



EPG Reports ● Decembrie, 2025 ● București, România

Propuneri pentru sistemele de încălzire centralizată din municipiile Drobeta-Turnu Severin și Craiova

Alexandru Ciocan

Mihai Constantin

Noah Murray

Alina Arsani



Titlul raportului

Propuneri pentru sistemele de încălzire centralizată din municipiile Drobeta-Turnu Severin și Craiova

Un studiu realizat de

Energy Policy Group (EPG)
Constantin Noica 159, Bucharest, Romania
www.epg-thinktank.org, office@epg-thinktank.org

Despre EPG

EPG este un think-tank independent, non-profit, dedicat politicilor energetice și climatice din România și Uniunea Europeană. Înființat în 2014, EPG funcționează ca un institut de cercetare în domeniul politicilor publice, fiind finanțat în principal prin granturi competitive, organizații filantropice și, într-o măsură limitată, proiecte din sectorul privat. EPG urmărește să promoveze un dialog fundamentat pe dovezi privind echilibrul dintre decarbonizare, competitivitate economică și echitate socială, implicând factori de decizie, industrie și publicul larg.

Citare recomandată

Energy Policy Group (2025). Propuneri pentru sistemele de încălzire centralizată din municipiile Drobeta-Turnu Severin și Craiova. EPG Reports, Decembrie, 2025.

Disclaimer

Analiza prezentată în acest raport reflectă opinia autorilor cu privire la provocările cu care se confruntă sistemele de încălzire centralizată din România și la modalitățile de modernizare a acestor sisteme. Raportul nu propune neapărat o soluție optimă. El arată că, în cazul celor două municipalități evaluate, există alternative viabile la utilizarea combustibililor fosili. Pentru această analiză, EPG a beneficiat de o subvenție acordată de European Climate Foundation, iar modul în care cele două municipalități au fost selectate ca studii de caz este descris în prima parte a proiectului.

Imaginea de copertă

andras_csontos from Getty images via Canva

Bilingual publication

You can access this report in English [HERE](#).

Principalele concluzii

Declinul sistemului de încălzire centralizată. Sistemele de termoficare învechite din Drobeta-Turnu Severin și Craiova, caracterizate de pierderi majore din rețele, au condus la scăderea progresivă atât a numărului de consumatori conectați, cât și a producției. În Drobeta, peste 4.000 de consumatori s-au deconectat între 2020 și 2024, în timp ce Craiova a pierdut aproape 7.000 de consumatori în aceeași perioadă. Producția de căldură a scăzut cu peste 20% în Drobeta și cu aproape jumătate în Craiova în 2024 față de 2020.

Creșterea costurilor și povara subvențiilor. În Drobeta, costurile de producție au crescut de la aproximativ 400 RON/MWh în 2020 la peste 650 RON/MWh în 2022, în timp ce în Craiova creșterea a fost de la 280 RON/MWh la peste 540 RON/MWh. În ambele orașe, consumatorii plătesc mult mai puțin datorită subvențiilor consistente, creând o povară fiscală majoră pentru municipalități. În plus față de sprijinul acordat de autoritățile locale, centralele termice necesită subvenții și din partea autorităților centrale. La Drobeta, sprijinul este așteptat din partea Ministerului Dezvoltării și Lucrărilor Publice, iar la Craiova din partea Ministerului Energiei.

Nesustenabilitatea soluțiilor individuale. După închiderea centralei Halânga, Drobeta nu are o strategie locală de continuare a serviciilor de termoficare centralizată, ceea ce indică o abandonare treptată a sistemului în favoarea soluțiilor individuale pe gaz natural. O astfel de schimbare ar necesita investiții inițiale de peste 61,5 milioane EUR, fără a include modernizările rețelei. În plus, consumatorii ar fi expuși la creșterea costurilor prin introducerea sistemului ETS 2 de preț al emisiilor de carbon, în timp ce calitatea aerului local s-ar deteriora prin creșterea emisiilor de NOx și de particule, înrădăcinând și mai mult dependența de combustibilii fosili.

Potențialul soluțiilor bazate pe energii regenerabile. Pompele de căldură mari de tip apă-apă reprezintă o alternativă viabilă, cu coeficienți de performanță între 3,5 și 4,5, producând 3,5-4,5 kWh de căldură din fiecare 1 kWh de energie electrică. Astfel de soluții ar putea, singure, să acopere nevoile sistemului de încălzire centralizată din Drobeta, în timp ce pentru Craiova ar putea fi integrate într-un mix de tehnologii. Experiența unor orașe precum Aalborg, Köln, Esbjerg și Viena demonstrează fezabilitatea pompelor de căldură cu putere între 50 și 225 MW, care alimentează zeci de mii de consumatori. Deși costurile de investiție sunt mari (între 1,5 și 2,5 milioane de euro per MW instalat), aceste tehnologii oferă stabilitate a costurilor și reduceri substanțiale ale emisiilor.

Oportunități locale. Dunărea oferă o sursă abundentă de căldură pentru o pompă de căldură apă-apă de 85 MW, în timp ce recuperarea căldurii din apele uzate ar putea furniza o capacitate termică suplimentară de 4,4 MW. În același timp, o abordare semi-centralizată bazată pe pompe aer-apă la punctele termice ar putea elimina pierderile din rețeaua de transport a căldurii și ar reduce cererea, îmbunătățind eficiența generală a sistemului. Pentru Craiova, pe de altă parte, un sistem hibrid format dintr-o nouă centrală de cogenerare completată cu pompe de căldură apă-apă, fie utilizând râul Jiu ca sursă, fie instalate în punctele termice pentru a crește temperatura de alimentare, ar putea contribui la reducerea

necesarului de combustibili fosili. O instalație de stocare termică pe termen mediu ar putea contribui, de asemenea la reducerea utilizării gazului.

Concluzie. Pentru Drobeta, menținerea sistemului actual sau înlocuirea acestuia cu încălzire individuală nu ar fi nici sustenabilă nici din punct de vedere financiar, nici ecologic. Un model modernizat de încălzire centralizată, axat pe pompe de căldură la scară largă, integrarea energiilor regenerabile, îmbunătățiri ale eficienței clădirilor și stocarea energiei, oferă cea mai rezilientă și accesibilă cale de urmat. O astfel de abordare ar fi în concordanță cu obiectivele climatice ale UE, asigurând în același timp accesibilitatea pe termen lung și îmbunătățirea calității aerului pentru locuitorii orașului.

Sumar executiv

Sistemele de încălzire centralizată din România, odinioară esențiale pentru aprovizionarea cu energie a orașelor, se confruntă acum cu un declin structural marcat de infrastructura învechită, costurile ridicate ale combustibililor și creșterea numărului de consumatori care renunță la acest serviciu. Pentru a opri această tendință și a restabili accesibilitatea și fiabilitatea, trebuie luate mai multe măsuri. Acestea includ decarbonizarea cu prioritate prin electrificare, cu integrarea surselor regenerabile, stocarea energiei și îmbunătățirea eficienței clădirilor, toate calibrate în contextul specific al fiecărui oraș.

Studiul de caz al orașului Drobeta-Turnu Severin ilustrează clar aceste provocări. Dezvoltat inițial pentru a sprijini producția industrială și extins ulterior la consumul casnic, sistemul se caracterizează în prezent prin pierderi tehnice și comerciale ridicate, dependență puternică de subvenții și insecuritate recurentă în ceea ce privește combustibilul. În perioada 2020-2024, numărul consumatorilor conectați la sistemul centralizat a scăzut de la peste 26.000 la puțin peste 22.000, în timp ce deconectările anuale au atins 1.500 de consumatori în 2024. Producția și consumul au scăzut cu peste 20% în aceeași perioadă, pierderile din 2024 depășind 40% din căldura generată. Costurile au devenit de nesusținut. În 2020, producția de energie termică costa puțin peste 400 RON/MWh iar în 2024 a atins peste 650 RON/MWh. Costurile combustibilului au crescut de la 253 RON/MWh în 2020 la 460 RON/MWh în 2024. Subvențiile municipale, triplate între 2020 și 2024, protejează consumatorii dar pun presiune pe bugetele locale. Un scenariu în care consumatorii trec în totalitate la centrale individuale pe gaz ar necesita o investiție inițială de peste 61,5 milioane EUR, fără a lua în calcul extinderea rețelei de gaze, expunând în același timp consumatorii la facturi mai mari în cadrul sistemului ETS 2 de tranzacționare a certificatelor de emisii de carbon și agravând poluarea locală a aerului.

În Craiova, pe de altă parte, numărul consumatorilor conectați a scăzut de la aproape 60.000 la 53.000 în perioada 2020-2024. Raportul între căldura livrată și cea produsă a scăzut de la aproximativ 70% la aproximativ 65%. Prețul căldurii a crescut rapid, factura subvențiilor a explodat, iar consumatorii au fost protejați doar cu un sprijin local masiv. Costurile livrate de centrala termoelectrică au crescut de la 280 RON/MWh în 2020 la peste 540 RON/MWh în 2024, în timp ce centralele de cartier au rămas la aproximativ 800 RON/MWh, cu mult peste tarifele pentru utilizatorii finali. Gospodăriile¹ au plătit aproximativ 250 RON/MWh în 2020 și 340 RON/MWh în 2024, municipalitatea acoperind diferența. Pondere costurilor cu căldura în cheltuielile gospodăriilor a depășit 80% în 2021-2022, a scăzut sub 40% în 2023, apoi s-a redresat ușor în 2024, reflectând volatilitatea prețurilor și nivelurile pierderilor. În 2023, cheltuielile cu subvențiile orașului au fost de peste 5,5 ori mai mari decât în 2020 și de aproape trei ori mai mari în 2024, cumulând peste 138 de milioane de RON în cinci ani. Aceste traiectorii confirmă creșterea costurilor structurale și a sarcinii fiscale fără măsuri de eficiență și de schimbare a combustibilului.

¹ În acest raport, termenii „gospodărie” și „consumator rezidențial” sunt utilizați cu același înțeles.

Din punct de vedere al mediului înconjurător, dependența de combustibilii fosili, în special de păcură și cărbune, generează emisii ridicate de CO₂ și poluanți ce afectează direct calitatea aerului. În schimb, pompele de căldură la scară largă oferă o alternativă competitivă și ecologică. Cu coeficienți de performanță de 3-4,5, acestea furnizează 3-4,5 kWh de căldură per kWh de energie electrică consumată, ceea ce face ca costurile de încălzire (la valorile actuale) să fie comparabile cu cele ale centralelor individuale pe gaz, dar fără emisii de carbon. Exemple internaționale (Aalborg, Köln, Esbjerg, Viena și altele) confirmă faptul că pompele de căldură apă-apă și aer-apă pot acoperi zeci de mii de consumatori în mod rentabil, cu costuri de investiție specifice de 1,5-2,5 milioane EUR/MW instalat pentru capacități mari.

La Drobeta-Turnu Severin, o soluție centralizată ar putea implica instalarea unei pompe de căldură apă-apă de 85 MW care utilizează Dunărea ca sursă de căldură, cu posibilitatea reducerii puterii la aproximativ 50 MW în cazul renovării fondului imobiliar. Alternativ, o abordare semi-centralizată bazată pe pompe aer-apă la punctele termice ar elimina pierderile de transmisie, ar reduce cererea și ar accelera implementarea. Recuperarea căldurii din apele uzate ar putea furniza în plus aproximativ 4,4 MW de capacitate termică utilă.

Pentru Craiova, situația poate fi similară. Orașul ar putea valorifica potențialul râului Jiu pentru a completa centrala pe gaz pentru care Craiova II a obținut inițial finanțare. O astfel de pompă de căldură poate atinge 50 MW. De asemenea, recuperarea căldurii din apele uzate ar putea oferi o soluție de căldură curată. Avantajul de a avea o centrală CHP operațională permite Craiovei să exploreze stocarea energiei termice la fața locului, precum și potențialul pompelor de căldură sol-apă prin valorificarea terenului și a infrastructurii disponibile, anterior utilizate pentru stocarea lignitului. O cerință cheie pentru centrala pe gaz este capacitatea de a furniza abur industrial consumatorilor industriali, cum ar fi Ford Otosan.

Un model modern de încălzire urbană bazat pe energii regenerabile, care integrează pompe de căldură la scară largă, renovări de clădiri și soluții de stocare, este cea mai viabilă cale spre decarbonizare. Acesta asigură accesibilitatea, reduce emisiile, îmbunătățește calitatea aerului și se aliniază angajamentelor României față de UE, maximizând în același timp utilizarea oportunităților de finanțare ale UE în cadrul PNRR și Fondului de Modernizare.

La Drobeta, în lipsa unor măsuri ferme, consumatorii ar putea fi nevoiți să apeleze la soluții individuale. Această schimbare, chiar dacă din perspectiva autorităților locale reprezintă opțiunea cu cea mai mică implicare, este în cele din urmă costisitoare din punct de vedere financiar, deoarece consumatorii trebuie să suporte integral costul sistemelor individuale. Este nesustenabilă și din punct de vedere al mediului, deoarece menține consumul de gaz, păstrând poluarea locală și îndepărtând orașul de obiectivele climatice. De asemenea, este nesustenabilă din punct de vedere social, deoarece consumatorii vulnerabili rămân fără alternative viabile și se confruntă cu bariere semnificative în achiziționarea sistemelor individuale de încălzire.

Prin urmare, pentru a răspunde nevoilor secolului XXI, atât autoritățile cât și consumatorii ar trebui să pornească de la o abordare diferită. Pentru a consolida opțiunile de decarbonizare și a moderniza sistemul de încălzire centralizată în conformitate cu obiectivele climatice, autoritățile centrale și cele locale ar trebui să exploreze unele din următoarele opțiuni:

Elaborarea sau actualizarea strategiei locale de încălzire. Strategiile locale de încălzire trebuie să fie aliniate la politicile UE și naționale, cu indicatori clari și obiective măsurabile. Acestea ar trebui să ghideze deciziile, bugetele și proiectele, nu să se limiteze la îndeplinirea unor cerințele formale ale ANRE sau la sprijinirea cererilor de finanțare. Autoritățile centrale ar trebui, de asemenea, să modifice legislația pentru a include măsuri coercitive față de absența strategiilor locale de încălzire.

Prioritizarea soluțiilor bazate pe energii regenerabile. Instalarea de pompe de căldură de scară largă; utilizarea Dunării și a recuperării apelor uzate ca surse regenerabile stabile; poziționarea orașului Drobeta ca model pentru alte orașe aflate pe cursul unui râu. Pentru Craiova, pe de altă parte, este recomandată modernizarea sistemului în jurul unui mix de tehnologii care susțin decarbonizarea, față de concentrarea întregii sarcini pe cogenerarea pe bază de gaz.

Consolidarea eficienței energetice și a măsurilor privind cererea. Accelerarea reabilitării clădirilor pentru a reduce cererea cu 40-50%, reducerea cererii traducându-se în economii bugetare directe pentru consumatori, completate de instalarea de echipamente individuale de gestionare a consumului; corelarea modernizărilor cu noile cerințe pentru dimensionarea corectă a capacității și reducerea costurilor; luarea în considerare a unui model de încălzire semi-centralizat. Dacă soluțiile centralizate nu mai sunt fezabile, în special în orașele în care producția a fost efectiv oprită sau statutul juridic al rețelei de transport este complex, se poate lua în considerare instalarea de pompe de căldură aer-apă în puncte termice. O astfel de abordare reduce dependența de rețeaua de transport.

Utilizarea instrumentelor de finanțare disponibile. Autoritățile centrale ar trebui să deschidă Fondul de Modernizare și alte scheme pentru un set mai larg de proiecte, nu doar pentru centrale în cogenerare pe gaze și modernizarea rețelelor de transport. Stocarea termică, energia geotermală, pompele de căldură și energia solară termică ar trebui să fie eligibile pentru a asigura finanțarea proiectelor potrivite.

Asigurarea echității sociale și accesibilitatea. Reducerea costurilor de producție a căldurii este esențială pentru a ușura presiunea financiară creată de subvențiile universale și pentru a asigura sustenabilitatea pe termen lung a sistemelor de încălzire centralizată. Autoritățile ar trebui să renunțe treptat la subvențiile generale, nediferențiate, de care beneficiază toți consumatorii, indiferent de venituri.

Finalizarea înlocuirii capacității de producție pe bază de lignit. În cazul CET II Craiova, investiția trebuie reconsiderată. Deși planul inițial privind un CHP pe gaz de 295 MWe și 256 MWth a fost actualizat și noul design este mai flexibil, capacitatea în CAF ar trebui reevaluată în funcție de cererea actuală. Dacă este nevoie, capacitatea trebuie reconsiderată. Pe termen lung, sistemul de încălzire urbană ar trebui să permită accesul pentru producători, cu reducerea producției din gaz. Chiar și așa, transferul unei părți din producția de lignit către gaz rămâne important.

Proiectarea unui model hibrid. La Craiova, dezvoltarea unei configurații hibride care combină noua centrală de cogenerare pe bază de gaz cu pompe de căldură apă-apă la scară largă sau instalații de stocare reprezintă o cale strategică către decarbonizare și stabilitatea costurilor.

Integrarea stocării energiei termice. Diverse configurații de stocare a energiei termice pot contribui la echilibrarea sarcinilor de vârf și la optimizarea funcționării cogenerării.

Modernizarea rețelei de transport și distribuție. Reducerea pierderilor actuale de la 35% la valorile de referință ale UE ($\leq 15\%$), pentru a reduce povara fiscală a subvențiilor.

Eliminarea treptată a centralelor costisitoare de cvartal. Centralele ineficiente care produc în prezent căldură la un preț ridicat (de 800 RON/MWh) ar trebui eliminate și înlocuite cu furnizarea de agent termic din unități centralizate eficiente, contribuind astfel la reducerea facturilor consumatorilor.

Executive Summary

Romania's district heating systems, once central to urban energy supply, now face structural decline marked by aging infrastructure, high fuel costs, and growing consumer disconnections. To arrest this trajectory and restore affordability and reliability, several measures must be addressed. These include decarbonisation, with priority for electrification (including the integration of renewable energy sources), energy storage, and improved building efficiency, all calibrated to each city's specific context.

The case study of Drobeta-Turnu Severin illustrates these challenges clearly. Originally developed to support industrial production and later extended to residents, the system is now characterised by high technical and commercial losses, heavy reliance on subsidies, and recurring fuel insecurity. From 2020 to 2024, connected households fell from over 26,000 to just above 22,000, while annual disconnections reached 1,500 households in 2024. Production and consumption volumes dropped by more than 20% over the same period, with losses in 2024 exceeding 40% of generated heat. The cost burden has grown unsustainable. In 2020, thermal energy production cost was just above 400 RON/MWh; by 2024, it peaked above 650 RON/MWh. Fuel costs rose from 253 RON/MWh in 2020 to 460 RON/MWh in 2024. Municipal subsidies, which more than tripled between 2020 and 2024, now shield households from full exposure but strain local budgets. A scenario where consumers switch entirely to individual gas boilers would demand over 61.5 million EUR in upfront investment, excluding gas network expansion, while exposing households to higher bills under ETS 2 carbon pricing and worsening local air pollution.

In Craiova, on the other hand, the number of connected households declined from nearly 60,000 to 53,000 in 2020–2024. Delivered-to-produced heat ratio slid from about 70% to 65%. Craiova's heat price rose fast, the subsidy bill increased dramatically, and households were shielded only by heavy local support. Plant-delivered costs climbed from 280 RON/MWh in 2020 to >540 RON/MWh in 2024, while neighbourhood plants² stayed near 800 RON/MWh, far above end-user tariffs. Households paid about 250 RON/MWh in 2020 and 340 RON/MWh in 2024, the municipality covering the gap. The household cost share of the heat bill jumped above 80% in 2021–2022, fell below 40% in 2023, then recovered slightly in 2024, mirroring price volatility and loss levels. In 2023, the city's subsidy outlay was over 5.5 times the 2020 level and nearly 3 times in 2024, amounting to over 138 million RON in five years. These trajectories confirm rising structural costs and a mounting fiscal burden without efficiency and fuel-switch measures.

Environmentally, reliance on fossil fuels, especially HFO and coal, generates high CO₂ emissions and pollutants directly impacting air quality. In contrast, large-scale heat pumps offer a competitive alternative. With coefficients of performance of 3–4.5, they deliver 3–4.5 kWh of heat per kWh of electricity consumed, making heat costs (considering the current values) comparable to individual boilers while enabling decarbonisation. International

² the term *neighbourhood plants* was used for *centrale de cvartal* in Romanian to distinguish them from *district heating plants*, which correspond to *centrale de zonă*.

examples (Aalborg, Cologne, Esbjerg, Vienna, and others) confirm that water-to-water and air-to-water heat pumps can cover tens of thousands of consumers cost-effectively, with specific investment costs of 1.5–2.5 million EUR/MW installed for large capacities.

For Drobeta-Turnu Severin, a centralised solution could involve installing an 85 MW water-to-water heat pump using the Danube as a heat source, with potential downsizing to about 50 MW if building stock is renovated. Alternatively, a semi-centralised approach based on air-to-water pumps at substations would eliminate heat transmission losses, reduce demand, and accelerate implementation. Wastewater heat recovery could further provide around 4.4 MW of useful thermal capacity.

For Craiova, the situation may be similar. The city could harness the Jiu River's potential to complement the gas-fired plant for which Craiova II initially secured financing, such a heat pump can reach up to 50 MW. In addition, exploiting wastewater heat recovery could provide a source of clean heat. The advantage of having an operational CHP plant allows Craiova to explore on-site thermal energy storage, as well as the potential of ground-source heat pumps by leveraging the land and infrastructure already available, previously used for lignite storage. A key requirement for the gas-fired plant is the ability to supply process steam to industrial consumers such as Ford Otosan.

A modern, renewable-based district heating model integrating large-scale heat pumps, building renovations, and storage solutions is the most viable pathway. It ensures affordability, reduces emissions, improves air quality, and aligns with Romania's EU commitments, while maximising the use of EU financing opportunities under the PNRR and Modernisation Fund.

For the case of Drobeta, without firm action, as the city's gas network expands, consumers may turn to individual solutions. Even if from the local authorities' perspective this shift may seem the option requiring the least involvement, it is ultimately financially unsustainable, because households must cover the full cost of individual systems. It is environmentally unsustainable, as it locks consumers into continued gas use and maintains local pollution while moving away from climate objectives. It is also socially unsustainable, as vulnerable consumers are left without viable alternatives and face significant barriers to purchasing individual heating systems.

Therefore, to meet 21st-century needs, both the authorities and consumers must start with a different mindset. To strengthen decarbonisation options and modernise the district heating system in line with climate objectives, both central and local authorities have the following options:

Elaborate or update the Local Heating Strategy. Local heating strategies must be a directional document aligned with EU and national policies, with clear indicators and measurable targets. It should guide decisions, budgets, and projects. It must not be limited to a document prepared solely to meet ANRE's formal requirements or to support funding applications. Central authorities should also amend the legislation to include coercive measures for the absence of local heating strategies.

Prioritise Renewable-Based Solutions. Focus on large-scale heat pumps. Use the Danube and wastewater recovery as stable renewable sources. Position Drobeta as a model for other river cities. For Craiova, by contrast, modernise the system around a mix of technologies that support decarbonisation, rather than concentrate the entire load in gas-fired cogeneration.

Strengthen Energy Efficiency and Demand-Side Measures. Accelerate building rehabilitation to cut demand by 40–50%; demand reduction translates into direct budget savings for consumers, complemented by the installation of individual consumption management equipment. Link upgrades with new requirements to size capacity correctly and reduce costs.

Consider a semi-centralised heating model as an option. If a centralised solution is no longer feasible, especially in cities where production has been effectively shut down or the legal status of the heat transmission network is complex, then consider installing air-to-water heat pumps in heat exchanger stations. Such an approach reduces reliance on the transmission network.

Leverage Available Funding Instruments. Central authorities should open the Modernisation Fund and other EU schemes to a wider set of projects, not only gas and networks. Thermal storage, geothermal, heat pumps, and solar thermal should be eligible to ensure financing for the right projects.

Ensure Social Equity and Affordability. Reducing heat production costs is essential to ease the financial pressure created by universal subsidies and to ensure the long-term sustainability of district heating systems. Municipal and national authorities should gradually move away from broad, undifferentiated subsidies that benefit all consumers regardless of income.

Complete the replacement of lignite capacity. At CET II Craiova, the investment must be reconsidered. Although the initial plan of 295 MWe and 256 MWth gas-fired CHP was considered and the new updated configuration appears more flexible, the CAF (heat only boilers) should be reassessed considering current demand, with potential resizing if required. In the long term, the district heating system should enable third-party access for additional producers, allowing gas input to be reduced. Even so, shifting a share of lignite generation to gas remains important.

Design a hybrid model. In the case of Craiova, developing a hybrid configuration that combines the new gas-fired CHP plant with large-scale water-to-water heat pumps or storage facilities represents a strategic pathway toward decarbonisation and cost stability.

Integrate thermal storage. Various energy storage configurations could contribute to balancing peak loads and optimizing CHP operation.

Modernise the transport and distribution network. Bring current losses down from 35% to EU benchmarks ($\leq 15\%$), to reduce the fiscal burden of subsidies.

Phase out costly neighbourhood heating plants. Inefficient heating plants that currently produce heat at a high cost (around 800 RON/MWh) should be phased out and replaced with heat supplied from a centralised system contributing thus to lower bills.

Cuprins

Principalele concluzii.....	i
Sumar executiv	iii
Executive Summary	vii
Cuprins	x
Tabele	xi
Figuri	xii
Acronime	xiii
1. Introducere : Modernizarea sistemelor de încălzire centralizată în România	1
1.1. Abordarea generală a încălzirii urbane: patru direcții.....	3
2. Studiu de caz privind Drobeta-Turnu Severin	4
2.1. Istoric de guvernare	4
2.2. Evoluția sistemului.....	4
2.3. Estimarea cererii de energie termică din Drobeta	9
2.3.1. Sistem individual de încălzire bazat pe centrale pe gaz natural	10
2.3.2. Soluția cu pompe de căldură de mare capacitate.....	12
3. Studiu de caz: Craiova	19
3.1. Istoric al guvernării	19
3.2. Evoluția sistemului.....	20
3.3. Estimarea necesarului de energiei termică pentru a satisface cererea în Craiova.....	24
3.3.1. Soluția CHP	25
3.3.2. Soluție cu pompă de căldură de mare capacitate.....	27
3.3.3. Care este intensitatea emisiilor pentru fiecare tehnologie?	30
4. Stocarea energiei termice	32
4.1. Tipuri de sisteme de stocare a energiei termice sezoniere	33
5. Compararea tarifelor cu încălzirea centralizată din alte orașe europene	38
6. Concluzii	41
6.1. Drobeta-Turnu Severin – Încălzire urbană	43
6.2. Craiova – Încălzire urbană	44
7. Recomandări de politici	45
8. Bibliografie.....	47

Tabele

Tabelul 1. Strategii pentru un sistem modern de încălzire centralizată	2
Tabelul 2. Clasele de performanță energetică pentru clădirile colective	10
Tabelul 3. Costul estimat pentru instalarea unui sistem rezidențial de încălzire cu gaz	10
Tabelul 4. Exemple de orașe în care au fost implementate pompe de căldură apă-apă în sistemele de încălzire centralizată	14
Tabelul 5. Exemple de orașe în care pompele de căldură aer-apă au fost implementate în sistemele de încălzire centralizată	17
Tabelul 6. Estimarea costului de producție pe tehnologie	26
Tabelul 7. Debitul volumetric necesar pentru pompa de căldură	27
Tabelul 8. Intensitatea emisiilor pe sursă de producție	31
Tabelul 9. Estimarea emisiilor de CO ₂ în Craiova pe baza sursei de căldură	31
Tabelul 10. Compararea diferitelor tehnologii de stocare sezonieră a energiei termice	36

Figuri

Figura 1. Evoluția producției și consumului de energie termică	5
Figura 2. Evoluția numărului de consumatori casnici conectați	5
Figura 3. Rețeaua de transport/distribuție, respectiv temperaturile pe tur și retur.....	6
Figura 4. Prețurile energiei termice și subvențiile municipale.....	7
Figura 5. Numărul de puncte termice din sistemul de încălzire urbană din Drobeta-Turnu Severin	7
Figura 6. Costul anual al combustibilului pentru sistemul de încălzire centralizată din Drobeta (milioane RON).....	8
Figura 7. Subvenția anuală plătită de municipalitate	8
Figura 8. Emisii estimate și costurile unitare pe MWh de energie termică produsă	8
Figura 9. Factura anuală la gaz pentru asigurarea necesarului de încălzire	11
Figura 10. Factura anuală la gaz pentru asigurarea necesarului de apă caldă.....	11
Figura 11. Principiul schematic de funcționare al unei pompe de căldură	14
Figura 12. Ilustrarea distribuției punctelor termice în municipiul Drobeta-Turnu Severin.....	16
Figura 13. Producția și consumul de energie termică	20
Figura 14. Numărul consumatorilor casnici conectați.....	21
Figura 15. Numărul centralelor termice de cartier	21
Figura 16. Numărul punctelor termice	21
Figura 17. Ilustrarea distribuției punctelor și centralelor termice la nivelul municipiului Craiova	22
Figura 18. Prețurile energiei termice și subvenția municipală	23
Figura 19. Distribuția energiei termice pe parcursul unui an (%)	24
Figura 20. Ilustrarea schematică a unei centrale de cogenerare potențial construită în Craiova	26
Figura 21. Traectoria estimată de Comisia Europeană pentru prețul carbonului în cadrul ETS.....	28
Figura 22. Traectoria armonizată pentru valoarea comună a estimării prețului carbonului ETS 2	29
Figura 23. Subvenția anuală plătită de municipalitate	30
Figura 24. Reprezentare schematică a principiului stocării energiei termice	32
Figura 25. Stocarea energiei termice în rezervoare (sursă)	34
Figura 26. Stocarea energiei termice în foraje – exemplu complex rezidențial din Canada...	35

Acronime

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în Energie
CCGT	Turbină cu gaz cu ciclu combinat
CHP	Centrală cu Cogenerare
COP	Coeficient de performanță
DH	Încălzire centralizată (abreviere păstrată din engleză)
EED	Directiva privind eficiența energetică
EPBD	Directiva privind performanța energetică a clădirilor
EPG	Energy Policy Group
ETS	Sistemul de comercializare a cotelor de emisie
EU COM	Comisia Europeană
MDLPA	Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației
PNIESC	Planul național integrat pentru energie și climă
RAAM	Administrația Minieră Autonomă Română
RENEL	Autoritatea Autonomă Română pentru Energie Electrică
RES	Surse regenerabile de energie (abreviere păstrată din engleză)
SACET	Sistem centralizat de alimentare cu energie termică
SPAET	Serviciul public de încălzire centralizată
TES	Sisteme pentru stocarea energiei termice

1. Introducere : Modernizarea sistemelor de încălzire centralizată în România

Sistemele de încălzire centralizată (DH) sunt rețele municipale care contribuie la reducerea emisiilor de carbon din clădiri, asigurând în același timp cetățenilor acces la încălzire sigură și la prețuri accesibile. Directivele actualizate privind eficiența energetică (EED) și performanța energetică a clădirilor (EPBD) pun accent pe încălzirea și răcirea centralizată de înaltă eficiență ca factori care permit atingerea neutralității climatice până în 2050. Ambele directive subliniază necesitatea integrării surselor de energie regenerabile și a căldurii reziduale, a îmbunătățirii eficienței energetice în fiecare etapă a lanțului de aprovizionare și a promovării digitalizării și a responsabilizării consumatorilor. În întreaga Europă, se depun eforturi pentru elaborarea unui plan de acțiune privind electrificarea și a unei strategii care să abordeze atât nevoile pentru încălzire, cât și cele pentru răcire (EU COM, 2025) .

În contextul obiectivelor mai largi ale Europei, România are pe de o parte șansa pe de alta provocarea de a-și transforma sistemele energetice în infrastructuri moderne și durabile. În prezent, autoritățile naționale și locale pun în aplicare măsuri de sprijinire a investițiilor în modernizarea rețelelor de încălzire centralizată. Planul Național de Redresare și Reziliență și Fondul de Modernizare sunt doi factori cheie în acest sens, multe municipalități pregătind proiecte și încercând să acceseze fonduri pentru a finanța modernizările necesare. Până în vara anului 2025, finanțarea alocată de cele două programe depășește 1,2 mid. EUR (Ministerul Energiei, 2025), (Ministerul Energiei, 2025). Există de asemenea o finanțare suplimentară ce este asigurată de Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației.

Sistemele de încălzire centralizată din România au o lungă istorie, extinzându-se rapid în anii 1960 și 1970, ca parte a modelului socialist de dezvoltare urbană. Concepute pentru a furniza căldură la prețuri accesibile populației urbane, acestea depindeau în mare măsură de combustibilii fosili, în special de lignit și gaze naturale și erau construite fără a se ține seama în mod special de eficiență sau de performanța de mediu. De-a lungul timpului, întreținerea deficitară, investițiile insuficiente și scăderea încrederii consumatorilor au dus la pierderi mari în rețelele de distribuție, la creșterea costurilor și la erodarea încrederii publicului în urma întreruperilor constante. În prezent, multe sisteme de încălzire centralizată existente funcționează cu infrastructură învechită, cu nu număr redus de consumatori și presiuni financiare crescânde, ceea ce le plasează în centrul dezbaterii privind sărăcia energetică și echitatea socială. Într-o publicație recentă, EPG a prezentat provocările cu care se confruntă sistemele de încălzire centralizată, bazându-se pe datele aferente celor mai mari unsprezece municipalități ale țării, ilustrând problemele stringente (EPG, 2025).

Cadrul politicilor climatice și energetice ale României necesită acum o abordare strategică a încălzirii urbane. În Strategia pe Termen Lung a României pentru decarbonizare și în Planul Național Integrat pentru Energie și Climă, guvernul s-a angajat să elimine treptat tehnologiile ineficiente și cu emisii ridicate, extinzând în același timp rolul surselor regenerabile și cu emisii reduse de carbon, inclusiv energia geotermală, biomasa, biogazul, energia solară termică și, pe termen lung, hidrogenul. Modernizarea sistemelor de încălzire centralizată este astfel poziționată atât ca instrument de decarbonizare, cât și ca instrument de politică socială

care asigură un aer mai curat, stabilizează costurile gospodăriilor și revitalizează sistemele energetice urbane.

Atunci când se modernizează un sistem de încălzire centralizată pentru a răspunde cerințelor actuale, este important să se adopte un plan clar care să abordeze atât partea de ofertă, cât și cea de cerere, așa cum se ilustrează în tabelul 1. Generarea de energie poate consta într-o combinație de tehnologii, în timp ce pentru utilizatorul final, energia trebuie gestionată în mod eficient, în special pentru a reduce pierderile și risipa. O astfel de abordare implică mai multe provocări. Implementarea necesită timp, iar răbdarea consumatorilor este limitată. Prin urmare, este esențială o abordare etapizată, dar este la fel de important să se mențină o viziune orientată spre viitor încă din primele etape ale modernizării.

Modelele din trecut se bazau pe producția centralizată utilizând un singur combustibil. Această abordare nu mai este eficientă pentru reducerea costurilor. Pentru a reduce costurile, orașele ar trebui să adopte un mix tehnologic diversificat și să implementeze o gestionare robustă a energiei la nivel de producție, stocare și cerere.

Tabelul 1. Strategii pentru un sistem modern de încălzire centralizată

Strategii privind oferta					Strategii privind cererea
Sursă de energie	Tehnologii de conversie	Managementul energiei	Distribuție	Reducerea emisiilor	Managementul energiei
Combustibili fosili	Cogenerare (CHP)			CCS	
RES					
Căldură reziduală termică (temperatură scăzută)	Boilere electrice				Renovarea clădirilor
	Pompe de căldură	Stocarea energiei	Reducerea temperaturii		Stocarea energiei
Geotermală	Cogenerare (CHP)				
Hidrogen/biogaz					

Prezentul raport se concentrează pe două sisteme de încălzire centralizată din România, selectate ca studii de caz pentru a elabora recomandări personalizate pentru modernizarea acestora. Selectarea municipalităților studiate reflectă starea fragilă a funcționării lor actuale și imperativul decarbonizării și reînnoirii infrastructurii.

Factorii luați în considerare au fost:

1. existența unui sistem de încălzire centralizată (SACET) care să alinieze producția la cerere;
2. principala sursă de producție de căldură;
3. parametrii la care este asigurată în prezent furnizarea de căldură;
4. prețul căldurii și eficiența sistemului;
5. planurile și strategiile de modernizare existente la nivel local;
6. alinierea la obiectivele de decarbonizare și la cerințele de reducere a emisiilor;
7. stadiul cererilor de finanțare pentru modernizarea capacității de producției sau a rețelei de transport/distribuție.

1.1. Abordarea generală a încălzirii urbane: patru direcții.

Stabilizarea și menținerea bazei de consumatori. Menținerea în funcțiune a sistemelor existente de încălzire centralizată, prevenirea deconectărilor și îmbunătățirea calității serviciilor.

Reducerea utilizării combustibililor fosili și decarbonizarea sursei de aprovizionare. Înlocuirea cărbunelui/HFO și reducerea gazelor naturale prin adăugarea de pompe de căldură de mare capacitate (recuperarea căldurii din apele uzate și din râuri), panouri solare, biomasă durabilă, energie geotermală, biogaz/biometan și transformarea deșeurilor în energie. Obiectivul este ca, până în 2030, un procent semnificativ din mixul energetic să fie reprezentat de energie regenerabilă sau recuperată.

Creșterea eficienței rețelei și reducerea pierderilor. Înlocuirea conductelor existente cu conducte noi preizolate, instalarea de sisteme de control inteligente și optimizarea temperaturilor la nivelurile de generația a 4-a sau a 5-a. Obiectivul este ca pierderile de distribuție să fie sub 15 % și temperaturile agentului termic sub 70 °C până în 2030.

Îmbunătățirea eficienței anvelopei clădirilor. Investițiile în DH coordonate cu renovarea pe scară largă a fondului imobiliar. O izolare mai bună, geamuri duble/triple și termostate inteligente reduc cererea cu 30-50%. Acest lucru reduce sarcinile de vârf și îmbunătățește accesibilitatea, așa cum se arată în programele de renovare amplă.

2. Studiu de caz privind Drobeta-Turnu Severin

2.1. Istoric de guvernare

În 1982, România a construit un sistem centralizat de încălzire în Drobeta-Turnu Severin pentru a aproviziona producătorii industriali de apă grea, esențială pentru programul nuclear al țării. Consumatorii rezidențiali au fost conectați ulterior.

Sistemul de încălzire centralizată a trecut din gestiunea Ministerului Energiei (până în 1990) la Administrația Națională Autonomă de Electricitate (RENEL) și, în final, în 1998, la Administrația Națională Autonomă pentru Activități Nucleare (RAAN), care gestiona un portofoliu larg de active în sectorul energiei nucleare, precum uzina de apă grea și centrala electrică ROMAG-Termo (cunoscută și drept centrala termică Halânga). Dar după ce reactoarele nucleare de la Cernavodă au intrat în funcțiune în 1996 (Unitatea 1) și 2007 (Unitatea 2), cererea de apă grea s-a prăbușit. Drept urmare, veniturile RAAN s-au evaporat și, în 2013, împovărată de datorii, a intrat în insolvență și nu a mai putut cumpăra combustibil pentru producția de căldură.

Între 2013 și 2015, Ministerul Energiei a asigurat continuitatea sistemului de încălzire din Drobeta-Turnu Severin, furnizând mijloace financiare de urgență. În 2015, consiliul local a creat serviciul public de alimentare cu energie termică (SPAET), o companie municipală însărcinată cu întreținerea serviciilor de încălzire centralizată. De atunci, SPAET a exploatat sistemul printr-o combinație de subvenții municipale și venituri proprii, închiriind în fiecare sezon de iarnă active ale centralei Halânga, care aparține în continuare RAAN, aflată în stare de insolvență. În consecință, autoritățile publice încă se străduiesc să găsească o soluție permanentă pentru furnizarea de energie termică.

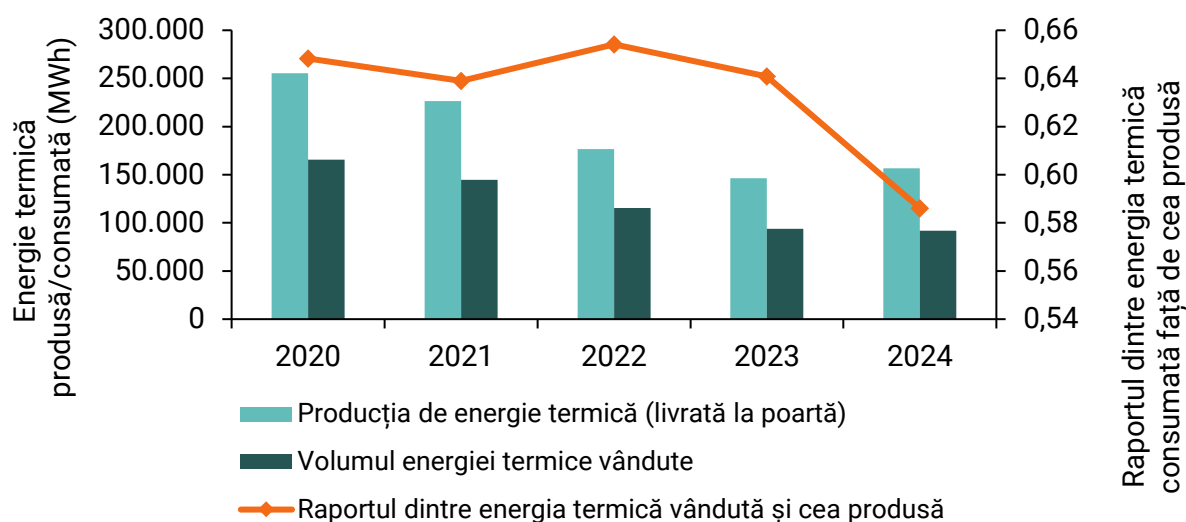
2.2. Evoluția sistemului

Sistemul de încălzire centralizată din Drobeta-Turnu Severin a trecut printr-o renovare majoră între 2004 și 2009, iar cea mai mare parte a rețelei are acum cel puțin 15 ani, fiind afectată de probleme de întreținere care cresc costurile și perturbă aprovizionarea. Cu toate acestea, adevărata cauză a deconectărilor în masă a fost incapacitatea de a asigura combustibili și de a furniza servicii fiabile. Confrunțați cu o încălzire nesigură în iernile geroase, locuitorii au apelat la soluții individuale (boilere și colectoare solare termice).

În fiecare iarnă, SPAET închiriază două cazane cu abur de la centrala termică Halânga, dar aceasta este o soluție precară. Centrala rămâne în proprietatea RAAN, care își vinde activele pentru a-și achita datoriile, ceea ce creează incertitudine cu privire la viitorul sursei de încălzire. Halânga folosea odată lignit, dar în prezent utilizează păcură (HFO). HFO este mai puțin intens în carbon decât cărbunele, dar totuși scump pentru un operator cu probleme financiare. Astfel, sistemul de DH din Drobeta-Turnu Severin se confruntă cu o alternativă existențială: fie RAAN găsește un cumpărător, fie costurile de exploatare scapă de sub control.

Între 2020 și 2024, producția de energie termică a scăzut de la peste 250.000 MWh la 200.000 MWh în 2023, urmată de o ușoară recuperare în 2024 (Figura 1), consumul rămânând și mai în urmă – un semn al creșterii pierderilor de din rețea. Raportul dintre energia vândută și energia generată s-a menținut constant la 64-65% între 2020 și 2022, înainte de a scădea sub 59% în 2024. Această scădere indică creșterea pierderilor tehnice și comerciale și diminuarea numărului de consumatori conectați.

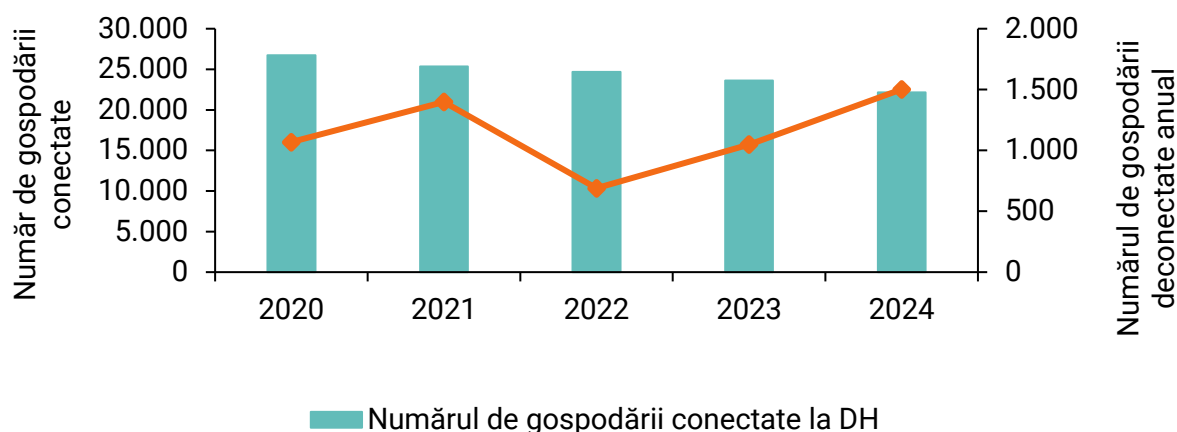
Figura 1. Evoluția producției și consumului de energie termică



Sursa: Prelucrare EPG a datelor SPAET Drobeta și ANRE

Numărul consumatorilor conectați a scăzut de la peste 26.000 în 2020 la puțin peste 22.000, deconectările anuale ajungând la 1.500 numai în 2024. Reducerea bazei de consumatori reprezintă o provocare continuă pentru operatorii de încălzire centralizată, pe fondul interesului crescând pentru soluții alternative de încălzire.

Figura 2. Evoluția numărului de consumatori casnici conectați



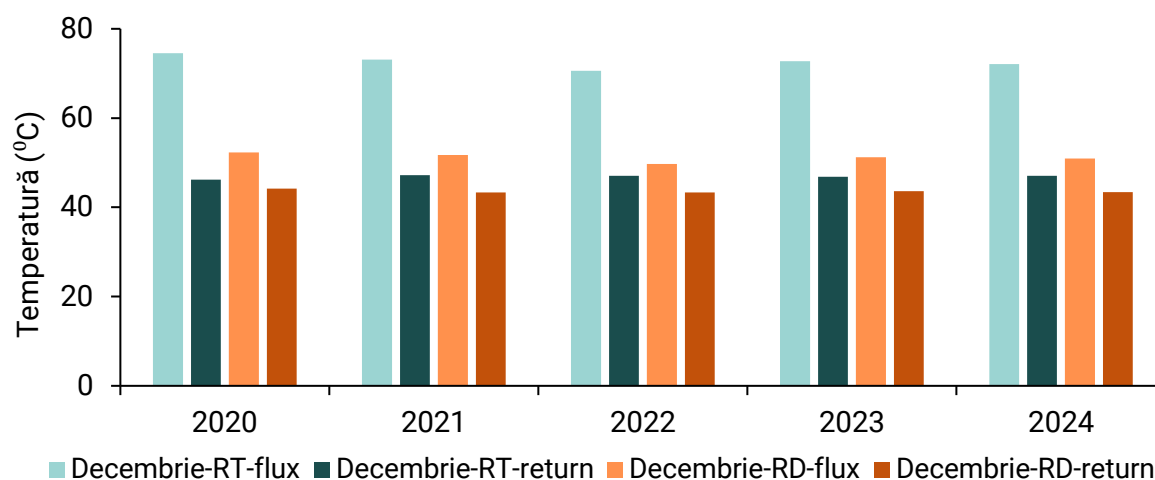
Sursa: Prelucrare EPG a datelor SPAET Drobeta și ANRE

Valorile temperaturilor pe tur și retur relevă ineficiența sistemului. Încălzirea centralizată funcționează prin circulația apei calde prin conducte. Prin urmare, cu cât diferența de

temperatură între debitul livrat și cel de retur este mai mare, cu atât mai multă energie a fost furnizată. Însă pierderile mari din rețelele de transport și distribuție indică o infrastructură învechită, care pierde căldură în sol.

Temperaturile pe tur în rețeaua de transport (RT) sunt în medie de 70-75°C în decembrie și ianuarie, cu mult sub pragul recomandat de 90-125 °C pentru un sistem configurat pentru anii 1990, cu temperaturi de retur de 47-50°C. În rețeaua de distribuție (RD), temperaturile pe tur scad și mai mult, până la 50-52°C, cu temperaturi de retur de 42-45°C. Diferența mai mică de temperatură indică o extracție ineficientă a căldurii și o funcționare suboptimă a instalațiilor consumatorilor, ceea ce reflectă o infrastructură de rețea învechită sau slab echilibrată.

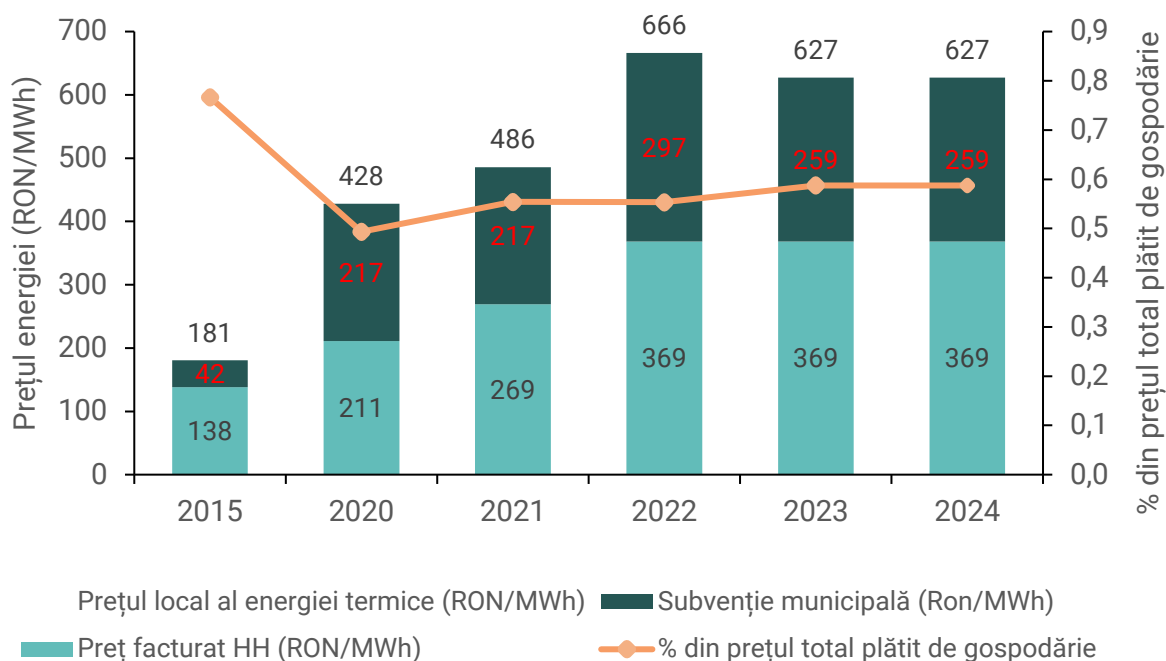
Figura 3. Rețeaua de transport/distribuție, respectiv temperaturile pe tur și retur



Sursa: Prelucrare EPG a datelor SPAET Drobeta și ANRE

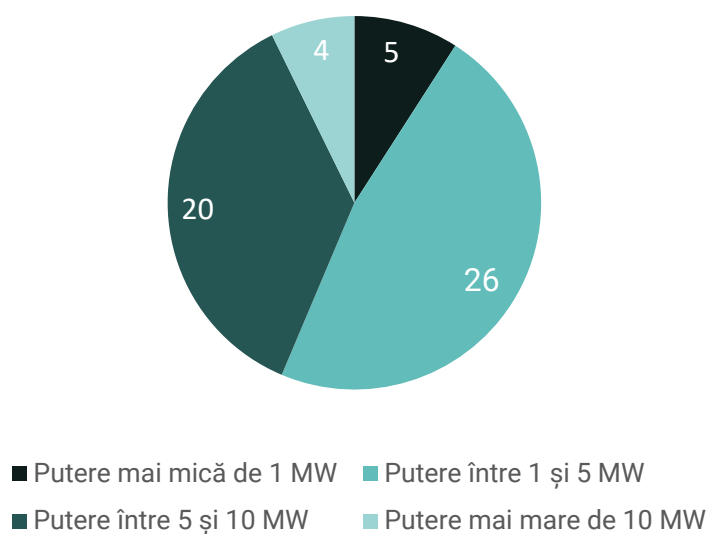
Între 2020 și 2024, prețul local al energiei termice aproape s-a dublat, de la puțin peste 400 RON/MWh la un vârf de peste 650 RON/MWh în 2022, prin creșterea abruptă a prețurilor combustibililor, inflație și cheltuieli pentru susținerea infrastructurii deficitare. Prețurile s-au stabilizat în 2023 și 2024, dar au rămas la un nivel ridicat. Consumatorii au fost parțial protejați, facturile crescând treptat de la aproximativ 200 RON/MWh în 2020 la peste 350 RON/MWh până în 2024. Diferența dintre costul local al energiei termice, inclusiv producția, distribuția și furnizarea, pe de o parte, și prețul facturat, pe de altă parte, a fost absorbită prin subvenții municipale, cauzând o presiune fiscală masivă asupra bugetelor locale.

Contrastul cu 2015 este izbitor. Atunci, prețul local al energiei termice era sub 200 RON/MWh, prețurile facturate consumatorilor fiind de aproximativ 100 RON/MWh. Cu subvenții minime. Diferența evidențiază schimbările profunde de pe piața energiei din ultimul deceniu și dependența nesustenabilă de subvenții pentru a menține accesibilitatea în absența modernizării sistemice și a îmbunătățirii eficienței.

Figura 4. Prețurile energiei termice și subvențiile municipale

Sursa: Prelucrare EPG a datelor SPAET Drobeta și ANRE

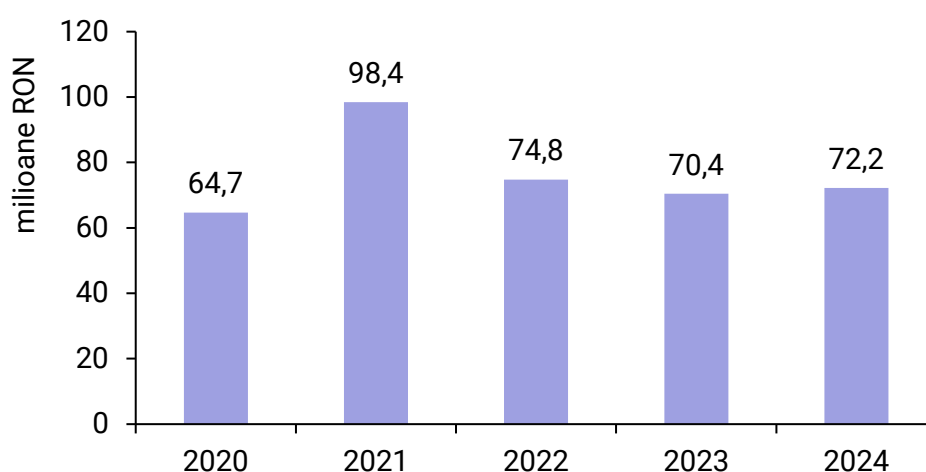
În prezent, sistemul de încălzire centralizată din Drobeta-Turnu Severin are 55 de puncte termice, 26 dintre acestea având capacități cuprinse între 1 și 5 MW, alte 20 funcționează între 5 și 10 MW, iar doar patru depășesc 10 MW. Cel puțin 13 puncte termice sunt în prezent deconectate și nu mai deservește niciun consumator.

Figura 5. Numărul de puncte termice din sistemul de încălzire urbană din Drobeta-Turnu Severin

Sursa: Prelucrare EPG a datelor SPAET Drobeta și ANRE

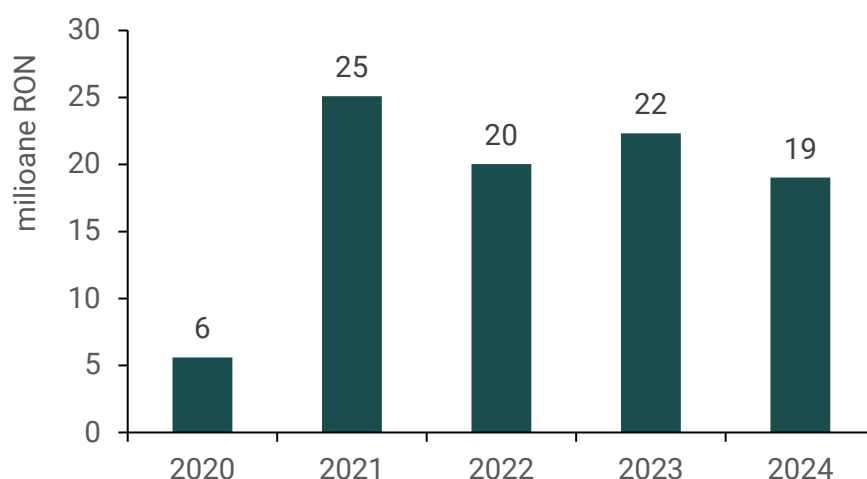
Deși producția de energie termică a scăzut, cu excepția unei creșteri în 2024, costurile combustibilului au crescut semnificativ de la 253 RON/MWh pentru producție în 2020 la 460 RON/MWh în 2024. Chiar și cu subvenții, veniturile facturate sunt insuficiente pentru a acoperi cheltuielile cu combustibilul, astfel încât SPAET Drobeta nu poate funcționa fără ajutor public. Conform declarațiilor oficiale pentru sezonul de încălzire 2025-2026, este nevoie de 91 de milioane de RON în sprijin public (Guvernul României, 2025). Între 2020 și 2024 au fost alocate cel puțin 93 de milioane de RON în măsuri de sprijin.

Figura 6. Costul anual al combustibilului pentru sistemul de încălzire centralizată din Drobeta (milioane RON)



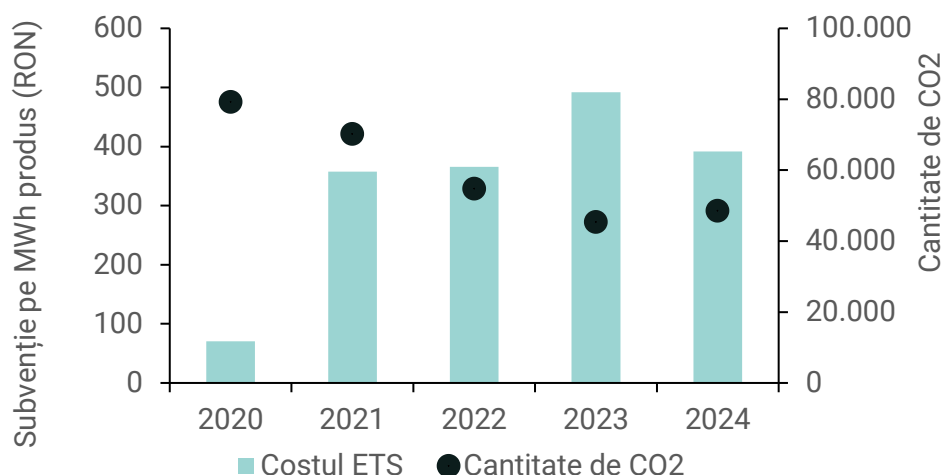
Sursa: Evaluarea EPG pe baza datelor SPAET Drobeta

Figura 7. Subvenția anuală plătită de municipalitate



Sursa: Evaluarea EPG pe baza datelor SPAET Drobeta

Figura 8. Emisii estimate și costurile unitare pe MWh de energie termică produsă



Sursa: Evaluarea EPG pe baza datelor SPAET Drobeta

Odată cu creșterea prețurilor produselor petroliere, subvenția municipală a trebuit să crească de la 6 milioane RON în 2020 la 25 milioane RON în 2021. În ultimii trei ani, contribuția municipalității a fost de aproape 20 milioane RON pe an. Figura 8 arată că, chiar și în cazul unei producții mai reduse de căldură ce a contribuit la reducerea emisiilor totale, subvenția pe MWh plătită de municipalitate a crescut de șase ori în 2023 față de 2020.

2.3. Estimarea cererii de energie termică din Drobeta

La începutul anilor 2020, sistemul de încălzire centralizată deservea aproximativ 27.000 de consumatori (80% din 33.500 (Recensământ România, 2021)), 137 de operatori economici și 125 de instituții publice. Până la sfârșitul anului 2024, acest număr s-a redus la doar 22.000 de consumatori (o scădere de 19%), 105 operatori economici (o scădere de 23%) și 114 instituții publice (o scădere de 9%).

Calculul privind cererea de energie termică pentru consumatori se bazează pe estimări pentru considerând pe de o parte clădiri nerenovate clasificate în clasa de performanță energetică **D**, cât și renovate clasate în clasa energetică **B**, în conformitate cu Metodologia de calcul al performanței energetice a clădirilor, cod de referință Mc 001-2022 (MDLPA, 2023). Pentru aceste locuințe, s-a considerat aplicabilă fie valoarea superioară, fie valoarea inferioară, detaliată în tabelul 2. Pe măsură ce renovările termice avansează, consumul de energie scade, astfel că orice soluție centralizată sau semi-centralizată trebuie dimensionată pentru o cerere viitoare, nu pentru cea actuală. Dimensionarea corectă a capacității necesită o investiție inițială mai mare, dar supradimensionarea duce la risipirea capitalului.

Tabelul 2. Clasele de performanță energetică pentru clădirile colective

Necesar pentru	Clasele de performanță energetică pentru clădirile colective Consumul de energie primară [kWh/m ² /an]	
	D (nerenovate, valoare inferioară)	B (renovat, valoare superioară)
Încălzire	150	84
Apă caldă menajeră	65	57
Răcire	51	35

Sursa: Ipoteze EPG considerate pe baza Mc 001-2022

2.3.1. Sistem individual de încălzire bazat pe centrale pe gaz natural

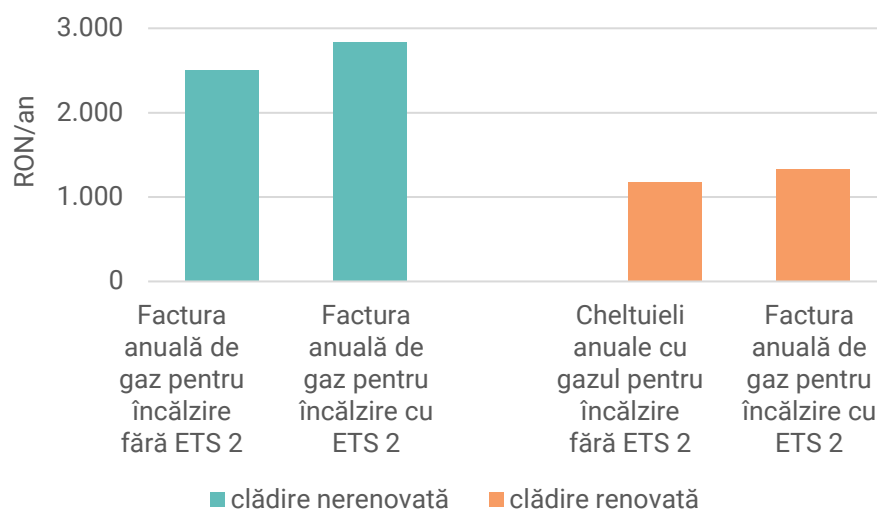
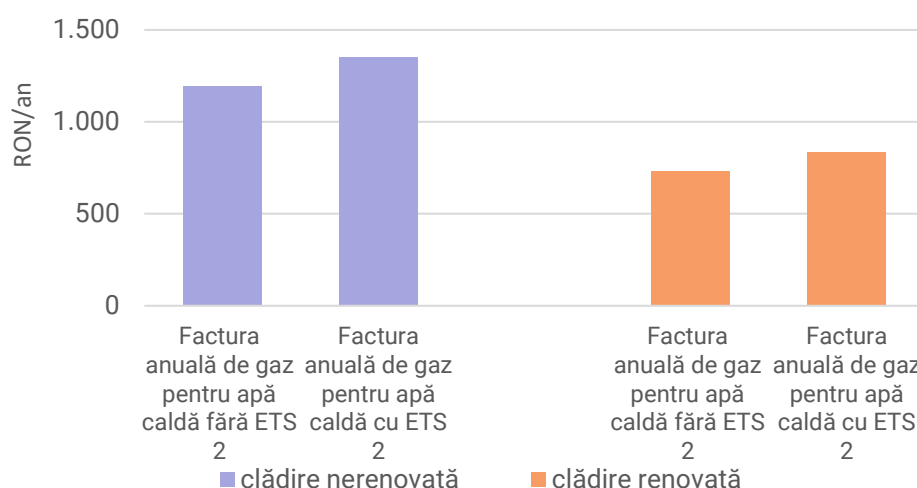
Într-un scenariu ipotetic în care sistemul de DH este abandonat și majoritatea consumatorilor trec la centrale individuale pe gaz, investiția estimată ar cuprinde nu numai achiziționarea centralelor, ci și lucrările de instalare, împreună cu costurile pentru proiectarea tehnică și autorizare. Toate aceste costuri sunt rezumate în tabelul 3.

Tabelul 3. Costul estimat pentru instalarea unui sistem rezidențial de încălzire cu gaz

Cost cu	Valoare (RON)
Cazan (24 kW)	4.500
Costuri de instalare	3.900
Proiectare tehnică și autorizare	2.000
Total	10.400

Sursa: Evaluare EPG bazată pe prețurile comerciale de pe diverse site-uri web publice în 2025

Cifrele de mai jos ilustrează cheltuielile anuale cu gazul natural pe care un consumator le-ar suporta exclusiv pentru a acoperi cererea de încălzire a spațiului și apă caldă menajeră, excluzând din calcul gătitul, pentru o locuință cu o suprafață de 50m². Valorile sunt prezentate atât pentru o clădire renovată termic, cât și pentru una nerenovată. În plus, un scenariu separat ia în considerare intrarea în vigoare a ETS 2, cu costul certificatelor inclus în prețul gazului (pe baza unui preț al certificatului de carbon de 50 EUR/tCO₂eq și a unui preț al gazului natural de 330 RON/MWh).

Figura 9. Factura anuală la gaz pentru asigurarea necesarului de încălzire**Figura 10. Factura anuală la gaz pentru asigurarea necesarului de apă caldă**

Sursa: Evaluarea EPG

Costurile energiei termice sunt prezentate pe bază anuală, însă povara financiară asupra consumatorilor se concentrează în sezonul rece, luna ianuarie reprezentând aproximativ 25% din cererea totală de încălzire, cu facturi la gaze naturale pentru încălzire de aproximativ 650 RON pentru apartamente de 50m². Această cheltuială concentrată creează presiune asupra accesibilității, mai ales când este combinată cu investiția inițială pentru instalarea unei centrale individuale pe gaz, la care se poate adăuga taxa de întreținere a acesteia.

Pe măsură ce rețeaua municipală de gaze se extinde, soluțiile individuale de încălzire pot reprezenta o opțiune atractivă pentru locuitori, atât de mult încât adoptarea centralelor pe gaz individuale pare inevitabilă. Cu toate acestea, o astfel de soluție aparent pragmatică se confruntă cu trei provocări distincte:

- Deteriorarea calității aerului, dat fiind că măsurătorile actuale arată deja concentrații de PM_{2,5} care depășesc 10 μg/m³ și niveluri de NO₂ peste 20 μg/m³, conform datelor

Agenției Europene de Mediu din 2022 (AEM, 2024). Trecerea la unități de ardere individuale ar agrava aceste depășiri.

- Perturbarea infrastructurii, având în vedere că instalarea conexiunilor individuale necesită lucrări civile ample, multiplicând perturbările deja asociate cu extinderea conductelor de gaz în zonele rezidențiale.
- Pierderea economiilor de scară, deoarece încălzirea descentralizată renunță la câștigurile de eficiență și la controlul emisiilor care pot fi obținute prin furnizarea centralizată.

Orașe precum Cluj-Napoca au decis, începând din 2022, să interzică centralele individuale în clădirile de apartamente nou construite sau, cel puțin, să limiteze furnizarea de căldură la instalațiile de la nivelul clădirilor (Primarie Cluj, 2022), recunoscând că deciziile privind infrastructura de încălzire influențează calitatea aerului urban și calitatea vieții timp de decenii.

Pentru modernizarea și alinierea sistemului de încălzire centralizată din Drobeta-Turnu Severin la noile cerințe de mediu, autoritățile locale pot lua în considerare fie o soluție centralizată bazată pe o sursă de producție la scară largă, fie o opțiune semi-centralizată în care unitățile de producție sunt distribuite pe întreaga zonă deservită de rețeaua de încălzire centralizată.

Pentru a aproviziona peste 22.000 de consumatori rezidențiali, peste 100 de instituții publice și mai mulți operatori economici într-un sistem în care pierderile din rețea ar putea fi limitate la 20% prin modernizarea infrastructurii, cererea anuală de energie ar depăși 230.000 MWh, din care aproximativ 55.000 MWh ar trebui adăugați pentru instituțiile publice și operatorii economici, presupunând că clădirile nu sunt renovate. Aceste valori sunt cu mult peste producția termică furnizată de SPAET Drobeta în prezent. Explicația nu este una complexă. Sezonul de încălzire începe târziu în fiecare an, iar sistemul nu furnizează apă caldă menajeră. Pentru a acoperi întreaga cerere termică, inclusiv vârful de iarnă, ar fi necesară o pompă de căldură de aproximativ 85 MW. Acest nivel este comparabil cu capacitatea instalată a celor două cazane cu abur existente ale SPAET, cu excepția faptului că pierderile din rețea indică o pondere mult mai mare a căldurii furnizate.

Renovarea clădirilor modifică fundamental această ecuație: cu modernizări termice ridicate, capacitatea necesară a pompei de căldură scade la aproximativ 50 MW. Totuși, renovarea clădirilor este un proces costisitor și de lungă durată. Doar 10% din blocurile de apartamente din Drobeta sunt incluse în cadrul financiar 2021-2027 pentru renovare, cu mențiunea că aceleași clădiri fuseseră inițial incluse în perioada de programare anterioară.

2.3.2. Soluția cu pompe de căldură de mare capacitate

Pompele de căldură de mare capacitate se numără printre tehnologiile de producere a energiei termice ce susțin decarbonizarea și beneficiază de o atenție din ce în ce mai mare la nivel european. În termeni simpli, o pompă de căldură este un echipament care extrage energia termică dintr-o sursă externă și o multiplică printr-un ciclu de compresie. Aceasta transferă căldura amplificată în clădire cu o eficiență ridicată. Funcționează similar cu un frigider sau un aparat de aer condiționat, extrăgând căldura din surse externe, cum ar fi aerul,

solul, corpurile de apă din apropiere sau căldura reziduală industrială. Căldura rezultată este transferată către clădiri sau sisteme industriale, oriunde este nevoie. Deoarece transferă energia termică, în loc să producă căldură prin combustie sau rezistență electrică, o pompă de căldură poate furniza semnificativ mai multă energie termică decât consumă electricitate. Majoritatea sistemelor de pompe de căldură pentru uz casnic au un coeficient de performanță (COP) de aproximativ 4, ceea ce înseamnă că furnizează patru unități de energie termică pentru fiecare unitate de energie electrică consumată, fiind de trei până la cinci ori mai eficiente din punct de vedere energetic decât centralele convenționale pe gaz.

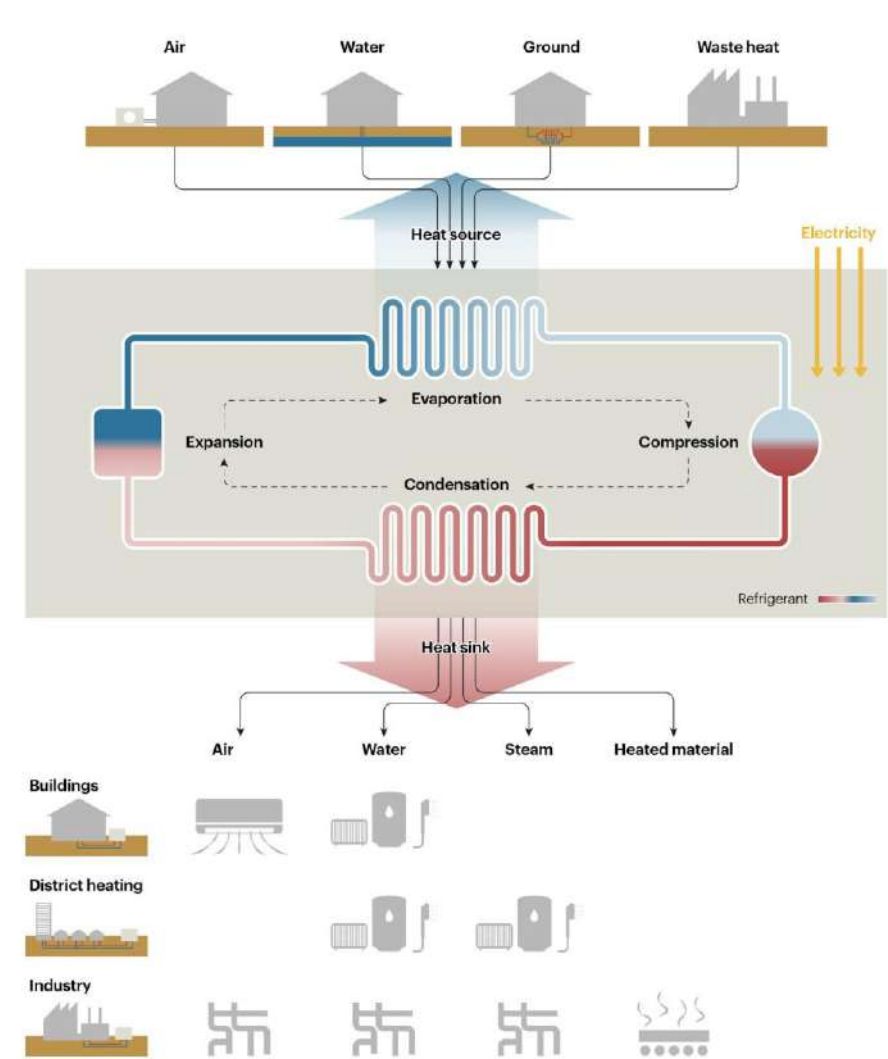
Din punct de vedere fizic, o pompă de căldură conține un compresor și schimbătoare de căldură. Compresorul circulă un agent frigorific printr-un ciclu închis. Mai întâi, căldura este absorbită din sursă printr-un schimbător; apoi, pe măsură ce agentul frigorific este comprimat, temperatura crește și căldura este eliberată în clădire printr-un al doilea schimbător. Căldura poate fi distribuită prin radiatoare, sisteme de încălzire prin pardoseală sau conducte de aer. Unele sisteme sunt capabile să asigure și răcirea în timpul verii. Pompele de căldură de dimensiuni mai mari, utilizate în industrie sau în sistemele de încălzire centralizată, necesită temperaturi mai ridicate și se bazează adesea pe căldura reziduală provenită de la fabrici sau din apele uzate, oferind o opțiune curată și eficientă pentru infrastructurile urbane de încălzire.

Un avantaj important al pompelor de căldură este că lasă loc pentru modernizarea ulterioară a sistemului. Deși inițial energia electrică este preluată din rețea și, prin urmare, amprenta de carbon corespunde cu cea a rețelei, aceasta din urmă va scădea treptat odată cu introducerea de noi surse regenerabile. Astfel de sisteme pot fi completate în timp prin instalarea de surse dedicate de energie regenerabilă și, nu în ultimul rând, prin integrarea de soluții de stocare a energiei, fie în baterii pentru electricitate, fie în alte medii pentru stocarea energiei termice.

Deși pompele de căldură sol-apă au o eficiență mai mare, propunerile aflate în prezent în discuție se limitează la pompe de căldură de mare capacitate de tip apă-apă sau aer-apă, care pot fi instalate în punctele termice existente. Această abordare ar putea permite un proces de implementare mai rapid, deoarece ar utiliza parțial infrastructura existentă și ar evita eforturi laborioase în obținerea de noi autorizații.

În Drobeta-Turnu Severin, o opțiune potențială pentru producerea de energie termică este utilizarea pompelor de căldură mari, care utilizează apa din Dunăre ca sursă de căldură. Există deja numeroase orașe europene care au adoptat soluții cu pompe de căldură, dintre care unele sunt menționate în tabelul 4.

Figura 11. Principiul schematic de funcționare al unei pompe de căldură



Sursa: (IEA, 2022)

Tabelul 4. Exemple de orașe în care au fost implementate pompe de căldură apă-apă în sistemele de încălzire centralizată

Pompe de căldură de mare capacitate apă-apă	Capacitate instalată (MW)	Număr estimat de consumatori	Cost (milioane EUR)	Sursă
Stockholm, Hammarbyverket,	225	800.000	N/A	(Stockholm Exergi AB, 2018)
Aalborg, Limfjord	177	48.000	230	(MAN-ES, 2024)
Helsinki, Katri Vala,	170	550.000	>20	(Universitatea Aalto, 2019)
Köln, Rin	150	50	200 – 280	(MAN-ES, 2024)

Pompe de căldură de mare capacitate apă-apă	Capacitate instalată (MW)	Număr estimat de consumatori	Cost (milioane EUR)	Sursă
Viena, Simmering	110	380	70	(Bloomberg, 2025)
Berlin, Reuter Wes	75	1.400.000	200	(Ministerul Federal al Economiei și Energiei, 2024)
Esbjerg, Port Esbjerg	70	25	N/A	(MAN-ES, 2024)
Hamburg, Dradenau	60	500.000	N/A	(BEI, 2024)
Espoo, Suomenoja	60	250.000	N/A	(Fortum, 2024)
Mainz	60	N/A	N/A	(SWR, 2025)

Sursa: Evaluarea EPG

Pe baza acestor referințe, pentru pompele de căldură apă-apă de mare capacitate, 50-150 MW, un cost specific tipic ar fi de cca. 1,5-2,5 milioane EUR/MW instalat. Pompele de căldură de mare capacitate contribuie la alimentarea cu energie termică a cartierelor, unde sistemele sunt de obicei multi-sursă, iar capacitatea instalată a pompelor de căldură nu corespunde direct cu numărul de clienți deserviți.

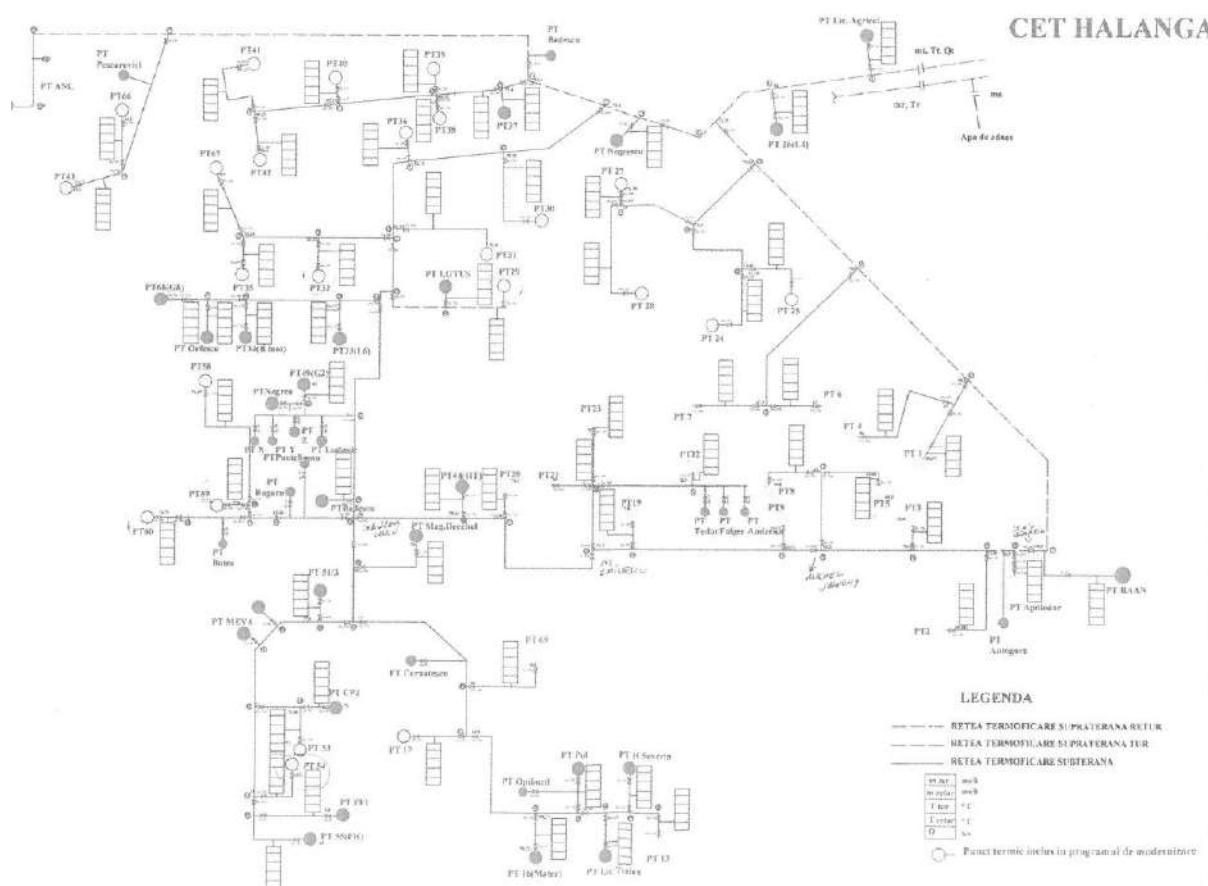
O soluție centralizată bazată pe o pompă de căldură de mare capacitate ar necesita identificarea unei locații adecvate în partea de sud a municipității pentru construirea unei noi centrale, precum și dezvoltarea unei rețele de transport al căldurii pentru conectarea acesteia la sistemul existent. Acest lucru implică mai multe provocări. Construirea centralei ar putea dura mai puțin timp decât construirea conductei de conectare a zonei sudice a orașului la rețeaua existentă. Chiar și așa, Drobeta-Turnu Severin ar putea fi un pionier în acest domeniu. Acest exemplu ar putea încuraja alte orașe situate de-a lungul râurilor să ia în considerare pompele de căldură apă-apă. Cu toate acestea, pentru a lansa orice proiect care implică rețeaua de transport existentă, autoritățile locale trebuie să clarifice mai întâi statutul juridic al rețelei primare de încălzire urbană – deținută de RAAN.

O alternativă la un sistem centralizat de încălzire urbană este o abordare semi-centralizată, care ar presupune renunțarea la rețeaua de transport și s-ar baza exclusiv pe infrastructura de distribuție. În acest caz, pompele de căldură aer-apă ar putea fi instalate în punctele termice pentru a satisface cererea necesară. O astfel de configurație ar reduce cerințele energetice globale prin eliminarea pierderilor din rețeaua de transport, respectiv din punctele termice. Un avantaj suplimentar al pompelor de căldură este capacitatea lor de a furniza și răcire în lunile mai calde.

Pompele de căldură apă-apă de acest tip ating un coeficient de performanță (COP) între 3,5 și 4,5. Aceasta înseamnă că pentru fiecare kWh de energie electrică consumată, ele pot produce între 3,5 și 4,5 kWh de energie termică. Ca urmare, costul căldurii pe care o generează

este comparabil cu cel al centralelor individuale pe gaz din apartamente, atât timp cât peisajul actual al prețurilor din România arată un raport între electricitate și gaz de aproape 4:1. Dar pe măsură ce energiile regenerabile ocupă o pondere mai mare în mixul energetic, completate de stocarea energiei electrice, și pe măsură ce prețurile certificatelor de carbon cresc, există motive întemeiate să ne așteptăm la o reducere a raportului dintre prețul energiei electrice și cel al gazului natural.

Figura 12. Ilustrarea distribuției punctelor termice în municipiul Drobeta-Turnu Severin



Sursa: SPAET Drobeta

O contribuție suplimentară la producția de energie termică ar putea proveni și din recuperarea căldurii din apele uzate. Pe baza unui calcul teoretic simplu, presupunând că peste 80.000 de locuitori (Recensământ România, 2021) generează aproximativ 12.000 m³/zi de ape uzate (150 litri per persoană), cu temperaturi tipice ale apelor uzate cuprinse între 12-18 °C iarna și 18-22 °C vara, se poate lua în considerare un ΔT de 5 K. Pentru o pompă de căldură cu un COP de 3, aceasta ar corespunde unei capacități termice recuperabile de aproximativ 2,9 MW, ceea ce se traduce în aproximativ 4,4 MW de putere termică utilă (luând în calcul căldura recuperată și energia electrică consumată de compresor). O astfel de opțiune este fezabilă în măsura în care rețeaua de transport există și poate fi accesată cu ușurință.

Un sistem de acest tip, care utilizează căldura din apele uzate, este instalat în Viena. Recuperarea căldurii din apele uzate funcționează prin circulația apei tratate din stația de epurare Ebswien prin conducte, din care se extrage căldură de aproximativ 6°C, iar apele uzate

răcite sunt apoi deversate înapoi în Dunăre. Astfel căldura este captată de trei pompe de căldură de mare capacitate, fabricate în Franța, instalate la fața locului, care o transformă în apă caldă pentru rețeaua de încălzire urbană a orașului. Sistemul se bazează pe energie regenerabilă, o treime din energia electrică necesară fiind furnizată de centrala hidroelectrică Freudenu. În prima fază, cele trei pompe de căldură furnizează o capacitate termică combinată de aproximativ 55 MW, suficientă pentru a încălzi aproximativ 56.000 de consumatori din Viena. Investiția totală pentru această fază s-a ridicat la aproximativ 70 mil EUR. Cu toate acestea, până în 2027, se preconizează o dublare a capacității la 110 MW, extinzând acoperirea la circa 112.000 de consumatori. Este de menționat că instalația funcționează într-un sistem de încălzire urbană cu mai multe niveluri și servește în primul rând ca sursă de bază, mai degrabă decât să acopere singură cererea de vârf (Klinger, 2023).

Tabelul 5. Exemple de orașe în care pompele de căldură aer-apă au fost implementate în sistemele de încălzire centralizată

Pompe de căldură aer-apă de mare capacitate	Capacitate instalată (MW)	Numărul estimat de consumatori la care contribuie pompele de căldură	Sursă
Faaborg	10,5	2.200	(multikoel energi, n.d.)
Heidelberg	4 x 1,5	3.000 – 3.500	(EU COM, n.d.) (energie-experten, n.d.)
Frederiksberg (Copenhaga)	6,5	4.000	(DBDH, 2025)
Lidzbark Warminski	2,6	1.000	(globenergia.pl, 2024) (Centrul Național pentru Cercetare și Dezvoltare, n.d.)

Pompele de căldură de mare capacitate pot deservi mai multe stații de schimbătoare de căldură

Helsinki	20	30	(MAN-ES, 2024)
Svendborg	25 – 37	7	(Ingenior huse, n.d.)
Silkeborg	22	58.000	(Ingenior huse, n.d.) , (Silkeborg Forsyning, 2023)

Sursa: Evaluarea EPG

Instalarea de pompe de căldură medii sau mari sau a altor consumatori importanți de energie electrică ar trebui să nu presupună dificultăți în adoptare în județul Mehedinți. Regiunea beneficiază de o rețea de transport solidă, susținută de trei producători majori de energie electrică: centrala hidroelectrică Porțile de Fier I (1.167 MW), centrala hidroelectrică Porțile de Fier II (321 MW) și centrala hidroelectrică Gogoșu (54 MW), alături de centrala termică Halânga (246 MW), care a funcționat până de curând. Împreună, aceste instalații indică

prezența unei rețele de transport de energie electrică bine dezvoltate în regiune și facilitează integrarea de noi consumatori, cum ar fi cazul pompele de căldură de dimensiuni medii/mari.

Mai mult, conform datelor Transelectrica, până în septembrie 2025, Mehedinți avea o capacitate instalată de producție la prosumatori de peste 38 MW. În plus, în cadrul Planului național de redresare și reziliență, Drobeta-Turnu Severin a obținut finanțare la sfârșitul anului 2024 pentru construirea unei centrale fotovoltaice de 4,7 MW, care se preconizează că va genera aproximativ 7 GWh de energie electrică pe an (Romania Actualități, 2024).

3. Studiu de caz: Craiova

3.1. Istoric al guvernantei

La sfârșitul anilor 1960 și începutul anilor 1970, autoritățile române au decis să investească în construirea unei mari centrale combinate de producere a energiei termice și electrice (CHP) în Craiova, pentru a deservi atât consumatorii industriali, cât și pe cei rezidențiali. Obiectivul principal era de a furniza energie electrică industriei în creștere a orașului, inclusiv instalațiilor majore de pe platforma industrială Electroputere și altor industrii grele, oferind în același timp încălzire centralizată pentru sectorul rezidențial. Sistemul a fost proiectat ca o rețea centralizată de producere și transport al căldurii, făcând din Craiova unul dintre centrele energetice ale României dotate cu infrastructură de încălzire centralizată.

Primele unități de producere au fost puse în funcțiune la CET Craiova I, urmate la începutul anilor 1980 de CET Craiova II, mult mai mare, cu unități alimentate cu lignit de 150 MW fiecare. Centrala a fost conectată la o rețea extinsă de transport și distribuție a energiei termice, furnizând apă caldă și abur industriei și consumatorilor rezidențiali din întreg orașul. La fel ca Drobeta în perioada comunistă, sistemul era gestionat de Ministerul Energiei, apoi a fost transferat în 1990 către Administrația Națională Autonomă a Electricității. În urma unei restructurări ulterioare, sistemul a trecut sub controlul Companiei Naționale de Energie Electrică și mai târziu al Termoelectrica, în timp ce producția a fost integrată treptat în portofoliul Complexului Energetic Oltenia.

Timp de decenii, sistemul de încălzire centralizată din Craiova s-a bazat pe CET Craiova II ca pilon principal, care furniza atât energie electrică, cât și energie termică în cogenerare. Până la mijlocul anilor 2000, orașul a investit inclusiv în mai multe centrale mici de încălzire pe gaz pentru cartiere și blocuri de locuințe, pentru a completa alimentarea centralizată. Aceste unități descentralizate, cunoscute sub numele de centrale de cartier, aveau o capacitate instalată totală de aproximativ 44 MW și erau echipate cu cazane pe gaz de înaltă eficiență. Acestea aveau rolul de a crește flexibilitatea, de a reduce pierderile de distribuție și de a acoperi vârfurile locale de cerere.

În ciuda acestor investiții, sistemul s-a confruntat cu mai multe provocări. Dependența CET II de lignit a generat emisii semnificative de CO₂ și poluare locală a aerului, în timp ce ineficiențele rețelei au dus la pierderi de căldură de peste 30%. Costurile cu combustibilul și întreținerea au crescut constant, iar în anii 2010 accesibilitatea DH a devenit o problemă urgentă. Pentru a menține serviciul accesibil, municipalitatea a acordat subvenții substanțiale, ceea ce a pus o povară tot mai mare asupra finanțelor locale. Această situație a devenit obișnuită la nivel național.

În ultimii ani, agenda tranziției energetice a avut un impact direct asupra orașului Craiova. Au fost anunțate planuri de eliminare treptată a unităților pe lignit de la CET II și înlocuirea acestora cu o nouă unitate de cogenerare pe gaz de 295 MW, sprijinită prin Planul de Redresare și Reziliență (RRP). După mai multe încercări eșuate de selectare a unui contractant, proiectul nu mai poate fi finalizat în termenul prevăzut de RRP și, prin urmare, va fi transferat către Fondul de Modernizare. Obiectivul este de a asigura continuitatea

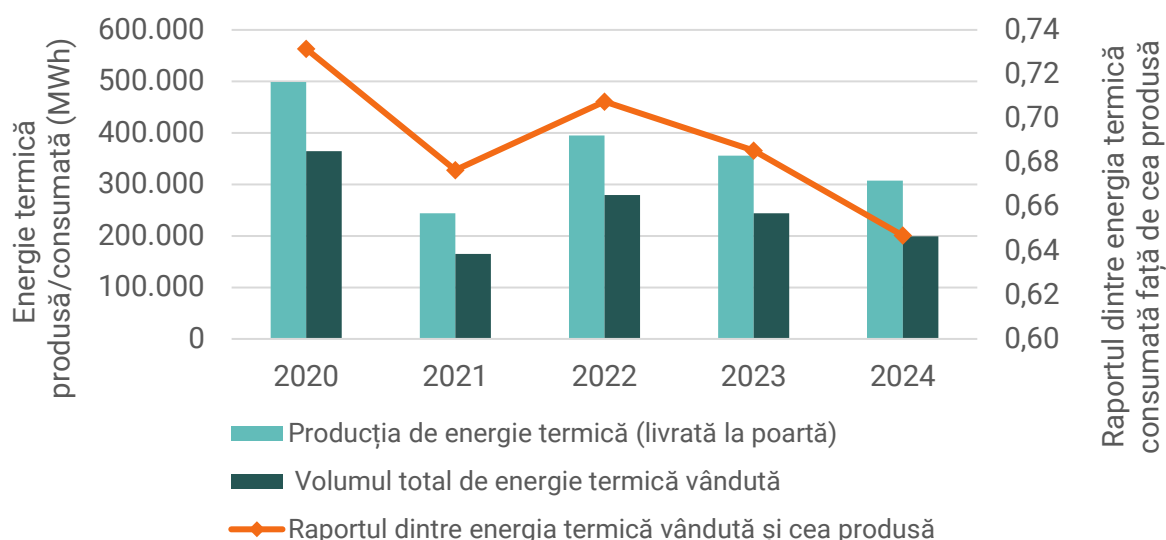
aprovizionării, reducând în același timp emisiile și asigurând respectarea obiectivelor climatice ale UE. Între timp, TermoUrban Craiova SRL, operatorul municipal, a încercat să modernizeze rețeaua de distribuție, să îmbunătățească eficiența și să integreze surse de energie regenerabilă.

Calea de urmat, care combină noi capacități bazate pe gaz, centrale centralizate sau chiar descentralizate mai mici și energii regenerabile, va determina dacă Craiova poate susține un serviciu de încălzire centralizată accesibil, fiabil și durabil. Autoritățile din Craiova ar putea lua în considerare și o abordare de dezvoltare regională, întrucât, pe termen lung, creșterea industrială poate contribui cu căldură reziduală la sistemul de încălzire centralizată. În același timp, aceste alegeri trebuie să reducă dependența de combustibilii fosili și să alinieze orașul la obiectivele naționale și ale UE în materie de decarbonizare.

3.2. Evoluția sistemului

Între 2020 și 2024, sistemul de încălzire centralizată din Craiova a înregistrat un declin continuu, atât în ceea ce privește producția, cât și numărul de consumatori conectați. Producția de energie termică a scăzut drastic după 2020. De la aproximativ 500.000 MWh livrați la poarta centralei în 2020, producția a scăzut la aproape jumătate în 2021. O recuperare parțială a urmat în 2022, dar volumele au scăzut din nou în 2023 și 2024, rămânând sub nivelul din 2020. Consumul de energie termică măsurat în funcție de volumul vândut a urmat aceeași tendință, dar a rămas mai mic decât producția în fiecare an. Raportul dintre energia vândută și energia produsă indică amploarea pierderilor din sistem. În 2020, aproape 70% din energia produsă a ajuns la consumatori, până în 2024, această pondere a scăzut la aproape 65%. Acest decalaj persistent evidențiază ineficiențele tehnice ale rețelei, care continuă să afecteze grav operatorul.

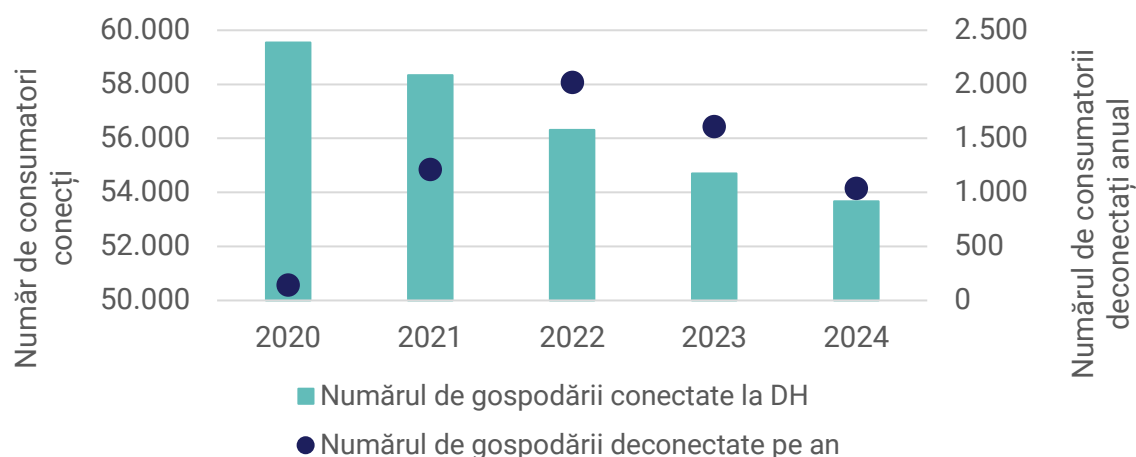
Figura 13. Producția și consumul de energie termică



Numărul consumatorilor conectați a scăzut constant. În 2020, aproape 60.000 de consumatori erau conectați la sistem, dar până în 2024 au rămas aproximativ 53.000. În fiecare an, câteva mii de consumatori sunt deconectați, ceea ce reflectă preferința pentru

soluții individuale, în principal centrale pe gaz. Reducerea cererii a subminat și mai mult eficiența rețelei și sustenabilitatea financiară a operatorului.

Figura 14. Numărul consumatorilor casnici conectați



Sursa: Evaluare EPG pe baza datelor SACET Craiova

Sistemul de încălzire centralizată din Craiova include 105 puncte termice (dintre care cinci sunt în prezent în rezervă) și 15 centrale termice de cartier (dintre care patru sunt în rezervă). În ceea ce privește punctele termice, 34 au o capacitate instalată de până la 5 MW, 58 între 5 și 10 MW și doar 13 peste 10 MW. Centralele de cartier, trei au o capacitate de până la 1 MW, opt au o capacitate între 1 și 5 MW și doar patru depășesc 5 MW. În plus, există 36 de centrale de încălzire la nivel de blocuri de locuințe, dintre care zece sunt în prezent în rezervă.

Figura 15. Numărul centralelor termice de cartier

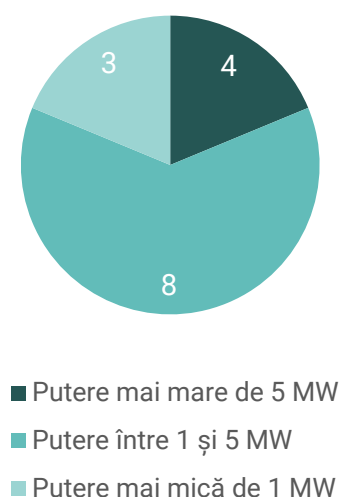
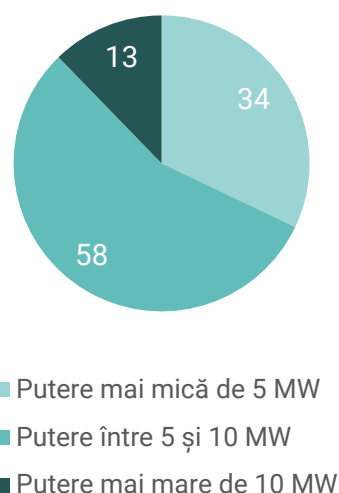
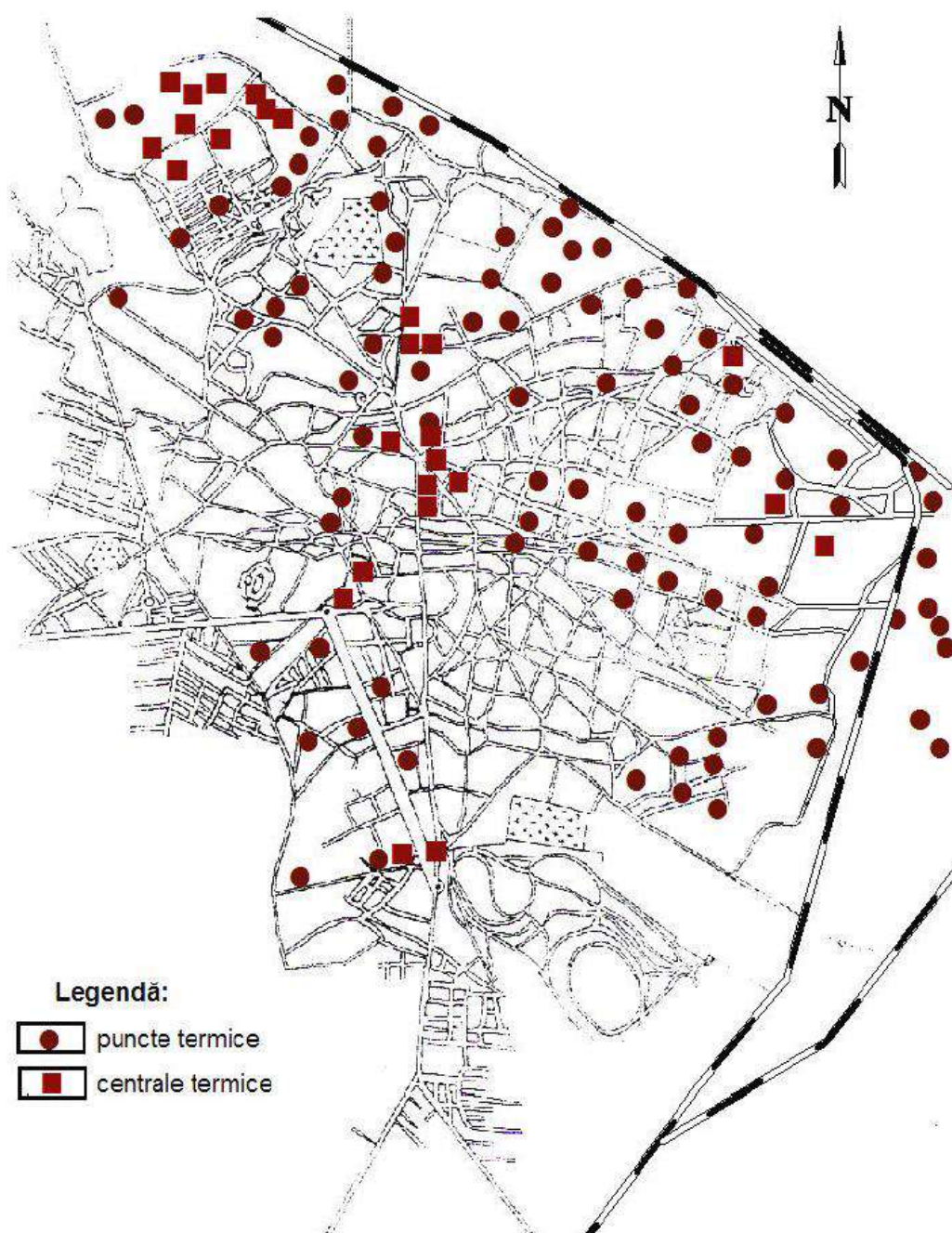


Figura 16. Numărul punctelor termice

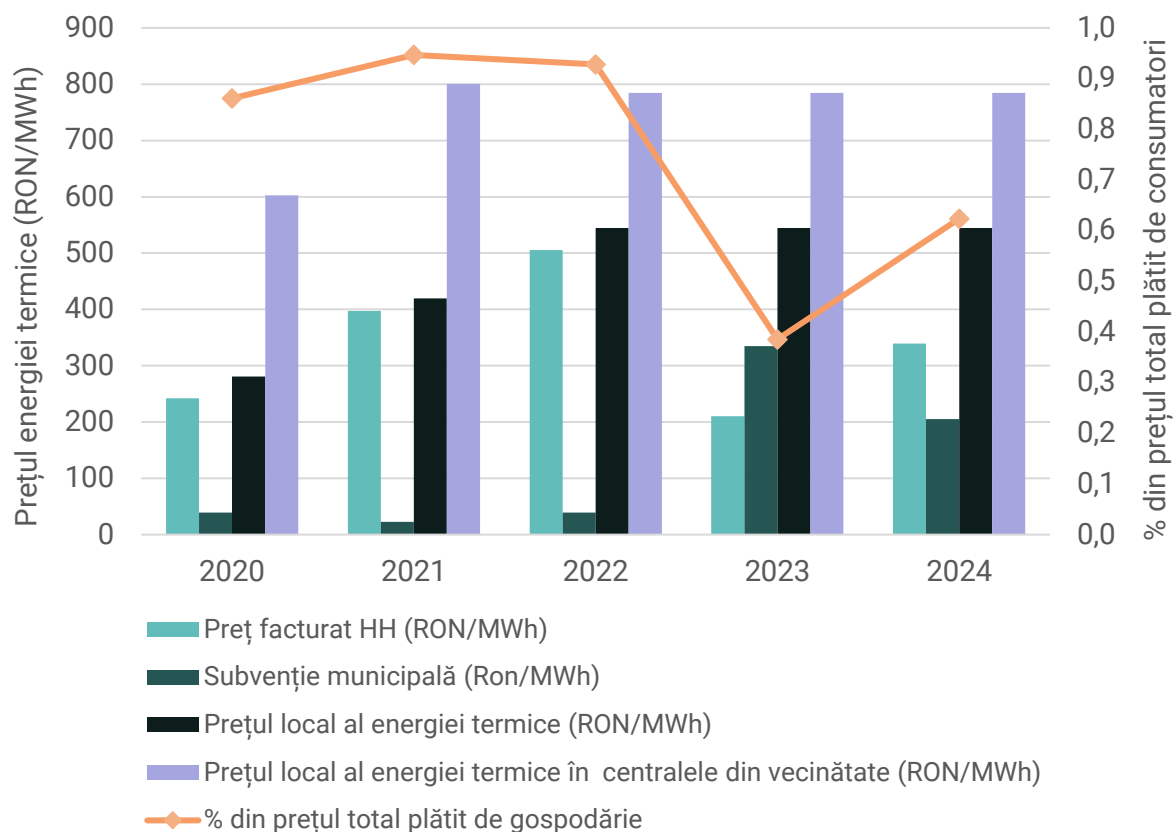


Sursa: Evaluare EPG pe baza datelor SACET

Figura 17. Ilustrarea distribuției punctelor și centralelor termice la nivelul municipiului Craiova



Sursa: [Primăria Craiova, 2023](#)

Figura 18. Prețurile energiei termice și subvenția municipală

Sursa: Evaluarea EPG pe baza datelor SACET Craiova și ANRE

Evoluția costurilor ilustrează atât presiunea cu care se confruntă operatorul sistemului de termoficare, cât și municipalitatea. Costurile locale de producție și distribuție pentru energia termică furnizată de centrala Craiova II au crescut de la aproximativ 280 RON/MWh în 2020 la peste 540 RON/MWh în 2024, în timp ce costul energiei termice produse în centralele din cartiere/bloc a rămas aproape de 800 RON/MWh pe toată perioada. Pentru consumatorii rezidențiali, tariful facturat a fost de aproximativ 250 RON/MWh în 2020, ajungând la 340 RON/MWh în 2024. Diferența a fost acoperită prin subvenții municipale. Ponderea plătită direct de consumatori a variat de la peste 80% în 2021-2022 la mai puțin de 40% în 2023, înainte de a se redresa în 2024. Această volatilitate și diferența persistentă între costurile reale și prețurile facturate sporesc povara fiscală asupra orașului.

În concluzie, între 2020 și 2024, sistemul de încălzire centralizată din Craiova a fost marcat de scăderea producției, reducerea numărului de consumatori, creșterea pierderilor tehnice și costuri mai mari. În ciuda subvențiilor care au menținut facturile consumatorilor rezidențiali relativ stabile, presiunea financiară asupra orașului a crescut, iar sustenabilitatea generală a sistemului este în pericol, cu excepția cazului în care se realizează investiții majore în eficiență și integrarea energiilor regenerabile.

3.3. Estimarea necesarului de energiei termică pentru a satisface cererea în Craiova

În 2025, Craiova are încă un număr mare de clienți conectați la rețeaua de termoficare, atât din sectorul rezidențial, cât și operatori economici sau instituții publice. Dimensionarea capacității de producție ar trebui să pornească de la premisa acoperirii consumatorilor actuali, luând în considerare și posibilitatea apariției unor consumatori noi. În prezent, cele două unități de cogenerare și cele două cazane de apă caldă pot genera până la 602 MW de energie termică.

În același timp, pe lângă centrala Craiova II, atât centralele de cartier, cât și centralele la scară de blocuri de locuințe contribuie la furnizarea de energie termică. Capacitatea totală instalată în punctele termice se ridică la 695 MW. Pentru a aproviziona 53 000 de consumatori care locuiesc în clădiri cu eficiență energetică clasa **D** pentru regiunea climatică Oltenia, ar fi nevoie de capacități instalate de aproximativ 200 MW pentru a acoperi cererea de căldură și apă caldă curentă în sezonul de iarnă, inclusiv pierderile de rețea de 20%. Cu toate acestea, prin îmbunătățirea clasei energetice a clădirilor în **B**, capacitatea de producție/instalată ar putea fi redusă la 117 MW.

Figura 19. Distribuția energiei termice pe parcursul unui an (%)

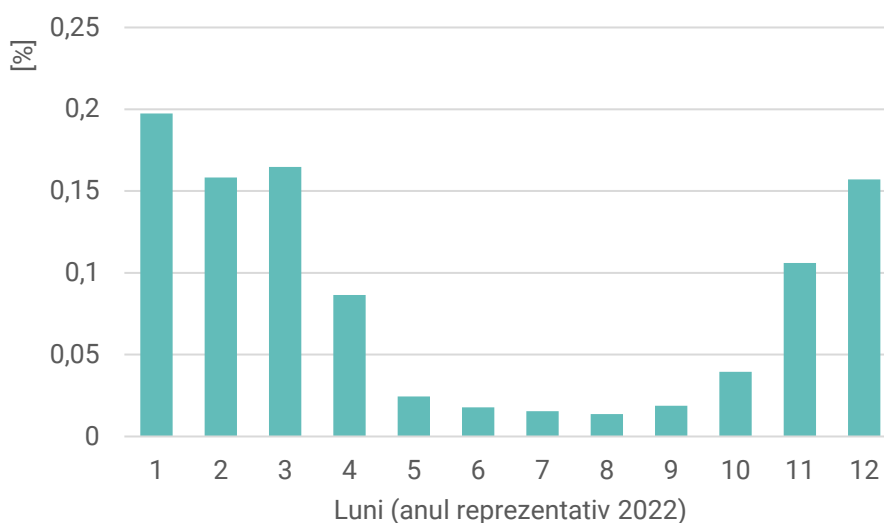


Figura 19 ilustrează distribuția lunară a consumului de energie termică pentru anul reprezentativ 2022. Cea mai mare cantitate de energie este necesară în ianuarie, care reprezintă aproximativ 20% din consumul anual. Furnizarea de căldură începe treptat în octombrie și se încheie în aprilie. În timpul sezonului de vară, când este necesară doar apa caldă menajeră, consumul lunar reprezintă aproximativ 2-3% din totalul anual.

Spre deosebire de Drobeta, unde dispunerea principalelor surse de producție este mai complicată, Craiova are mai multe opțiuni. Deși până acum construcția unei centrale pe gaz ar fi trebuit să fie într-un stadiu avansat, ritmul lent a ridicat îndoieli cu privire la posibilitatea finanțării centralei așa cum era prevăzut inițial prin PNRR, deoarece chiar și la momentul redactării prezentului document licitația nu fusese finalizată. Deoarece este foarte probabil

ca o unitate pe gaz să fie totuși construită, autoritățile locale ar trebui să ia în considerare și o serie de soluții și tehnologii suplimentare față de planurile actuale și, în viitor, să reducă utilizarea combustibililor fosili. Instalarea de sisteme de stocare, poate chiar în cadrul centralei, sau adăugarea de pompe de căldură de mare capacitate care ar putea exploata potențialul termic al râului Jiu din apropiere s-ar putea dovedi opțiuni viabile. Centralele termice la scară de cartier și de blocuri de locuințe pot fi modernizate cu pompe de căldură aer-apă bazate pe panouri fotovoltaice sau termice solare. Panourile fotovoltaice pot fi instalate în mod normal pe majoritatea punctelor termice, acolo unde structura acoperișului o permite. Deși amplasarea lor este limitată de suprafața disponibilă, atunci când sunt combinate cu pompe de căldură, contribuția lor poate fi semnificativă.

În ceea ce privește căldura produsă și furnizată, calculele teoretice arată că, în Craiova, în 2024, căldura pentru sectorul rezidențial (aproximativ 307 GWh) este sub valoarea estimată conform metodologiei MDLPA, presupunând că toate clădirile sunt în clasa energetică D, toate locuințele sunt ocupate și consumul este uniform (545 GWh). Calculele sunt, desigur, teoretice, o profilare mai detaliată a clădirilor în ceea ce privește eficiența energetică și spațiul de locuit ar duce la valori mai precise și, eventual, îmbunătățite. Chiar și așa, valoarea mai mică poate indica faptul că unii consumatori cu dispozitive de control au redus utilizarea, unii au redus consumul din cauza costurilor sau sistemul nu a putut să satisfacă întreaga cerere. Viziunea pentru un sistem ecologic și modern trebuie definită încă de la început, deoarece orice intervenție ulterioară poate necesita ajustări ale infrastructurii, în special dacă circuitul hidraulic ar fi afectat.

3.3.1. Soluția CHP

Dacă cogenerarea de înaltă eficiență rămâne opțiunea preferată de modernizare, costurile de producție a energiei termice sunt estimate utilizând metodologia ANRE, care alocă costurile combustibilului și emisiilor între electricitate și căldură utilizând eficiențe de referință pentru producția separată. Calculul ia în considerare cantitatea de combustibil necesară pentru a produce separat aceeași cantitate de electricitate și căldură, apoi alocă combustibilul real proporțional (ANRE, 2024).

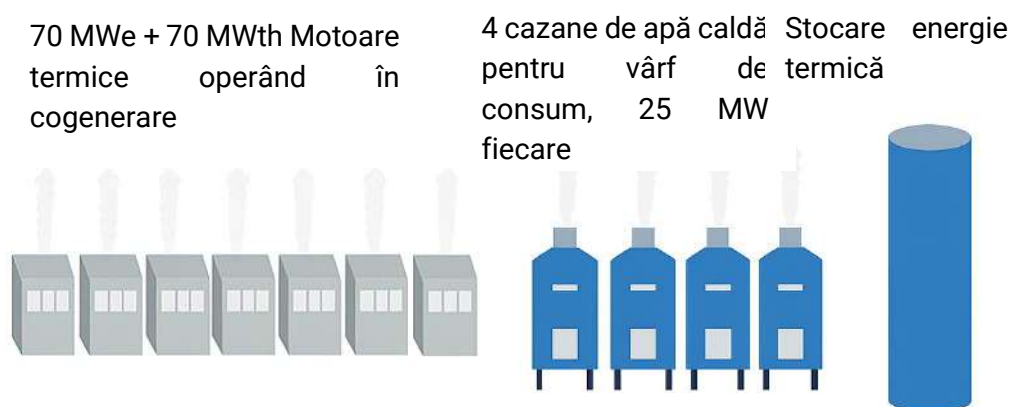
Într-un exemplu teoretic simplu, pentru o centrală cu eficiențe de referință de 52% pentru energie electrică și 90% pentru energie termică și eficiențe brute efective de 35% pentru energie electrică și 45% pentru energie termică, acest lucru se traduce printr-un raport energie electrică-energie termică de 0,78 și o eficiență globală de 80%. Pe baza acestei abordări, circa 42% din combustibil este alocat energiei termice și 58% energiei electrice. În consecință, costul producerii unui MWh de energie termică într-o astfel de centrală de cogenerare este de aproximativ 312,6 RON. Acesta crește la aproximativ 382 RON/MWh atunci când se include costul emisiilor de CO₂, presupunând un preț al cotelor de 70 EUR/tCO₂eq. Această valoare nu ia în considerare costurile de exploatare, transport și aprovizionare, luând în calcul doar costul de producție. În cazul utilizării cazanelor de apă fierbinte pentru acoperirea cererii de energie termică, o soluție aplicată în principal pentru acoperirea sarcinii de vârf, costul de producție este chiar mai mare de 445 RON/MWh.

Tabelul 6. Estimarea costului de producție pe tehnologie

Costul de producție pe tehnologie	Cost RON/ MWh (inclusiv CO2)
Centrală de cogenerare de înaltă eficiență	38
Boilere de apă caldă (CAF)	44

Sursa: Evaluarea EPG

Adăugând costurile de exploatare și întreținere, împreună cu tarifele de transport, distribuție și furnizare, și luând în calcul pierderile de rețea de 20%, costurile realiste pe MWh de energie termică ar fi de 770 RON/MWh pentru CHP și 760 RON/MWh pentru CAF, cu TVA inclus. Acest preț poate fi redus prin diverse mecanisme de partajare a costurilor, un exemplu fiind schema de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență, care este inclusă în orice factură de energie electrică a consumatorilor.

Figura 20. Ilustrarea schematică a unei centrale de cogenerare potențial construită în Craiova

Sursa: Evaluarea EPG

Figura 20 ilustrează principiul de funcționare al unei centrale de cogenerare echipată cu șapte motoare cu ardere internă, patru cazane de apă fierbinte pentru de vârf de consum și un rezervor de stocare a energiei termice. Spre deosebire de soluția inițială propusă pentru finanțare în cadrul PNRR (două turbine cu gaz și o turbină cu abur cu capacități de 295 MWe și, respectiv, 256 MWth), configurația actuală oferă o mai mare flexibilitate. Aceasta include șapte motoare termice care produc 70 MW atât de energie electrică, cât și de căldură, în timp ce orele de vârf ale cererii sunt acoperite de patru cazane de apă caldă. În plus, este prevăzut un rezervor de stocare termică pentru a echilibra sistemul în perioadele cu cerere redusă de căldură.

Cererea de energie termică în Craiova este semnificativă, iar construirea unei noi centrale pe gaz nu rezolvă în sine provocarea decarbonizării sistemului de încălzire centralizată. O posibilă utilizare a biometanului în amestec cu gaz natural ar contribui la reducerea emisiilor. Deși se preconizează că majoritatea centralelor de cogenerare aflate în prezent în curs de dezvoltare la nivel național, inclusiv cea din Craiova, vor putea încorpora până la 20%

hidrogen, este puțin probabil ca hidrogenul să fie utilizat pe scară largă în acest sector, din motive legate de costuri.

Pe de o parte, utilizarea hidrogenului ar necesita o infrastructură dedicată sau conversia unor segmente ale rețelei de gaze existente. O tranziție treptată este dificil de implementat, având în vedere infrastructura învechită și riscurile la care ar fi expuși consumatorii casnici, deoarece aceeași rețea de distribuție alimentează atât marii consumatori industriali, cât și clienții rezidențiali. Se preconizează că hidrogenul va rămâne un produs scump, dar utilizarea altor gaze curate, cum ar fi biometanul, este mult mai realistă.

3.3.2. Soluție cu pompă de căldură de mare capacitate

Pentru o pompă de căldură de mare capacitate, de 50 sau chiar 100 MWth, ponderea apei prelevate din debitul râului Jiu ar fi de până la 6,3% (din debitul mediu multianual) în cazul unei unități de 100 MW care funcționează cu o diferență de temperatură redusă (într-un sistem cu circuit deschis). Dacă diferența de temperatură crește, procentul de apă necesar scade proporțional. În cazul unui sistem cu circuit închis, căldura este extrasă din râu prin serpentine submersibile sau schimbătoare de căldură dedicate.

Tabelul 7. Debitul volumetric necesar pentru pompa de căldură

Variația de temperatură (K)	Debit volumetric necesar (m ³ /s)	Procentul volumetric de apă preluat din râul Jiu (%)
COP = 4, Q = 100 MWth, W = 25 MWe		
$\Delta T = 3$	5,97	6,3
$\Delta T = 5$	3,58	3,77
COP = 3, Q = 100 MWth, W = 33 MWe		
$\Delta T = 3$	5,34	5,6
$\Delta T = 5$	3,2	3,37
COP = 4, Q = 50 MWth, W = 12,5 MWe		
$\Delta T = 3$	3	3,14
$\Delta T = 5$	1,8	1,9
COP = 3, Q = 50 MWth, W = 16,7 MWe		
$\Delta T = 3$	2,68	2,9
$\Delta T = 5$	1,6	1,7

Sursa: Evaluarea EPG

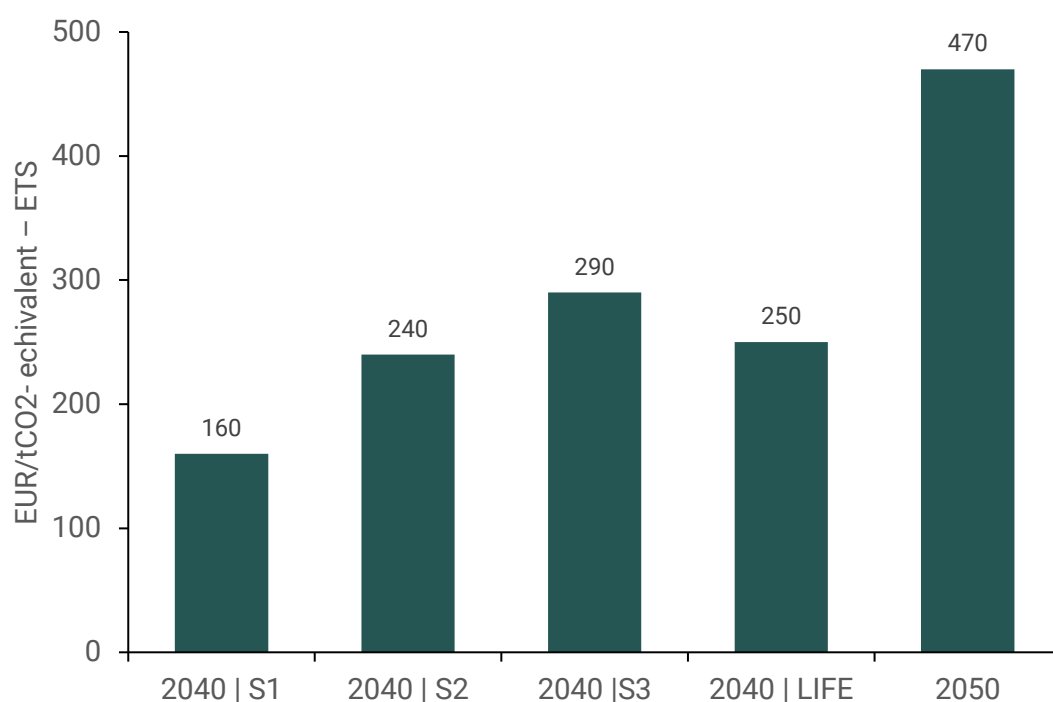
Deși gazul natural servește în continuare ca un combustibil de tranziție, autoritățile din Craiova ar trebui să exploreze cu seriozitate tehnologii alternative. Pe de o parte, investițiile în centrale pe gaz natural de mare capacitate sunt costisitoare, iar amortizarea lor este dificil de anticipat. Având în vedere politicile stricte de decarbonizare și creșterea costurilor gazelor naturale (prin ETS), se preconizează că tot mai mulți consumatori vor trece la instalații

electrice și vor renunța treptat la cele care funcționează pe gaz. Această tendință va exercita inițial presiune asupra rețelelor de distribuție a energiei electrice, care trebuie consolidate pentru a absorbi creșterea cererii, precum și asupra sectorului gazelor naturale, unde scăderea consumului va conduce cel mai probabil la costuri mai mari pentru consumatorii conectați rămași.

Instalarea unei pompe de căldură mari ce utilizează râul Jiu ca sursă de căldură nu este simplă. Ar fi necesară o nouă conductă de transport de la râu la rețeaua existentă de încălzire urbană, ceea ce ar implica atât timpul necesar pentru construcția propriu-zisă, cât și pentru o serie de proceduri administrative, inclusiv achiziționarea de terenuri și obținerea autorizațiilor.

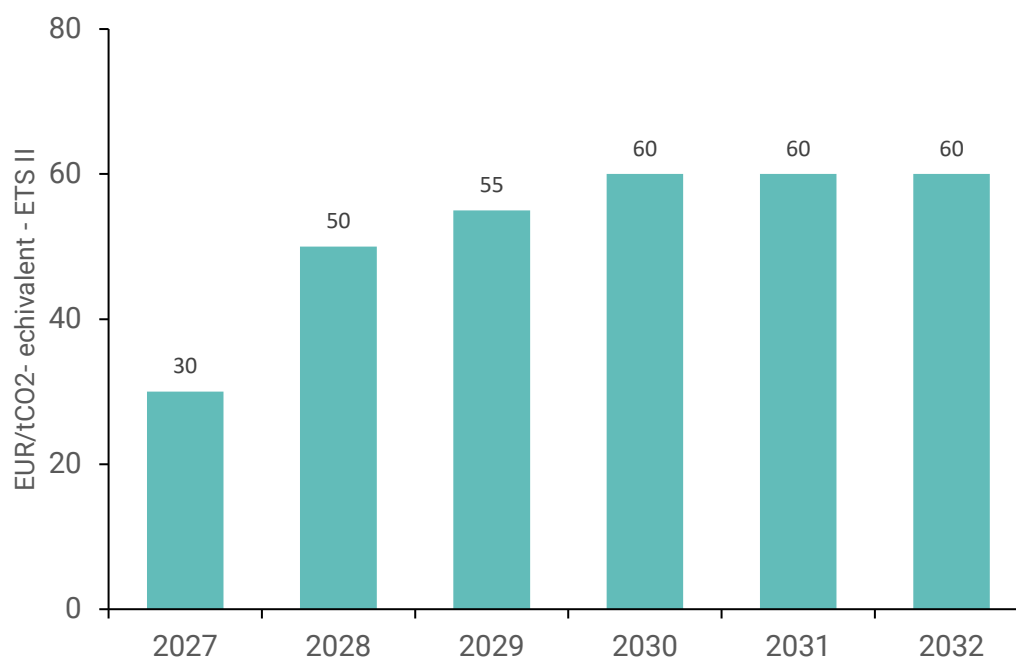
Pe termen lung, o abordare bazată pe capacități multiple de producție (de exemplu, pompe de căldură apă-apă etc.) este probabil opțiunea potrivită. Pe măsură ce se instalează mai multe surse regenerabile de energie, acestea oferă, până la un anumit punct, baza pentru prețuri mai mici. În schimb, prețurile gazelor naturale rămân dificil de prevăzut, costul cotelor de carbon urmând să facă gazul din ce în ce mai scump. Pe măsură ce raportul dintre prețul energiei electrice și al gazului se reduce, pompele de căldură devin un concurent serios. Cu toate acestea, este important să se urmeze o strategie locală cu obiective și pași clari.

Figura 21. Traectoria estimată de Comisia Europeană pentru prețul carbonului în cadrul ETS



Sursa: Evaluarea EPG pe baza [documentului de lucru al serviciilor Comisiei](#)

Figura 22. Traectoria armonizată pentru valoarea comună a estimării prețului carbonului ETS 2

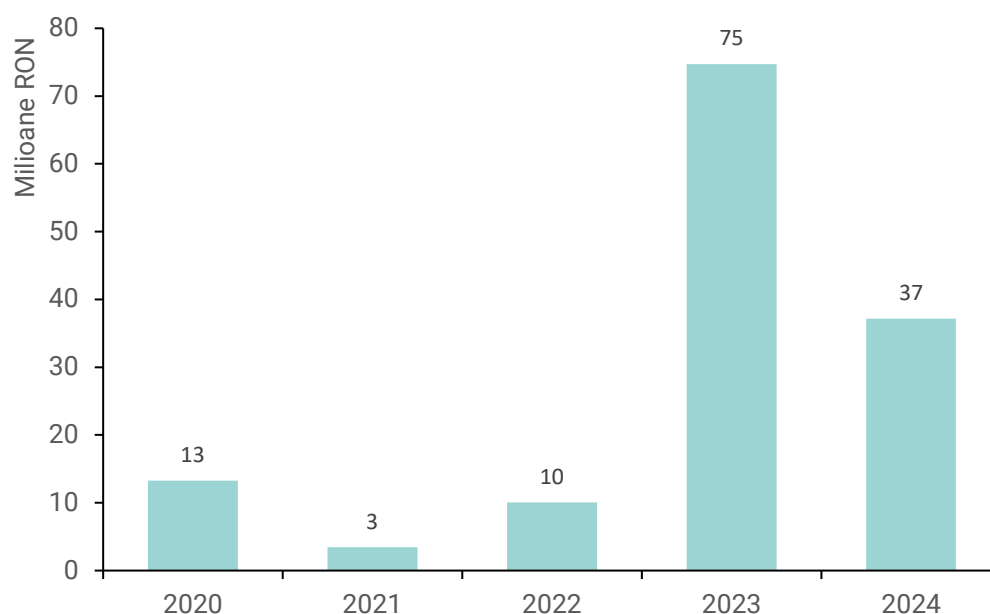


Sursa: Evaluarea EPG pe baza [comunicările Comisiei – Orientări pentru SCP](#)

În cadrul tranziției energetice, combustibilii fosili se confruntă cu creșterea costurilor carbonului. Figurile 21 și 22 prezintă scenariile de lucru ale Comisiei pentru prețurile certificatelor de emisii de CO₂. Pentru utilizarea combustibililor fosili în instalațiile industriale acoperite de ETS 1, valorile modelate ale carbonului ajung la 160-290 EUR/tCO₂eq în 2040 și la 470 EUR/tCO₂eq în 2050 – considerabil mai mari decât prețurile actuale ale carbonului.

ETS 2 va introduce un preț al carbonului pentru combustibilii fosili utilizați în sectorul de clădiri. Guvernul României a adoptat recent o decizie prin care propune o derogare până în 2031 de la termenul de 2027 prevăzut în directiva ETS. Rămâne de văzut cum se va poziționa Comisia Europeană în această privință (Guvernul României, 2025). De fapt, discuțiile recente dintre Comisie și mai multe state membre par să convergă către o amânare cu un an a intrării în vigoare a regulamentului, până în 2028.

Ipotezele de planificare ale Comisiei (în 2020) au utilizat referințe de preț de 30 EUR/tCO₂ în 2027, 50 EUR în 2028, 55 EUR în 2029 și 60 EUR în 2030-2032. Centralele individuale pe gaz și aparatele de gătit pe combustibili fosili vor avea un cost explicit pentru CO₂. Aceste cifre trebuie examinate cu atenție. În orice estimare de costuri, valorile pot varia. Dar nu este vorba doar de calcule pasive, ci de rezultate care pot fi influențate prin adoptarea de politici. România, ca țară cu producție semnificativă de energie termică și electrică și cu un consum ridicat de gaze naturale, trebuie să asigure accesibilitatea costurilor.

Figura 23. Subvenția anuală plătită de municipalitate

Sursa: Evaluarea EPG

În Craiova, subvenția pentru încălzirea centralizată a reprezentat o provocare majoră în ultimii cinci ani. În 2023, suma alocată de municipalitate a fost de peste 5,5 ori mai mare decât nivelul din 2020, în timp ce în ultimul an a fost de aproape trei ori mai mare. În total, în ultimii cinci ani, municipalitatea a contribuit cu peste 138 de milioane de lei la subvenționarea furnizării de energie termică în timpul sezonului rece.

3.3.3. Care este intensitatea emisiilor pentru fiecare tehnologie?

Căldura produsă din combustibili fosili are o încărcătură de carbon. Lignitul emite aproximativ 378 kgCO₂eq/MWh de căldură, păcura aproximativ 310, iar gazul natural aproximativ 224. O pompă de căldură modernă conectată la rețeaua națională existentă furnizează același MWh cu aproximativ 88 kgCO₂eq, astfel încât emisiile sunt reduse cu aproximativ 77% față de lignit, 72% față de petrol și 61% față de gaz. Opțiunile de căldură din surse regenerabile înregistrează sub 15 kgCO₂eq/MWh, ceea ce înseamnă o scădere de 93-96% față de alternativele fosile. Încălzirea cu rezistență electrică este de aproape 310 kgCO₂eq/MWh la mixul actual al rețelei, astfel încât electrificarea cu pompe de căldură este mai ecologică și mai economică în termeni de costuri de producție decât un simplu rezistor. De asemenea, pe măsură ce ponderea energiei regenerabile crește, emisiile continuă să scadă.

Tabelul 8. Intensitatea emisiilor pe sursă de producție

Sursa de producție a căldurii	kgCO ₂ eq/MWh	Sursă
Cărbune lignit	378	(IPCC, 2006), (EIA, 2024)
Păcură	310	(EIA, 2024)
Gaz natural	224	(EIA, 2024)
Rețea electrică (încălzire cu rezistență electrică vs pompă de căldură)	310/88	(COM UE, 2023)
RES	<15 eoliene, <43 PV, <25 hidro	(UNECE, 2021), (JRC, 2025)

Sursa: Evaluarea EPG

Tabelul 9. Estimarea emisiilor de CO₂ în Craiova pe baza sursei de căldură

Sursa de producere a căldurii	Estimarea emisiilor de CO ₂ [kt]
Lignit	206
Gaz natural	122
Rețea electrică (încălzire cu rezistență electrică vs pompă de căldură)	168/47
RES	16

Sursă: Evaluarea EPG pentru a acoperi cerința de 545 GWh/an

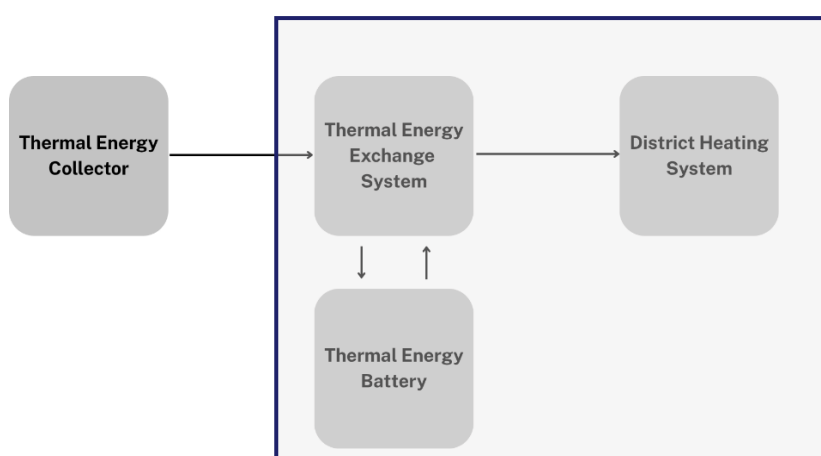
*Pentru funcționarea cu combustibili fosili, luăm în calcul emisiile alocate exclusiv încălzirii. În cazul cogenerării, vor exista emisii care vor proveni și din partea electricității.

4. Stocarea energiei termice

Stocarea energiei termice pentru sistemele de încălzire se bucură de un interes în creștere. La fel ca în cazul energiei electrice, energia produsă când cererea se află la un nivel scăzut poate fi utilizată la orele de vârf. În general, soluțiile de stocare sunt integrate în sisteme hibride cu rate mari de utilizare a energiei din surse regenerabile, din cauza profilului de generare variat al acestor tehnologii, aceste variații fiind intra-sezoniere sau intra-zilnice.

Fie că ne referim la stocarea pe termen scurt, la nivel de ore sau zile, sau la stocarea sezonieră, în principiu toate sistemele de stocare a energiei termice prezintă trei caracteristici principale: un colector, o baterie, și un mecanism de schimb de căldură. Colectoarele captează energia termică și o transferă în baterie prin intermediul mecanismului de schimb, ridicând treptat temperatura la nivelul dorit. Ulterior, când sunt necesare servicii de încălzire, schimbul de căldură funcționează în sens invers, transferând de această dată energia termică către agentul termic, apă sau aer, care poate fi utilizat pentru alimentarea sistemului de DH.

Figura 24. Reprezentare schematică a principiului stocării energiei termice



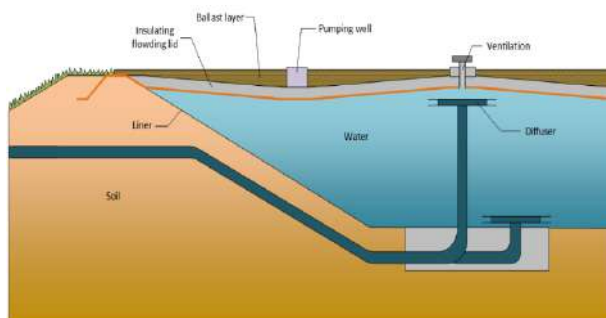
Tehnologiile de stocare a energiei termice există de zeci de ani în diferite părți ale lumii și în diferite iterații tehnologice, primele modele fiind construite pentru a deservi sisteme de încălzire centralizată la scară mică. În prezent, există un interes reînnoit pentru utilizarea stocării termice la scară largă pentru aplicații de încălzire centralizată, prin consumul energiei excedentare generate în lunile de vară. Există posibilitatea utilizării stocării energiei termice chiar și pe bază de combustibili fosili, dar aceasta depinde de arbitrajul între prețurile combustibililor din vară și iarnă, care trebuie să depășească costul de construcție al instalațiilor de stocare pe termen lung pentru a justifica investiția. Sursele de energie regenerabilă se bazează pe tehnologii de stocare care funcționează în jurul blocajelor sezoniere de producție și, prin urmare, multe exemple moderne de încălzire centralizată care folosesc energie regenerabilă utilizează o formă de stocare.

4.1. Tipuri de sisteme de stocare a energiei termice sezoniere

În funcție de configurația sistemului de încălzire centralizată al unui oraș, este posibil să se aleagă fie instalații cu capacități de stocare pe termen scurt, sau pe termen lung/sezoniere. În cazul stocării sezoniere, dependența de combustibilii fosili poate fi redusă semnificativ.

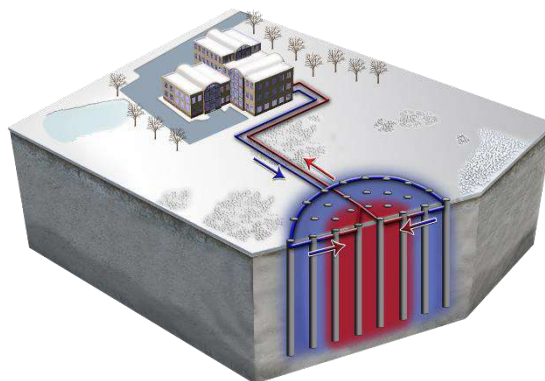
Stocarea energiei termice în rezervoare (TTES): Cuprinde un container mare, izolat, care stochează apă. Acesta încălzește apa în lunile de vară când costurile de producere sunt reduse, care poate fi extrasă în lunile de iarnă pentru încălzirea centralizată.

Stocarea energiei termice în gropi (PTES): Cuprinde o "groapă" în formă de piramidă inversată, umplută cu apă și alte materiale în suspensie și acoperită cu un sigiliu etanș la suprafață. Mediul de încălzire în sine nu este extras pentru DH dacă este format dintr-un amestec de apă și pietriș, în schimb, conductele de apă trec prin mediu, al cărui conținut este încălzit prin conducție.



Sursă: [Large and Growing Markets, 2020](#)

Stocarea energiei termice în foraje (BTES): constă dintr-o serie de foraje excavate care duc la un depozit subteran de rocă sau sol, care conține dublete pentru transferul de căldură. Apa caldă este injectată în aceste dublete în timpul verii pentru a încălzi depozitul, în timp ce apa rece este injectată în timpul iernii pentru a fi încălzită și utilizată pentru DH.

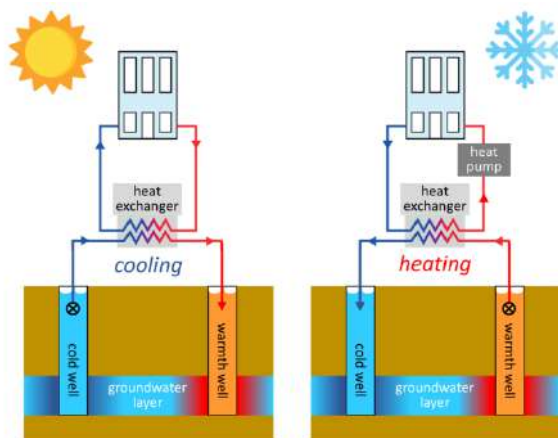


Sursă: [Underground Energy](#)

Stocarea energiei termice în acvifer (ATES): constă în două puțuri săpate în pământ. În timpul verii, apa subterană rece este extrasă dintr-un puț, trece printr-o clădire unde absoarbe căldura și răcește structura, înainte de a fi depozitată în al doilea puț. În timpul iernii, fluxul este inversat, încălzind clădirile.

Exemple recente de stocare sezonieră a energiei termice

Sistemele de stocare a energiei termice utilizate în secolul al XX-lea se bazau pe cazane alimentate cu combustibili fosili sau centrale cu cogenerare pentru încălzirea depozitelor de



apă (cu excepția sistemelor ATES), în timp ce acum aproape toate proiectele de stocare utilizată pentru sistemele de DH se bazează pe surse de energie regenerabilă pentru producerea de energie termică. Acest efort urmărește să rezolve neconcordanța dintre sezonabilitatea RES și perioadele în care este nevoie de încălzire. Intuitiv, oportunitățile de economisire prin arbitraj sunt mai mari prin utilizarea energiei electrice bazate pe RES, spre deosebire de arbitrajul între prețurile sezoniere ale combustibililor fosili, care au o diferență mai mică, deși încă mare. În sumă, noile dezvoltări pentru sistemele de stocare sezonieră sunt menite să valorifice condițiile specifice locației, printre acestea avem considerentele geologice, orele de lumină naturală, anotimpurile cu vânt și alți factori de mediu, permițând sisteme decarbonizate care să se amortizeze în mod fiabil, reducând în același timp prețurile termoficării pentru consumatori.

Exemple de sisteme de stocare sezonieră cu aplicații în sisteme de termoficare:

Exemplul unui rezervor de stocare în Berlin:

Figura 25. Stocarea energiei termice în rezervoare (sursă)

Una dintre cele mai noi adăugiri la capacitățile STES ale sistemului de încălzire centralizată din Berlin, sistemul TTES are o capacitate de descărcare de 2.600 MWh de energie termică. Acesta are o rată de retenție a căldurii de aproximativ 97% din energia termică stocată. Timpul de umplere a instalației este de două luni și depinde de captarea energiei eoliene în exces. Deși poate fi utilizat pentru stocarea intra-sezonieră, disponibilitatea excesivă a energiei eoliene în timpul iernii în Germania îl face utilizabil ca stocare pe termen scurt a energiei termice.



Un exemplu de proiect solar în Dronninglund, Danemarca:

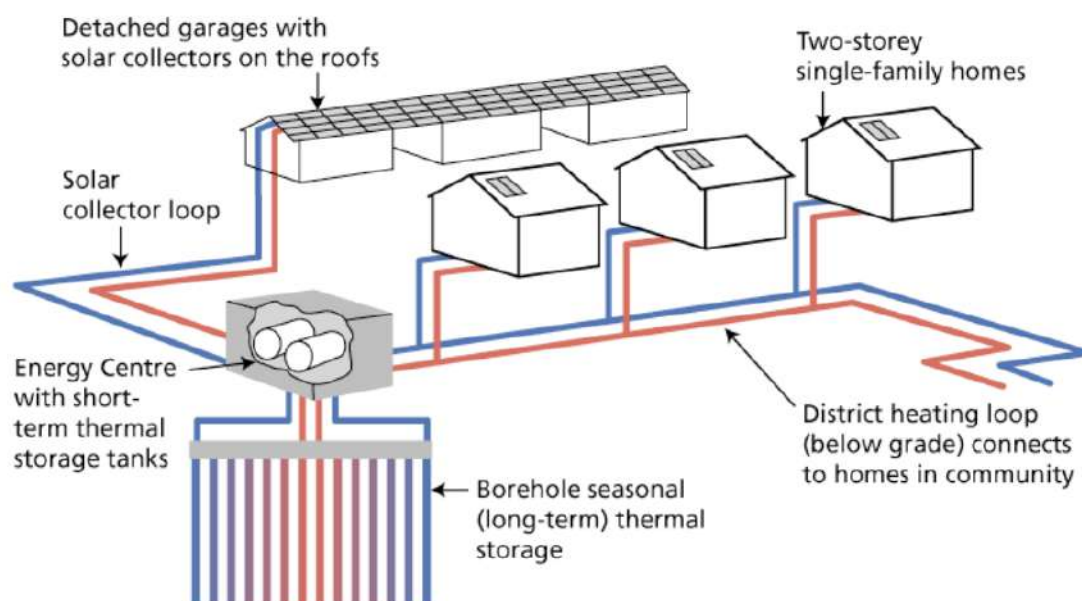
Unul dintre primele câmpuri solare la scară largă din Europa, pus în funcțiune cu scopul de a furniza energie termică centralizată către 1.350 de consumatori, cu un PTES atașat. Centrala solară are o eficiență energetică de aproximativ 40%, iar rata de retenție a energiei a sistemului PTES este de 95%. Costul total al proiectului a fost de aproximativ 15 mil EUR, cu o perioadă de recuperare a investiției de 25 de ani, pe parcursul căreia costul energiei termice pentru consumatori este redus la 60 EUR pe lună. Costurile proiectului au fost semnificativ mai mari, deoarece câmpul solar era o tehnologie emergentă la momentul respectiv.

Comunitatea energetică Drake Landing:

Un complex rezidențial din Canada, format din 52 de locuințe, echipat cu 800 de colectoare solare termice, a atins un nivel de suficiență energetică termică de 97% prin utilizarea sistemului BTES. Costurile de încălzire au fost menținute la un nivel fix de 41 EUR pe lună.

Este de menționat faptul că sistemul BTES a avut nevoie de patru veri pentru a atinge nivelul de căldură necesar, după care a fost utilizat timp de 17 ani înainte de a fi dezafectat.

Figura 26. Stocarea energiei termice în foraje – exemplu complex rezidențial din Canada



Sursa: [ISES Solar World Congress, 2017](#)

Sistemul ATES integrat al Universității Tehnice din Eindhoven:

TU/e a dezvoltat un sistem de stocare de energie termică în acvifer care a reușit să asigure încălzirea de bază la aproximativ 14 grade în timpul iernii. Acest sistem reușește să reducă cererea de încălzire în lunile de iarnă, deoarece clădirile sunt menținute la o temperatură constantă de 15°C. Este de remarcat faptul că acest sistem nu necesită căldură generată și transferă energia termică către puțuri prin schimbul de căldură cu clădirea. Există diferite opțiuni pentru sistemele de stocare a energiei termice și multe exemple de bune practici din alte țări. În timp ce soluțiile pe termen scurt pot fi integrate în sistemele existente, stocarea pe termen lung implică dimensiuni considerabile și necesită o abordare mai personalizată, care să țină seama și de modul în care este produsă energia.

Tabelul 10. Compararea diferitelor tehnologii de stocare sezonieră a energiei termice

Tipul sistemului	Temperatura maximă de stocare	Cerințe geologice	Scalabilitate	Interval de eficiență	Interval CAPEX	OPEX interval
	°C	-	Nr. de consumatori rezidențiali		EUR/kWhth	EUR/kWhth
TTES	95	Scăzut	1 – 8.000	70	0,7 – 5,6	130 – 260
PTES	90	Scăzut	10 – 8.000	55	0,5 – 2,9	47
BTES	70	Ridicat	1 – 1.000	20 – 76	0,4 – 0,8	81
ATES	65	ridicat	5 – 10.000	45 – 77	~0,05	51 – 265

Sursa: [ScienceDirect, 2021](#)

Tabelul 10 conține o comparație între cele patru tehnologii de stocare a energiei termice descrise mai sus. În această analiză sunt luate în considerare numai tehnologiile mature de stocare a căldurii, care au fost implementate cu succes în diferite regiuni geografice din Europa.

Primul parametru relevant este temperatura maximă de stocare. În cazul în care sistemul de stocare este amplasat la o distanță relativ mare de utilizatorul final, temperatura mediului de stocare trebuie să fie cât mai ridicată posibil pentru a compensa pierderile din rețeaua de transport și distribuție. În majoritatea cazurilor, astfel de sisteme de stocare sunt însoțite de surse auxiliare de încălzire (pompe de căldură, centrale pe gaz, rezistențe electrice) care pot contribui fie cu energie termică suplimentară la agentul de încălzire care părăsește sistemul de stocare, fie cu un flux suplimentar la furnizarea de energie termică. Din acest punct de vedere, pentru cele două cazuri studiate (Drobeta și Craiova), sistemele TTES și PTES par a fi cele mai convenabile, deoarece stochează energie la temperaturi ridicate, de peste 90°C.

Aceleași sisteme sunt mai puțin exigente în ceea ce privește condițiile geologice care trebuie îndeplinite pentru funcționarea nominală. În timp ce BTES și ATES necesită o structură adecvată a solului și, în cazul ATES, un acvifer natural, TTES și PTES nu depind de astfel de parametri geologici. Scalabilitatea sistemului este dată de numărul de consumatori care pot fi deserviți prin încălzire cu energia stocată în sistem. Deși acest parametru este foarte variabil în ceea ce privește izolația termică a locuințelor, regiunea climatică și alți factori, comparația oferă un ordin de mărime al energiei termice care ar putea fi stocată de sistem.

Eficiența sistemului de stocare este dată de raportul dintre energia termică introdusă și energia descărcată pentru încălzire. Majoritatea sistemelor existente utilizează energia solară. Prin intermediul colectoarelor solare, energia termică este acumulată în timpul sezonului cald, ceea ce duce la o creștere lentă și treptată a mediului de stocare termică. Unele sisteme utilizează și energia geotermală, acolo unde este disponibilă.

O analiză a CAPEX și OPEX a celor patru tehnologii, estimată pe baza proiectelor deja implementate și raportate în literatura de specialitate, relevă faptul că aceste costuri depind în mare măsură de configurația reală și de profilul de utilizare al sistemului de stocare. Se poate observa că costul nivelat al căldurii (LCOH) distribuit de PTES este cel mai accesibil în prezent, comparabil cu (sau doar puțin mai mare decât) costul căldurii produse de sistemele mai tradiționale, cum ar fi centralele pe gaz sau chiar pompele de căldură. Valorile LCOH din tabelul 10 au trei componente: o componentă legată de aportul de energie regenerabilă (în acest caz, reprezentată de colectoare solare), o componentă pentru stocarea termică în sine (mediul de stocare, containerul sau reactorul și dispozitivul de încărcare/descărcare) și o componentă legată de dispozitivul auxiliar de încălzire (pompa de căldură).

Prin urmare, având în vedere combinația factorilor menționați mai sus, sistemele PTES par a fi cele mai potrivite pentru modernizarea sistemului de încălzire centralizată din Drobeta și Craiova. Pentru o performanță optimă a sistemului de stocare a energiei, acesta ar trebui să fie cuplat cu unul sau mai multe module de pompe de căldură care să completeze energia descărcată din stocare în perioadele de vârf ale cererii. Energia termică a PTES și a pompelor de căldură poate fi considerată fie ca o completare a unei surse directe de căldură (CHP sau o centrală pe gaz), fie ca un sistem modular autonom, care poate furniza 100% din cererea de încălzire, prin selectarea numărului și a pozițiilor geografice ale modulelor. Un sistem hibrid poate fi conectat direct la rețeaua de transport și distribuție existentă, minimizând astfel investițiile suplimentare și durata dezvoltării.

5. Compararea tarifelor cu încălzirea centralizată din alte orașe europene

În multe orașe europene, pompele de căldură la scară largă reprezintă o parte semnificativă din producția de încălzire centralizată, ceea ce se reflectă în prețurile mici pentru consumatori.

În Copenhaga, unde pompele de căldură cu apă de mare, recuperarea căldurii din apele uzate și rezervoarele mari de stocare termică sunt deja integrate în sistemul urban de încălzire centralizată, prețurile pentru încălzirea rezidențială sunt de ordinul a 0,10-0,12 EUR/kWh, ceea ce corespunde aproximativ la 500-600 RON/MWh (Hofor, 2025). Serviciile de utilități daneze beneficiază de tarife preferențiale la energia electrică pentru pompele de căldură și de acces la surse regenerabile de energie la temperatură scăzută, ceea ce menține prețul căldurii stabil și previzibil pentru utilizatorii finali, în ciuda volatilității ridicate a prețului gazelor după 2022. Copenhaga își extinde în prezent utilizarea pompele de căldură industriale bazată pe apa preluată din mare la Nordhavn și în alte zone portuare pentru a reduce și mai mult consumul de gaze naturale. Aceste sisteme sunt operate ca parte a unei eliminări treptate complet planificate a centralelor individuale pe gaz din clădiri. Acest lucru face din Copenhaga unul dintre cazurile de referință în Europa pentru încălzirea urbană competitivă cu emisii reduse de carbon.

În Aalborg, căldura reziduală industrială provenită de la fabrica de ciment Aalborg Portland și pompele de căldură ce utilizează apa din mare la scară largă sunt integrate în sistemul urban de încălzire centralizată, astfel tarifele pentru încălzirea locuințelor sunt de aproximativ 0,13 EUR/kWh, inclusiv TVA, ceea ce corespunde cu aproximativ 650-700 RON/MWh (Aalborg Forsyning, 2025). Încălzirea centralizată acoperă deja aproximativ 80% din cererea de căldură a municipaliității și 99% din cea a orașului, căldura excedentară provenită din producția de ciment alimentând aproximativ 30 000 de locuințe și furnizând aproximativ 1,3 milioane GJ de căldură pe an. Aalborg construiește una dintre cele mai mari centrale termice cu pompă de căldură pe bază de apă de mare din lume – o instalație de 177 MW care se preconizează că va furniza până la 700.000 MWh de căldură anual și va acoperi o treime din cererea totală de încălzire urbană a orașului, utilizând CO₂ ca agent frigorific și energie electrică sub surse regenerabile (Aalborg Forsyning, 2025).

Berlinul se îndreaptă în aceeași direcție, dar dintr-un punct de plecare diferit. Rețeaua de încălzire centralizată din Berlin (deținută din 2024 de Berliner Energie und Wärme, fostă Vattenfall Wärme Berlin) este cea mai mare rețea de încălzire centralizată din Europa de Vest. Operatorul înlocuiește în prezent cogenerarea pe bază de cărbune și gaz cu pompe de căldură mari alimentate cu apă din râuri și ape uzate, plus stocare termică sezonieră. Prețurile actuale ale încălzirii urbane rezidențiale în Berlin sunt de obicei cuprinse între 0,12 și 0,20 EUR/kWh, ceea ce corespunde la 600-1000 RON/MWh, cu o medie raportată de aproximativ 850 RON/MWh. Pentru noile produse „verzi” de încălzire, cum ar fi tariful Natur Mix, care acordă prioritate energiei regenerabile și recuperate, prețul de lucru publicat este de aproximativ 0,10-0,11 EUR/kWh, inclusiv TVA, ceea ce corespunde aproximativ 500-550 RON/MWh (BEW, 2025). Acest lucru indică faptul că pompele de căldură de mari dimensiuni și sursele de

temperatură scăzută pot menține prețurile într-un interval competitiv. Strategia pe termen lung de decarbonizare a Berlinului este explicită, indicând faptul ca orașul intenționează să treacă la încălzirea centralizată cu apă uzată, apă din râuri, căldură reziduală industrială și energie geotermală profundă până în 2045.

Alte orașe germane, precum Hamburg și Cottbus, dezvoltă în prezent pompe de căldură de mari capacități care utilizează apa din râuri și lacuri (lacul Ostsee din Cottbus) pentru a înlocui lignitul și gazul în încălzirea centralizată. Obiectivele publicate pentru tarifele rezidențiale în aceste sisteme decarbonizate sunt de obicei de 0,10-0,16 EUR/kWh, ceea ce corespunde la 500-800 RON/MWh. Hamburg raportează tarife pentru clienții noi de aproximativ 0,14 EUR/kWh (aproximativ 710 RON/MWh) pentru încălzirea bazată din ce în ce mai mult pe pompe de căldură de mare capacitate care utilizează apa din râuri și căldura industrială recuperată. Cottbus poziționează public viitorul său sistem de pompe de căldură care utilizează apa din lacuri ca fiind competitiv cu gazul și sub nivelul de 1.000 RON/MWh care apare în rețelele de termoficare germane de dimensiuni mai mici, bazate pe combustibili fosili (Wien Energie, 2025).

Viena se află în tranziție de la gaz și incinerarea deșeurilor către pompe de căldură de mari dimensiuni pentru ape uzate, energie geotermală și căldură industrială reziduală. Vienna Energie a anunțat o structură tarifară dedicată („Klima fit”) pentru noile racordări ale clădirilor, cu un preț al energiei de aproximativ 74 EUR/MWh (aproximativ 370 RON/MWh) înainte de taxele fixe de capacitate, și menține facturile de încălzire urbană rezidențială la nivel de oraș care corespund aproximativ cu 0,11-0,16 EUR/kWh (aproximativ 550-800 RON/MWh). Chiar și după ultima ajustare pentru sezonul de încălzire 2025/2026, Viena se numără printre cele mai ieftine sisteme majore de încălzire centralizată din Austria, chiar dacă reducerile aplicate în timpul crizei energetice sunt în curs de reducere. Autoritățile din Viena consideră că, în viitor, pompele de căldură la scară largă care utilizează apele uzate și căldura geotermală vor înlocui gazul natural și vor determina tariful. Acest lucru face parte din planul de a trece complet la RES și căldura reziduală pentru încălzirea centralizată din Viena până în 2040 (Wien Energie, 2025).

Linz urmează un model similar cu cel al Vienei, combinând valorificarea energiei din deșeuri, biomasa și pompe de căldură din ce în ce mai mari care preiau căldura din apele uzate și din surse industriale. Obiectivul comunicat de utilitățile austriece pentru aceste lanțuri de aprovizionare electrificate, cu temperatură scăzută, este de a menține tarifele de încălzire centralizată pentru consumatori la un nivel comparabil cu cel mai scăzut din Viena, de obicei în jur de 0,11-0,16 EUR/kWh (aproximativ 550-800 RON/MWh), în timp ce se renunță treptat la cogenerarea pe bază de combustibili fosili. Aceasta este aceeași nivel de costuri în care operatorii se așteaptă să funcționeze odată ce pompele de căldură de mari dimensiuni și stocarea termică vor fi complet integrate în rețea (Wien Energie, 2025).

Finlanda, în special Helsinki și Espoo, utilizează deja pompe de căldură mari pentru apele uzate și apa de mare, care acoperă o parte importantă din cererea de încălzire urbană. Deoarece aceste pompe sunt alimentate cu energie electrică relativ ieftină, cu emisii reduse de carbon, provenită din surse nucleare și hidroelectrice, și oferă factori de performanță sezonieri ridicați, costul efectiv al căldurii furnizate este de obicei de aproximativ 0,10-0,13 EUR/kWh (aproximativ 500-650 RON/MWh). Astfel de sisteme sunt utilizate de ani de zile și

sunt considerate un punct de referință pentru încălzirea urbană stabilă, ieftină și cu emisii reduse de carbon la scară metropolitană (Asociația Finlandeză pentru Energie, 2023).

Toate orașele menționate anterior converg către aceeași concluzie. Pompele de căldură la scară largă integrate în sistemul de încălzire centralizată, alimentate de surse stabile la temperatură scăzută, cum ar fi apa de mare, lacurile, râurile, apele uzate sau căldura reziduală industrială, și susținute de stocarea termică, pot menține tarifele rezidențiale în intervalul de aproximativ 500-800 RON/MWh fără a depinde de subvenții bugetare permanente. Pentru România, astfel de prețuri, ajustate în funcție de puterea de cumpărare, ar putea fi dificil de suportat pentru consumatori. Este important de menționat că prețurile încălzirii centralizate în majoritatea sistemelor europene sunt deja considerabil mai mari decât cele plătite în prezent de consumatorii casnici români, excluzând subvențiile municipale. Numai investițiile susținute în modernizarea sistemului, reducerea pierderilor și izolarea clădirilor pentru a reduce cererea de căldură pot duce la scăderea costurilor încălzirii centralizate în viitor.

6. Concluzii

Sistemele actuale de încălzire centralizată din Drobeta-Turnu Severin și Craiova se află într-un punct critic. Infrastructura este învechită, pierderile de căldură depășind pragurile acceptabile, iar costurile ridicate de întreținere erodând atât bugetul municipal, cât și bugetul consumatorilor. Dependența de un sistem învechit, bazat pe lignit și păcură, a dus la episoade recurente de poluare și la incompatibilitatea cu obiectivele naționale și ale UE în materie de decarbonizare. Povara financiară a subvențiilor, necesare pentru a menține accesibilitatea, a pus o presiune tot mai mare asupra bugetului local, fără a rezolva ineficiențele sistemice.

Comparația între soluțiile colective de încălzire centralizată și cele individuale este esențială pentru planificarea viitoare, în special pentru Drobeta. Centralele individuale pe gaz sau sistemele de încălzire electrică pot părea mai ieftine pe termen scurt, dar generează costuri externe semnificative. Centralele pe gaz blochează consumatorii în dependența de combustibilii fosili, generează poluarea locală a aerului (NOx și particule) și îi expun la volatilitatea prețurilor combustibililor. Încălzitoarele (radiatoarele) electrice sunt extrem de ineficiente și cresc facturile la energie electrică. În schimb, un sistem modernizat de încălzire centralizată bazat pe pompe de căldură alimentate cu energie din surse regenerabile sau alte tehnologii bazate pe energii regenerabile la care se adaugă măsuri de eficiență energetică oferă atât stabilitate a costurilor, cât și un impact redus asupra mediului pe termen mediu și lung.

Estimările de costuri din proiecte comparabile din județele Constanța, Vâlcea și Iași arată investiții cuprinse între 100 și 150 mil EUR pentru centrale de cogenerare sau pompe de căldură la scară largă, cu o capacitate termică de 150-160 MW. Deși aceste cerințe de capital pot părea ridicate, ele trebuie comparate cu costurile cumulative ale fragmentării: facturi mai mari pentru consumatori, costuri legate de sănătate din cauza poluării aerului și blocarea pe termen lung a infrastructurii fosile. În plus, instrumentele de finanțare ale UE, precum Fondul de Modernizare și politica de coeziune, pot reduce semnificativ povara financiară asupra autorităților locale dacă proiectele sunt pregătite în mod strategic.

Integrarea surselor regenerabile de energie nu este doar fezabilă, ci și necesară. Pompele de căldură apă-apă de mari dimensiuni care utilizează apa Dunării/Jiului sau apele uzate pot furniza valori ale COP de 3,5-4,5 ceea ce se traduce în prețuri competitive ale energiei termice, comparabile cu cele ale centralelor individuale pe gaz, dar fără amprenta de carbon asociată. În plus, astfel de sisteme permit integrarea viitoare cu producția de energie electrică din surse regenerabile și stocarea termică, sporind securitatea energetică și stabilitatea prețurilor.

Continuarea utilizării unui sistem centralizat de încălzire sau trecerea completă la soluții individuale este o decizie care trebuie luată rapid și comunicată consumatorilor. Desigur, un sistem modern nu implică doar producția și transportul, ci și contorizarea individuală. Calea durabilă constă într-un model modern de încălzire centralizată bazat pe energii regenerabile, care asigură accesibilitatea, reduce drastic emisiile și se aliniază angajamentelor pe termen lung ale României în materie de climă. Deși costurile de investiție sunt substanțiale, acestea sunt justificate de combinația dintre mecanismele de sprijin ale UE, cheltuielile operaționale reduse și beneficiile sociale și de mediu semnificative.

Cazul Craiovei demonstrează că estimările de costuri pentru o nouă unitate CHP pe gaz de înaltă eficiență, incluzând exploatarea și întreținerea, tarifele de rețea și pierderile de căldură, indică un cost livrat de aproximativ 760-770 RON/MWh pentru consumatori. Acest nivel este mai ridicat decât tarifele plătite astăzi, puternic subvenționate de municipalitate, evidențiind riscul fiscal al continuării dependenței de producția pe bază de combustibili fosili. În același timp, Craiova are o gamă mai largă de opțiuni de decarbonizare decât alte orașe. Pe lângă cogenerarea pe bază de gaz planificată, sistemul ar putea integra ulterior pompe de căldură apă-apă, utilizând râul Jiu, sau chiar pompe de căldură în punctele termice pentru a crește temperatura agentului termic, stocarea termică pentru a optimiza funcționarea și a reduce costurile de vârf, precum și eliminarea progresivă a centralelor costisite din cartiere sau de bloc. În plus, modernizările distribuite, cum ar fi pompele de căldură aer-apă în locul centralelor de bloc și panourile fotovoltaice instalate pe acoperișuri, pot reduce și mai mult dependența de combustibilii fosili.

Împreună, aceste măsuri oferă Craiovei multiple posibilități de a asigura un serviciu de încălzire centralizată fiabil și accesibil, decarbonizând în același timp treptat sistemul actual. A miza exclusiv pe o nouă centrală de cogenerare ar rezolva problema securității aprovizionării pe termen scurt, dar numai o strategie hibridă care combină cogenerarea cu tehnologii bazate pe energii regenerabile poate asigura stabilitatea costurilor pe termen lung, sustenabilitatea fiscală și alinierea la obiectivele climatice ale României.

Cele două municipalități trebuie să clarifice statutul sistemelor lor de încălzire centralizată. Atât Drobeta-Turnu Severin, cât și Craiova dețin propriile rețele de distribuție a energiei termice, în timp ce infrastructura de transport și activele de producție sunt operate de entități separate. Legislația UE stabilește cerințe distincte pentru producătorii de energie în cogenerare și pentru sistemele de încălzire centralizată. Astfel, un producător de energie în cogenerare nu este neapărat obligat să integreze energia regenerabilă sau căldura reziduală în sistemul de încălzire centralizată. În Drobeta-Turnu Severin, situația este și mai complexă, având în vedere că o nouă capacitate de producție, implică ca municipalitatea să identifice compania responsabilă de dezvoltarea și exploatarea acelui activ.

6.1. Drobeta-Turnu Severin – Încălzire urbană

Puncte forte	Puncte slabe
• Prezența unui sistem compact de încălzire centralizată • Apropierea de Dunăre • Cunoștințe tehnice existente • Capacitate adecvată a rețelei regionale	• Dependența de combustibili fosili • Lipsa unui operator SACET real • Pierderi termice ridicate • Substații învechite • Temperaturi de retur ridicate • Contorizare limitată a clienților • Constrângeri privind forța de muncă
Oportunități	Amenințări
• Pompe de căldură industriale prin valorificarea potențialului Dunării • Recuperarea căldurii din apele uzate • Accesarea subvențiilor UE și naționale • Potențială contorizare inteligentă și tarife în două părți (taxă fixă și variabilă) • Stocarea termică pentru reducerea vârfurilor de consum	• Migrarea clienților către sisteme individuale • Volatilitatea prețurilor la gaz și la certificatele ETS • CAPEX subfinanțat și întâzieri • Percepție publică negativă

Pași prioritari:

1. Elaborarea unei strategii locale clare care să încorporeze atât producția cât și alimentarea cu energie termică, respectiv definirea unui model de guvernare,
2. Proiectarea unui mix de aprovizionare și a unui plan de investiții cu costuri minime,
3. Dezvoltarea unui plan pentru SACET integrat cu reguli de distribuție bazate pe căldură,
4. Construirea unei instalații de producție – lansarea unui proiect de pompe de căldură de mari dimensiuni,
5. Reducerea temperaturilor de alimentare,
6. Implementarea contoarelor inteligente pentru toți consumatorii

6.2. Craiova – Încălzire urbană

Puncte forte	Puncte slabe
- Existența unui CET și a unui sistem de DH - Număr semnificativ de consumatori - Rețea extinsă de puncte termice - Noduri multiple de conectare pentru surse noi - Cerere considerabilă din partea sectorului public - Disponibilitatea terenurilor pentru noi active	- Dependență de combustibili fosili - Pierderi mari în rețea - Povară ridicată a subvențiilor - Echipamente termice învechite - Dezechilibre hidraulice - Temperaturi de funcționare ridicate - Dispozitive de conectare limitate
Oportunități	Amenințări
- Pompă de căldură de mare capacitate care completează producția CHP - Disponibilitatea terenurilor pentru noi active - Stocare termică pe termen scurt - Sisteme solare termice pe acoperiș cu stocare pe termen scurt - Răspuns la cerere prin tarife în două părți	- Continuarea utilizării combustibililor fosili - Volatilitatea prețurilor la gaz și la certificatele ETS - Subvenții epuizate - Întârzieri în finanțare și autorizare - Constrângeri privind forța de muncă pentru întreținere - Percepție publică negativă - Trecerea clienților la sisteme individuale

Măsuri prioritare:

1. Clarificarea parcursului și a modelului de operare al Craiova II
2. Elaborarea unei strategii locale clare care să încorporeze atât producția cât și alimentarea cu energie termică, respectiv definirea unui model de guvernare,
3. Elaborarea unui plan SACET integrat cu reguli de distribuție bazate pe căldură
4. Modernizarea rețelei de transport și distribuție, alături de punctele termice
5. Implementarea unei instalații de stocare a energiei termice
6. Lansarea unui program de eficiență energetică a clădirilor.

7. Recomandări de politici

- **Prioritizarea soluțiilor bazate pe energii regenerabile**

Autoritățile locale, cu sprijinul autorităților centrale, pot lua în considerare pompele de căldură la scară largă (apă-apă și aer-apă) ca element central al strategiei de modernizare a orașului Drobeta-Turnu Severin. Utilizarea Dunării ca sursă termică, împreună cu recuperarea căldurii din apele uzate, ar asigura o alimentare stabilă, regenerabilă și cu emisii reduse de căldură. În acest sens, Drobeta ar putea deveni un exemplu de bună practică în România, astfel încât alte orașe situate de-a lungul râurilor să poată adopta o abordare similară.

Craiova ar trebui, de asemenea, să ia în considerare tehnologii alternative și să nu se bazeze exclusiv pe centrale de cogenerare. Pe măsură ce prețurile certificatelor de carbon cresc și sistemul energetic integrează mai multă energie regenerabilă și stocare, pompele de căldură ar putea juca un rol important. Există și alte soluții/tehnologii care ar putea contribui în furnizarea de agent termic cum ar fi panourile solare termice, recuperarea căldurii reziduale, chiar și biomasa. Pe termen lung, centralele pe gaz vor avea dificultăți în a funcționa în mod economic.

- **Conservarea și modernizarea sistemelor de încălzire centralizată**

Protejarea rețelilor existente prin redimensionarea acestora în funcție de cererea reală, modernizarea infrastructurii pentru a reduce pierderile și integrarea surselor de căldură regenerabile și cu emisii reduse de carbon, cu sprijinul finanțării UE și naționale. Modernizarea rețelei trebuie să țină seama de conectarea noilor surse de producție de căldură și, prin urmare, să fie proiectată în termeni de debite hidraulice, inclusiv funcționarea viitoare la niveluri de temperatură mai scăzute.

- **Consolidarea eficienței energetice și a măsurilor privind cererea**

Reabilitarea termică a clădirilor trebuie accelerată pentru a reduce cererea cu până la 40-50%. Corelarea modernizării sistemelor de încălzire centralizată cu programele de renovare a clădirilor asigură dimensionarea corectă și rentabilitatea investițiilor în capacități de producție noi. O strategie clară și coerentă privind eficiența energetică a clădirilor are un efect direct asupra dimensionării corespunzătoare a capacității de producție.

- **Dacă o opțiune centralizată este prea complexă, se va dezvolta un model de încălzire semi-centralizat**

Atâta timp cât autoritățile locale din Drobeta nu dețin activele Halânga și construirea unei noi centrale bazate pe pompe de căldură în zona de sud a orașului este considerată prea dificilă, o alternativă este implementarea unei soluții semi-centralizate, și anume instalarea de pompe de căldură aer-apă în stațiile de schimb de căldură existente.

- **Utilizarea instrumentelor de finanțare disponibile**

Ar trebui îmbunătățit accesul la Fondul de Modernizare și la alte mecanisme financiare ale UE. Ar trebui prezentată o listă clară de proiecte, care să acorde prioritate integrării energiilor regenerabile, flexibilității rețelei și stocării, pentru a asigura absorbția la timp a fondurilor. De cele mai multe ori, autoritățile locale dezvoltă proiecte pentru a accesa fondurile disponibile, cu scopul de a rezolva o problemă imediată, și mai puțin o strategie pe care să o urmeze. În prezent, orientările strategice stabilite în Strategia pe Termen Lung de decarbonizare a României și Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice ar trebui să fie principalele motoare pentru canalizarea fondurilor către tehnologii curate în acest sector.

- **Promovarea cuplării sectoriale și a digitalizării**

Operatorul de DH ar trebui să integreze serviciile de electricitate, încălzire și răcire într-o platformă de gestionare digitală. Contorizarea inteligentă și întreținerea predictivă ar reduce pierderile și ar spori încrederea consumatorilor. În plus, producția de energie în sisteme hibride permite o gestionare eficientă a energiei, ceea ce poate reduce costurile.

- **Asigurarea echității sociale și a accesibilității**

Deoarece subvențiile reprezintă în prezent o povară pentru bugetele locale, reformele ar trebui să se concentreze pe reducerea costurilor de producție și îmbunătățirea eficienței. Măsurile sociale suplimentare (de exemplu, subvenții țintite pentru consumatorii vulnerabili) ar trebui să înlocuiască schemele de sprijin general.

Luate împreună, aceste tendințe confirmă starea fragilă a sectorului și întăresc necesitatea unor măsuri cuprinzătoare de modernizare. Abordarea pierderilor de-a lungul lanțului de producție și distribuție, îmbunătățirea eficienței rețelei și integrarea tehnologiilor mai curate sunt pași esențiali pentru restabilirea fiabilității și alinierea sistemului la obiectivele naționale și europene de decarbonizare.

Calea de urmat implică alinierea obiectivelor naționale la cerințele UE: investiții în renovarea rețelelor de încălzire, implementarea contoarelor inteligente și a monitorizării digitale și construirea de sisteme flexibile capabile să integreze diverse surse de energie. O astfel de tranziție nu numai că va ajuta România să își îndeplinească angajamentele asumate în temeiul EED și EPBD, dar va și spori reziliența, va îmbunătăți calitatea vieții în orașe și va debloca noi oportunități de finanțare prin fonduri europene.

Modernizarea sistemului de încălzire centralizată este mai degrabă o necesitate decât o opțiune, care va duce România de la un trecut bazat pe combustibili fosili către un viitor hi-tech, cu emisii reduse de carbon. Pentru a atinge aceste obiective, este esențial ca autoritățile centrale și locale să colaboreze în identificarea soluțiilor care pot fi transpuse în modernizarea rețelelor de încălzire centralizată. Autoritățile locale, în special, ar trebui să elaboreze planuri și strategii și să se asigure de punerea lor în aplicare. În același timp, autoritățile centrale ar trebui să direcționeze o parte mai mare din finanțare către soluții curate la nivel local, reducând în același timp sprijinul acordat tehnologiilor cu un viitor incert.

8. Bibliografie

Aalborg Forsyning, 2025. *Heat pumps reference case Aalborg*. [Interactiv]
Available at: https://www.everllence.com/docs/default-source/energy-factsheets/heat-pump-fact-sheets/everllence_factsheet_aalborg.pdf?sfvrsn=b4d613f3_5
[Accesat October 2025].

Aalborg Forsyning, 2025. *Residential customers (including VAT) at Aalborg Varme A/S*. [Interactiv]
Available at:
https://www.aalborgforsyning.dk/media/nwvb2qsd/takster_varme_privat_01012025.pdf
[Accesat October 2025].

Aalto University, 2019. *The role of district heating in decarbonization: insights from the case study on Helsinki region, Kaunas and Warsaw*. [Interactiv]
Available at: https://www.reeem.org/uploads/Syri_DH_syri_Vilna_04062019-2-min.pdf
[Accesat August 2025].

ANRE, 2024. *ORDINUL nr. 88 din 10 decembrie 2024*. [Interactiv]
Available at: <https://legislatie.just.ro/Public/DetaliuDocumentAfis/292826>
[Accesat September 2025].

BEW, 2025. *Price overview – District Heating “Nature Mix”, 4th Quarter 2025*. [Interactiv]
Available at:
<https://www.bew.berlin/binaries/content/assets/website/warme/fernwarme/q-bestandsvertrage/2025/preisubersicht--natur-mix-erganzung-fernwarme-natur-mix-q-pa-2025.pdf>
[Accesat October 2025].

Bloomberg, 2025. *Vienna Embraces Heat Pumps to Ditch Russian Gas*. [Interactiv]
Available at: <https://www.bloomberg.com/news/features/2025-01-24/vienna-bets-on-heat-pumps-to-decouple-it-from-russian-gas>
[Accesat September 2025].

DBDH, 2025. *Drinking water as heat source in new 6.5MW heat pump in Denmark’s oldest district heating network*. [Interactiv]
Available at: <https://dbdh.org/drinking-water-as-heat-source-in-new-6-5mw-heat-pump-in-denmarks-oldest-district-heating-network/>
[Accesat August 2025].

EEA, 2024. *Romania – air pollution country fact sheet 2024*. [Interactiv]
Available at: <https://www.eea.europa.eu/en/topics/in-depth/air-pollution/air-pollution-country-fact-sheets-2024/romania-air-pollution-country-fact-sheet-2024>
[Accesat September 2025].

EIA, 2024. *Carbon Dioxide Emissions Coefficients*. [Interactiv]
Available at: https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php
[Accesat September 2025].

EIB, 2024. *Hamburg district heat pump and distribution*. [Interactiv]
Available at: <https://www.eib.org/en/projects/pipelines/all/20210676>
[Accesat September 2025].

energie-experten, n.d. *Heidelberg Air Heating Plant. Air-source heat pumps and CHP units make district heating more climate friendly*. [Online]
Available at: <https://www.energie-experten.org/projekte/heidelberger-luftheizwerk-luftwaermepumpen-und-bhkw-machen-fernwaerme-klimafreundlicher>
[Accessed September 2025].

EPG, 2025. *Preparing Romania's District Heating Systems for the Future*. [Interactiv]
Available at: <https://www.epg-thinktank.org/preparing-romanias-district-heating-systems-for-the-future/>
[Accesat August 2025].

EU COM, 2023. *Commision Delegated REgulation 2023/1183*. [Interactiv]
Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32023R1185>
[Accesat August 2025].

EU COM, 2025. *Have your say on the EU's Electrification Action Plan and the Heating and Cooling Strategy*. [Interactiv]
Available at: https://energy.ec.europa.eu/news/have-your-say-eus-electrification-action-plan-and-heating-and-cooling-strategy-2025-08-28_en
[Accesat September 2025].

EU COM, n.d. *Heidelberg's District Heating Expansion*. [Online]
Available at: <https://eu-mayors.ec.europa.eu/en/heidelbergs-district-heating-story>
[Accessed August 2025].

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2024. *Rhine Supplies Thermal Energy via New Large-Scale Heat Pump*. [Interactiv]
Available at: <https://www.energieforschung.de/en/home/news/2022/rhine-supplies-thermal-energy-via-new-large-scale-heat-pump>
[Accesat August 2025].

Finnish Energy Association, 2023. *District Heating in Finland 2023*. [Interactiv]
Available at: https://energia.fi/wp-content/uploads/2024/05/District_heating_in_Finland_2023.pdf
[Accesat October 2025].

Fortum, 2024. *Suomenoja CHP plant*. [Interactiv]
Available at: <https://www.fortum.com/energy-production/chp-combined-heat-and->

[power/plants/suomenoja](#)
[Accesat September 2025].

globenergia.pl, 2024. *The heating plant of the future in Lidzbark Warmiński*. [Online]
Available at: <https://globenergia.pl/cieplownia-przyszlosci-w-lidzbarku-warminskim-juz-dziala-sprawdzamy-dlaczego-nazywana-jest-demonstratorem-technologii/>
[Accessed 2025 August].

Guvernul Romaniei, 2025. *Ordonanță de urgență a Guvernului pentru reglementarea unor măsuri fiscal-bugetare*. [Interactiv]
Available at: <https://e-consultare.gov.ro/w/2025/09/ordonanta-de-urgenta-a-guvernului-pentru-reglementarea-unor-masuri-fiscal-bugetare/>
[Accesat September 2025].

Hofor, 2025. *The price of district heating 2025 for private customers*. [Interactiv]
Available at: <https://www.hofor.dk/privat/priser-paa-forsyninger-privatkunder/prisen-paa-fjernvarme-2025-for-privatkunder>
[Accesat October 2025].

IEA, 2022. *The Future of Heat Pumps*. [Interactiv]
Available at: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/how-a-heat-pump-works>
[Accesat August 2025].

Ingenior huse, fără an *Heat pump - air/water - Svendborg District Heating*. [Interactiv]
Available at: <https://www.ingenioerhuse.dk/referencer/varmepumpe-luft-vand-svendborg-fjernvarme>
[Accesat September 2025].

Ingenior huse, fără an *Varmepumpe - luft/vand - Svendborg Fjernvarme*. [Interactiv]
Available at: <https://www.ingenioerhuse.dk/referencer/varmepumpe-luft-vand-svendborg-fjernvarme>
[Accesat August 2025].

IPCC, 2006. *Stationary Combustion*. [Interactiv]
Available at: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
[Accesat September 2025].

JRC, 2025. *Clean Energy Technology Observatory: Overall Strategic Analysis of Clean Energy Technology in the European Union: 2024 Status Report*. [Interactiv]
Available at: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139529>
[Accesat September 2025].

Klinger, 2023. *At Wien Energie, Georg Danzinger is working on the future of district heating. A plant with up to seven large-scale heat pumps is being built in Vienna.* [Interactiv]
Available at: <https://www.klinger-international.com/en/news/from-wastewater-to-district-heating-the-role-of-large-scale-heat-pumps-in-the-energy-transition/>
[Accesat September 2025].

MAN-ES, 2024. *Europe's Largest Fluvial Heat-Pump Bound for Cologne District Heating*. [Interactiv]

Available at: <https://www.man-es.com/company/press-releases/press-details/2024/12/16/europe-s-largest-fluvial-heat-pump-bound-for-cologne-district-heating>
[Accesat September 2025].

MAN-ES, 2024. *MAN Energy Solutions to Deliver Additional Heat Pump Unit for Aalborg's District Heating*. [Interactiv]

Available at: <https://www.man-es.com/company/press-releases/press-details/2024/07/17/man-energy-solutions-to-deliver-additional-heat-pump-unit-for-aalborg-s-district-heating>
[Accesat August 2025].

MAN-ES, 2024. *MAN Energy Solutions to Supply World's Largest Air-to-Water Heat Pump for Helsinki's District Heating*. [Interactiv]

Available at: <https://www.man-es.com/company/press-releases/press-details/2024/08/28/man-energy-solutions-to-supply-world-s-largest-air-to-water-heat-pump-for-helsinki-s-district-heating>
[Accesat September 2025].

MDLPA, 2023. *Metodologie calcul performanta energetica cladiri*. [Interactiv]

Available at: <https://aaecr.ro/wp-content/uploads/2023/01/Mc-001-2022-Metodologie-calcul-performanta-energetica-cladiri.pdf>

Ministerul Energiei, 2025. *Categorie: Masura de investitii I.3*. [Interactiv]

Available at: <https://energie.gov.ro/category/pnrr/masura-de-investitii-i-3/>
[Accesat August 2025].

Ministerul Energiei, 2025. *Categorie: Program chei*. [Interactiv]

Available at: <https://energie.gov.ro/category/fondul-pentru-modernizare/program-cheie-5/>
[Accesat August 2025].

multikoel energi, fără an *Heat pump provides green heat*. [Interactiv]

Available at: <https://multikoel.dk/portfolio-item/ffv-varme-faaborg/>
[Accesat August 2025].

Primarie Cluj, 2022. *Actualizare plan Urbanistic*. [Interactiv]

Available at: <https://files.primariaclujnapoca.ro/2022/01/12/23.pdf>
[Accesat Septembrie 2025].

RecensamantRomania, 2021. *Populația rezidentă pe sexe și grupe de vârstă*. [Interactiv]

Available at: <https://www.recensamantromania.ro/rezultate-rpl-2021/rezultate-definitive>
[Accesat August 2025].

RecensamantRomania, 2021. *Populatie, gospodarii, cladiri*. [Interactiv]

Available at: <https://www.recensamantromania.ro/rezultate-rpl-2021/rezultate-definitive>
[Accesat August 2025].

Romania Actualitati, 2024. *Municipiul Drobeta-Turnu Severin este pe cale să devină independent din punct de vedere energetic.* [Interactiv]

Available at: <https://www.romania-actualitati.ro/stiri/romania/municipiul-drobeta-turnu-severin-este-pe-cale-sa-devina-independent-din-punct-de-vedere-energetic-id200849.html>
[Accesat August 2025].

Silkeborg Forsyning, 2023. *Vi graver ud til fremtidens grønne fjernvarme.* [Interactiv]

Available at: <https://via.ritzau.dk/pressemeddelelse/13695487/vi-graver-ud-til-fremtidens-gronne-fjernvarme?publisherId=13560203>
[Accesat August 2025].

Stockholm Exergi AB, 2018. *Heat pumps in combination with district heating increases energy efficiency at Hammarbyverket.* [Interactiv]

Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/54/2018/12/annex-47hammarbyverket.pdf>
[Accesat September 2025].

SWR, 2025. *Richtfest für hochmodernes Rechenzentrum in Mainz.* [Interactiv]

Available at: <https://www.swr.de/swraktuell/rheinland-pfalz/mainz/kmw-baut-in-mainz-grosses-gruenes-rechenzentrum-100.html>
[Accesat September 2025].

The National Centre for Research and Development, fără an *Heating plant Future Euros Energy HC Plant.* [Interactiv]

Available at: <https://www.gov.pl/web/ncbr-en/heating-plant-of-the-future-euros-energy-hc-plant>
[Accesat August 2025].

UNECE, 2021. *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options.* [Interactiv]

Available at: https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA_final.pdf
[Accesat September 2025].

Wien Energie, 2024. *Vienna's large-scale heat pumps providing clean energy.* [Interactiv]

Available at: <https://positionen.wienenergie.at/en/projects/viennas-large-scale-heat-pumps/>
[Accesat September 2025].

Wien Energie, 2025. *District heating is becoming more expensive.* [Interactiv]

Available at: <https://wien.orf.at/stories/3324929>
[Accesat October 2025].

Wien Energie, 2025. *Heating season 2025/26: Adjustment of district heating discounts.* [Interactiv]

Available at: <https://www.wienenergie.at/pressrelease/heizsaison-2025-26-anpassung-bei-fernwaerme-rabatten>
[Accesat October 2025].

EPG este un think-tank independent, non-profit, dedicat politicilor energetice și climatice din România și Uniunea Europeană. Înființat în 2014, EPG funcționează ca un institut de cercetare în domeniul politicilor publice, fiind finanțat în principal prin granturi competitive, organizații filantropice și, într-o măsură limitată, proiecte din sectorul privat. EPG urmărește să promoveze un dialog fundamentat pe dovezi privind echilibrul dintre decarbonizare, competitivitate economică și echitate socială, implicând factori de decizie, industrie și publicul larg.

Scan for more
publications



epg-thinktank.org