheter för koldioxidinfångning, vilket då visade sig vara tekniskt men inte ekonomiskt genomförbart. Nu har teknikutveckling och andra förändrade förutsättningar gjort tekniken intressant att titta på igen, men det finns fortfarande stora ekonomiska och tekniska hinder. Ekonomiskt stöd kommer därför vara en förutsättning för eventuell investering.
- Arbete med att sänka framledningstemperaturer i fjärrvärmenätet pågår kontinuerligt.
- En effekttaxa finns för företagskunder och ska införas även för privatkunder.
- Laststyrning testas i större fastigheter. Bodens Energi har få stora kunder, vilket begränsar potentialen.

Det finns intresse av att undersöka sammankoppling mellan fjärrvärmesystemen i Boden och Luleå, men osäkerheter kring behov och produktion i båda kommunerna gör det svårt att utreda i dagsläget. Det skulle kräva omfattande förstärkningar av nätet och annan infrastruktur, men skulle sannolikt kunna genomföras relativt snabbt om förutsättningarna blir rätt.

Bolaget följer även vad som sker på andra håll i Sverige.

Framtidsbild mot 2040

Bodens Energi ser restvärme från industrin som det mest lovande långsiktiga alternativet och/eller komplementet till dagens avfallsbaserade värmeproduktion. Idag är förbränning en grundförutsättning för verksamheten, men det är i distributionsnätet och dess potential att möjliggöra resurs- och energieffektiva lösningar samt symbioser som det strategiska värdet ligger.

"Det vore ett gigantiskt misslyckande om vi inte får till restvärmeaffären."

Bolaget vill aktivt medverka till att restvärme får en starkare roll i svensk energiförsörjning, men upplever att frågan behöver belysas mer nationellt. Man ser också ett behov av att:

- Fortsätta sänka systemtemperaturerna där så är möjligt.
- Potentiellt utveckla säsongslagring

- Vidareutveckla lågvärmeområden och lågtemperatursystem vid nybyggnation.
- Kontinuerligt arbeta med omvärldsbevakning inom områden som elmarknad, vätgas, CCS och avfall m.m.

Möjlig hantering av ett extremscenario med kraftigt minskad förbränning

I ett scenario där förbränning i princip upphör, ser Bodens Energi att omställningen är möjlig under förutsättning att den genomförs med framförhållning och samordning. Omställningen måste ske gradvis och med tillgång till alternativ:

- **Restvärme** från främst lokala industrier, särskilt Stegras nya fabrik.
- **Värmepumpar**, tex kombinerat med restvärme vid låga temperaturer.
- **Elpannor**. Det kan vara särskilt intressant för Boden som ligger i SE1 där elpriserna ofta är låga idag.
- **Hopkoppling av fjärrvärmenät** med exempelvis Luleå, om det finns affärsmässig och teknisk nytta.
- **Lågtemperatursystem** i nybyggda områden.
- **Säsongslagring**, tex. genom att nyttja gamla beredskapslager i bergtrum som finns på många platser i regionen.
- Kombinationer av **tekniska lösningar och laststyrning** kommer troligen att behövas för att hantera effektoppar och varierande restvärmeleveranser.

Bolaget betonar att det är viktigt med långsiktiga, tydliga politiska spelregler för att möjliggöra denna omställning, både vad gäller förbränning, avfallshantering, CCS, förutsättningar för industrins utveckling, krav och förutsättningar kring restvärmeanvändning och elmarknadens utveckling.

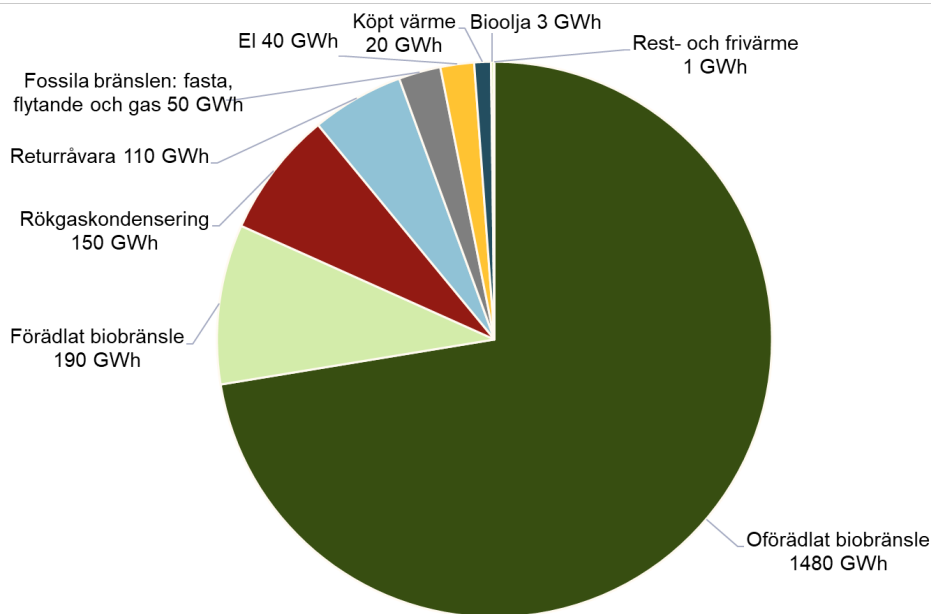
Sammanfattande reflektioner och nyckelfaktorer framåt

- **Restvärmefrågan behöver lyftas nationellt**. Det krävs tydligare incitament, samverkansformer och prioritering av industriell symbios.
- **Fjärrvärmens konkurrenskraft måste säkras**. Attraktivt pris gentemot andra alternativ är avgörande. Detta är såväl en lokal som regional och nationell fråga.
- **CCS för avfallsförbränning** behöver ges större uppmärksamhet. Idag fokuserar styrmedel nästan uteslutande på bio-CCS, vilket riskerar att osynliggöra andra klimatnyttiga lösningar.
- **Flexibilitet och robusthet** i systemet blir viktigare. Lagerlösningar, väl utformade taxor och smart styrning kommer spela en allt större roll.
- **Tajming och planeringshorisont** är avgörande. Beslut om investeringar i ny en panna, samarbete med industrin och möjliga framtidssatsningar måste koordineras i tid.

Solör Bioenergi

Solör Bioenergi är en nordisk energikoncern med verksamhet i Sverige, Norge och Polen. Företaget har flera verksamhetsområden där det största är att producera värme ifrån skogsrester. I Sverige driver företaget cirka 100 fjärrvärmenät och 70 närvärmeanläggningar och äger hela kedjan från produktion till kundrelation. Sammantaget levererar företaget ca 1,5 TWh värme och ånga samt knappt 20 GWh el per år. Företaget producerar och distribuerar värme, ånga och el till bostäder, företag, offentliga verksamheter och industrier. Verksamheterna finns i samtliga elprisområden i Sverige, från Skurup i söder till Kalix i norr. Bolagets strategi är att erbjuda lokal, förnybar och konkurrenskraftig energi, främst från fasta biobränslen. I vissa anläggningar används också restvärme, främst från sågverk och industri. Några nät köper också värme från lokala industrier som har överkapacitet att producera värme under vissa perioder på året.

Fjärrvärmesystemen som Solör Bioenergi ansvarar för är ofta små eller medelstora och är därför särskilt känsliga för kundförluster och biobränsleprisutveckling då det utgör en betydande del av kostnaderna. På många av de orter där Solör Bioenergi är verksamt finns kommunala klimatmål, vilket kan påverka affärsbesluten i respektive nät. Omvärlds- och marknadsrelaterade faktorer påverkar verksamheternas inriktning och utveckling.



Figur 15. Bränsleanvändning för el- och värmeproduktion i Solör Bioenergis kraft- och fjärrvärmeverksamhet i Sverige år 2024. Totalt ca 2000 GWh. Datakälla: Energiföretagen Sverige, 2025.

Framtidsplaner på kort och lång sikt

Solör Bioenergi påverkas starkt av prisutvecklingen på biobränslen och arbetar därför kontinuerligt med strategier för inköp och upphandling. För att stärka driftekonomi och robusthet planerar företaget att bygga ihop vissa mindre nät, där det bedöms vara gynnsamt.

På tekniksidan undersöks nya lösningar, även om många ännu är svåra att räkna hem ekonomiskt. Elpannor och värmepumpar följs med intresse, liksom geotermi

och djupgeologisk värmeutvinning, men hittills har endast en mindre värmepumpslösning installerats i anslutning till en rökgaskondensor. Det finns även en sjövattnenbaserad värmepumpslösning i ett nät. Samtidigt fortsätter företaget att investera i rökgaskondensering för att öka effektiviteten och minska bränslebehovet.

Ett annat utvecklingsområde är biokol, som redan produceras vid flera anläggningar och planeras att byggas ut ytterligare. Biokol möjliggör negativa utsläpp och kan därmed bidra till klimatmålen, samtidigt som det ger en ytterligare möjlig intäktsström i att sälja biokolen och dess negativa utsläpp. Många av Solörs anläggningar är små och ligger långt från hamnar och järnvägar, vilket försvårar möjligheterna att införa storskaliga lösningar som koldioxidinfångning (CCS).

Mot 2040 bedömer Solör Bioenergi att biobränslen fortsatt kommer att vara basen i produktionen, men att andra tekniker gradvis kan få en större roll. Elpannor kan på sikt stå för uppskattningsvis 0–15 procent av mixen, beroende på faktorer som elskatt och elnätskostnader. Företaget ser också att samverkan med andra aktörer blir avgörande för att hitta långsiktigt hållbara lösningar.

Lokala konsekvenser av kraftigt minskad förbränning

Ett scenario där förbränning inte längre är ett alternativ innebär genomgripande förändringar för fjärrvärmesystemen, med särskilt stora konsekvenser för små och medelstora nät som de Solör Bioenergi driver på många orter. Effekterna kan bli kännbara på flera sätt:

- fjärrvärmepriserna kan behöva höjas, vilket riskerar att urholka konkurrenskraften mot värmepumpar,
- vissa nät kan bli ekonomiskt olönsamma, särskilt i mindre orter med lågt värmeunderlag,
- och elpannor kan inte fullt ut ersätta värdet av förbränning, särskilt inte vid topplast under kalla vinterdagar.

En av de mest avgörande systemkonsekvenserna är att flexibiliteten går förlorad. Kombinationen av el- och förbränningsbaserad produktion gör det idag möjligt för fjärrvärmens att avlasta elsystemet när elbehovet är som störst. Om produktionen blir helt elbaserad försvinner denna systemnytta, vilket riskerar att försvaga hela energisystemets vinterbalans.

Samtidigt finns en rad ekonomiska och tekniska risker. Alternativ som säsongslager skulle kunna bidra till försörjningstrygghet, men bedöms i dagsläget vara olönsamma och långt från kommersiellt genomförbara. En snabb omställning riskerar också att göra relativt nya investeringar i biopannor svåra att räkna hem, eftersom dessa anläggningar är byggda för drift i decennier.

Fjärrvärmens framtid avgörs dock inte enbart av teknikutvecklingen, utan också av kundernas alternativkostnad. När värmepumpar i kombination med låga elpriser erbjuder ett billigare alternativ blir det svårt att behålla kunder, särskilt i små och medelstora nät. För att vara ett attraktivt val måste fjärrvärmens därför erbjuda mer än bara värme, trygghet, förutsägbarhet och ett långsiktigt värde som kunderna uppfattar som konkurrenskraftigt i jämförelse med individuella lösningar. Elpriset är dock historiskt sett betydligt mer volatilt än fjärrvärmepriset.

Sammanfattningsvis menar Solör Bioenergi att lokala värmesystem behöver kunna kombinera robusthet, flexibilitet och konkurrenskraft. En snabb utfasning

av förbränningsbaserad produktion skulle kräva mycket stora investeringar eller strukturellt stöd från samhället för att upprätthålla försörjningstryggheten. "Robusthet kostar", som företaget uttrycker det, utan samhällsstöd riskerar fjärrvärmens att bli olönsam jämfört med alternativa uppvärmningsformer.

Faktorer som påverkar Solör Bioenergis förutsättningar

Solör Bioenergis många små och medelstora fjärrvärmenät påverkas av en rad faktorer i omvärlden:

- **Bränslemarknaden:** Tillgång, pris och kvalitet på biobränslen är avgörande. Prisökningar och konkurrens från andra uppvärmningsslag gör att företaget utvecklar strategier för inköp och val av bränsletyper.
- **Regelverk och skatter:** Olika skatter såsom energiskatten på el påverkar möjligheten att investera i elpannor och värmepumpar. Förändringar i skattepolitiken kan direkt påverka teknikval och affärsmodeller.
- **Kundens alternativkostnad:** Fjärrvärmens attraktionskraft beror på vilka alternativ kunderna har. Låga elpriser kan leda till kundbortfall, vilket gör att förtroende och tydlig kommunikation blir lika viktiga som prisnivån.
- **Teknikutveckling och investeringshorisont:** Företaget är öppet för alternativa tekniker, investeringar i branschen generellt innebär dock lång livslängd och risk för inlåsning.
- **Systemintegration och samverkan:** Sammankoppling av nät kan ge ökad robusthet lokalt, men är kostsamt att genomföra i större skala. Samverkan med andra aktörer kan däremot skapa samhällsekonomiska vinster.
- **Logistiska förutsättningar:** Många anläggningar är små och spridda geografiskt. Avsaknad av hamnar och järnväg försvårar införandet av tekniker som CCS och andra lösningar som blir mer ekonomiskt fördelaktiga med storskalig transport.
- **Politiska mål och klimatambitioner:** Förväntningar på negativa utsläpp påverkar långsiktiga strategier. Produktion av biokol och möjligheter till CCS ses som relevanta bidrag, men förutsätter stabila regelverk och fungerande logistik.
- **Säsongvariationer och försörjningstrygghet:** Behovet av att klara topplast och kalla perioder gör att lösningar med hög tillförlitlighet är nödvändiga. Idag används främst oljepannor som reserv, medan investeringar i säsongslager ännu är olönsamma.

Samlat skapar dessa faktorer ett komplext landskap av beroenden och avvägningar som påverkar Solör Bioenergis affärsstrategier, investeringsbeslut och teknikutveckling.

Summering av fallen och reflektion kring kostnader

De sju fallstudierna visar att det finns en bred medvetenhet om att förbränningsbaserad värmeproduktion sannolikt kan komma att behöva minska över tid. Samtidigt varierar förutsättningarna för att hantera detta kraftigt mellan olika orter och bolag. Flera energibolag har redan inlett omställningsarbete genom att bredda sin tekniska portfölj, sänka systemtemperaturer, utveckla nya affärsmodeller och utforska restvärmekällor. Andra ser större utmaningar, men också vissa möjligheter, med ett framtida förbränningsfritt system.

- **Fjärrvärmenätet som nyckelresurs:** Många aktörer lyfter distributionsinfrastrukturen som sin viktigaste resurs och en central konkurrensfördel även i ett system utan förbränning.
- **Restvärme som en viktig del av lösningen:** Samtliga bolag lyfter restvärme som en avgörande komponent, men tillgång, temperatur och affärsmodeller varierar kraftigt.
- **Elbaserade tekniker som komplement:** Elpannor och värmepumpar ses som nödvändiga delar av framtidens lösningar, men är beroende av en robust elinfrastruktur, särskilt vid kalla perioder.
- **Lagring och styrning:** Flexibilitet på både producent- och kundsidan lyfts fram som viktigt för att hantera effektoppar och förbättra systemets robusthet. Även sammankoppling med närliggande fjärrvärmenät kan bidra med flexibilitet där så är möjligt.
- **Systemtemperatursänkning:** Nästan alla bolag arbetar aktivt med att sänka framledningstemperaturer, vilket skapar bättre förutsättningar för lågtempererade värmekällor.
- **Redundans och robusthet:** Flera aktörer bygger eller planerar att bygga upp ökad redundans genom tekniska och organisatoriska åtgärder.
- **Kompetens och förändringsförmåga:** Behovet av intern omställningskapacitet och kompetensutveckling är återkommande, särskilt hos mindre aktörer.
- **Långsiktighet krävs:** Nästan samtliga betonar vikten av gradvis förändring och lång framförhållning för att klara teknisk och ekonomisk omställning. Omställningskostnader inklusive kostnader för att utveckla ny eller avveckla befintliga infrastruktur och produktionsanläggningar har inte lyfts fram specifikt av de intervjuade.

Reflektion kring kostnader och investeringar

Att ställa om från förbränningsbaserad produktion innebär omfattande investeringsbehov, inte bara i ny produktionsteknik utan också i infrastruktur, styrsystem, lagerlösningar, affärsmodeller och kompetensuppbyggnad.

En viktig och ofta underskattad post är avvecklingskostnaden för befintliga anläggningar. Dessa kostnader påverkas starkt av återstående avskrivningstid. För bolag som nyligen investerat i kraft- eller fjärrvärmeanläggningar kan ett snabbt teknikskifte innebära mycket stora ekonomiska påfrestningar. Även ett fåtal återstående år i avskrivningen kan räcka för att omöjliggöra en omställning utan kapitaltillskott, särskilt med tanke på teknikens kapitalkrävande karaktär.

Intervjuerna tydliggör att omställningen måste få ta tid, både för att möjliggöra successiva investeringar och avvecklingar, och för att ge utrymme åt den organisatoriska utveckling som krävs: kompetens, samverkan och nya roller.

Ett för snabbt skifte riskerar att leda till:

- Ekonomisk obalans eller i värsta fall konkurshot för bolag med tungt investerade tillgångar som skrivs av i förtid.

- Kraftigt förhöjda värmekostnader för kunderna, om investeringarna snabbt måste återbetalas.

En hållbar förändring kräver gradvis omställning, långsiktiga marknadsvillkor och god framförhållning, både tekniskt, ekonomiskt och socialt.

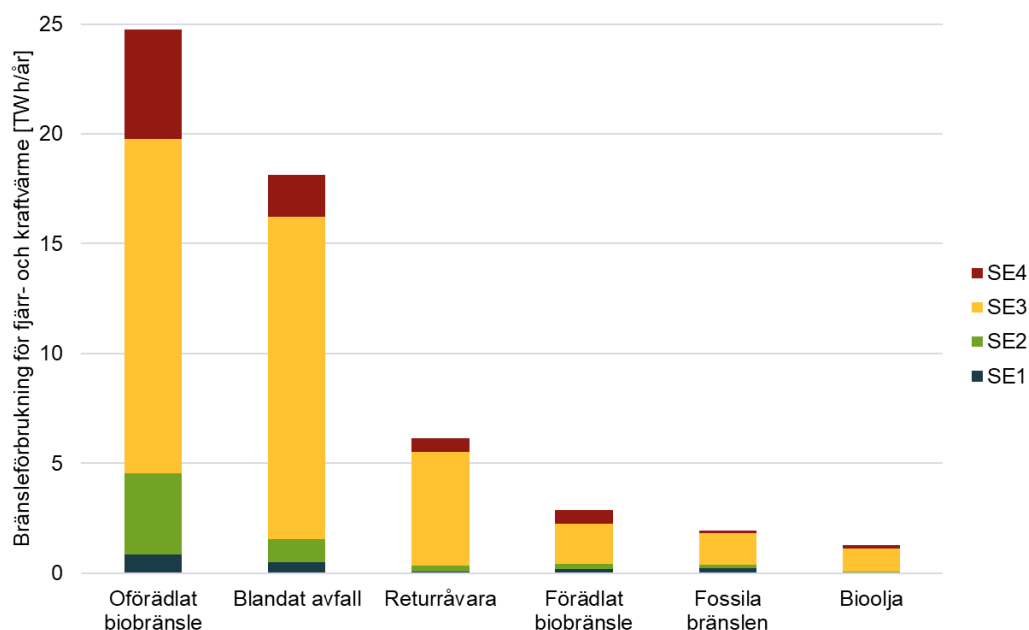
Hur mycket resurser kan frigöras och vad ersätter?

I extremscenariot skulle de bränslen som idag används för att producera värme och el i fjärrvärmesektorn kunna frigöras för andra användningsområden och sektorer. Exempelvis lyfter IKEM i sin färdplan för fossilfrihet (2024) ett omfattande behovet av biogent kol för att ersätta fossila råvaror i produktion av plast, kemikalier och drivmedel.

Bränsleresurser som skulle kunna nyttjas till annat

Minskad förbränning i fjärrvärmesektorn skulle frigöra resurser för andra sektorer. Nedan följer en sammanställning av vilka resurser och var i landet som dessa skulle frigöras.

Geografiskt sker majoriteten av bränsleanvändningen i fjärrvärmesektorn i elprisområde SE3, vilket motsvarar Sveriges mest tätbefolkade delar, se Figur 16.



Figur 16. Bränsleförbrukning (exklusive el, rest- och frivärme samt rökgaskondensering) i svenska fjärr- och kraftvärmeverk fördelat på elprisområden, 2024. Källa: Energiföretagen Sverige, bearbetad av Profu.

Den största andelen av de bränslen som skulle frigöras är oförädlade biobränslen, som bark, grot och spån, motsvarande cirka 45 % av den totala bränslemängden. Därefter följer olika avfallsfraktioner (ca 33 %) och returråvara (ca 11 %). Det innebär att en betydande andel av de resurser som frigörs kan

vara svåra att använda i vissa andra industriprocesser utan omfattande förbehandling eller ny infrastruktur.

Förädlade fasta biobränslen (som pellets och briketter) uppgår till mindre än 3 TWh (ca 5 %) av den totala bränsleanvändningen i sektorn. Inköpspris för förädlade biobränslen är väsentligt högre än oförädlade biobränslen eftersom de kan nyttjas i många olika sektorer och processer.

Användningen av fossila bränslen behöver minska i alla sektorer. Fossila bränslen används i fjärrvärmesektorn som spets- eller reservbränsle idag, men väntas fasas ut framöver.

Bioolja, som i huvudsak används som spetslast under kalla dagar, står för omkring 2 % av den totala bränsleförbrukningen i fjärrvärmesektorn. Även om volymen är liten spelar dessa bränslen en viktig roll för att säkra värmeproduktion under ansträngda driftförhållanden. Om fjärrvärmesektorn inte längre kan nyttja dem riskerar detta att öka beroendet av eleffekt markant, särskilt vid tillfällen då elsystemet redan är ansträngt.

Vad som ersätter - Räkneexempel

I detta avsnitt presenteras överslagsberäkningar av hur elbalansen kan påverkas i det extremscenariot där förbränning upphör i fjärrvärmesektorn. Beräkningarna ska inte ses som en prognos eller ett sannolikt utfall, utan som ett förenklat räkneexempel som syftar till att illustrera storleksordningar och möjliga systemkonsekvenser. Ett centralt antagande är att fjärrvärmesystemen även fortsättningsvis levererar värme i nivå med dagens volymer, det vill säga cirka 50 TWh per år, men att den värme som idag produceras genom förbränning ersätts med andra tekniker.

Den totala energitillförseln till kraft- och fjärrvärmesystemen ligger idag på omkring 70–80 TWh per år. Av detta utgör bränslen¹⁶ för cirka 50–60 TWh, medan resterande andelar utgörs av el, restvärme, frivärme och rökgaskondensering. Förbränning, inklusive rökgaskondensering, står därmed för omkring 80 procent av tillförd energi i fjärrvärmesektorn. I detta räkneexempel antas därför att cirka 40 TWh levererad fjärrvärme, motsvarande 80 procent av dagens fjärrvärmeproduktion, behöver ersättas i ett scenario utan förbränning.

Beräkningarna utgår från att denna värme ersätts med elbaserade tekniker, i första hand värmepumpar kompletterade med elpannor. Andra tekniker, såsom solvärme eller geotermi, kan vara relevanta i vissa system men ingår inte i detta nationella överslag.

¹⁶ Notera att avfallsförbränning här inräknas i bränslen. I många sammanhang räknas restvärmeutnyttjande från avfallshantering som just restvärme eftersom avfallshantering är en samhällsnytta som behövs oavsett behovet av värmeproduktion.

Sammanfattning av antaganden för räkneexemplen

- Fjärrvärmens antas fortsätta leverera värme i nivå med dagens volymer (~50 TWh/år).
- Förbränningsbaserad produktion (motsvarande leveranser på ca 40 TWh/år) ersätts huvudsakligen av restvärme i kombination med värmepumpar och i viss mån elpannor.
- Värmepumpar drivs av restvärme och frivärme, med COP-värden mellan 2–4:
 - 40 % av produktionen ersätts med värmepumpar (COP 4)
 - 50 % av produktionen ersätts med värmepumpar (COP 3)
 - 10 % av produktionen ersätts med värmepumpar (COP 2,5)
 - Spetslast hanteras med elpannor (COP 1)
- Kraftvärmens elproduktion faller bort.

Beräkningarna baseras på att COP-värden hålls konstanta över året.

Nationellt räkneexempel

Beräkningen visar att om dagens förbränningsbaserade fjärrvärmeproduktion, motsvarande cirka 40 TWh levererad värme per år, helt ersätts med eldrivna tekniker, ökar elanvändningen i fjärrvärmesektorn kraftigt. Elbehovet för värmeproduktion beräknas till omkring 14 TWh per år. Tillsammans med dagens elanvändning i sektorn, cirka 3 TWh per år, innebär detta en total elanvändning på omkring 17 TWh per år.

Därutöver tillkommer bortfallet av den elproduktion som idag sker i kraftvärmeverken, motsvarande 6–8 TWh per år. Sammantaget innebär räkneexemplet därför att det svenska elsystemet skulle behöva hantera en ökad efterfrågan på el i storleksordningen 20 TWh per år.

För att driva värmepumparna krävs samtidigt betydande mängder värmekällor. Behovet av restvärme och frivärme beräknas till cirka 26 TWh per år, vilket är en kraftig ökning jämfört med dagens nyttjande på omkring 6–7 TWh. Tidigare studier har visat att den tekniska potentialen för restvärme i Sverige kan vara betydligt större än detta, men realiseringen av potentialen är beroende av investeringar, lokala samarbeten, tillgång till värmebärare samt ny infrastruktur.

En annan viktig effekt av scenariot är att fjärrvärmesektorns nuvarande bränsleanvändning på cirka 50–60 TWh per år frigörs. Den största andelen av dessa bränslen utgörs av oförädlade biobränslen såsom bark, grot och spån, följt av blandat avfall och returråvara. Dessa resurser kan i viss utsträckning användas i andra delar av energisystemet eller inom industrin, men detta förutsätter exempelvis förädling, nya logistikkedjor och efterfrågan i andra sektorer. Hanteringen av blandat avfall är särskilt utmanande, eftersom energiåtervinning idag utgör en central del av avfallsbehandlingen.

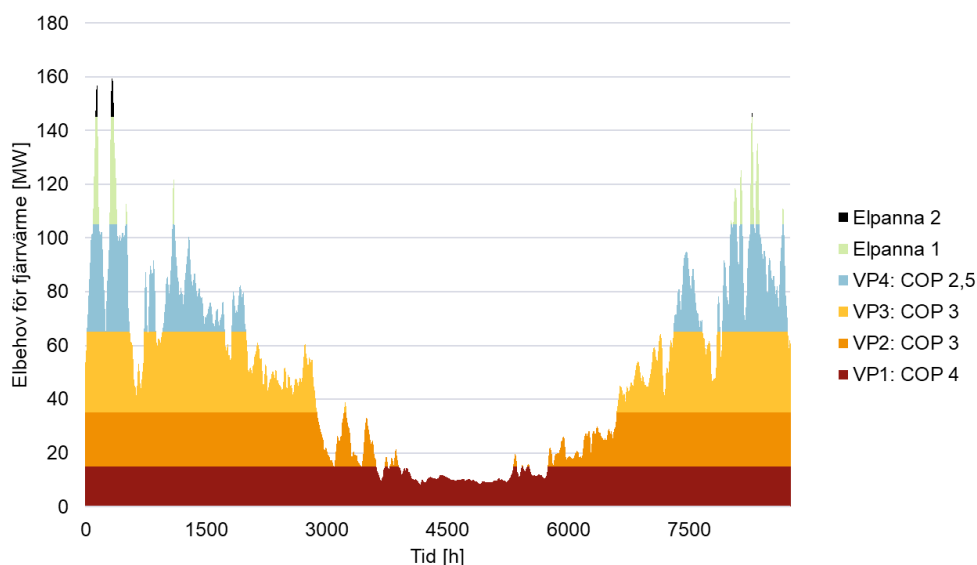
Även om fokus i detta avsnitt ligger på energibalansen i termer av terawattimmar är det viktigt att understryka att elbaserad värmeproduktion också påverkar effektbalansen. Elbehovet för uppvärmning är som störst under kalla vinterdagar, då elsystemet redan är ansträngt. Samtidigt försvinner den planerbara

elproduktion som kraftvärmen idag bidrar med. Tidigare analyser indikerar att detta sammantaget kan innebära en försämring av effektbalansen i storleksordningen upp till 10 GW, vilket motsvarar en betydande andel av Sveriges maximala eleffektbehov. Denna effekt är särskilt relevant på lokal nivå, vilket belyses vidare i det lokala räkneexemplet i nästa avsnitt.

Lokalt räkneexempel

Nedan visas ett räkneexempel för hur extremsscenarioet skulle kunna påverka ett lokalt fjärrvärmesystem och dess omgivande energisystem. Notera att det endast är ett exempel och att alla system har olika förutsättningar. Det lokala räkneexemplet utgår från ett typiskt fjärrvärmesystem i en medelstor stad i Mellansverige med en årlig produktion på omkring 1 360 GWh värme, varav majoriteten baseras på förbränning. Systemet levererar ungefär 1 345 GWh värme till sina kunder och producerar samtidigt cirka 260 GWh el per år via kraftvärme. Kraftvärmeproduktionen motsvarar ca en femtedel av kommunens elanvändning och nästan en tredjedel av dess maximala effektbehov under året.

I ett scenario där all förbränning ersätts med elbaserade tekniker skulle fjärrvärmeproduktionen i räkneexemplet i stället kräva omkring 420 GWh el/år. Toppeffektbehovet för värmeproduktionen skulle vidare uppgå till cirka 160 MW. Samtidigt försvinner den lokala elproduktionen på ca 260 GWh per år och en maximal tillförd eleffekt på 59 MW. Summeras innebär det att kommunens ökade nettoelbehov blir ungefär 680 GWh per år och det maximala effektbehovet ökar med cirka 200 MW. Det motsvarar mer än en 50-procentig ökning av kommunens elanvändning och innebär nästan en fördubbling av toppeffektbehovet vid kritiska timmar. En visualisering från räkneexemplet visas i Figur 17.



Figur 17. Räkneexempel (notera att detta **ej är ett modellresultat** utan en enkel överslagsberäkning) på elbehov för fjärrvärmeproduktion i det lokala fjärrvärmesystemet vid total utfasning av förbränning. Samma förbrukningsprofil som i Figur 6 antas. COP-värden hålls konstanta över året.

Bränsleanvändningen i det lokala systemet skulle minska med totalt omkring 1 600 GWh per år. Av detta utgör cirka 55 % olika avfallsfraktioner och ungefär 45 % skogsflis. En liten men viktig del är spetsolja som används för att säkra leverans under kalla dagar. Deras bortfall kan få betydelse för driftsäkerheten i systemet. Samtidigt skulle behovet av rest- och/eller frivärme uppgå till omkring 900 GWh per år, varav ungefär 400 GWh utgörs av medeltempererad industriell

restvärme och cirka 500 GWh av lågtempererade källor som avloppsvatten eller vattendrag.

Det lokala exemplet visar därmed på omfattande lokala effekter av en förbränningsfri fjärrvärmeproduktion. Bränsleanvändningen minskar drastiskt, vilket frigör resurser, samtidigt som lokal elanvändning och eleffektbehov ökar kraftigt. Utmaningarna blir därmed både tekniska och systemmässiga, och lösningarna måste anpassas efter lokala förutsättningar.

Fjärrvärmens olika förutsättningar för omställning

Det lokala räkneexemplet baseras på ett specifikt uppvärmningssystem, men fjärrvärmens förutsättningar varierar stort. Möjligheterna för att anpassa sig beror till exempel på följande faktorer:

- Tillgång till lokala restvärmekällor, vattendrag med fjärrvärme/kyla samt lokala förutsättningar för värmelager
- Affärsmodell och ägarstruktur (även lokalpolitisk vilja, särskilt ifall ägarskapet är kommunalt och företagets mål och resursförutsättningar därmed sätts hos kommunpolitikerna)
- Grad av digitalisering hos företaget och styrningsmöjligheter i fjärrvärmesystemet
- Lokal elnätscapacitet och elpriser i det aktuella elprisområdet
- Innovationskapacitet och investeringsförmåga hos energibolaget
- Befintliga kundrelationer liksom möjligheter till kundnära lösningar och flexibilitetstjänster

I vissa nät kan omställningen bli ett tillfälle att utveckla nya lösningar, affärsmodeller och -relationer, medan andra nät riskerar att avvecklas.

Slutsats av räkneexemplen

Räkneexemplen visar sammantaget att en total utfasning av förbränning i fjärrvärmesektorn skulle få långtgående konsekvenser. På nationell nivå frigörs stora mängder bioresurser, motsvarande tiotals terawattimmar, som skulle kunna användas i andra delar av energisystemet eller i industrin. Samtidigt innebär scenariot en betydande belastning på elsystemet med ett ökat elbehov på omkring 20 TWh per år och stora krav på att ta tillvara rest- och frivärme i en skala som är långt större än i dag.

Det lokala exemplet understryker hur konkreta effekter kan se ut i en enskild kommun. Här skulle elanvändningen för fjärrvärme nästan fördubblas, samtidigt som den lokala elproduktionen från kraftvärme försvinner. Netto blir resultatet en dramatisk ökning av både årlig elanvändning och effektbehov, i storleksordningen 50–100 % jämfört med dagens nivåer.

Tillsammans illustrerar exemplen den dubbla bilden att utfasad förbränning skapar nya möjligheter genom frigjorda resurser, men också nya utmaningar för elsystemets balans, för lokala nät och för den tekniska anpassningen av fjärrvärmens. Hur dessa effekter hanteras kommer i hög grad att avgöras av lokala förutsättningar, tillgången till restvärme och frivärme samt förmågan att utveckla lagring och flexibla lösningar.

Systemkonsekvenser för upphörd förbränning

Räkneexemplen ovan har visat både möjligheter och utmaningar med det så kallade extremscenariot, både på nationell och lokal nivå. Kraft- och fjärrvärmens roll och nyttor i energisystemet har analyserats i flera tidigare studier. Nedan sammanfattas de viktigaste effekterna på elsystem, resursutnyttjande, självförsörjning och beredskap, baserat på NEPP:s resultatblad *Fjärrvärmens bidrar med många nyttor – Syntes* (2025), samt underliggande rapporter från Energiforsk¹⁷ och Energimyndigheten.

Möjligheter vid minskad förbränning

Förutom att stora mängder bio- och avfallsbaserade resurser skulle kunna frigöras till andra sektorer, kan en omställning bort från förbränning inom fjärrvärmens också innebära andra möjligheter:

- **Större fokus på lokala resurser:** När möjligheten att använda bränslen försvinner blir det ännu viktigare att ta tillvara restvärme från industrier, datacenter och annan verksamhet, kanske även värme som tidigare varit tekniskt eller ekonomiskt utmanande att nyttja. Samtidigt kan övergången till el, solvärme, geotermi och mer termisk lagring innebära en mer decentraliserad produktion.
- **Minskat beroende av priset på biobränslen och spetsoljor:** Ett system utan biobränslen samt fossila och biogena spetsbränslen minskar importberoende och exponeringen mot prisvariationer inom dessa segment.
- **Lägre kostnader för utsläpp och förbättrad klimatprofil i redovisningen:** Förbränning av fossila bränslen och avfall med fossil andel medför utsläpp inom EU ETS. En utfasning sänker både utsläppskostnaderna och fjärrvärmens Scope 2-utsläpp¹⁸, vilket gör det lättare att erbjuda klimatneutrala produkter.
- **Förändrad kundrelation och nya roller:** Fler fjärrvärmeleverantörer kan i scenariot behöva ta en mer aktiv roll i den lokala energiförsörjningen än tidigare, t.ex. genom laststyrning, samverkan kring lokal flexibilitet och samägda lösningar för decentraliserad produktion. Den förändrade rollen

¹⁷ Energiforsk, 2023–977; Energiforsk, 2023b: "Kraftvärmens bidrag till nationell effektbalans".

¹⁸ GHG står för Greenhouse Gas Protocol och är den mest använda standarden för klimatredovisning. Utsläpp delas där in i tre "scopes":

- Scope 1: direkta utsläpp från egna anläggningar
- Scope 2: indirekta utsläpp från inköpt energi (t.ex. el, fjärrvärme)
- Scope 3: övriga indirekta utsläpp från värdekedjan (t.ex. transporter, inköpta varor)

skulle kunna bidra till att såväl öka lokal resurseffektivitet som stärka banden till kunderna.

- **Högre acceptans i opinionen:** Minskade skorstensutsläpp och minskad användning av bioresurser kan öka fjärrvärmens attraktionskraft bland vissa kundgrupper.
- **Drivkraft för innovation:** Att ställa om till ett förbränningsfritt system kräver nytänkande kring teknik, affärsmodeller och systemintegration. För bolag med goda ekonomiska, kompetensmässiga och organisatoriska förutsättningar kan det bli en språngbräda till nya marknader och roller.

Flera systemnyttor minskar eller försvinner

Fjärrvärmesystemen erbjuder i dag en lång rad nyttor för det svenska energisystemet. Många av dessa är direkt kopplade till förbränningsbaserad värmeproduktion, och riskerar därmed att försvinna eller reduceras i ett scenario utan förbränning.

- **Ökat elbehov och sämre effektbalans:** Om fjärrvärmeproduktionen ska ersättas med elbaserade tekniker som värmepumpar och elpannor, ökar elbehovet för uppvärmning till upp emot 20 TWh per år (från ca 3 TWh idag). Samtidigt bortfaller omkring 6–8 TWh elproduktion från kraftvärme. Effekten på elbalansen blir betydande, upp till 10 GW sämre kapacitetstäckning, motsvarande cirka 38 % av dagens maximala eleffektbehov.
- **Sämre förutsättningar vid ansträngda tider:** Elbehovet ökar framför allt under kalla vinterdagar, då efterfrågan redan är hög och kraftvärmens elproduktion i dagsläget utgör ett viktigt tillskott. I ett förbränningsfritt scenario riskerar effekttopparna att bli högre, hur mycket beror bl.a. på tillgång till energilager. Ökat elbehov och högre effekttoppar driver upp elpriserna och ökar behovet av fossilfri reservkraft eller import.
- **Minskad systemstabilitet:** Förbränningsbaserade fjärrvärmearläggningar kan bidra till elsystemets stabilitet genom stödtjänster som frekvensreglering och roterande svängmassa. Vissa av dessa funktioner är svåra att ersätta med elpannor och värmepumpar.
- **Försämrade elberedskap:** Många kraftvärmeverk är konstruerade för att kunna drivas i ödrift och genomföra dödnätsstart vid större elavbrott. Dessa funktioner har stor betydelse för lokal elberedskap och faller bort i ett system utan förbränning.
- **Förlorade möjligheter till energiåtervinning och cirkularitet:** Om avfallsförbränningen upphör försvinner cirka 17 TWh värmeproduktion per år. Det kräver alternativ hantering av restavfall som i dag inte bör eller kan cirkuleras. Samtidigt försvinner möjligheten att kombinera avfallshantering med energiutvinning.
- **Bortfall av potentialen för negativa utsläpp och CCU:** Många energibolag har planer på att fånga in koldioxid från bio- eller avfallsbränslen via CCS, eller utnyttja den i produkter genom CCU. Dessa möjligheter går förlorade för sektorn om förbränningen upphör, vilket försvårar fjärrvärmebranschens bidrag till klimatmålen genom negativa utsläpp eller cirkulära koldioxidflöden.

Försvagad konkurrenskraft ökar risk för bortfall av även icke-förbränningsberoende nyttor

Förbränningen spelar i dag en central roll för fjärrvärmens konkurrenskraft. Genom att kombinera flera bränsletyper, från skogs- och avfallsrester till returträ, och samtidigt producera både värme och el, kan fjärrvärmesystemen optimeras för olika marknadsförhållanden. Produktionen kan anpassas till att använda el när elpriset är lågt, och bränsle när elpriset är högt.

Om förbränningen upphör försvinner denna flexibilitet. Då blir det istället effektiviteten i centraliserad elbaserad värmeproduktion och distribution som avgör konkurrensen, jämfört med individuella elbaserade lösningar som värmepumpar utan distributionsberoende. I Energimyndighetens långsiktiga scenarier (2025), se avsnitt *Nationella värmescenarier*, ses tydligt hur fjärrvärmens marknadsandel minskar när förbränningsalternativen trängs undan av till exempel höga biobränslepriser. Resultaten indikerar att fjärrvärmens konkurrenskraft mot individuella lösningar på systemnivå är svag ifall inte fler nyttor än de som genererar intäkter idag börjar värderas ekonomiskt. Exempelvis saknas generellt idag ekonomisk kompensation för fjärrvärmens bidrag till exempelvis minskat el- och effektbehov samt dess beredskapsfunktioner.

Om fjärrvärmerna i förlängningen slås ut i konkurrensen riskerar samhället att gå miste om flera nyttor som visserligen är oberoende av förbränning, men som är starkt kopplade till förekomsten av ett centralt fjärrvärmenät:

- **Tillvaratagande av industriell restvärme:** Ett lokalt fjärrvärmenät gör det möjligt att ta tillvara restvärme från industri, datacenter eller andra anläggningar, något som är betydligt svårare med spridda individuella lösningar.
- **Storskalig termisk lagring och flexibel produktion:** Centrala lager möjliggör värmeproduktion vid låga elpriser, vilket skapar flexibilitet i hela det lokala energisystemet. Utan ett värmenät blir det svårt att skala upp sådan produktion.
- **Systemintegration och styrning:** Fjärrvärmenäten fungerar som fysisk infrastruktur för samspel mellan produktion och konsumtion, till exempel för att balansera nätet lokalt eller samverka med el- och kylsystem.
- **Lönsamhet för geotermi:** Djupt borrhäls geotermianläggningar kräver bl.a. ett stort värmeunderlag för att bli ekonomiskt rimliga. En etablerad fjärrvärmeinfrastruktur är därför ofta en förutsättning.
- **Effektiv kylproduktion och värmeåtervinning:** Kombinationen av fjärrvärme och fjärrkyla möjliggör att även spillvärme från kylsystem tas tillvara, vilket inte alltid sker vid individuella lösningar.

Summering av systemkonsekvenser

Utan förbränning riskerar fjärrvärmesektorn att tappa många av sina idag unika systemnyttor, vilket skulle få konsekvenser för Sveriges samlade elförsörjning, resiliens och förmåga att nyttja restresurser. I ett alltmer elektrifierat energisystem blir detta särskilt utmanande, inte minst under kalla vinterdagar när effektbehoven är som störst.

Samtidigt innebär omställningen bort från förbränning också möjligheter. Med rätt policyer, ny teknik och förändrade affärsmodeller kan en ny typ av fjärrvärmesystem växa fram, baserat på bl.a. el, restvärme och lagring. Därigenom kan fjärrvärme fortsatt spela en avgörande roll för energisystemets stabilitet, hållbarhet och robusthet. Fjärrvärmens framtid avgörs inte bara av teknikval, utan av hur dess nyttor värderas. Utan ett erkännande, både politiskt och ekonomiskt, av fjärrvärmens bredare bidrag till samhället, riskerar en viktig del av svensk energiinfrastruktur att försvinna.

Slutsatser

Denna utredning har analyserat hur uppvärmningssektorn kan utvecklas i ett extremscenario där förbränning för uppvärmningssyfte (inklusive avfallsförbränning) fasas ut, samt vilka systemkonsekvenser, möjligheter och utmaningar ett sådant uppvärmningssystem kan få för omgivande energisystem och samhälle. Extremscenariot ska inte ses som en prognos eller målbild, utan ett perspektiv för att skapa underlag för diskussion om framtidens uppvärmningssystem.

Analyserna visar att en omställning bort från förbränningsbaserad värmeproduktion skulle innebära genomgripande förändringar för både energisystem och samhälle. Samtidigt framträder både möjligheter och risker. Slutsatserna nedan bygger på en samlad bedömning av nationella scenarier, lokala fallstudier och två räkneexempel. De belyser både resursperspektiv, elsystemets robusthet och fjärrvärmens framtida roll.

Förbränning har en central roll idag

Dagens fjärrvärmesystem är i mycket hög grad beroende av förbränning. Omkring 80 procent av produktionen baseras på förbränning, tex från biobränslen eller restvärme från avfallsförbränning. Intervjuerna med energibolag bekräftar bilden: förbränningen har länge varit en förutsättning för stabil och konkurrenskraftig värmeförsörjning, samtidigt som den bidragit med lokal elproduktion och en lösning för avfallshantering. En omställning till ett system utan förbränning skulle därför inte bara innebära ett tekniskifte, utan även en omdefiniering av fjärrvärmens roll i energisystemet/samhället och förändrade förutsättningar för både elproduktion, avfallsflöden och biobränslemarknader.

Resurser av olika kvalitet skulle frigöras

Om förbränning i fjärrvärmesektorn skulle upphöra idag frigörs resurser motsvarande cirka 50 TWh, innefattande:

- 30 TWh oförädlade biobränslen (flis, grot m.m.)
- 10 TWh blandat avfall
- 5 TWh returråvaror
- 3 TWh förädlade biobränslen (pellets, briketter m.m.)
- 2 TWh bioolja
- Små mängder fossila bränslen

Dessa resurser har olika egenskaper, kvalitet och konkurrenssituation på marknaden. De kan i vissa fall ersätta fossila råvaror i andra sektorer, exempelvis kemi- och drivmedelsindustrin. Men resursens alternativvärde beror på logistik, pris, efterfrågan och tekniska krav.

Betalningsförmågan blir avgörande

Såväl scenarier som intervjuer visar att konkurrensen om bioresurser kan komma att öka kraftigt framöver. För fjärrvärmens innebär detta en utmaning, men samtidigt frigörs resurser som kan få högre värde i andra sektorer, till exempel kemi- och transportindustrin. Betalningsförmågan i andra sektorer har inte utretts här. Energibolagen betonar dock att kostnadsutvecklingen för bränslen redan påverkar deras handlingsutrymme. Framtida konkurrenskraft kräver alternativa produktionslösningar och/eller alternativa intäkter kopplat till biobränslen, tex från negativa utsläpp eller e-bränsleproduktion.

Många energibolag förbereder sig

Intervjuerna visar även att energibolagen i olika grad redan har börjat förbereda sig för en framtid där biobränslen spelar en mindre roll i fjärrvärmeproduktionen. Många arbetar aktivt med att bredda sin tekniska portfölj genom utredningar inom, och investeringar i, värmepumpar, elpannor, restvärme och energilager, samt med att utveckla nya affärer och prismodeller som kan hantera en mer elektrifierad och flexibel värmeförsörjning. Inställningen är generellt pragmatisk: biobränslen ses fortfarande som viktiga under överskådlig tid, men beroendet måste minska och kompletteras med andra lösningar för att långsiktigt säkerställa konkurrenskraft och robusthet.

Många framhåller att fjärrvärmensätet kommer att vara den viktigaste resursen för fjärrvärmens fortsatta utveckling. Förändrat fokus mot distribution och styrning snarare än produktion kommer att innebära ett förändrat förhållningssätt till fjärrvärmeaffären.

Betydande effekter på elsystemet

Beräkningar indikerar att ett förbränningsfritt scenario skulle öka elanvändningen för fjärrvärmeproduktion från dagens cirka 3 TWh till omkring 17 TWh per år, samtidigt som 6–8 TWh lokal elproduktion från kraftvärme försvinner. Netto innebär det ett ökat elbehov på cirka 20 TWh och ett försämrat kapacitetstäckningsbidrag motsvarande upp till 10 GW. Effekterna blir särskilt kännbara under kalla vinterdagar, då elbehovet redan är som störst. På nationell nivå kan elsystemet troligen hantera en sådan utveckling under förutsättning att tillräcklig ny elproduktion, överföringskapacitet, lagring och efterfrågeflexibilitet tillkommer. Omställningen behöver därför ske i samklang med övrig elektrifiering av industrin och resten av samhället. Däremot finns stora lokala skillnader i elnätscapacitet och effektbehov, vilket gör att konsekvenserna måste analyseras och hanteras i mer avgränsade geografiska områden.

Avfallsfrågan kvarstår även vid minskad förbränning

Trots politiska mål om ökad cirkularitet och minskade avfallsmängder visar flera utredningar att restavfall kommer att finnas kvar under överskådlig tid. Flera av de intervjuade energibolagen planerar för att fortsatt kunna erbjuda avfallsbehandling. Förbränning med energiåtervinning har hittills utgjort en central lösning för att hantera dessa flöden, men om avfallsförbränningen minskar eller upphör måste alternativa hanteringsmetoder utvecklas. Flera energibolag pekar på att detta kan innebära nya logistiska och ekonomiska utmaningar för samhället. Slutsatsen är att avfallsfrågan inte försvinner för samhället med minskad förbränning, utan att det krävs alternativa investeringar och ny infrastruktur.

Systemnyttor riskerar att gå förlorade

Fjärrvärmens bidrar idag med flera nyttor som är svåra att ersätta, exempelvis: lokal elproduktion (även effekt) genom kraftvärme, möjligheter till ödrift och dödnätsstart vid störningar, energiåtervinning från restavfallshantering, tillvaratagande av stora restvärmeströmmar, energikombinat, till exempel e-bränslen med infångad koldioxid, samt potential för negativa utsläpp via CCS. Om förbränningen upphör försvinner eller försvagas många av dessa funktioner, vilket kan få konsekvenser för Sveriges samlade elförsörjning, beredskap och cirkulära resurshantering. I intervjuerna framhöll flera energibolag just dessa aspekter som centrala för sin långsiktiga affär och för samhällets robusthet. De uttryckte oro för att nyttorna inte värderas i dagens regelverk eller marknadsmodeller, vilket gör det svårt att motivera investeringar som bidrar till systemnytta. Samtidigt pekade några aktörer på att förlorade nyttor också kan skapa incitament för innovation, men bara om det finns långsiktiga spelregler och ekonomiska modeller som fångar upp värdet av fjärrvärmens bredare funktioner.

Stora skillnader lokalt

Fallstudierna visar att förutsättningarna för det lokala fjärrvärmesystemet idag och i framtiden varierar kraftigt mellan olika orter. Stora städer med diversifierade bränslemixar, tillgång till industriell restvärme och sammankopplade nät har bättre möjligheter att klara en gradvis omställning. Många mindre orter som är starkt beroende av biobränslen riskerar däremot större ekonomiska påfrestningar och minskad konkurrenskraft. På mindre orter är även kompetensförsörjning ofta en större fråga.

Restvärmen blir mer central

Restvärme från industri, datacenter och andra verksamheter lyfts i samtliga fallstudier fram som en viktig del av framtidens värmeförsörjning oavsett, men särskilt om förbränning inte skulle vara ett alternativ. Potentialen bedöms betydande generellt, men nyttjandet försvåras i praktiken av varierande temperaturer, ojämna flöden över tid, geografisk placering i förhållande till fjärrvärmenäten samt affärsvillkor som ibland gör det svårt att få ihop en lönsamhet för både leverantör och energibolag. Flera bolag pekar också på osäkerhet kring framtida tillgång, då industrier kan ställa om till processer som genererar mindre eller ingen restvärme. För att restvärme ska spela en långsiktigt central roll krävs därför både tekniska lösningar och stabila affärsmodeller, samt ofta även politiska incitament.

Ökat behov av flexibilitet och samverkan

Värmepumpar (med eller utan restvärme), elpannor och olika former av energilager framstår som de viktigaste alternativen för att ersätta förbränning i fjärrvärmesystemen. Samtidigt ställer dessa lösningar krav på robust elnät samt övervakning och styrning. För att hantera effekttoppar under kalla vinterdagar behöver även efterfrågefleksibilitet på kundsidan utvecklas, exempelvis genom smart styrning och anpassade prismodeller. Intervjuerna med energibolagen visar att många redan arbetar aktivt med att sänka systemtemperaturer, installera eller planera för värmepumpar och elpannor samt utveckla digitala lösningar för styrning och flexibilitet, ofta i nära dialog med kunderna. Samtidigt uttrycker flera aktörer oro för att elsystemets kapacitet och att dagens affärsmodeller inte fullt ut stödjer en snabb elektrifiering. Bolagen betonar därför att teknisk utveckling måste kombineras med långsiktiga regler och eventuellt investeringsstöd för att investeringar i nya lösningar ska bli genomförbara.

Tidsaspekten utmanar

Omställningen bort från förbränningsbaserad värmeproduktion är beroende av

tid. Intervjuerna visar att energibolagen ser gradvisa förändringar som nödvändiga för att hinna bygga upp den kompetens som krävs, utveckla nya samarbeten och affärsmodeller samt successivt byta ut en tekniskt och investeringstung infrastruktur med långa livslängder. Även om restvärme lyfts fram som en nyckelresurs finns många utvecklingsplaner som kan generera restvärme ännu bara på idéstadiet, och att etablera de samarbeten och affärsupplägg som krävs tar tid. Att bygga lågtempererade nät för att möjliggöra ett brett tillvaratagande av restvärme är också en process som sträcker sig över decennier. Ett snabbt skifte riskerar därför att skapa ekonomiska påfrestningar med minskad konkurrenskraft som följd, medan en längre tidshorisont gör det möjligt att stegvis genomföra investeringar, etablera samverkanslösningar och utveckla systemet på ett kostnadseffektivt och robust sätt.

Kundernas situation förändras

Om fjärrvärmen avvecklas lokalt tvingas kunderna att byta uppvärmningsteknik, vilket kommer att kräva stora investeringar. Om fjärrvärmen istället klarar en övergång till förbränningsfritt blir samverkan mellan fjärrvärmeföretagen och kunderna allt viktigare.

Från ett beroende till ett annat

En reflektion som kan göras utifrån utredningens analyser och intervjuer är att extremsscenariot riskerar att ta oss från ett beroende av biobränslen och avfall till en situation där fjärrvärmen nästan helt blir beroende av el. Det finns flera anledningar till att vara varsam inför en förändrad beroendesituation, till exempel beredskapsperspektiv och riskspridning. Framtidens lösningar bör möjliggöra för mångfald och flexibilitet.

Policy och styrmedel avgör utvecklingen

Fjärrvärmens framtida roll avgörs inte enbart av tekniska möjligheter utan i hög grad av politiska beslut. Intervjuerna visar att energibolagen upplever dagens regelverk som splittrade och kortsiktiga, vilket försvårar långsiktiga investeringar. Flera aktörer uttrycker oro för att fjärrvärmens bredare samhällsnyttor, som effektbalans, beredskap, systemintegration och avfallshantering, inte värderas i tillräcklig utsträckning. Bolagen efterfrågar stabila regelverk, långsiktiga styrsignaler och ekonomiska incitament som erkänner dessa nyttor. Utan sådana förutsättningar riskerar en central del av svensk energiinfrastruktur att försvagas eller försvinna.

Referenser

Energiföretagen Sverige, 2025. Tillförd energi till kraftvärme och fjärrvärmeproduktion och fjärrvärmeleveranser 2024. Tillgänglig från: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/tillford-energi/>

NEPP, 2025. Fjärrvärmen bidrar med många nyttor – Syntes.

Renström och Ludvig, 2025. Kartläggning av restvärmeflöden i Sverige idag och i framtiden — teoretisk potential och möjligheter att ta vara på denna i befintliga fjärrvärmesystem. Värmemarknad Sverige.

Unger m.fl., 2023. Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem. Energiforsk.

Bilaga 1: Intervjuer

Under våren 2025 genomfördes intervjuer med ett urval av fjärrvärmebolag inom ramen för projektet. Syftet var att fånga lokala perspektiv på framtidens fjärrvärmesystem, med särskilt fokus på vad minskad eller helt upphörd förbränning skulle kunna innebära. Samtalen bidrog till att identifiera tekniska, ekonomiska och strategiska möjligheter och utmaningar, liksom vilka förutsättningar som upplevs som viktigast för att fortsätta utveckla värmeförsörjningen lokalt.

Intervjuerna genomfördes som en öppen diskussion med utgångspunkt i följande frågor:

- Hur ser er värme-/kylproduktion ut idag?
- Vilka förändringar planerar ni för på kort sikt (5 år)?
- Vilka framtidsscenarioer ser ni framför er till 2040 med avseende på fjärrvärmeproduktion och -leveranser?
- Vad skulle kraftigt minskad eller ingen förbränning för uppvärmningssyften innebära för er? (T.ex. vid mycket höga biobränslepriser eller kraftigt minskad avfallsmängd)
 - Hur skulle ni lösa värmeförsörjningen? Vilka andra värmekällor och tekniska lösningar kan bli aktuella?
- Möjliga konsekvenser av kraftigt minskad/ingen förbränning för:
 - Fjärrvärmen
 - Elnätet
 - Industrin
 - Nya affärer/verksamheter
- Vad tror ni om kostnadsutvecklingen för värmekunder i framtiden, utifrån möjliga utvecklingsvägar för värmeförsörjningen?
- Vilka är de viktigaste faktorerna som påverkar era förutsättningar att bedriva verksamheten och fortsätta utveckla den lokala energiförsörjningen?

Intervjuade personer

Göteborg

Texten baseras till stor del på intervju med Samuel Røjås, Göteborg Energi, 25-06-04.

Umeå

Texten baseras till stor del på en intervju med representanter från Umeå Energi: Lars Mikaelsson och Jörgen Carlsson-Noël, 2025-05-12.

Helsingborg

Texten baseras till stor del på en intervju med representanter från Öresundskraft, 2025-06-05. Anders Lindgren, Björn Goffeng, Magnus Gunnarsson och Johan Lundberg.

Uppsala

Texten baseras till stor del på en intervju med representanter från Vattenfall Värme: Roger Eriksson, Sofia Päivärinne och Anders Nilsson. Genomförd den 5 juni 2025.

Härnösand

Texten baseras till stor del på en intervju med Jonas Jakobsson, Härnösand Energi och Miljö, genomförd den 17 juni 2025.

Boden

Texten baseras till stor del på en intervju med Boden Energis Hans Stålnacke, Sara Chlot och Tommy Vikström, 2025-06-09.

Solör Bioenergi

Intervju med Erica Edfeldt Wehtje från Solör Bioenergi den 23 maj 2025.

