

Kärnvärmens potential i Sverige

En studie genomförd av EY & Mannheimer Swartling
på uppdrag av Kärnkraftssamordningen

ey.com/se



The better the question.
The better the answer.
The better the world works.

I samarbete med

 MANNHEIMER SWARTLING



Shape the future
with confidence



Innehållsförteckning

Exekutiv sammanfattning	3	Regulatoriska hinder och förutsättningar	16
Executive summary	3	Regelverk för små till medelstora reaktorer	16
Förord	4	Hantering av radioaktivt avfall	17
Inledning och bakgrund	5	Förutsättningar för att uppföra reaktorer nära tätbefolkade områden	17
Energipolitisk och industriell kontext	5	Det statliga stödsystemet	18
Syfte och centrala frågeställningar	6	Ägar- och driftmodeller	18
Uppdragets omfattning och huvudsakliga avgränsningar	6	Fjärrvärmelagstiftningen	18
Teknisk mognadsgrad	7	Internationella lärdomar	19
Reaktortyper samt integration i värmesystemet	7	Finland	19
Teknisk mognadsgrad	8	Storbritannien	19
Marknadspotential	9	Frankrike	20
Konkurrenskraft jämfört med alternativa lösningar	9	Slutsatser, rekommendationer och nästa steg	21
Värmebehov och potentiella användningsområden	11	Slutsatser kring kärnvärmens potential i Sverige	21
Marknadspotential per sektor	11	Rekommendationer och nästa steg:	22
Affärsmodeller och investeringslogik	14	Appendix	23
Stödmekanismer	15	Metod	23
Acceptans	15	Ordlista	24
		Respondenter	25

Exekutiv sammanfattning

Denna studie, **Kärnvärmens potential i Sverige**, analyserar kärnvärmens möjliga roll i det svenska energisystemet, med fokus på tekniska, marknadsmässiga och regulatoriska förutsättningar för en framtida tillämpning. Analysen indikerar att kärnvärme, under rätt förutsättningar, kan utgöra ett konkurrenskraftigt komplement i omställningen av värmesektorn, särskilt för fjärrvärme och industriella tillämpningar med kontinuerliga värmebehov inom låg- och medeltemperaturområdet.

Analysen pekar på ett antal nyckelområden för att realisera denna potential. Kärnkraftens tekniska och finansiella förutsättningar, i kombination med värmemarknadens lokala struktur, innebär ett behov av stabil efterfrågan, långsiktiga avtalsstrukturer och riskdelning mellan aktörer. Detta understryker vikten av ändamålsenliga affärsmodeller anpassade till värmemarknadens förutsättningar.

Även om åtgärder vidtagits för att möjliggöra små reaktorer kvarstår vissa regelverk och stödsystem som fortfarande är anpassade för storskalig elproduktion. Analysen visar på hur svenska regelverk kan vidareutvecklas för att skapa tydliga och förutsägbara förutsättningar även för mindre reaktorer till värmeproduktion. Ökad kunskap, tydlig kommunikation och stärkt acceptans, i kombination med hantering av initiala etableringsrisker, är också viktiga faktorer i ett tidigt skede.

Analysen visar att kärnvärme har potential att bidra till omställningen av det svenska energisystemet. Realiseringen av denna potential är beroende av i vilken utsträckning marknads- och regelverksrelaterade förutsättningar kan utvecklas och anpassas.

Executive summary

This study, **The Potential of Nuclear Heat in Sweden**, assesses the potential role of nuclear heat in the Swedish energy system, with a focus on the technical, market, and regulatory conditions required for future deployment. The analysis indicates that, under the right conditions, nuclear heat could serve as a complement in the transition of the heating sector, particularly for district heating and industrial applications with continuous low- and medium-temperature heat demand.

At the same time, the study identifies several prerequisites for realizing this potential. The technical and financial characteristics of nuclear energy, combined with the local and contract-based nature of heat markets, create a need for stable demand, long-term contractual arrangements, and appropriate risk-sharing between stakeholders. The findings therefore highlight the importance of developing business models that are tailored to the specific characteristics of heat markets.

Although measures have been taken to enable small reactors, some regulatory frameworks remain that are still designed for large-scale electricity generation. The analysis shows how Swedish regulatory frameworks can be further developed to create clear and predictable conditions for smaller reactors used for heat production as well. In addition, increased awareness, transparent communication, and strengthened public acceptance are likely to be important factors, particularly during the early stages of deployment when technology and implementation risks remain significant.

Overall, the study indicates that nuclear heat has the potential to contribute to the transition of the Swedish energy system by providing fossil-free and dispatchable heat generation. However, the extent to which this potential can be realized will depend on how market, commercial, and regulatory conditions evolve over time.



Förord

Sverige står inför en omfattande omställning av energisystemet, med ökade krav på fossilfrihet, leveranssäkerhet och konkurrenskraft. Värme utgör en betydande del av energianvändningen, särskilt inom industri och för uppvärmning. Internationellt ökar intresset för kärnenergi för värmeproduktion. I Sverige har sådana tillämpningar hittills varit begränsade, och kunskapen om kärnvärmens potential är fortfarande under uppbyggnad.

Mot denna bakgrund har EY och Mannheimer Swartling genomfört en studie av kärnvärmens potentiella roll i Sverige. Detta på uppdrag av den statliga offentliga utredningen Kärnkraftssamordningen. Studien baseras på EY:s expertis inom energi- och marknadsfrågor samt Mannheimer Swartlings regulatoriska expertis, kompletterat med intervjuer med ledande aktörer i värdekedjan.

EY och Mannheimer Swartling vill rikta ett stort tack till samtliga som bidragit med sina insikter.

Victor Hammar och **Madeleine Edqvist**

Redaktionsgrupp från EY:

Victor Hammar
Christian Grauers
Måns Krantz
Herman Hansson

Redaktionsgrupp från Mannheimer Swartling:

Madeleine Edqvist
Fanny Møller
Olof Påhlsson



Inledning och bakgrund

Energipolitisk och industriell kontext

Sverige står inför en omställning av energisystemet, driven av ökade krav på fossilfrihet, leveranssäkerhet och konkurrenskraft. Elektrifiering av industri, transportsektor och samhälle förväntas leda till ett kraftigt ökande elbehov under kommande decennier. I Svenska kraftnäts scenario kring Sveriges elanvändning, beroende på scenario, ökar konsumtionen från dagens cirka 140 TWh till 192-333 TWh till 2050.¹ Mot denna bakgrund har kärnkraften åter fått en central roll i den energipolitiska diskussionen, främst med fokus på elproduktion och systembalans.

Samtidigt utgör värme en betydande del av det svenska energisystemet, särskilt inom industrin och fjärrvärmesektorn, där omkring 150 TWh i dag tillgodoses genom förbränningsbaserade lösningar^{2 3}. En omställning från förbränning, i linje med den inriktning som nyligen kommunicerats i Finland, skulle därmed innebära ett behov av alternativa energikällor i motsvarande storleksordning⁴.

Internationellt ökar intresset för att använda kärnenergi även för värmeändamål, ofta kopplat till små och medelstora reaktorer om 10-400 MW. Europeiska studier pekar på att

befintliga värmeteknologier behöver kompletteras för att minska koldioxidutsläpp från den europeiska fjärrvärmesektorn, och att värme från små modulära reaktorer kan täcka upp till 25 procent av fjärrvärmebehovet till 2050⁵. Den franska energitillsynsmyndigheten har vidare framhållit att i länder med redan låg klimatpåverkan från elproduktion framstår värmeproduktion, särskilt fjärrvärme och industriell processvärme upp till cirka 300 °C, som en av de mest lovande tillämpningarna för små modulära reaktorer⁶.

I Sverige har tillämpningen av kärnvärme hittills varit begränsad. Trots återkommande analyser och utredningar har tekniken ännu inte realiserats i någon modern svensk tillämpning, vilket också bekräftas av genomförda intervjuer. Givet det betydande uppvärmningsbehovet och ökat behov av resiliens för både industri och byggnader finns dock skäl att systematiskt analysera om, var, och under vilka förutsättningar kärnvärme kan spela en roll i det svenska energisystemet.

1 <https://www.svk.se/49da32/siteassets/om-oss/rapporter/langsiktig-marknadsanalys-2026/langsiktig-marknadsanalys-2026.pdf>
2 <https://www.scb.se/en/finding-statistics/statistics-by-subject-area/energy/energy-supply-and-use/annual-energy-statistics-electricity-gas-and-district-heating/pong/tables-and-graphs/district-heating-gwh/>
3 <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2025/industrins-energianvandning-2024/>
4 <https://tem.fi/en/heating-market>
5 <https://www.carbone4.com/communiquer-smr-petits-reacteurs-modulaires>
6 https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/Rapport_SMR-AMR.pdf



Syfte och centrala frågeställningar

Syftet med studien är att bedöma den potentiella rollen för kärnvärme i Sverige, med fokus på tillämpningar inom fjärrvärme och industriell processvärme. Studien utgör ett underlag för fortsatt policy och strategiarbete.

I studien analyseras tre områden; teknisk mognadsgrad, marknadspotential samt regulatoriska och förutsättningar.

1. Teknisk mognadsgrad

Vilken teknisk mognadsgrad har kärntekniska lösningar för värmeproduktion, och vilka tekniker bedöms ha störst potential att etableras i Sverige innan 2040, och därefter?

2. Marknadspotential

Inom vilka sektorer och temperaturnivåer finns en potentiell efterfrågan på kärnvärme i Sverige, och vilken marknadspotential kan därmed identifieras? Hur förhåller sig kärnvärme avseende kostnad och förutsättningar till alternativa uppvärmningslösningar?

3. Regulatoriska hinder och förutsättningar

Vilka regulatoriska, marknadsmässiga, organisatoriska och energisystemrelaterade hinder begränsar möjligheten att utveckla och använda kärnvärme i Sverige, och vad skulle kunna undanröja dessa hinder?

Ett särskilt fokus i studien är att belysa utmaningar och möjligheter för potentiella värmeanvändare, såsom fjärrvärmebolag och industriella aktörer.

Uppdragets omfattning och huvudsakliga avgränsningar

Uppdraget omfattar en analys av kärnvärmens potentiella roll i Sverige. Analysen genomförs på nationell nivå och fokuserar på principiella förutsättningar, strukturella frågor och systemnivå, snarare än plats eller projektspecifika bedömningar. Uppdraget omfattar endast nyttjande av kärnvärme från nya anläggningar.

Studien omfattar:

- Analys av relevanta kärntekniska lösningar och koncept för värme i Sverige
- Kärnvärmetillämpningar inom fjärrvärme och industriell processvärme.
- Ett medel till långsiktigt perspektiv, med fokus på möjliga tillämpningar bortom enskilda pilot och demonstrationsprojekt.

Studien omfattar inte:

- Detaljerad teknisk dimensionering eller kostnadsberäkningar på projektnivå.
- En heltäckande jämförelse mellan energislag för värmeproduktion.
- Bedömningar av lokalisering eller genomförbarhet för specifika anläggningar
- Detaljerade rekommendationer kring policyförändringar
- Metod, datakällor och genomförande redovisas i rapporten samt som bilagor.

Studien har letts av EY. Mannheimer Swartling har ansvarat för analysen av regulatoriska hinder.



Teknisk mognadsgrad

Reaktortyper samt integration i värmesystemet

Kärnvärme kan tillämpas genom två huvudsakliga tekniska tillämpningar: (i) värmeproduktion (heat-only) i endast värmeproducerande reaktorer, och (ii) kraftvärmeproduktion (combined heat and power, CHP) i el- och värmeproducerande reaktorer.

Dessa koncept karakteriseras enligt följande:

Heat-only

Heat-only avser reaktorkoncept som är utformade enbart för värmeproduktion, där värmen från reaktorn överförs via värmeväxlare till exempelvis ett fjärrvärmenät, utan att producera el. Denna typ av anläggning kännetecknas generellt av en enklare systemutformning, mindre skala samt lägre drifttryck och temperatur jämfört med elproducerande reaktorer.⁷

CHP

I kraftvärmetillämpningar (Combined Heat and Power, CHP) produceras ånga i kraftcykeln, där flödet delas så att en del fortsätter genom turbinen för elproduktion medan en del leds bort för värmeproduktion. Värmeuttag medför en minskning av elproduktionen.⁸ Intervjuer med teknikleverantörer indikerar att denna uppgår till storleksordningen 0,1-0,25 kW_e per kW_{th}, beroende på systemutformning och driftförhållanden.

Som ett alternativ till ångavledning kan kärnvärme även tillgodogöras genom utnyttjande av värme som annars avges via kondensator och kylsystem. Denna värmeström har en lägre temperaturnivå än värme som tas ut via ångavtappning, och

är typiskt av en sådan storleksordning att den kräver vidare uppgradering, exempelvis genom värmepumpar, för att kunna användas i exempelvis konventionella fjärrvärmesystem. Fördelen med denna typ av värmeutnyttjande är att storleken på elproduktionen bibehålls, i stället utnyttjas energin som annars skulle ha avgetts till omgivningen som förlustvärme. Samtidigt begränsas möjliga tillämpningar av den låga temperaturnivån, stora flödesbehov och högre krav på närhet till värmeanvändare.⁹

Systemintegration

Tekniken att nyttja värme från reaktorer är välbeprövad och kan anses säker genom ett antal olika säkerhetsåtgärder som minimerar risken för att kontamination sprids.¹⁰

Systemintegration av kärnvärme begränsas i praktiken av krav på geografisk närhet och möjligheten att transportera värme. Värme transporteras via ledningar som är kostnadsdrivande att bygga och som behöver kopplas in på lämpliga ställen i nätet. Intervjuer med fjärrvärmebolag understryker att nät generellt sett är dimensionerade utifrån befintliga produktionsenheter, och att inkoppling på andra platser kräver signifikanta uppgraderingar av distributionsnätet. Samtidigt uppstår värmeförluster vid längre transportavstånd, vilket i kombination med övriga kostnader för transport driver kostnaden att bygga infrastruktur. Dessa faktorer begränsar i praktiken de transportavstånd som är ekonomiskt motiverade, även om höga värmeeffekter tekniskt sett kan överföras. Det finns exempel på framgångsrik värmetransport över längre avstånd (över 100 km), men som huvudregel lokaliseras produktionen i direkt anslutning, eller närhet till konsumtionen.¹¹

⁷ https://www.oecd-neo.org/icms/pl_108326/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-third-edition?details=true

⁸ https://www.oecd-neo.org/icms/pl_108326/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-third-edition?details=true

⁹ [oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2022-07/7363_cogen.pdf](https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002023462/0/Product)

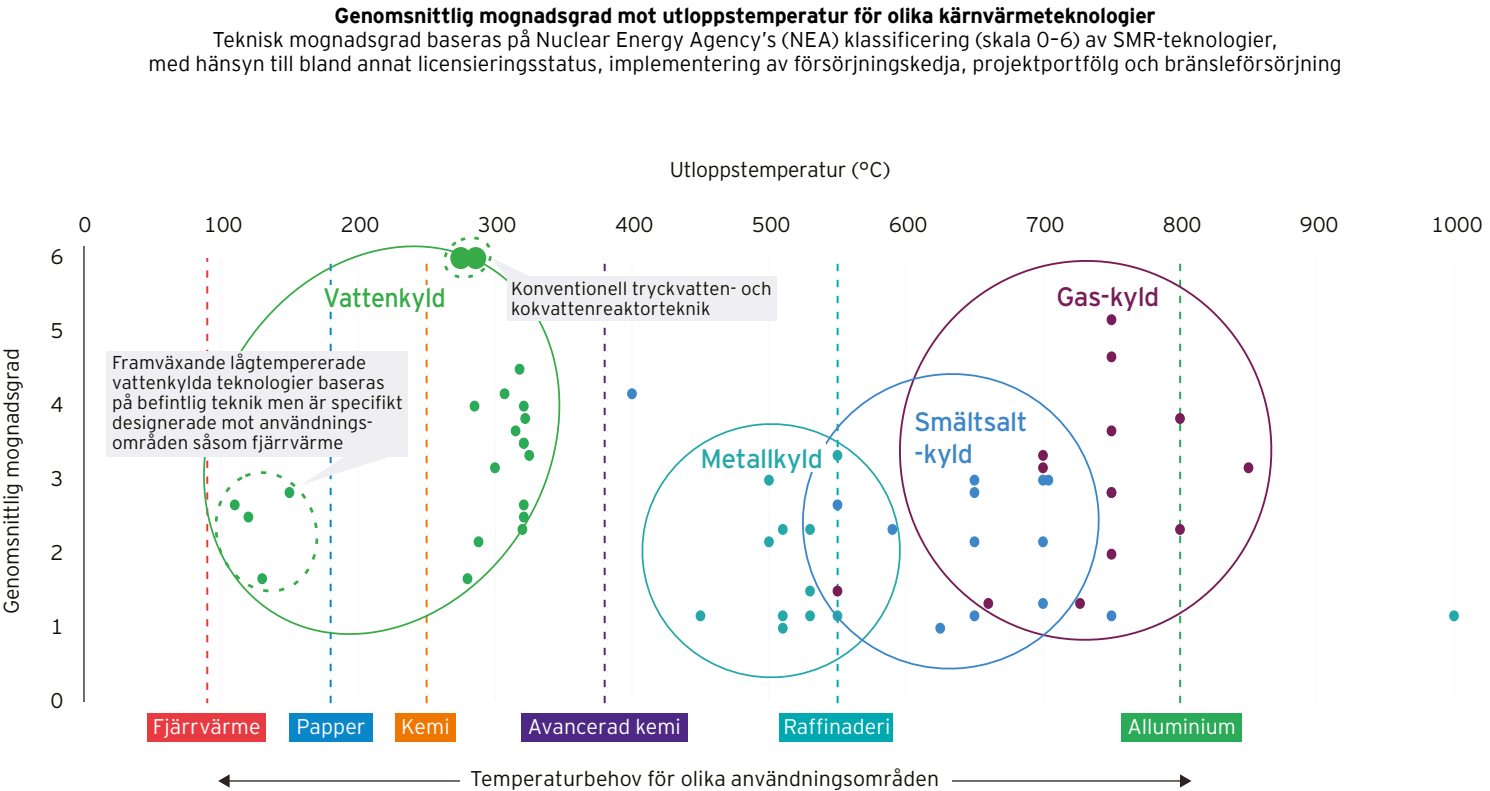
¹⁰ <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002023462/0/Product>

¹¹ <https://www.powermag.com/district-heating-supply-from-nuclear-power-plants-technical-and-economic-aspects/>

Teknisk mognadsgrad

Det finns idag flera konventionella kärnreakorteknologier med möjlighet att leverera värme. Därutöver växer nya fram, särskilt avancerade reaktorteknologier där mindre modulära reaktorer

(Small Modular Reactors, SMR) ingår. Den tekniska mognadsgraden för kärnvärmeteknologier varierar beroende på reaktortyp, samt utloppstemperatur, se figur 1.



Figur 1: Processtemperatur i relation till teknisk mognadsgrad för olika kärnvärmeteknologier, där varje datapunkt representerar en reaktordesign. Generellt applicerbara processtemperaturer baseras på intervjuer och tillgänglig litteratur, och faktiska temperaturkrav kan variera mellan industriella tillämpningar.¹²

Vattenkylda reaktorer

Vattenkylda reaktorer, inklusive konventionella tryckvatten- och kokvattenreaktorer samt SMR-varianter av dessa, utgör den mest mogna tekniktypen, och det är denna tekniktyp som dominerar globalt för kraft- och kraftvärmeproduktion (CHP). Nya koncept under utveckling inkluderar så kallade heat-only-reaktorer, men dessa har i dagsläget begränsad eller ingen kommersiell tillämpning.¹³

Metall-, smältsalt- och gaskylda reaktorer

För temperaturintervall i storleksordningen 400-800 °C, vilket är särskilt relevant för exempelvis raffinaderier och annan kemisk industri, är bilden mer blandad. Metall-, smältsalt- och gaskylda reaktorer har en utloppstemperatur inom detta spann, men kännetecknas generellt av en varierande och lägre mognadsgrad. Varianter av dessa teknologier har tillämpats historiskt, dock inte i Sverige. Nya utvecklingar av tekniken är fortfarande under utveckling och demonstration, men med begränsad kommersiell erfarenhet.¹⁴ Teknologier kan därmed vara ett komplement mot industriella tillämpningar som kräver högre temperaturer än vad konventionella vattenkylda system kan leverera.

Tidslinje för driftsättning

Den tekniska mognaden är alltså högst inom de temperaturintervall som krävs för exempelvis fjärrvärme, pappersindustri och viss kemisk industri. Intervjuer pekar på att de kommersiellt mest mogna leverantörerna av denna teknik ser att de kommer kunna ha sina första kärnvärmeinstallationer driftsatta under senare delen av 2030-talet. Utifrån EY:s erfarenheter kommer detta sammanfalla med ett behov bland flertalet svenska fjärrvärmebolag att ersätta nuvarande värmeanläggningar vars tekniska livslängd når slutet av sin drifttid. Givet att investeringar i fjärrvärmesystem typiskt omfattar fleråriga planerings- och genomförandeprocesser som, enligt intervjuer, kan sträcka sig upp till ett decennium, samtidigt som kärntekniska projekt ofta har motsvarande realiseringshorisont, behöver kärnvärmeteknikleverantörer inom de kommande åren etablera sig som mogna investeringsalternativ för att möjliggöra driftsättningar under 2030-talet.¹⁵

Intervjuer indikerar att nyetablerade teknikleverantörer bedömer att deras reaktorer kan vara i drift omkring 2035. För fjärrvärmebolag med investeringsbehov fram till dess skulle dessa tekniker därmed kunna utgöra ett möjligt alternativ. Samtidigt är den begränsade kommersiella mognaden förenad med betydande osäkerheter och beroenden, däribland tillståndsprocesser, bränsleförsörjning och kommersiella förutsättningar.

12 https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_108326/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-third-edition?details=true

13 <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002023462/0/Product>

14 https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_108326/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-third-edition?details=true

15 <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy/executive-summary>



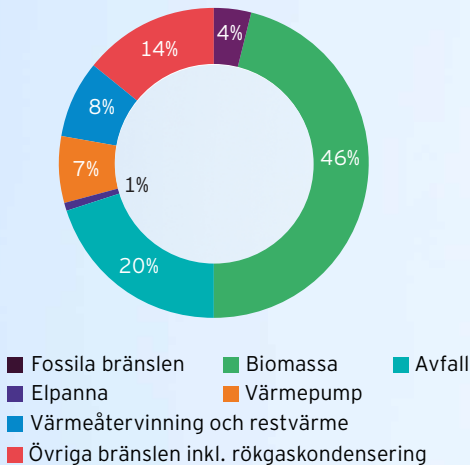
Marknadspotential

Konkurrenskraft jämfört med alternativa lösningar

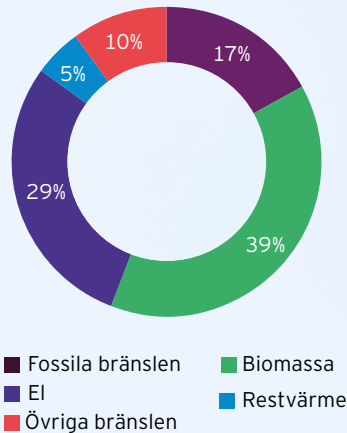
Kärnvärmens konkurrenskraft avgörs i relation till alternativ för värmeproduktion, vilka skiljer sig åt i termer av kostnadsstruktur, systemberoenden och resursbehov. Dessa alternativ kan övergripande delas in i tre kategorier, vilket illustreras i **figur 2**:

- Förbränningsbaserad värme: Fossila bränslen, biobränslen, avfallsförbränning
- Eldriven värme: Elpannor, värmepumpar
- Värmeåtervinning och restvärme: Industriell spillvärme, där bland annat restvärme från datacenter inkluderas

Fjärrvärmens energianvändning



Industrins energianvändning



**Figur 2: Fjärrvärmesektorns (52 TWh) och industrins energianvändning (153 TWh) fördelad på bränsletyp (2024). För fjärrvärme avser hela energianvändningen värme-
produktion. För industrin redovisas total energianvändning, där samtliga energislag utom el i huvudsak bedöms användas för värme.^{16 17}**

Mot denna bakgrund analyseras kärnvärmens konkurrenskraft utifrån förutsättningarna för dagens värmeproduktionsalternativ.

16 <https://www.energiforetagen.se/energifakta/fjarrvarme/fjarrvarmeproduktion/>
17 <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2025/industrins-energianvandning-2024/>

Energiomställning och volatilitet i bränslepriser

Uppvärmningen i Sverige domineras i dagsläget av förbränning – av biomassa, avfall och fossila bränslen. Intervjuer med industriaktörer indikerar att fossila bränslen är under utfasning, särskilt inom industrin, vilket ökar efterfrågan på alternativa värmekällor. Samtidigt utgör biobränslen och avfallsförbränning fortsatt centrala komponenter i systemet.

Utvecklingen för biobränslen indikerar en ökande osäkerhet i kostnads- och tillgångsbild. Priser på skogsbaserade bränslen har ökat kraftigt under senare år, exempelvis har priserna för bränsle (skogsfliis) till värmeverk ökat med ~90 % sedan 2021.¹⁸ Intervjuer pekar även på att kostnadsbilden upplevs osäker på grund av en växande efterfrågan på biomassa i andra tillämpningar inom kemisk industri där ett av målen i Fossilfritt Sveriges och IKEM:s färdplan för kemiindustrin är att år 2045 ha ersatt 80% av de fossila insatsvaror som används idag med återvunnen eller biobaserad råvara.¹⁹ Detta innebär att konkurrensen om biomassa som resurs ökar, och att användning för förbränning kan behöva vägas mot alternativa användningsområden med högre förädlingsvärde.

För fjärrvärmens utgör även avfallsförbränning en energikälla, motsvarande 20% av den svenska fjärrvärmeproduktionen. Relativ biobränsleförbränning innebär avfallsförbränning en typiskt lägre marginalkostnad. Fjärrvärmebolag får ersättning för att ta emot avfall och avfallsförbränning utgör baslast i många svenska nät. Som energislag är avfallsförbränning beroende av policy kopplad till materialåtervinning och långsiktiga avfallsflöden, där en ökad återvinningsgrad i samhället på sikt kan påverka tillgången på

avfallsfraktioner för energiutvinning²⁰. Vidare kan en ökad grad av avfallsförbränning utomlands öka konkurrensen om avfallet som resurs – cirka 30 % av det avfall som gick till energiåtervinning i Sverige 2021 kom från andra europeiska länder²¹.

Ytterligare osäkerhet kommer utav att fjärrvärmebolagen med kraftvärmeverk upplever osäkerhet kring vad de framtida försäljningspriserna för el kommer vara. En översiktlig analys baserad på data från Energiforsk visar att den totala kostnaden per producerad värmeenhet (Levelised Cost of Heat, LCOH) för nyinvestering i kraftvärmeproduktion från biomassa kan uppgå till 400-800 SEK/MWh, med dagens bränslepriser, beroende av försäljningspriset för den sålda elen.^{22 23}

Sammantaget indikerar detta att den relativa betydelsen av förbränningsbaserad värmeproduktion kan förändras över tid, vilket ökar behovet av alternativa, icke-förbränningsbaserade lösningar.

Tillgång till restvärme och lokala systemförutsättningar

Flera idag konkurrenskraftiga alternativ kopplat till spillvärme är beroende av lokala systemförutsättningar. Värmepumpar förutsätter tillgång till lågtempererade värmekällor, vilka ofta endast finns i begränsade och geografiskt spridda volymer, medan industriell spillvärme är beroende av geografisk närhet mellan värmekällor och värmeefterfrågan. Där dessa förutsättningar föreligger kan teknologierna erbjuda låga marginalkostnader och uppvisa hög konkurrenskraft. Potentialen på systemnivå kan vara begränsad och är beroende av geografisk kontext.²⁴

Intervjuer indikerar även att nyttiggörandet av restvärme från exempelvis datacenter kan vara förenat med ytterligare osäkerheter, kopplade till datacentrens långsiktiga närvaro, lokalisering samt möjligheten att etablera långsiktiga och robusta avtalsstrukturer. Från ett svenskt systemperspektiv innebär detta att restvärmelösningar i huvudsak utgör ett komplement, snarare än en helhetslösning för planerbar värmeproduktion.

Elprisernas framtid

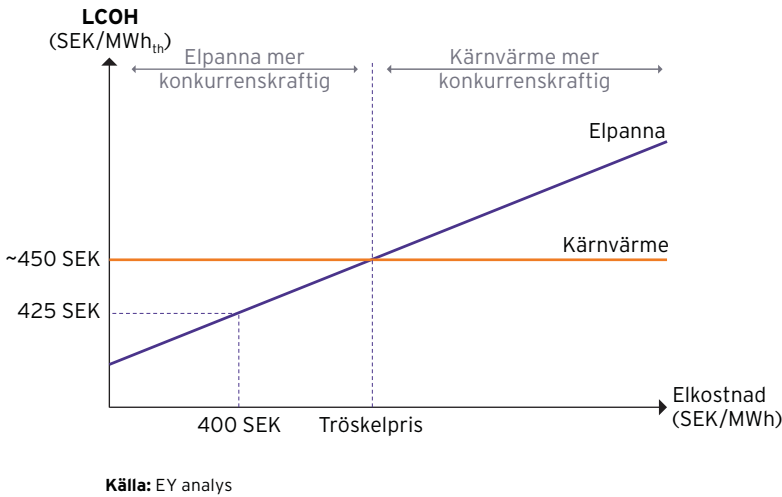
Vid nyproduktion av värme utgör elpannor ett skalbart jämförelsealternativ. Elbaserad värme karakteriseras av:

- Begränsade investeringsbehov (panna, transformator och nätanslutning)
- Operativa kostnader som i hög grad påverkas av elpriset, då el utgör den dominerande kostnadskomponenten

Detta innebär att värmekostnaden varierar med elpriset, vilket skapar en direkt koppling mellan kraftsystemets utveckling och värmeproduktionens kostnadsbild.²⁵

- Kärnvärme uppvisar en motsatt kostnadsstruktur:
- Omfattande investeringsbehov kopplade till projektering, konstruktion och tillståndsprocesser
 - Löpande kostnader för bränsle, drift och underhåll som utgör en mindre andel av den totala värmekostnaden

Detta ger en mer stabil kostnadsprofil över tid, se **figur 3**, men innebär samtidigt hög känslighet för investeringsparametrar, såsom diskonteringsränta.



Figur 3: Kärnvärmeteknikens konkurrenskraft påverkas i begränsad utsträckning av dess direkta kostnadsnivå och i högre grad av utvecklingen av elpriset. Kostnadsestimat för LCOH för kärnvärme avser heat-only SMR och baseras på aktörsuppgifter. Kostnader för elpannor utgår från IEA (2024), justerat för svenska elpriser och nätavgifter²⁶.

18 <https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/prisutveckling-inom-energiomradet/tradbransle--och-torvpriser/>
19 <https://fossilfrittverige.se/wp-content/uploads/2024/10/IKEM-fardplan-2024.pdf>
20 [avfallets-roll-i-framtidens-energisystem-energiforskrapport-2019-589.pdf](#)
21 [Frågor och svar om energiåtervinning ur avfall – Energiföretagen Sverige](#)
22 [el-fra-n-nya-anlaggningar-energiforskrapport-2021-714.pdf](#)
23 Antagande: bränslepriser 400 SEK/MWh, elpriser 600-1000 SEK/MWh
24 <https://energiforsk.se/rapporter/70-nya-mojligheter-for-fjarrvarme/>

26 <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-heat-for-coal-or-natural-gas-boilers-electric-boilers-and-heat-pumps-in-selected-regions-2024>

Implikation för kärnvärmens konkurrenskraft

Mot denna bakgrund kan kärnvärme utgöra ett konkurrenskraftigt alternativ för baslastproduktion i system där:

- Konkurrenten om hållbart bränsle till förbränningsbaserad värmeproduktion är hög
- Lokala förutsättningar för värmeproduktion av spillvärme är begränsad
- Exponering mot elpris bedöms som en risk, eller där nätanslutning är en begränsande faktor

Samtidigt kvarstår osäkerheter kring kostnadsnivån (LCOH) för kärnvärme. För nya teknologier indikerar intervjuer att skalfördelar, regulatoriska krav samt hantering av slutförvar kan ha en avgörande påverkan på den långsiktiga kostnadsbilden i konkurrens mot andra former av värmeproduktion.

Värmebehov och potentiella användningsområden

Ett antal sektorer med värmebehov har identifierats som relevanta för kärnvärme.²⁷ Dessa omfattar:

- Fjärrvärme
- Kemi (utvalda processer)
- Massa- och pappersindustri
- Agro- och livsmedelsindustri (exempelvis socker och djurfoder)
- Vätgas- och ammoniakproduktion (framåtblickande tillämpningar)

Gemensamt för dessa sektorer är ett ofta kontinuerligt värmebehov, där delar av processerna ligger inom temperaturintervall som är tekniskt kompatibla med kärnvärme, alternativt där kärnvärme kan bidra i specifika delsteg (till exempel förvärmning eller ångproduktion). Vidare är värmebehovet bland många aktörer i dessa sektorer tillräckligt stort (hundratals GWh per år) för att rättfärdiga en investering i kärnvärme.

Marknadspotential per sektor

Den svenska marknadspotentialen bedöms på två kompletterande sätt:

- Potentialen för fjärrvärme baseras på Energimarknadsinspektionens ekonomiska- och tekniska uppgifter om fjärrvärmenät.²⁸
- Potentialen för industriella tillämpningar bedöms utifrån Naturvårdsverkets utsläppsregister av växthusgaser.²⁹

Detta angreppssätt möjliggör en övergripande screening av var kärnvärme kan ha bäst förutsättningar, baserat på både efterfrågan (värmebehov) och framtida relevans ur ett omställningsperspektiv (utsläppsmängd).

Fjärrvärme

I samtliga av Energimyndighetens definierade scenarier för det svenska energisystemet 2050 sker en viss minskning (som lägst 15 %) av fjärrvärmebehovet. Det är drivet av att biobränslepriserna i samtliga scenarier ökar och försämrar fjärrvärmens konkurrenskraft, främst jämfört med värmepumpar.³⁰ För bedömningen av marknadspotentialen i denna studie antas fjärrvärmens konkurrenskraft bibehållas, och därmed leda till ett konstant fjärrvärmebehov under de kommande decennierna. På så sätt bedöms kärnvärmens marknadspotential utifrån dagens fjärrvärmebehov. Den strukturella minskningen av fjärrvärmebehov till följd av varmare klimat och energieffektivisering antas motverkas av ett ökat antal anslutningar.

Baserat på intervjuer inom studien bedöms kärnvärme genom SMR vara en relevant och potentiellt attraktiv produktionsteknologi för fjärrvärmenät med en årlig produktion över 400 GWh, där den kan täcka baslast motsvarande upp till 70 % av den årliga produktionen.

För mindre nät än 400 GWh indikerar intervjuer att baslasten är för låg för att kunna motivera kärnvärme. I flera nät täcks en signifikant del (över 40 %) av produktionen av industriell spillvärme med en i regel, lägre LCOH jämfört med kärnvärme. Dessa nät exkluderas i den totala bedömda marknadspotentialen för kärnvärme, se **figur 5** i Appendix.

Industriell processvärme

Baserat på en kartläggning av svenska industriella koldioxidutsläpp har potentiella användare av kärnvärme för processvärme identifierats. Analysen utgår från att koldioxidutsläpp i huvudsak är kopplade till energianvändning från förbränning, vilket innebär att dessa processer potentiellt kan ersättas med kärnvärme. Den identifierade potentialen avser därmed enbart nuvarande energibehov, medan framtida tillämpningar behandlas i avsnittet ”Övrig potential”.

Urvalet har avgränsats utifrån ett flertal urvalskriterier. Bland andra har industriaktörer med processer som kräver temperaturer över cirka 800 °C, såsom metall- och cementproduktion, exkluderats. Dessa värmebehov kräver högre temperaturer än vad som kan mötas av de kärnvärmeteknologier som utvecklas i dagsläget.

²⁷ https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_108326/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-third-edition?details=true

²⁸ <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppga-data/tekniska-uppgifter---fjarrvarme>

²⁹ <https://www.naturvardsverket.se/verktyg-och-tjanster/data-databaser-och-sokregister/utslapp-i-siffror/?q=utsl%C3%A4ppsregistret>

³⁰ <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=1173312576a844f5a08e2c4a2005ccfb&l=t&cat=%2FPrognoser%20och%20Scenarier&lstqtv=1>



Vätgas

Intervjuer med industriaktörer visar på kärnvärmens potential i samband med vätgasproduktion. En möjlig tillämpning är via så kallad **solid oxide electrolysis** (SOEC), en elektrolysteknik där värme tillförs som komplement till elektricitet för att höja processtemperaturen i elektrolysen och därigenom minska det elektriska energibehovet. Detta möjliggör en verkningsgradsförbättring på 20-30 % jämfört med lågtemperaturelektrolys, under gynnsamma förutsättningar. SOEC är emellertid en ny teknik som har en lägre mognadsgrad än andra elektrolystekniker.³¹

I en svensk kontext framträder genom intervjuer två huvudsakliga vätgaskluster. Ett är Stenungsundsområdet, där den kemiska industrin förväntas få ett ökat behov av vätgas som insatsvara. Ett annat är det framväxande industriklustret i norra Sverige, med aktörer såsom LKAB, SSAB och Stegra, där vätgas utgör en central komponent i omställningen till fossilfri stålproduktion.

Det finns olika konfigurationsalternativ för produktion och distribution i dessa kluster. I Stenungsund är avstånden mellan aktörerna relativt korta, medan motsvarande avstånd är betydligt större i det norra klustret. En möjlig modell är att etablera dedikerade produktionsanläggningar i direkt anslutning till respektive industri-site. Alternativt kan produktionen centraliseras till en större anläggning, varifrån vätgas distribueras via planerad infrastruktur, exempelvis framtida vätgasinfrastruktur som planeras i Sverige längs med Norrlandskusten till Finland.³²

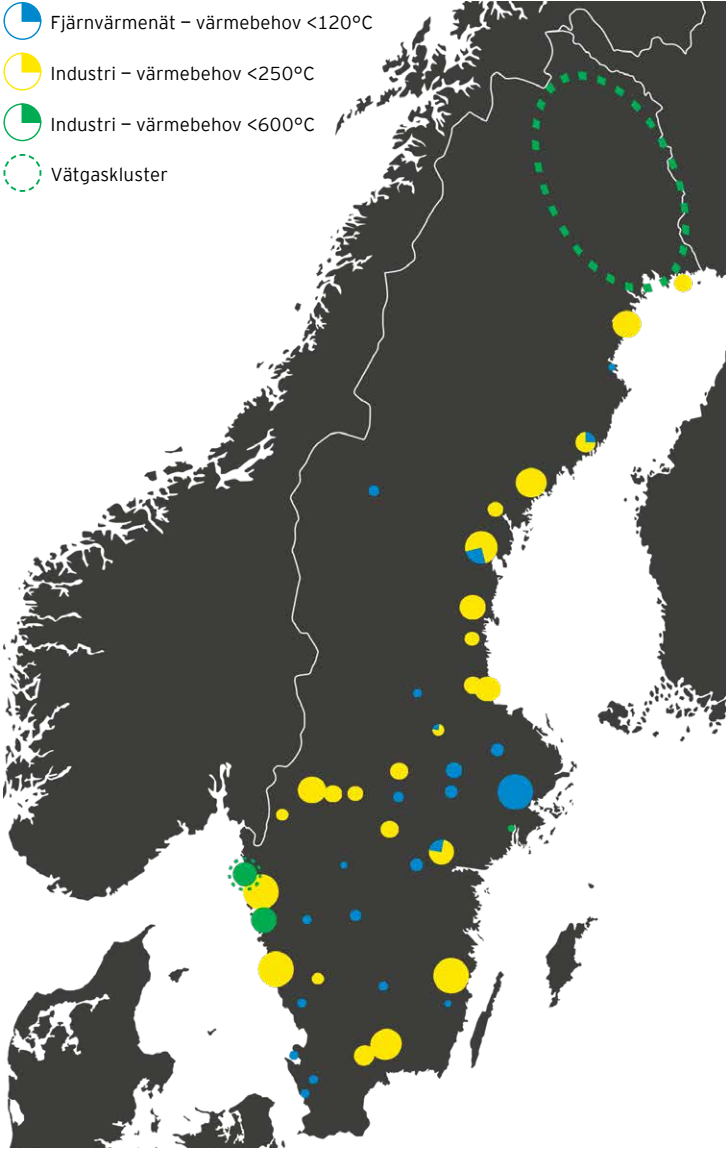
Sammanlagd marknadspotential

I intervjuer framkommer flera fördelar med att aggregera värmebehov i geografiska kluster. Kluster möjliggör stordriftsfördelar i produktion och distribution, samtidigt som motpartsrisken minskar genom att efterfrågan sprids över flera aktörer. För att beakta klusterpotentialen undersöks vilka aktörer (fjärrvärmenät och industrier) som befinner sig i samma kommun och där de enskilda värmebehoven är av liknande temperatur. Kluster med ett sammanlagt värmebehov över 400 GWh per år antas ha tillräcklig skala för att motivera en investering i kärnvärme.

Efter dessa avgränsningar framträder en grupp om 60-70 fjärrvärmenät och större industriella anläggningar med potentiell relevans för kärnvärme. Dessa är koncentrerade till följande sektorer:

- fjärrvärme
- massa- och pappersindustri
- petrokemisk industri och raffinaderier
- viss kemisk industri

Dessa aktörer formar 10 olika potentiella kluster (samt 42 aktörer som är fristående), med ett sammanlagt värmebehov om cirka 90 TWh, baserat på en övergripande screening, se **figur 4**. Det bör noteras att det indikerade behovet ska ses som en potential i stället för en prognos. Exempelvis är värmebehovet för industriella aktörer beräknat utifrån att energianvändningen för processvärme kan bytas ut mot kärnvärme, vilket beror på varje anläggnings lokala förutsättningar.



Figur 4. Karta över samtliga identifierade kluster med potential för kärnvärme. Cirklarnas storlek i kartan (bortsett från vätgasklustrena) avspeglar det beräknade nuvarande värmebehovet i GWh, färgkodningen avspeglar vilket eller vilka temperaturbehov som identifieras per kluster. Nyetableringar av industrier, såsom ex. HYBRIT, som ej har några större utsläpp eller värmebehov idag omfattas ej i kartan – men utgör ytterligare marknadspotential för kärnvärme.

31 <https://www.edfenergy.com/about/nuclear/hydrogen-handbook>
32 <https://www.h2inframap.eu/#map>



Marknadspotentialen återfinns inom ett flertal olika sektorer/värmetillämpningar. En översikt över uppdelningen av potentialen per sektor återfinns i tabell 1.

Tabell 1. Översikt av kärnvärmetillämpningar, formulerat som sektorer. Per sektor definieras temperaturbehov, antal anläggningar som identifierats i marknadspotentialen för kärnvärme, samt aspekter att beakta vid bedömning av kärnvärmens konkurrenskraft inom dessa sektorer.

Värme-tillämpning	Temp. behov	Antal anläggningar som utgör potential för kärnvärme	Aspekter att beakta vid utvärdering av kärnvärmens potential
Massa- och pappersbruk	<250 °C	29	- Biomassan som typiskt används idag är en biprodukt från framställning av pappersmassa – som både används för värme- och elproduktion. - Synergien i att ha nära tillgång till skogsflis skulle förloras vid substitution till kärnvärme. - Möjlighet att frigöra biomassa till andra eventuellt mer värdeskapande ändamål
Fjärrvärmenät	<120 °C	27 nät	- Kärnvärme behöver, vid nyinvestering i ett fjärrvärmenät, jämföras med elbaserad värme, biomassa- och avfallsförbränning, samt ev. nyetablerad industriell restvärme (från t.ex. datacenter). - Av 27st identifierade nät förses 10st med baslast från avfallsförbränning, 17st från biomassaförbränning. Avfallsförbränning innebär en relativt lägre marginalkostnad för värmeproduktion, däremot med utsläpp av fossil koldioxid samt ett beroende av långsiktiga avfallsflöden. - Parallellt med konventionella storskaliga lättvatten-reaktorteknologier framträder nya kärnvärmeteknologier som utvecklats specifikt för fjärrvärmeproduktion.
Raffinaderier	550 °C	5	- Högre temperaturer, som krävs i raffinaderier, skapar ett behov av kärnreaktorteknologier som idag har en lägre mognadsgrad. - Det råder osäkerhet kring behovet av raffinaderier i ett framtida netto-noll energisystem.
Kemi (Stenungsunds-klustret)	<250-300 °C	3	- En investering i kärnvärmeanläggning för hela klustret kräver anpassning till specifika processer för olika anläggningar, vilket innebär en teknisk utmaning. - Samtidigt kan en klusterbaserad efterfrågan motpartsriskerna och ge stordriftsfördelar.
Livsmedels-produktion	<200-250 °C	2	Livsmedelsproducenter har i regel mångfacetterade temperaturbehov vilket ökar den tekniska komplexiteten.
Vätgas-produktion	~130 °C	Framtida potential	- Värmebehovet existerar inte idag men förväntas växa fram kommande decennier - Tekniken för vätgasproduktion från hög temperatur (SOEC) har lägre mognadsgrad - Stor potential i kluster (t.ex. Stenungsund respektive i norra Sverige)
Framställning / bearbetning av metall eller cement	>800 °C	N/A	Temperaturkrav som överstiger dagens kärnvärmeteknik har exkluderas i analysen

Övrig potential

Den kvantifierade marknadspotentialen i denna analys baseras på nuvarande värmebehov från förbränning.

Till detta tillkommer en ytterligare potential kopplad till framtida, idag ännu oetablerade industrisektorer. Särskilt sektorer med kontinuerliga värmebehov, stora nog för att motivera en investering i kärnvärme, exempelvis produktion av ammoniak och konstgödsel samt elektrobränslen (efuels). Dessa processer är energi- och värmeintensiva och kräver stabil värmetillförsel vid höga temperaturer.^{33 34}

Affärsmodeller och investeringslogik

Investeringar i kärnvärme påverkas i hög grad av hur värmemarknaden är strukturerad och skiljer sig därmed från investeringar i elproducerande kärnkraft. Intervjuer pekar särskilt på tre sammanhängande aspekter i nuvarande marknadsstruktur som påverkar investeringsförutsättningarna.

Strukturella skillnader i marknadsdesign

Värmeproduktion skiljer sig från elproduktion i hur marknaden är organiserad. El säljs på en öppen marknad via elnätet, vilket i praktiken innebär att produktionen har en garanterad avsättning, även om priset är osäkert. Värme säljs däremot genom bilaterala avtal eller via lokala fjärrvärmesystem. Prisnivån är generellt sett mer stabil, men produktionen saknar garanterad avsättning.³⁵

Detta innebär att den kommersiella risken skiljer sig: elproduktion är primärt exponerad mot prisrisk, medan värmeproduktion i större utsträckning är exponerad mot volym- och avtalsrisk. Som följd är förutsättningarna annorlunda för att finansiera investeringar för värmeproduktion kontra elproduktion.

Höga trösklar för att etablera och driva kärnvärme

Kärnvärme ställer krav på tillstånd, säkerhet, kompetens och organisation. Därtill innebär de initiala investeringskostnaderna (CAPEX) en betydande inträdesbarriär, särskilt i avsaknad av styrmedel eller finansiella mekanismer som kan reducera kapitalkostnaden. Intervjuer indikerar att det i praktiken främst är större energibolag, befintliga kärnkraftsaktörer, eller staten som bedöms ha förutsättningar att uppfylla dessa krav. Samtidigt saknar många av dessa aktörer ett eget värmebehov vilket innebär att produktion och konsumtion separeras mellan olika aktörer. Detta skapar ett beroende av samverkan mellan flera parter och ökar komplexiteten i både affärsmodeller och riskfördelning.

Begränsningar i avtalsmodeller

Intervjuer visar att möjligheten att leverera värme från kärntekniska anläggningar har analyserats vid ett flertal olika platser, men utan att projekten realiserats. Även om kostnader för distributionsinfrastruktur lyfts som ett centralt hinder, framhålls även etableringen av kommersiellt hållbara avtal som en utmaning. Särskilt gäller detta krav på garanterad avsättning, långsiktiga leveransåtaganden och anpassade affärsmodeller.

För kärnvärme bedöms det krävas, utifrån intervjuer med kärnkraftsaktörer, avtalslöptider om minst 20 år för att hantera investeringsrisk. Detta överstiger vad som är vanligt i fjärrvärmemarknaden och kan därmed medföra utmaningar. Att hantera denna riskfördelning mellan aktörer skapar komplexitet, vilket försvårar genomförande av projekt.

Behov av nya affärsmodeller

Mot denna bakgrund bedöms nya affärsmodeller behöva utforskas för att möjliggöra kommande investeringar i kärnvärme. En utgångspunkt är att särskilja de huvudsakliga rollerna i värdekedjan:

- Ägande av anläggning
- Drift av anläggning
- Värmeleverans

För etablerande av kärnvärmeanläggningar, oavsett om det är heat-only eller CHP, kan därmed ett flertal strukturer identifieras:

- Integrerad modell: en och samma aktör ansvarar för ägande, drift och värmeleverans
- Ägar- och operatörsseparation: exempelvis att ett fjärrvärmebolag äger anläggningen men anlitar en extern aktör för drift
- Fullt separerad modell: ägande, drift och värmeleverans hanteras av olika aktörer, exempelvis en finansiell investerare som ägare, en etablerad kärnkraftsoperatör som driftansvarig och ett fjärrvärmebolag som ansvarar för distribution och kundrelation

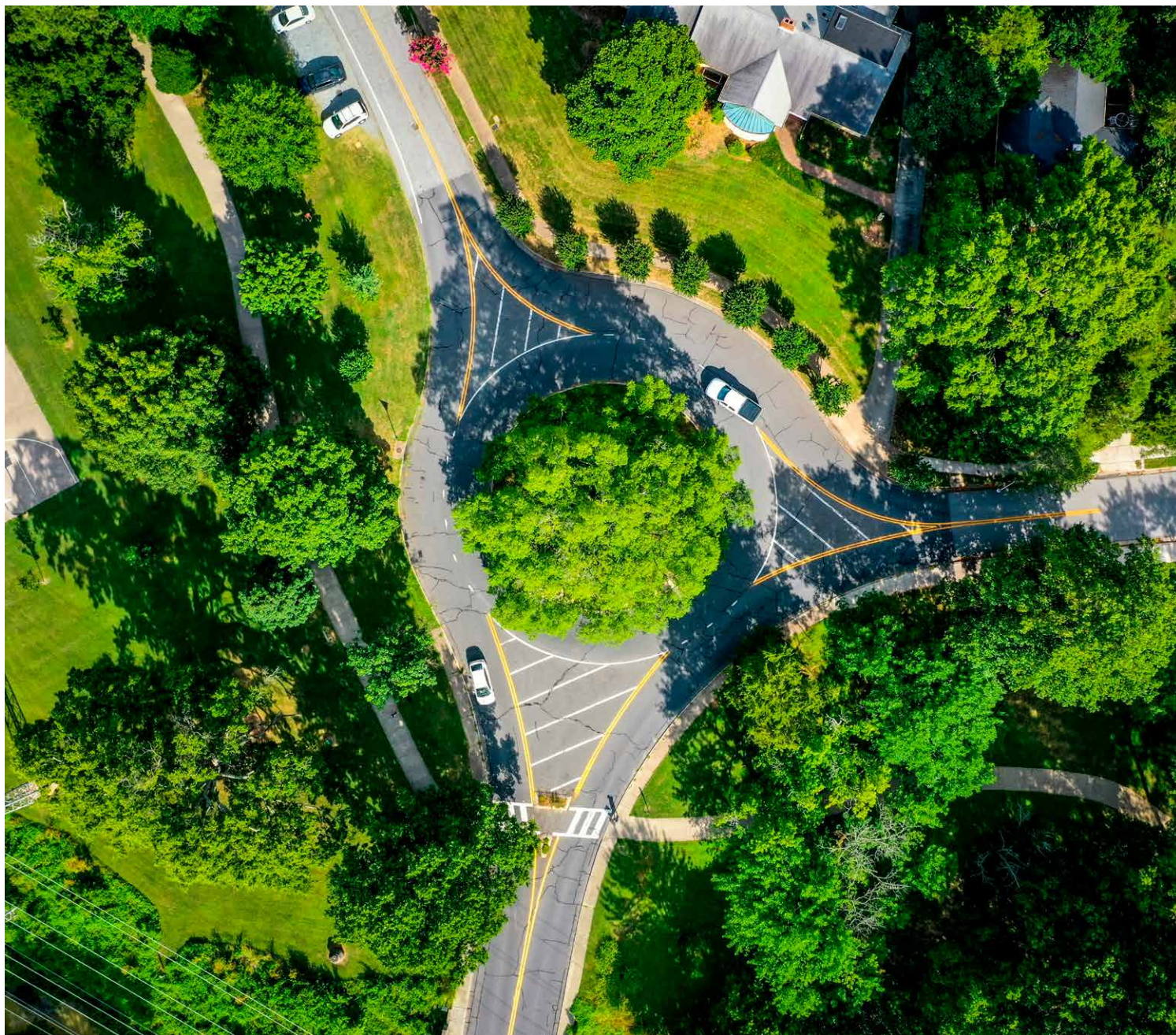
Ett exempel på den senare modellen återfinns i framväxande heat-only-SMR-projekt, där teknikleverantör, operatör och värmekund utgör separata roller. Samarbetet mellan Steady Energy och Fortum illustrerar hur en sådan rollfördelning, kan skapa förutsättningar för att realisera kärnvärme i praktiken.³⁶

För att möjliggöra dessa nya affärsmodeller har det identifierats, bland marknadsaktörer, vara viktigt att klargöra vilken av rollerna som ska stå som tillståndshavare för den kärntekniska anläggningen. En vidare diskussion om detta potentiella hinder ges i kapitlet: "Regulatoriska hinder och förutsättningar."



33 <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2025/industry>
34 <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary>
35 <https://www.jstor.org/stable/26937352>

36 <https://www.fortum.com/en/media/2026/01/fortum-deepens-its-collaboration-steady-energy-developer-district-heating-reactors>



Stödmekanismer

Det finns ett antal befintliga stödmekanismer som i varierande grad kan vara relevanta för kärnvärme, både i Sverige och på EU-nivå. I den svenska kontexten utgör exempelvis Industriklivet ett instrument, vilket erbjuder bidrag till förstudier, pilot och demonstrationsprojekt samt investeringar i ny, klimatrelevant teknik. Samtidigt finns kompletterande stöd, såsom Klimatklivet och regionala investeringsstöd, vilka kan medfinansiera klimatpositiva investeringar. Den svenska modellen för kärnkraftsfinansiering är i första hand avsedd för kraftproduktion, vilket adresseras vidare på sida 18.^{37 38}

På EU-nivå utgör Innovationsfonden ett av de mest betydande finansieringsinstrumenten för storskaliga demonstrations- och investeringsprojekt inom energi och industri. Fonden har även kompletterats med riktade initiativ för industriell värme, där stöd ges i form av prestationsbaserade premier kopplade till producerad fossilfri värme.³⁹

Samtidigt kvarstår begränsningar i hur väl dessa stöd adresserar de risker som är förknippade med kommersialiseringen av kärnvärme. Intervjuer med potentiella investerare indikerar att riskbilden i stor utsträckning är kopplad till att tekniken är i ett tidigt stadium, där osäkerheter kring regulatoriska förutsättningar, tillståndsprocesser, genomförande samt kostnadsutveckling ger upphov till betydande så kallade **firstofakind**-risker.

Acceptans

För att kärnvärme ska kunna etableras krävs acceptans från allmänheten i de områden där anläggningar planeras. Allmänhetens förståelse och acceptans utgör därmed en potentiell barriär för etablering av kärnvärme i Sverige. Baserat på genomförda intervjuer förefaller acceptansen för kärnvärme vara nära kopplad till den generella acceptansen för kärnkraft och kärnteknik. En högre acceptans för kärnteknik i samhället kan därmed bidra till en högre acceptans för kärnvärme, samtidigt som det finns skillnader i riskbild och samhällspåverkan mellan teknikerna.

Befintliga undersökningar av allmänhetens inställning till kärnteknik avser kärnkraft, snarare än specifikt kärnvärme. Exempelvis visar opinionsundersökningar att en relativt stor andel av befolkningen är positiv till en utbyggnad av kärnkraft i Sverige, medan acceptansen för etablering i den egna kommunen är lägre, det så kallade, ”not-in-my backyard” fenomenet.⁴⁰

Kärnvärme skiljer sig från kärnkraft genom att anläggningarna typiskt sett är mindre och ofta lokaliseras i tätortsnära miljöer. Samtidigt indikerar intervjuerna att kunskapen om kärnvärmeteknik, dess risker och förutsättningar är begränsad.

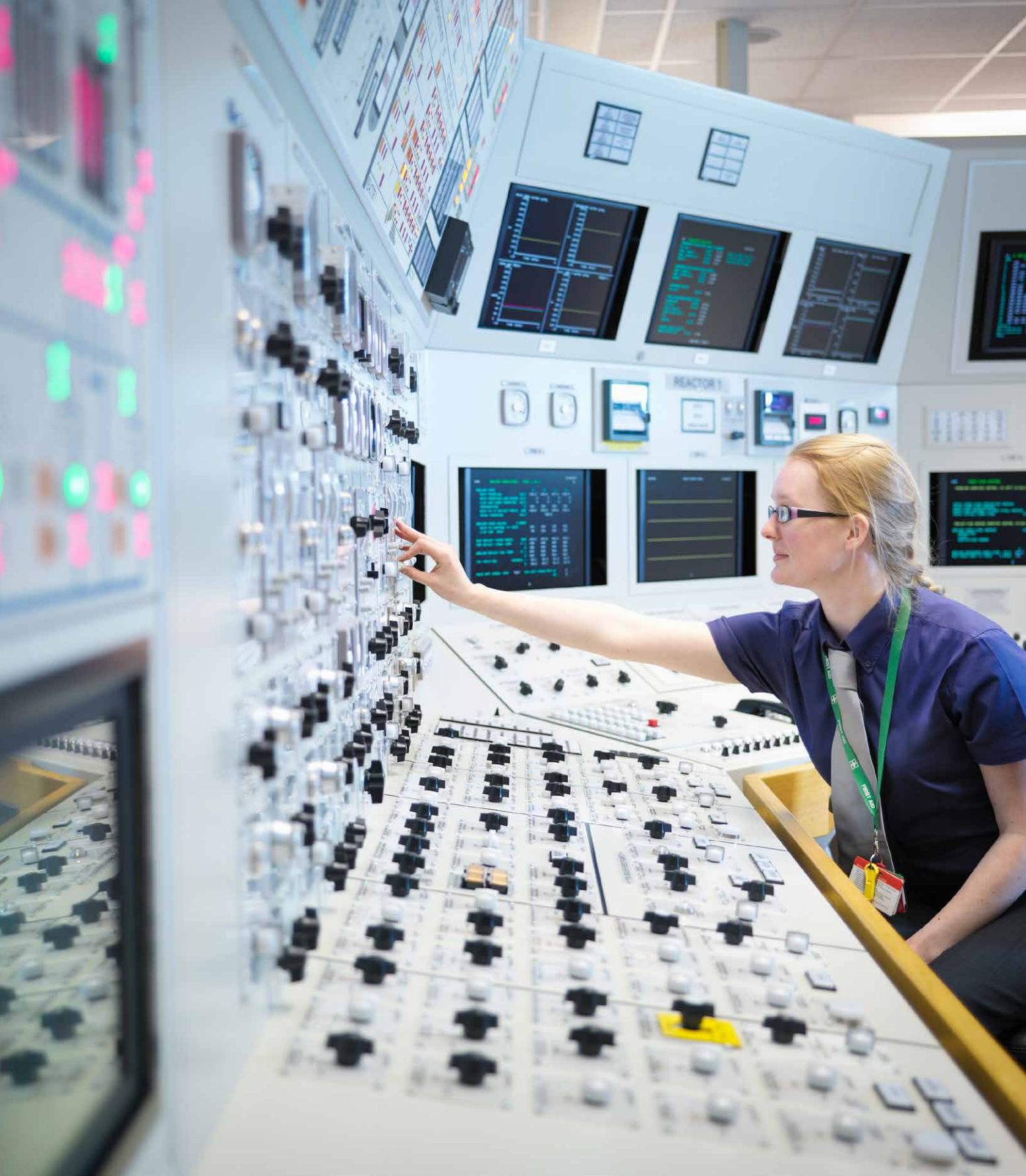
Sammantaget indikerar detta att bristande kunskap och acceptans kan utgöra en begränsande faktor. För att möjliggöra en utveckling av kärnvärme i Sverige bedöms det därför vara av betydelse att minska osäkerheter och öka förståelsen för teknikens förutsättningar.

37 <https://www.energimyndigheten.se/utlysningar/industriklivet-investerings--pilot--och-demoprojekt-samt-forstudier/>

38 <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/klimatklivet>

39 <https://www.eufundingportal.eu/sv/innovationsfond/>

40 <https://www.sverigesradio.se/artikel/>



Regulatoriska hinder och förutsättningar

Regelverk för små till medelstora reaktorer

Kärnkraftsreaktorer behandlas i det kärntekniska regelverket som en gemensam kategori och omfattas till viss del av samma krav, oavsett reaktorns storlek eller effekt. Om kärnvärmeproduktion kommer till stånd är det sannolikt med hjälp av små till medelstora reaktorer, vilka har en lägre risknivå än de storskaliga kärnkraftverk som regelverket historiskt utformats för. Krav som utformats med konventionella, större reaktorer i åtanke riskerar att bli oproportionerligt betungande för mindre reaktorer. Som exempel kan nämnas kravet på ställande av säkerhet för ersättning vid radiologiska olyckor. En innehavare av en kärnkraftsreaktor i drift måste ha en ansvarsförsäkring eller ställa annan ekonomisk säkerhet som vid varje tidpunkt täcker innehavarens ersättningsansvar i händelse av en radiologisk olycka, upp till ett belopp som motsvarar 1 200 miljoner euro.⁴¹ Det finns idag inga undantag för mindre reaktorer, för vilka omfattningen av en radiologisk olycka kan bedömas vara mindre jämfört med större konventionella reaktorer.⁴²

Den svenska ansvarsregleringen utgår ifrån Pariskonventionen⁴³. Konventionen ger parterna en möjlighet att anpassa ansvarsnivåerna med hänsyn till den aktuella anläggningens karaktär och de sannolika konsekvenserna av en radiologisk olycka, under förutsättning att vissa minimibelopp upprätthålls.⁴⁴ För anläggningar med låg risk är det föreskrivna minimibeloppet 70 miljoner euro.⁴⁵ I konventionens Exposé des Motifs (sv. **lagstiftningsmotiv**) anges att bestämmelsen syftar till att undvika att mindre anläggningar belastas med oproportionerliga försäkringskostnader.⁴⁶

Det finns således ett rättsligt utrymme för Sverige att införa ett system som i högre grad tar hänsyn till den aktuella reaktorns storlek och riskbild. Vi ser positivt på att Kärnkraftssamordningen nyligen har föreslagit att regeringen ska tillsätta en utredning för att analysera denna fråga närmare.⁴⁷

41 30 § lag (2010:950) om ansvar och ersättning vid radiologiska olyckor.

42 Den befintliga undantagsmöjligheten, som följer av 31 § lagen om ansvar och ersättning vid radiologiska olyckor, kan inte tillämpas för kärnkraftsreaktorer i drift för att utvinna kärnenergi.

43 Konventionen den 29 juli 1960 om skadeståndsansvar på atomenergins område.

44 Artikel 7(b)(i).

45 Artikel 7(b)(i).

46 S. 32 ff.

47 Kärnkraftssamordningen, Delrapport 6: Rekommendationer efter ett första leverantörsväl i det svenska kärnkraftsprogrammet (Komm2026/00061), avsnitt 3.3.

Hantering av radioaktivt avfall

Den som har tillstånd till kärnteknisk verksamhet ansvarar för att vidta de åtgärder som behövs för att på ett säkert sätt hantera och slutförvara det kärnavfall och använt kärnbränsle som uppkommit i verksamheten.⁴⁸ Det nuvarande avfallssystemet för kärnteknisk verksamhet är dimensionerat för avfall från det befintliga kärnkraftsprogrammet. Avfall från nya reaktorer kommer att behöva hanteras inom ramen för ett nytt avfallshanteringssystem.⁴⁹

I SOU 2025:104 lämnas förslag på en ny lag om omhändertagande av radioaktivt avfall. Förslaget innebär att det etableras ett nytt, samlat system för hantering av allt radioaktivt avfall som uppkommer i Sverige. Ett regelverk som möjliggör framtida hantering av radioaktivt avfall är nödvändigt för etableringen av nya kärntekniska anläggningar. Om och när en sådan ny lag träder i kraft är dock oklart i nuläget, vilket riskerar att försvåra och fördröja projektering och tillståndsprövning av nya anläggningar.

Förutsättningar för att uppföra reaktorer nära tätbefolkade områden

Vid produktion av kärnvärme för fjärrvärmeändamål behöver den kärntekniska anläggningen som huvudregel lokaliseras i närheten av konsumenterna (se avsnitt 3.1 ovan). En sådan lokalisering är förenad med vissa regulatoriska utmaningar.

Regelverket avseende beredskaps- och planeringszoner vid kärntekniska anläggningar utgår idag ifrån ett antal befintliga, namngivna anläggningar med fastställda zonstorlekar.⁵⁰ Det finns

inga uttryckliga bestämmelser om zonernas storlek vid etablering av nya kärntekniska anläggningar. I avsaknad av annan vägledning, har flera aktörer som avser etablera nya kärntekniska anläggningar (även mindre reaktorer med en väsentligt lägre riskprofil) utgått från de zonstorlekar som gäller för de befintliga storskaliga kärnkraftverken.⁵¹ Beredskapszonens storlek får en stor betydelse vid den lämplighetsbedömning som regeringen ska göra inför ett beslut om godkännande av en kärnteknisk anläggning.⁵²

För att mindre reaktorer ska kunna uppföras i närheten av tätbebyggda områden, kommer beredskaps- och planeringszonerna sannolikt behöva vara mindre än de som gäller för storskaliga kärnkraftverk.

I SOU 2026:40 föreslås nya bestämmelser om utformningen av beredskaps- och planeringszoner. Enligt förslaget ska zonernas storlek och avgränsning bestämmas i varje enskilt fall, baserat på en analys av radiologiska risker och andra faktorer som har betydelse för räddningstjänsten och dess planering.⁵³ Vår bedömning är att dessa bestämmelser, om de genomförs, sannolikt kan underlätta etablering av mindre reaktorer i tätortsnära lägen.

De krav som uppställs i samband med en tillståndsprövning enligt miljöbalken omfattar också en lokaliseringsprövning där den som avser uppföra nya reaktorer kommer att behöva visa att den valda platsen är lämplig med hänsyn till att ändamålet ska kunna uppnås med minsta intrång och olägenhet för människors hälsa och miljön (den s.k. lokaliseringsprincipen).⁵⁴ Om reaktorer ska uppföras i nära anslutning till tätbebyggda områden med stor befolkning,

kommer det sannolikt uppställas mycket höga krav på sökandens lokaliseringsutredning och de överväganden som ligger till grund för den valda platsen.

Om den aktuella platsen är utpekad som riksintresse kommer det i regel att tillmätas stor betydelse vid tillståndsprövningen, särskilt i de fall det finns konkurrerande markanspråk. Områden som är särskilt lämpliga för anläggningar för energiproduktion kan utpekas som riksintressen. Det finns idag åtta områden som har identifierats som riksintressen för energiproduktion i form av värmekraft, däribland de platser där det finns befintliga kärnkraftverk.⁵⁵ För att underlätta etablering av nya reaktorer, särskilt i närheten av tätbefolkade områden kan det övervägas om fler områden bör utpekas som riksintressen för energiproduktion. Det finns i nuvarande regelverk ingen möjlighet att utpeka områden eller anläggningar som riksintressen för produktion av värme till fjärrvärmenätet. Det kan även övervägas om en sådan möjlighet borde införas.⁵⁶



48 10 § 3 och 4 p. lag (1984:3) om kärnteknisk verksamhet.

49 SOU 2025:104 s. 194.

50 Se 4 kap. 21 a-c §§ förordningen (2003:789) om skydd mot olyckor.

51 Jfr Refirm Målma AB:s ansökan om regeringens godkännande av kärnteknisk anläggning i Valdemarsviks kommun, s. 13 f.; Studsvik AB:s ansökan om regeringens godkännande av kärnteknisk anläggning i Nyköpings kommun, s. 13 f.

52 Se 8 § 2 p. lagen (2026:585) om regeringens godkännande av kärntekniska anläggningar.

53 S. 494 ff.

54 2 kap. 6 § miljöbalken.

55 Det kan jämföras med de 313 riksintresseområdena för energiproduktion i form av vindkraft.

56 Regeringen har nyligen tillsatt en utredning om utvecklad nationell fysisk planering av mark- och vattentillgångar (dir. 2026:52). Uppdraget omfattar bl.a. hushållningsbestämmelserna i 3 och 4 kap. miljöbalken och prioritering mellan oförenliga riksintressen. Utredningen tar inte sikte på specifika branscher eller verksamheter, men kan likväl få betydelse för kärnkraften.

Det statliga stödsystemet

Det statliga stödsystemet för ny kärnkraft är i huvudsak utformat för större, elproducerande anläggningar och utgår från installerad elektrisk effekt. Stöd får som huvudregel endast lämnas om ett projekt omfattar reaktorer med en sammanlagd installerad elektrisk effekt om minst 300 MW.⁵⁷

Reaktorer som huvudsakligen avses användas för värmeproduktion, med ingen eller begränsad elproduktion, faller därmed utanför stödsystemets tillämpningsområde. Vi har inom ramen för denna utredning inte fullt ut kunnat bedöma vilken praktisk betydelse stödsystemets utformning har för investeringsförutsättningarna i renodlad kärnvärmeproduktion. Frågan kan behöva utredas vidare.

Ägar- och driftmodeller

En skiljelinje mellan ny och befintlig kärnkraft är hur verksamheten ägs och avses drivas. Den befintliga svenska kärnkraften bygger på en modell där samma bolag ansvarar för uppförande, innehav och drift av reaktorerna under hela anläggningens livscykel. För nya reaktorkoncept diskuteras mer flexibla ägar- och driftformer.

I utredningen SOU 2025:7 redogörs för flera potentiella ägar- och driftmodeller och hur de förhåller sig till det befintliga kärntekniska regelverket.⁵⁸ Utredningen uppmärksammar bland annat att det framöver kan bli aktuellt att uppföra mindre reaktorer i direkt

anslutning till en industrianläggning i syfte att uteslutande förse den anläggningen med värme eller el. Industribolag kan sakna den kompetens som krävs för att uppföra och driva en mindre reaktor, och kan då behöva anlita någon annan som bedriver verksamheten. Utredningen föreslår därför att det ska förtydligas i kärntekniklagen att tillståndshavaren inte nödvändigtvis behöver kunna fullgöra alla lagstadgade krav inom sin egen organisation.⁵⁹

Även om den föreslagna ändringen genomförs, kommer det yttersta ansvaret för att upprätthålla säkerhet och strålskydd ligga kvar hos tillståndshavaren och inte kunna delegeras till någon annan. Tillståndshavaren måste ha egen kompetens att beställa, leda och värdera det arbete som görs av inhyrd personal samt förstå hur det påverkar förutsättningarna för drift och underhåll.⁶⁰

Det kärntekniska regelverket lämnar utrymme för ett antal olika ägar- och driftmodeller. Avgörande är att tillståndshavaren kan visa att de krav som följer av regelverket kan fullgöras, antingen inom den egna organisationen eller med stöd av ett annat bolag eller inhyrd personal.

Tillståndshavaren enligt det kärntekniska regelverket är inte nödvändigtvis densamma som verksamhetsutövaren enligt miljöbalken. Vem som ska anses vara verksamhetsutövare enligt miljöbalken bestäms utifrån förhållandena i det enskilda fallet och kan förändras över tid beroende på hur driften och kontrollen

över verksamheten organiseras. Avgörande för bedömningen är vem som vid varje given tidpunkt har de faktiska och rättsliga möjligheterna att vidta åtgärder mot störningar och olägenheter.⁶¹ Det kan uppkomma gränsdragningsfrågor om det finns flera verksamheter med olika ägare och verksamhetsutövare inom samma industrianläggningsområde. För det fall ägande och drift av en reaktor ska hanteras av olika bolag är det viktigt med en tydlig ansvarsfördelning mellan parterna, bland annat vad gäller tillståndskrav och i tillsynsfrågor.

Vi har inte identifierat några regulatoriska hinder i detta avseende, men konstaterar att valet av ägar- och driftmodell i vissa fall kräver noggranna överväganden med avseende på exempelvis ansvarsfördelning och förutsättningar för en effektiv tillståndsprövning och tillsyn.

Fjärrvärmelagstiftningen

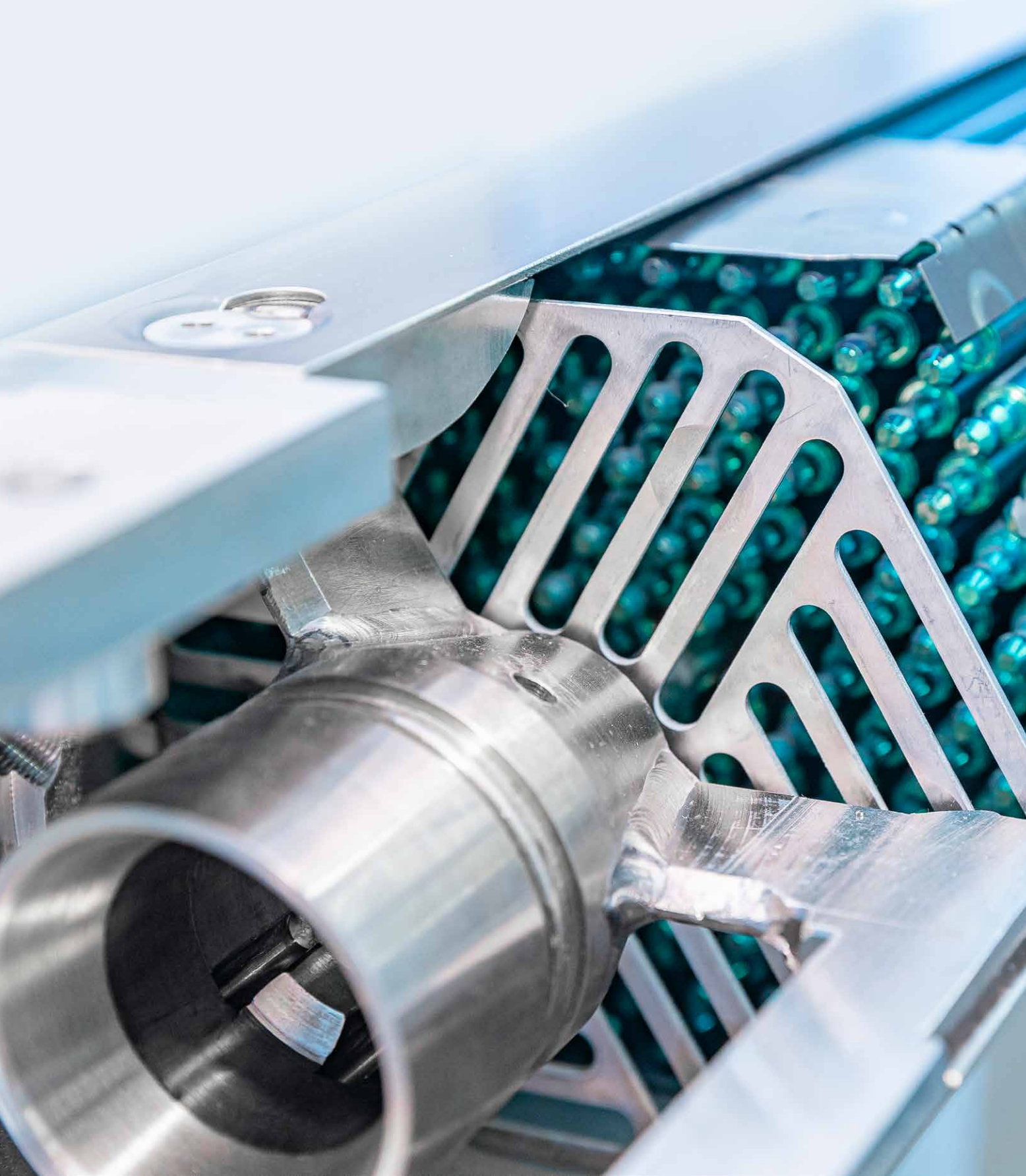
Fjärrvärmelagstiftningen är i huvudsak teknikneutral och utgör inget hinder för en kärnkraftsbaserad värmeproduktion.

För att skapa bättre incitament för omhändertagande av spillvärme från nya reaktorer, kan det införas en skyldighet för bolag som planerar att uppföra nya reaktorer att genomföra en utvärdering av de kostnader och fördelar som skulle uppstå genom att driva anläggningen så att spillvärme tillvaratas i ett fjärrvärmenäät. En sådan skyldighet gäller redan idag vid etableringar av nya industrianläggningar.⁶²



57 6 § andra stycket lag (2025:587) om statligt stöd för investeringar i ny kärnkraft.
58 S. 142 ff. och 276 ff.
59 S. 290 f.
60 S. 518 f.

61 Se bl.a. MÖD 2013:36.
62 Se lag (2014:268) om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet. Kärnkraftsanläggningar har undantagits från skyldigheten att utföra en sådan analys, se 4 § 2 p. förordningen (2014:349) om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet. Klimat- och näringslivsdepartementet har föreslagit att detta undantag ska tas bort, se avsnitt 4.2 i promemorian Genomförande av delar av det omarbetade energieffektivitetsdirektivet (KN 2025/01465), juli 2025.



Internationella lärdomar

Finland

Flera finska energibolag, däribland **Helen**, **Kuopion Energia** och **Keravan Energia**, utvärderar kärnvärme i olika former som en del av omställningen av fjärrvärmesystemen. Finland utgör därmed ett möjligt referensfall för Sverige.

Intervjuer med aktörer inom den finska energisektorn understryker att kärnvärme drivs av behovet att ersätta förbränningsbaserad baslast, och dess möjlighet att bidra till balans i ett energisystem som har blivit mer intermittent.

Vidare visar intervjuer att de initiala projekten förväntas präglas av betydande utvecklingsrisker, kopplade till både teknik, affärsmodeller och regulatoriska processer. Som en konsekvens av detta bedöms större energibolag med finansiell och organisatorisk kapacitet vara avgörande för att driva de första projekten. Samtidigt betonas att långsiktig lönsamhet är beroende av att undvika ett scenario där de första anläggningarna blir så kallade "only-of-a-kind". Kostnader för drift, underhåll, bränsleförsörjning och regulatorisk hantering riskerar då att koncentreras till enskilda aktörer, vilket försvårar kommersialisering. För att möjliggöra en hållbar utveckling krävs i stället att dessa kostnader kan spridas över flera projekt genom standardisering och serieproduktion.

Den finska kontexten karakteriseras av gynnsamma strukturella förutsättningar. Intervjuer lyfter fram en etablerad kärnteknisk kompetens från tidigare nybyggnadsprojekt, Olkiluoto 3, samt hög tillit till både regulatorer och tekniska institutioner som centrala möjliggörare. Vidare finns det i Finland en stor acceptans för kärnkraft, exempelvis angav över 75% av invånarna i Kuopio angav att de var positiva till småskalig kärnkraft.⁶³

Storbritannien

Storbritannien utgör ett möjligt referensfall för industriella tillämpningar av kärnvärme, där ett flertal projekt identifierats, inklusive initiativ kopplade till vätgasproduktion i Teesside/Hartlepoolområdet. Intervjuer indikerar att dessa initiativ i huvudsak befinner sig i planerings och teknikvalideringsfaser, samtidigt som de illustrerar hur kärnvärme kan vara en del av bredare industriella omställningsstrategier.

Erfarenheter från Storbritannien visar att särskilt attraktiva lokaliseringar kännetecknas av en kombination av följande egenskaper:⁶⁴

- Närhet till industriella kluster med betydande utsläpp och stabil efterfrågan på värme, vilket skapar tillräcklig volym och relevanta tillämpningar för minskade utsläpp.
- Tillgång till ett flertal relevanta användningsfall, särskilt vätgasproduktion, vilket möjliggör flexibilitet i avsättning och riskdiversifiering
- Lokalisering i anslutning till befintliga kärnkraftsanläggningar, vilket underlättar tillståndprocesser samt bidrar till lokal acceptans
- Tillgång till etablerad infrastruktur (el, värme, vätgas och transport), vilket möjliggör kostnadseffektiv integration och distribution till flera användare

Sammantaget indikerar detta att enskilda faktorer sällan är tillräckliga, utan att genomförbarheten i hög grad avgörs av om flera av dessa förutsättningar är uppfyllda samtidigt.

⁶³ <https://www.kuopionenergia.fi/vastuullisuus/pienydinvoima/>

⁶⁴ <https://www.edfenergy.com/sites/default/files/2025-11/NEH%20Handbook%20-%20Public%20version%20-%20Final%20-%202025.pdf>



Frankrike

Frankrike har en utbyggd kärnkraftssektor, cirka 65 % av Frankrikes elproduktion kommer ifrån kärnkraft, vilket skapar förutsättningar för tillämpningar av kärnvärme.⁶⁵ Samtidigt är fjärrvärmesektorn begränsad och utgör cirka 5 % av värmebehovet.⁶⁶ Detta innebär att den huvudsakliga marknadspotentialen för kärnvärme återfinns inom industriella tillämpningar snarare än i fjärrvärmesystem, givet nuvarande nätutbyggnad.

Industrin står inför ett betydande dekarboniseringsbehov där processvärme utgör en central och i stor utsträckning fossilbaserad utsläppskälla. En EY-analys indikerar att cirka 80 % av de industriella värmebehoven är tekniskt möjliga att elektrifiera eller ställa om, med särskild potential i låg- och medeltemperaturprocesser inom exempelvis livsmedel, kemi och materialproduktion.⁶⁷

Ett konkret exempel på projekt är Jimmy Energys planerade projekt i Bazancourt, där en mindre reaktor avses leverera processvärme direkt till en industriell anläggning. Detta illustrerar en modell där kärnvärme integreras direkt till industriprocesser.⁶⁸

Vidare utgör samarbetet mellan den franska forskningsorganisationen CEA och SMRutvecklaren Calogena ett aktuellt exempel på hur staten kan främja teknikutveckling. Parterna har ingått en avsiktsförklaring om att utvärdera installationen av en SMR vid CEA:s forskningsanläggning i Cadarache, inklusive möjlig anslutning till anläggningens värmenät.⁶⁹ Initiativet illustrerar hur offentlig forskningsinfrastruktur kan användas som testbädd för ny teknik och belyser statens roll i att möjliggöra innovation genom att tillhandahålla infrastrukturella förutsättningar, bidra till teknisk validering och minska tidiga utvecklingsrisker.

65 <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy/executive-summary>

66 <https://build-up.ec.europa.eu/en/news-and-events/news/successful-district-heating-network-france>

67 <https://www.ey.com/content/dam/ey-unified-site/ey-com/fr-fr/insights/energy-resources/documents/ey-decarbonation-de-lindustrie-decembre-2025.pdf>

68 https://www.oecd-neo.org/icms/pl_108326/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-third-edition?details=true

69 <https://www.calogena.com/en/cea-and-calogena-have-signed-a-letter-of-intent-toconduct-studies-on-the-potential-installation-of-acalogena-smr-in-cadarache/>



Slutsatser, rekommendationer och nästa steg

Slutsatser för Sverige

Mot bakgrund av genomförd analys identifieras följande slutsatser kring kärnvärmens förutsättningar i Sverige:

■ Teknisk mognad och tidshorisont:

Lättvattenreaktorer (PWR/BWR) är den mest mogna lösningen, med möjlighet att leverera värme till temperaturer som motsvarar både fjärrvärme och delar av industriell processvärme. Bred kommersiell tillämpning i Sverige bedöms vara möjlig tidigast från mitten av 2030-talet, givet nuvarande utvecklings- och tillståndprocesser. För framåtblickande tillämpningar kan staten, i likhet med andra europeiska länder, spela en roll i att möjliggöra teknikutveckling genom att tillhandahålla infrastrukturella förutsättningar och därigenom stödja demonstrationsprojekt.

■ Beroende av lokalisering och systemintegration:

Kärnvärme är beroende av lokalisering och systemintegration. Kostnader för värmetransport innebär att produktion i praktiken behöver ske nära efterfrågan, vilket begränsar tillämpbarheten till geografiska kluster med tillräckligt stora och stabila värmelaster.

■ Marknadspotential och konkurrenskraft:

Det finns en potentiell efterfrågan på kärnvärme inom både fjärrvärme och industri, motsvarande upp till cirka 90 TWh i identifierade kluster. I dessa system har kärnvärmen en potential att ersätta biobaserade och fossila utsläpp upp till cirka 30 miljoner ton per år. Kärnvärme kan utgöra ett konkurrenskraftigt alternativ, särskilt i system med begränsad tillgång på biomassa, begränsade möjligheter till restvärmeutnyttjande eller hög risk vid exponering mot elkostnad.

■ Affärsmodell och marknadsstruktur:

Kärnvärme skiljer sig från elproduktion genom att värmemarknaden är lokal och avtalsbaserad, vilket innebär en större exponering mot volym- och avtalsrisk snarare än enbart prisrisk. I kombination med de särskilda tekniska, regulatoriska och operativa krav som följer av kärnteknisk verksamhet bedöms detta medföra att nya affärsmodeller och avtalsstrukturer för värmeleverans kan främja investeringar. Analysen indikerar samtidigt att etablering av en flotta av likartade anläggningar (dvs. flera anläggningar över olika geografier och aktörer) kan spela en viktig roll för att öka genomförbarheten. En sådan struktur möjliggör skalfördelar och standardisering samt skapar förutsättningar för att dela kostnader, utveckling och risker mellan flera anläggningar.

■ Regulatoriska hinder:

Kärnkraftsreaktorer omfattas till viss del av samma regulatoriska krav, oavsett storlek och effekt. För mindre anläggningar kan krav som är anpassade för större, traditionella anläggningar bli oproportionerligt betungande och därmed påverka förutsättningarna för kärnvärme negativt. Därutöver har få områden utpekats som riksintresse för etablering och drift av kärnkraft. Det kan medföra utmaningar vid tillståndsprövningar av nya reaktorer, särskilt i fall då det förekommer konkurrerande markanspråk. Slutligen finns det idag ingen skyldighet för bolag som planerar att uppföra nya reaktorer att utvärdera möjligheten att tillvarata spillvärmen i ett fjärrvärmenät. Det riskerar att innebära att frågan inte beaktas i tillräcklig utsträckning vid projektering och tillståndsprövning av nya anläggningar.

■ **Kunskap och förståelse för tekniken:**

Kunskapsläget kring kärnvärme är fortsatt under utveckling bland flera aktörsgrupper, vilket kan försvåra utveckling och investeringar i tidiga skeden. Intervjuer indikerar att detta, tillsammans med så kallade first-of-a-kind-risker, kan utgöra en barriär för kommersialisering.

Sammantaget indikerar analysen att kärnvärme kan utgöra ett konkurrenskraftigt alternativ i vissa tillämpningar. Genomförbarheten bedöms vara beroende av hur barriärer kan hanteras, snarare än av den tekniska eller marknadsmässiga potentialen i sig.

Rekommendationer och nästa steg

Med utgångspunkt i studiens resultat presenteras ett antal rekommendationer som syftar till att förbättra förutsättningarna för en framtida utveckling och tillämpning av kärnvärme i Sverige. Givet studiens begränsade omfattning ska rekommendationerna ses som en grund för fortsatt analys och fördjupning.

1. Säkerställ ett proportionerligt och ändamålsenligt regulatoriskt ramverk för mindre reaktorer

För att underlätta etableringen av mindre reaktorer, kan den svenska ansvarsregleringen om ersättning vid radiologiska olyckor ses över för att möjliggöra lägre ansvarsbelopp för kärnkraftsreaktorer med lägre riskbild. Vidare kan regelverket avseende beredskaps- och planeringszoner anpassas så att zonernas avgränsning baseras på den aktuella anläggningens riskbild. Dessa frågor har en betydelse för etablering av mindre reaktorer i allmänhet, oavsett om syftet är el- eller värmeproduktion. Frågan om beredskapszonernas storlek har en stark koppling till möjligheten att lokalisera anläggningar i anslutning till fjärrvärmesystem och industriella kluster, och framstår därmed som särskilt viktigt ur ett kärnvärmeperspektiv.

2. Identifiera geografiska kluster särskilt lämpliga för kärnvärme

Analysen visar att kärnvärme i praktiken är beroende av lokalisering till geografiska kontexter där tillräckligt stora och stabila värmelaster sammanfaller med lämpliga systemförutsättningar. Internationella erfarenheter visar på att genomförbarheten är särskilt god i kluster där flera användningsfall, befintlig infrastruktur och industriell efterfrågan samverkar.

Det finns därför behov av att vidare analysera hur sådana kluster kan identifieras i en svensk kontext, samt hur kärnvärme kan integreras i bredare planering för industriell omställning och energisystem. I detta ingår även att utvärdera förutsättningarna för lokalisering, inklusive möjligheten att utpeka relevanta områden som riksintressen.

3. Öka kunskap och förståelse hos marknadsaktörer och allmänheten

Begränsad kunskap om kärnvärme, såväl hos marknadsaktörer som hos allmänheten, bedöms utgöra en barriär för genomförbarhet. Det finns därmed ett behov av att stärka kunskapen om teknikens förutsättningar. Detta kan ske genom att vidareutveckla kunskapsunderlag, stärka dialogen mellan relevanta aktörer samt beakta internationella erfarenheter. Även studier, likt denna, liksom demonstrationsprojekt och kompletterande analyser, bedöms kunna bidra till att minska osäkerheter och möjliggöra ett mer underbyggt beslutsfattande.

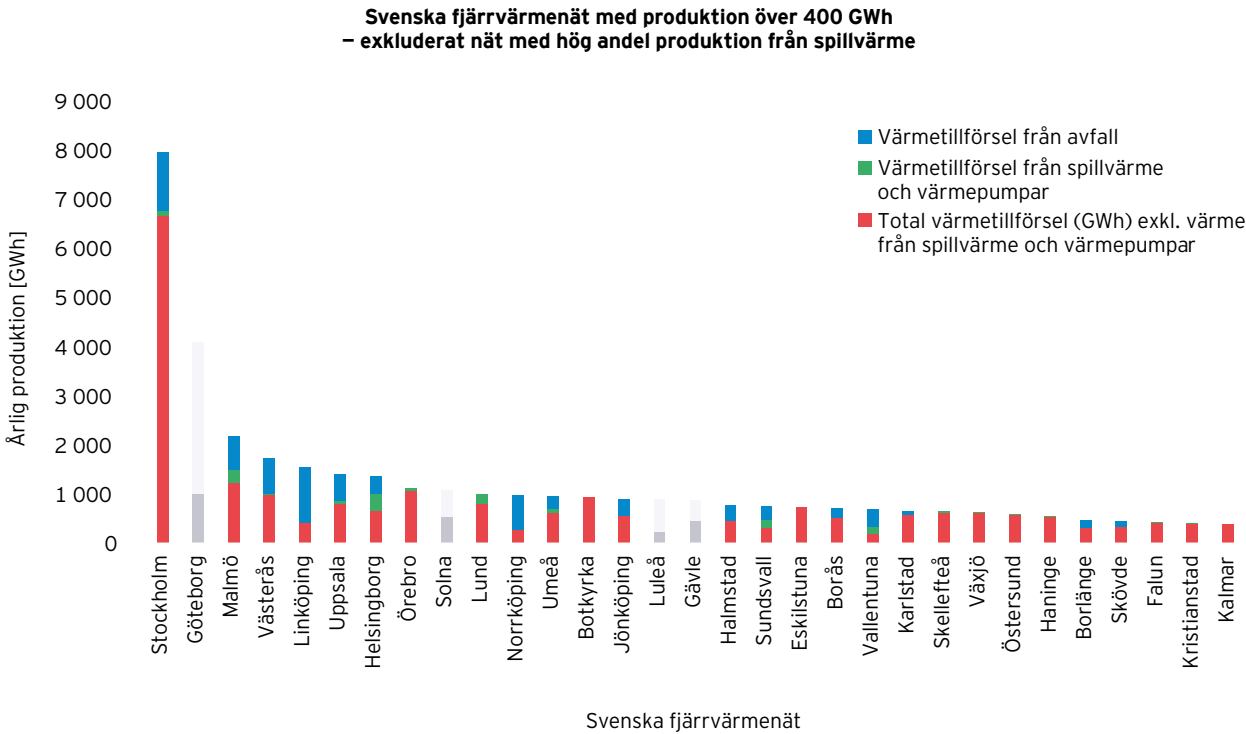
För att öka medvetenheten om möjligheterna att nyttja spillvärme från kärnkraft kan det även övervägas om det bör införas en skyldighet för bolag som planerar att uppföra nya reaktorer att utvärdera förutsättningarna för att tillvarata spillvärmen.





Appendix

Metod



Figur 5 Sammanställning av svenska fjärrvärmenät med produktion över 400 GWh. Fyra fjärrvärmenät är övertäckta i figuren då dessa förses baslast från spillvärme samt värmepumpar och därmed exkluderas från den bedömda marknadspotentialen för kärnvärme.

Antal identifierade anläggningar	66
Antal kluster (2 eller fler anläggningar)	10
Totalt max värmebehov i samtliga kluster [TWh]	88

Estimerat max. värmebehov per kategori	[TWh]
Fjärrvärmenät – värmebehov <120°C	21
Industri – värmebehov <250°C	61
Industri – värmebehov <600°C	7
Antal anläggningar per kategori	[TWh]
Fjärrvärmenät – värmebehov <120°C	27
Industri – värmebehov <250°C	34
Industri – värmebehov <600°C	5

Ordlista

Begrepp	Definition
BWR	Boiling Water Reactor – kokvattenreaktor, en typ av vattenkyld kärnreaktor där vatten kokar direkt i reaktortanken
CAPEX	Capital Expenditure – investeringskostnader, främst initiala kostnader för anläggningsbyggnation
CHP	Combined Heat and Power – kraftvärmeproduktion, där både el och värme produceras i samma anläggning
Baslast	Den del av energiefterfrågan som föreligger kontinuerligt över tid
First-of-a-kind	Den första kommersiella tillämpningen av en ny teknik, vilken vanligtvis innebär högre risk, osäkerhet och kostnader jämfört med senare projekt.
Värmelast	Efterfrågan på värme över tid, ofta uttryckt som effekt eller energibehov
Vätgas (H ₂)	Energibärare som används inom industriella processer och som kan produceras via elektrolys
GWh	Gigawattimme – enhet för energimängd motsvarande 1 000 MWh
Systemintegration	Hur olika energislag och system samverkar, inklusive koppling till nät, efterfrågan och andra energibärare
IEA	International Energy Agency – internationell organisation som analyserar energimarknader och system
Heat-only	Kärnvärmeconcept där reaktorn enbart producerar värme och inte el

Begrepp	Definition
CO ₂	Koldioxid – växthusgas som ofta används som proxy för utsläppsintensitet i industriella processer
LCOH	Levelized Cost of Heat – genomsnittlig kostnad för att producera värme över en anläggnings livstid
MW, MWth, MWe	Megawatt – enhet för effekt. MWth avser termisk effekt (värme), MWe avser elektrisk effekt
NEA	Nuclear Energy Agency – OECD-organ med fokus på kärnenergianalys och policy
OPEX	Operational Expenditure – löpande drift- och underhållskostnader
Spillvärme	Överskottsvärme från industriella processer som kan återvinnas och nyttiggöras
PWR	Pressurized Water Reactor – tryckvattenreaktor, vanlig typ av vattenkyld kärnreaktor
SMR	Small Modular Reactor – mindre, modulär kärnreaktor, ofta med effekt i storleksordningen 10-400 MW
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell – elektrolysteknik för vätgasproduktion med hög temperatur
Fjärrvärme	System för centraliserad produktion och distribution av värme via rörledning till flera användare
Spetslast	Tillfälliga toppar i efterfrågan som kräver flexibel eller snabbstartad produktion





Respondenter

EY och Mannheimer Swartling vill rikta ett tack till samtliga medverkande i arbetet.

Medverkande på intervjuer:

Namn	Organisation	Land
Alexander Lundin	EY	Sverige
Anders Svensson	E.ON	Sverige
Anders Wik, Jan Greisz	Vattenfall	Sverige
Andreas Törnblom	Blykalla	Sverige
Anni Jaarinen	Fortum Nuclear Services	Finland
Anton Steen	Steady Energy	Sverige
Chris Lewis	EY	Storbritannien
David Ekeroth	Perstorp Stenungssund	Sverige
Esa Lindholm, Petri Turtiainen	Kuopion energia	Finland
Fredrik Normann	LKAB	Sverige
Fredrik Vitaback	GE Vernova / Hitachi	Sverige
Issam Taleb	EY	Frankrike
Johan Bruce	SKGS	Sverige
Jussi Uskola	EY	Finland
Mats Yngvesson	Uniper	Sverige
Paul Howarth	Chair Framatome UK / Institute of Physics	Storbritannien
Pekka Tolonen, Janne Liuko	Helen	Finland
Simon Jansson Ek	EY	Sverige
Stina Klein Berg, Niklas Olsson	Tekniska verken i Linköping	Sverige
Tor Stendahl	Calogena	Finland
Tuomo Huttunen	RollsRoyce SMR	Finland

Medverkande på rundabordssamtal för att diskutera studiens resultat:

Namn	Organisation	Land
Anders Wik	Vattenfall	Sverige
Carl Berglöf	Regeringskansliet	Sverige
Christian Grauers	EY	Sverige
Emil Berggren	Energiföretagen	Sverige
Fanny Møller	Mannheimer Swartling	Sverige
Filip Gottfridsson	Regeringskansliet	Sverige
Herman Hansson	EY	Sverige
Johan Bruce	SKGS	Sverige
Madeleine Edqvist	Mannheimer Swartling	Sverige
Måns Krantz	EY	Sverige
Måns Norlin	Vattenfall	Sverige
Olof Pålsson	Mannheimer Swartling	Sverige
Simon Jansson Ek	EY	Sverige
Ted Lind	Energiföretagen	Sverige
Tor Stendahl	Calogena	Finland
Victor Hammar	EY	Sverige

EY bygger en bättre fungerande värld genom att skapa nytt värde för kunder, medarbetare, samhället och planeten, samtidigt som vi stärker förtroendet för kapitalmarknaderna.

Med stöd av data, AI och avancerad teknik hjälper EY-team kunder att forma framtiden med tillförsikt och utveckla lösningar på dagens och morgondagens viktigaste frågor.

EY-team arbetar inom ett brett spektrum av tjänster: revision, konsulttjänster, skatt, strategi och transaktioner. Genom branschinsikter, ett globalt sammanlänkat, multidisciplinärt nätverk och ett mångsidigt ekosystem av partners kan EY erbjuda tjänster i mer än 150 länder och territorier.

Allt för att forma framtiden med tillförsikt.

EY avser den globala organisationen och kan syfta på en eller flera av medlemsföretagen inom Ernst & Young Global Limited, som var och en är en separat juridisk enhet. Ernst & Young Global Limited, ett brittiskt företag med begränsat ansvar, tillhandahåller inte tjänster till kunder. Information om hur EY samlar in och använder personuppgifter samt en beskrivning av de rättigheter individer har enligt dataskyddslagstiftningen finns på <https://ey.com/privacy>. EY:s medlemsföretag bedriver inte juridisk verksamhet där detta är förbjudet enligt lokal lagstiftning. För mer information om vår organisation, besök <https://ey.com>.

© 2026 Ernst & Young AB
All Rights Reserved.

ED None

Detta dokument är endast menat för att ge allmän information. Innehållet ska inte ses som ett alternativ till professionell rådgivning.

ey.com/se