

KEREKES LAJOS–MEZŐSI ANDRÁS

A kisvárosi, megújuló energiára épülő távhő versenyképességének vizsgálata közgazdasági modellezéssel

A dekarbonizáció egyik fontos területe a fűtési szektor, azon belül is a távfűtés karbonmentes termelésre való átállítása. Kutatásunkban arra keressük a választ, hogy Magyarországon, kisvárosi környezetben megvalósuló, megújuló energiára épülő távhőszolgáltatási rendszer milyen költségszinten lenne képes távhőt szolgáltatni. Ehhez egy általunk készített közgazdasági modellt használunk, amelyet három településre is alkalmaztunk. Elemzésünk unikális abból a szempontból, hogy integráltan vizsgálja a távhőhálózat bővítését és a különböző távhőtermelési technológiákat. A kutatás során megállapítottuk, hogy a megújuló konszolidáltabb gázárak mellett is közel vannak a versenyképességhez; alacsony fogyasztási mennyiség esetében a biomassza, magasabb fogyasztás esetében a geotermia is versenyképes lehet a földgáztüzeléssel szemben. A hőszivattyúk a referenciaesetben csak minimális szinten jelennek meg, ugyanakkor alacsonyabb áramár esetében e technológia jelentős elterjedését figyelhetjük meg: ez elsősorban alacsonyabb távhőfogyasztás esetében érvényesül. A napkollektorparkok egyik forgatókönyvben sem jelennek meg domináns technológiaként, ugyanakkor kis méretben kiegészítő jelleggel működhetnek.*
Journal of Economic Literature (JEL) kód: O21, C6, Q42.

Bevezetés

A hűtés-fűtés szektor az Európai Unió végső energiafelhasználásának mintegy 50 százalékaért (és az üvegházhatású gázok kibocsátásának 27 százalékáért) felelős, ezért annak dekarbonizációja az elmúlt évtizedben egyre hangsúlyosabbá vált az Unióban. A megújuló energiaforrásokból előállított energia használatának előmozdításáról

* A kutatás a Nemzeti Kutatási, Fejlesztési és Innovációs Alap (NKFI) által támogatott, 2020-3.1.3-ZFR-TEFH-2020-00002 számon nyilvántartott Dekarbonizált Mórahalom – geotermikus alapú fenntartható, kombinált zöldenergetikai mintaprojekt kistéleplések számára című projekt keretében valósult meg.

Kerekes Lajos, Budapesti Corvinus Egyetem Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (e-mail: lajos.kerekes@uni-corvinus.hu).

Mezősi András, Budapesti Corvinus Egyetem Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (e-mail: andras.mezosi@uni-corvinus.hu).

A kézirat első változata 2024. február 13-án érkezett szerkesztőségünkbe.

DOI: <https://doi.org/10.18414/KSZ.2025.2.178>

szóló irányelv arra kötelezi a tagállamokat, hogy 2021–2030 között a fűtési és hűtési ágazatban évi 1,3 százalékponttal növeljék a megújulóenergia-felhasználásuk arányát. A fenti célok elérésén dolgozó tagállamok az utóbbi években fokozatosan felismerték, hogy a fűtés dekarbonizációja elképzelhetetlen az épületállomány minél nagyobb részének a távfűtési rendszerekbe történő bekapcsolása nélkül.

Sorra készültek az épületfűtési stratégiák, amelyeknek egyik meghatározó elemévé vált a távhőpotenciál becslése, vagyis annak feltérképezése, hogy a hőfogyasztók mekkora hányada vonható be rentábilisan egy meglévő vagy új távfűtési hálózatba. A potenciálbecslések alapvetően a sűrűn lakott, kis területen nagy hőigénnyel rendelkező, „magas hősűrűségű” városrészek azonosítására épültek, ahol a jelentős hőfogyasztás indokolja a költséges távhőhálózati infrastruktúra kiépítését. E számítások eredményeképp több – elsősorban nyugat-európai – tagállam intenzív, nemritkán a távhőhálózatra csatlakozó fogyasztók számának megduplázását célzó hálózatfejlesztéseket hirdetett meg.

Kutatásunkban arra keressük a választ, hogy Magyarországon a megújuló energián alapuló távhőszolgáltatási rendszerek milyen költségszinten lennének képesek távhőt szolgáltatni. Ehhez egy általunk készített közgazdasági modellt használtunk, amelyet három településre is alkalmaztunk. A cikk első felében bemutatjuk a téma szempontjából releváns szakirodalmakat. Ezt követően az alkalmazott modellt és annak főbb bemenő paramétereit ismertetjük. Végül a modellezési eredményeket mutatjuk be a kiválasztott három magyarországi városra vonatkozóan.

Szakirodalmi áttekintés

Hőtérképek

A hőtérképeken mindenekelőtt adott település hőfogyasztási térképét értjük, amely azt mutatja, hogy a település különböző részein mennyi és milyen hőigényű fogyasztó található. Az egyes körzeteket az adott területen koncentrálódó hőfogyasztás alapján különböző színekkel jelölve könnyen azonosíthatók azok a településrészek, ahol különösen nagy a „hőszűrűség” ahhoz, hogy távhőfejlesztési projektet alapozhassanak rájuk. A térképen gyakran feltüntetik a meglévő kihasználatlan hőforrásokat (például vegyi üzemek, cukorgyárak, fémfeldolgozó üzemek, adatközpontok stb.) és az azokat a szolgáltatásba bevonható, magas hőszűrűségű körzetekkel összekötő lehetséges távhővezeték-szakaszokat is, így azok a jövőbeni fejlesztések kiindulópontjául szolgálhatnak.

A hőtérképek színei lineáris vagy területi alapú hőszűrűséget mutatnak: előbbi az egyéni távhővezetékre jutó éves hőfogyasztást, utóbbi egy egységnyi területen koncentrálódó (éves) hőfogyasztást mutatja, jellemzően egy hektáros vagy 200×200 méteres négyzetláncos felbontásban. A sötétebb színek jellemzően a nagy hőszűrűségű, ennélfogva távhőszolgáltatás kiépítésére alkalmas területeket/városrészeket jelzik. A szakirodalom (*Jalil-Vega-Hawkes* [2018], *Nussbaumer-Thallman* [2014], *Dochev és szerzőtársai* [2018], *Reidhav-Werner* [2008]) és a nemzeti hőstratégiák (*DECC* [2009], *Scottish Government* [2022]) jellemzően a 1,5–4,0 MWh/m lineáris, illetve a 32–50 TJ/km² területi hőszűrűséget tekinti a rentábilis távhőszolgáltatás kiépítéséhez szükséges alsó határnak.

A hőigénybecslés és a hőtérképek készítése történhet kérdőíves felméréssel, hagyományos statisztikai becslésekkel (adott területen belül található lakásállomány és átlagos hőfogyasztás alapján), földmegfigyelő műholdak segítségével történő (az épületek geometriai és hőtechnikai jellemzőit feltérképező) távméréssel (*Anand-Deb* [2023]) és térinformatikai rendszerekkel (*geographic information system, GIS*) vagy ezek együttes alkalmazásával.

A távhőpotenciált vizsgáló szakirodalom

Finney és szerzőtársai [2012] Sheffield város hőtérképét rajzolták fel, hogy annak segítségével meghatározhassák azokat a „hőzónákat”, amelyekben mind a hősűrűség, mind a hőforrások adottak a távhőrendszer fejlesztéséhez. A módszertan alapja térinformatikai rendszer (GIS) modellezése, a fogyasztói bázist képező épületek azonosítása, kategorizálása és azok hőfogyasztásának becslése. A szerzők azzal a feltételezéssel élnek, hogy az egy főre jutó sheffieldi energiafelhasználás megegyezik az átlagos országos fogyasztással. A hősűrűség és a népsűrűség között lineáris kapcsolatot feltételezve, illetve az egyéb épülettípusok (kórházak, oktatási, szabadidős intézmények) hőigényének megbecslése után azonosíthatók a magas hősűrűségű és a távhőszolgáltatásba bevonható városrészek. Ez megvalósulhat a meglévő távhővezetékek kiterjesztésével, illetve teljesen új területek bevonásával.

Novosel és szerzőtársai [2020] három lépésben számszerűsítette a hőfogyasztást. Első lépésben a szerzők az adott térség klimatikus jellemzője és az önkormányzati/földhivatali adatbázisok alapján meghatározták, hogy az egyes lakástípusokban (családi ház, társasház, sportcentrum, középület stb.) mekkora az egy négyzetméterre jutó átlagos fogyasztás, majd ezt az adott területen található lakástípusok teljes alapterületével megszorozva megkapták adott térség aggregált hőfogyasztását, illetve adott térség lakosság-száma alapján kiszámították adott térség egy főre jutó hőigényét. Ezt követően a vizsgált területet felosztották egyhektáros területekre (100 × 100 méteres négyzetekre), majd alulról építkezve (*bottom up*) meghatározták a hőfogyasztást: épület alapterülete × (épület magassága/szintmagasság) × az adott épülettípusra vonatkozó egységnyi hőfogyasztás (MWh/m²/év) értéke. Ez a megközelítés módszertanában lényegében megegyezik *Finney és szerzőtársai* [2012] megközelítésével. Végül felülről építkezve (*top down*) az adott térség aggregált hőfogyasztását térinformatikai rendszerek segítségével szétosztották az adott terület kis (egyhektáros) egységei között.

Ehhez felhasználják többek között az európai felszínborítottsági CORINE¹ térképeket, népsűrűségi térképeket, illetve a szabad felhasználású világtérképet, az Open Street Mapet (OSM),² és ezekből határozzák meg, hogy az adott területen egyhektáros bontásban mekkora a hősűrűség. A kétféle módon (*bottom up*, illetve *top down*)

¹ A CORINE egy európai térképes adatbázis, amely elég részletes felbontásban tartalmazza, hogy az adott területen milyen épített (épület, út stb.) vagy természetes környezet (erdő, mező stb.) van.

² Az OSM tartalmazza az épületeket térképes megjelenítésben. Ennek az adatbázisnak a jellemzője, hogy ezt a felhasználók fejlesztik, így az adatok azokra a településekre érhetőek el, amelyeket korábban egy felhasználó már bevitt.

kapott eredményeket összevetik, és a hősrűségértékeket pontosítják. A módszertan előnye, hogy olyan országokban és településeken is lehetővé teszi a hősrűség becslését és hőtérképek készítését, amelyek nem rendelkeznek a dániaihoz hasonló mélysegű és részletezettségű adatbázissal az épületállományról.

A fent ismertetett módszertan felhasználásával *Novosel és szerzőtársai* [2020] Zágráb városára készítették el a hőtérképet. Megvizsgálták, hogy az egyes területek távhőre való kapcsolása milyen költségek és hőárak mellett valósítható meg rentábilisan, és különböző paraméterek mellett a városi területek mekkora hányadán célszerű távhőrendszert kiépíteni. Meghatározták, hogy ha az értékesített távhőár különböző szintekkel meghaladja a távhőtermelés költség szintjét reprezentáló értéket (*levelised cost of heat, LCOH*), akkor mekkora az a maximális hálózatfejlesztési költség hektáronként, amely mellett a távhőszolgáltatás még rentábilisan képes működni.

Lund–Person [2016] Dánia példáján keresztül elemezte, hogy milyen az egyes távhőrendszerek hőszivattyúkkal kielégíthető távhőpotenciálja, és ez hogyan aránylik az egyes régiók lehetséges távhőfogyasztásához. Az egyes települések hőtérképét, a meglévő távhőrendszereket és a rendelkezésre álló hőforrásokat térinformatikai rendszer segítségével jelenítette meg. A hőszivattyúk hőforrásaként figyelembe vette az alacsony hőfokú ipari hulladék hőt, a szupermarketek árukészletének hűtésekor keletkező hulladék hőt, a szennyvízrendszer (hulladék) hőjét, a talajvizet és egyéb felszíni vízforrásokat (folyók, tavak) is. Előbbiek jellemzően olyan hőfokú energiaforrásokat jelentenek, amelyekre alapozva a hőszivattyús technológiával hatékonyabban lehet magasabb hőmérsékletű, távhőhálózatban is hasznosítható hőt termelni. A vizsgálat során csak azokat a hőforrásokat vette számba, amelyek a távhőhálózat 500 méteres körzetében helyezkednek el.

Torabi és szerzőtársai [2018] egy olasz város – Settimo Torinese – példáján keresztül mutatta be, hogy térinformatikai és statisztikai módszerek felhasználásával hogyan határozható meg egy terület energiafogyasztása. Első lépésben meghatározta, hogy egy típusépületnek – építés éve, fűtési rendszer, lakások száma – mekkora lehet a hőfogyasztása, ezt pedig összevetette a helyi távhőhálózat fogyasztóinak mért adataival. Ezt követően azon fogyasztók esetében, ahol rendelkezésre állt a tényleges hőfogyasztási érték, korrigálta az előzetesen megállapított értékeket, és egyfajta regressziót képzett az energiafelhasználásra vonatkozóan. Ezen minta segítségével korrigálta azon épületekre is hőfogyasztási becslést, ahol nem állt rendelkezésre pontosan mért adat. Megvizsgálta, hogyan befolyásolja az alapterület, az építés éve és egyéb jellemzői a lakások hőfogyasztását. Végül ezt kivetítette a teljes város lakásállományára. A kutatás csak a háztartásokat vizsgálta, az egyéb szektorok energiafelhasználását nem.

Petrović–Karlsson [2016] egy dán város lakóépületeinek az energiahatékonysági potenciálját határozta meg, és számszerűsítette, hogy különböző költség szinten végrehajtott felújítások mekkora addicionális hőenergia-megtakarítást eredményeztek, lényegében megalkotva az adott városra vonatkozó hőenergiafogyasztás-csökkentési költség görbét. A modellezéshez kombináltan használt statisztikai és térinformatikai eszközöket. Egy hőmodell segítségével 72 csoportba osztotta az épületeket (építés éve, méret stb.), és első lépésben ezek hőfelhasználását határozta meg. Ezt követően különböző felújítási lehetőségeket vett számba, amelyek fajlagos beruházási költségeit

1. táblázat

A távhőpotenciál-becsléssel és hőterkép-készítéssel foglalkozó szakirodalom összefoglalása

Publikáció	Vizsgált földrajzi terület	Cél	Alkalmazott módszer	Alkalmazott adatforrások típusai
<i>Finney és szerzőtársai</i> [2012]	Sheffield, Egyesült Királyság	Városi hőterkép megalkotása, új távhőkörezetek lehetséges bevonása	Népsűrűségből meghatározott energiafelhasználás	Népsűrűségi adatbázis
<i>Novosel és szerzőtársai</i> [2020]	Zágráb, Horvátország	Városi hőterkép megalkotása, új távhőkörezetek lehetséges bevonása	Épületállomány feltérképezése és a fajlagos energiafelhasználása az adott területen aggregált, országos adatokból	Épület-adatbázis, CORINE, OSM adatbázisok
<i>Lund-Person</i> [2016]	Dánia	Hőszivattyúk addicionális alkalmazási lehetősége alacsony hőfokú energiaforrásokhoz kapcsolódóan a távhőhálózatba	Térinformatikai és statisztikai módszerek	Korábbi kutatások hőterképét használják
<i>Torabi és szerzőtársai</i> [2018]	Settimo Torinese, Olaszország	Hőterkép megalkotása	Épületek aggregált adataiból becslés a hőfogyasztásra, amit a mért fogyasztók értékeivel kalibrálnak	Térinformaticai és statisztikai adatbázisok
<i>Petrović-Karllsson</i> [2016]	Ringkøbing-Skjern, Dánia	Energiacsökkentési görbe meghatározása	Hőfogyasztási modell, amely tartalmazza az épületek elhelyezkedését és főbb műszaki jellemzőit	Térinformaticai és statisztikai adatbázisok
<i>Nielsen-Moller</i> [2013]	Dánia	Távhőpotenciál meghatározása Dániára	Társadalmi költség-haszon elemzés	Dániai hőterkép

is meghatározta. A várható hasznokat és költségeket évesítette, és ebből határozta meg az „elhárítási” (hőenergia-megtakarítási) költséggörbét.

Nielsen-Moller [2013] azt vizsgálta, hogy Dániában mekkora potenciálja lehet a távhőrendszerek bővítésének, ha figyelembe vesszük a termelési, szállítási és elosztási költségeket, illetve a fogyasztók és a termelők térbeli elhelyezkedését. Ehhez a szerzőpáros egy társadalmi költség-haszon elemzést végezett el: azon területeket tekintette érdemesnek a távhőrendszer bővítésére, ahol a távhőszolgáltatás adók és támogatások nélkül számított költség-szintje alatta marad az egyéni hőszivattyúk költség-szintjének. A vizsgálathoz a dániai hőterképet használta, és azt vizsgálta, hogy a jelenlegi távhőhálózat bővítésével, illetve a jelenlegi távhőhálózatokon kívül

mekkora mértékű fogyasztót lehetne racionálisan bevonni a távhőhálózatba társadalmi hasznosság alapján.

Az 1. táblázat összefoglalóan mutatja az áttekintett szakirodalmi cikkek fontosabb céljait és alkalmazott módszereit.

Módszertan

Kutatásunk fő kérdése, hogy egy kisvárosi környezetben kiépítésre kerülő, megújuló energiára épülő távhőszolgáltatási rendszer milyen költségszinten lenne képes távhőt szolgáltatni, illetve melyek azok az adott hőigények mellett legolcsóbb megújuló technológiák, amelyekre a távhőtermelés alapozható, és mely tényezők hatnak ezekre a költségszintekre. Ennek érdekében megalkottunk egy olyan modellt, amellyel a távhőenergia-piac keresleti és kínálati oldala elemezhetővé válik egy hazai település esetében. Ez a modell adott távhőkereslet mellett meghatározza a legolcsóbb távhőtermelési kombinációt, figyelembe véve a hálózat specifikációját is.

A modellezés lépései

A modell három részre oszlik: a keresleti oldalra, a kínálati oldalra, illetve a hálózatra (1. ábra). A keresleti oldal magában foglalja egy adott településen a távhőellátásba bevonható fogyasztók keresletét, beleértve a teljes éves hőfogyasztást, illetve annak napi szintű lefutását. A kínálati oldalon a potenciális távhőtermelő létesítmények jelennek meg, míg a hálózat köti össze a potenciális fogyasztókat a távhőtermelő létesítményekkel, amelyek elhelyezkedése határozza meg a szükséges hálózat hosszát.

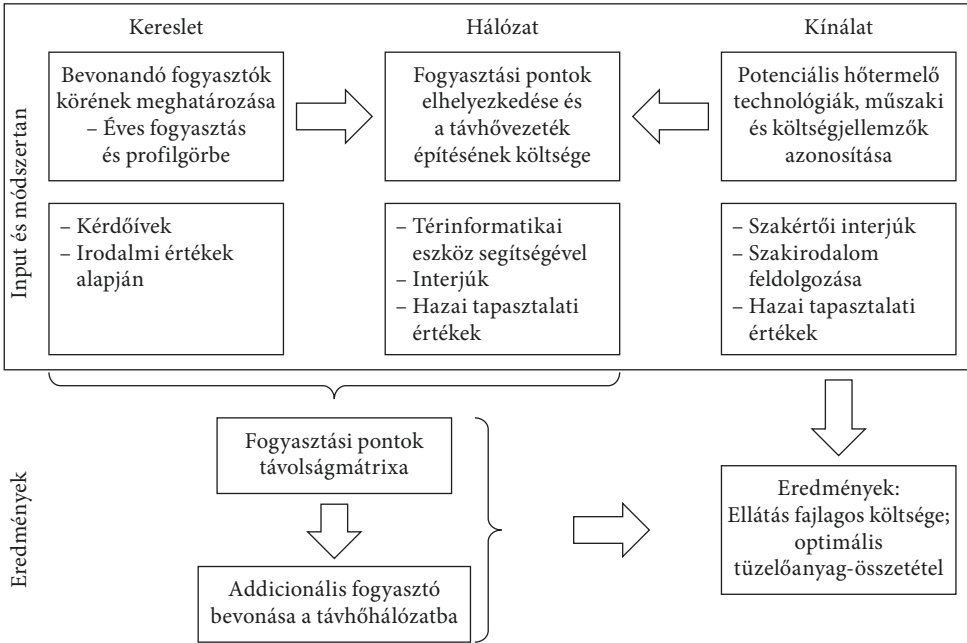
A modell első lépésben térinformatikai eszköz segítségével meghatározza a potenciális fogyasztók egymástól mért távolságát, így becslést tudunk arról adni, hogy mekkora hálózatépítési költség mellett lehet egy-egy új fogyasztót bevonni a távhőhálózatba. Ezt követően a modellezés során egy olyan optimalizációs eljárást alkalmazunk, amely meghatározza, hogy fokozatosan bővülő fogyasztói kört mekkora hálózati infrastruktúrával és milyen megújuló távhőtermelői technológiával (vagy technológiákkal) lehet a leginkább költséghatékonyan ellátni.

Keresleti oldal

A potenciálbecslés elsődleges, de nem kizárólagos feladata a potenciális távhőkereslet meghatározása közepes méretű települések (kisvárosok) esetében. Célunk a vizsgált településen bevonható fogyasztói kör éves fogyasztásának és a fogyasztás jellemző napi lefutásának meghatározása, amely feltételrendszer a modellezésünk alapját képezi. Feltételezzük, hogy egy kisvárosi távhőrendszer fogyasztói bázisát – a településszerkezetből és az épületállományból fakadóan – többlakásos társasházak hiányában a nagyobb hőigényű középületek adják.

1. ábra

A modellezés folyamata



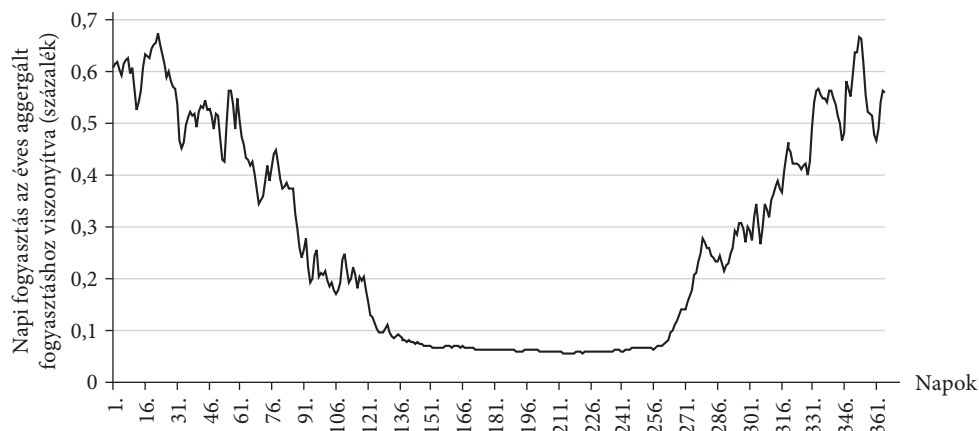
A kutatás során feltérképeztük azokat a közepes méretű (5–15 ezer fős) településeket, amelyek geológiai adottságai alapján nemcsak biomasszára, hanem geotermiára alapozott távhőtermelés is szóba jöhet. A települések körét leszűkítettük 8-10-re, majd összeállítottunk egy részletes kérdőívet a települési (elsősorban közületi) hőigények feltérképezésére, amelyet kiküldtünk az érintett önkormányzatoknak. A kérdőívben elsősorban a közösségi tulajdonban lévő épületek (iskolák, óvodák, egyéb közintézmények) éves hőfogyasztását vagy az azt reprezentáló tüzelőanyag- (jellemzően földgáz-) felhasználását, illetve egyéb, az épület hőfogyasztás szempontjából lényeges műszaki adatait (például alapterület, energetikai besorolás) kérdeztük meg. Emellett adatokat kértünk az egyéb nagy fogyasztású ipari, szolgáltatási vagy más gazdasági tevékenységet végző fogyasztási pontokra vonatkozóan is.

Három olyan település maradt, amelyre részletes adatszolgáltatást kaptunk, így a modellezést e három településre: Nyírbátorra, Gyomaendrődre és Kiskunmajsára végeztük el. A vizsgált három településre fogyasztási pontonként éves historikus (közelmúltbeli) fogyasztási értékek álltak rendelkezésre, amely adatok azonban nem tartalmazták az éves hőigény napi lefutásait. Ezeket a *REKK* [2020] tanulmányban használt értékek alapján számszerűsítettük, amelyek hazai távhőrendszerekben megfigyelhető átlagos hőfogyasztási görbéken alapulnak. A 2. ábra hőfogyasztási görbéje mutatja, hogy az adott napi fogyasztás a teljes éves aggregált fogyasztás hány százalékát adja.

A három település középületeinek éves hőfogyasztását mutatja a 3. ábra fogyasztási pontonként (felső ábra) és településszinten aggregálva (alsó ábra).

2. ábra

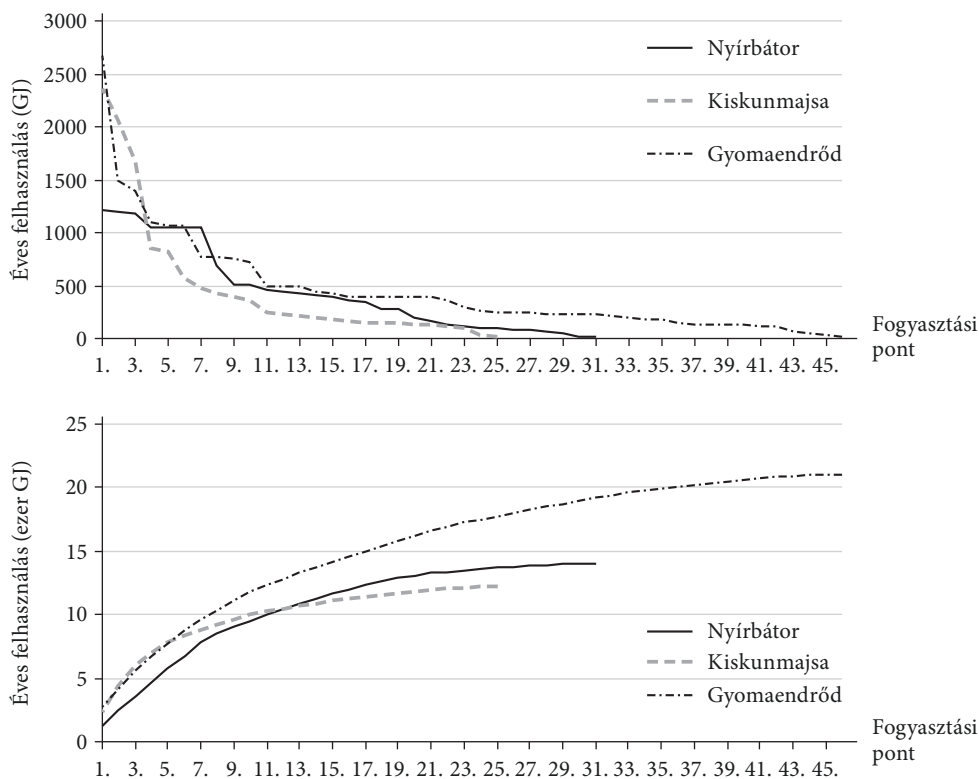
Az éves fogyasztási görbe alakulása



Forrás: REKK [2020].

3. ábra

Az egyes fogyasztók éves kereslete aggregálás nélkül (felső ábra) és aggregálva (alsó ábra) a három településre vonatkozóan, GJ



Forrás: saját szerkesztés kérdőívünk alapján.

A vizsgált három település közül a legnagyobb távhőfogyasztási potenciált Gyomaendrődön lehetett azonosítani, ahol a távhőrendszerbe bevonható középületek, illetve az ipari és szolgáltatási szektorban tevékenykedő vállalkozások teljes éves fogyasztása meghaladja a 20 000 GJ-t, és ezzel összefüggésben ezen településen sikerült a legtöbb lehetséges fogyasztási pontot azonosítani (46 darabot). Nyírbátor esetében elsősorban a középületek fogyasztását sikerült feltérképeznünk: az önkormányzattól kapott adatok alapján 31 különböző fogyasztási helyet azonosítottunk, amelyek összfogyasztását 14 000 GJ-ra becsültük a kapott adatok alapján. Kiskunmajsa szintén csak a középületekre vonatkozóan rendelkezünk fogyasztási adatokkal: itt a 25 fogyasztási ponthoz 12 200 GJ-os fogyasztás társul.

Kínálati oldal

A potenciálszámításnak a hőkereslet meghatározásán túl másik fontos összetevője a távhőtermelő létesítményekből álló kínálati oldal. A kínálati oldalon azt modelleztük, hogy adott hőfogyasztás, illetve éves és napi keresletlefutás esetén mi az optimális termelőikapacitás-mix, amely minimális költségek mellett képes a kereslet kielégítésére. A kínálati oldalon az alábbi távhőtermelő technológiákat vizsgáljuk:

- biomassza (faapríték-tüzelésű) kazán,
- geotermikus fűtőmű,
- napkollektorpark,
- hőszivattyú (környezeti hőre: levegőre, folyóvízre, talajhőre épülő),
- gázkazán.

Ahhoz, hogy meghatározhassuk, hogy mi az optimális termelési mix, a következő adatokat szükséges meghatározni minden egyes technológiára vonatkozóan:

- fajlagos beruházási költség,
- fix beruházási költség,
- éves működtetési fix költség,
- tüzelőanyag-költség,
- egyéb változó működtetési költség,
- a napkollektorok esetében meghatároztuk a napi kihasználtsági értékeket is.

A modellezés során az előremenő és a visszatérő hőmérsékleteket, valamint számos műszaki részletet figyelmen kívül hagyunk, lévén a cél a lehetséges távhőpiaci potenciál és távhőszolgáltatás várható költségszintjének meghatározása, nem pedig egy konkrét megvalósítási terv elkészítése.

A 2. táblázat összefoglalóan mutatja, hogy az egyes technológiák esetében milyen főbb műszaki és gazdasági paraméterekkel kalkuláltunk. Az érintett települések korlátozott távhőfogyasztási potenciálja miatt a vonatkozó értékeket csak 1–3 MW_{th} hőtermelő kapacitással rendelkező berendezésekre vizsgáltuk.

A távhőtermelési technológiák beruházási költségeit két részre osztottuk, egyrészt a kapacitástól függő (millió forint/MW) beruházási költségekre, másrészt pedig

2. táblázat

A vizsgált távhőtermelői technológiák műszaki és gazdasági paraméterei

Technológia	Élettartam (év)	Hatásfok* (százalék)	Beruházási költség** (millió forint/ MW)	Fix beruházási költség (millió forint)	Fix működési költség (millió forint/MW)	Változó működési költség (forint/GJ)
Biomassza	20	85	220	30	5,2	140
Földgáz	20	92	20	10	0,6	100
Geotermia	30	100	75	500***	14,0	0
Napkollektor	20	100	215	5	1,8	0
Hőszivattyú	20	350	375	5	15,4	0

* A hőszivattyú esetén feltüntetett hatásfoknak a hőszivattyú úgynevezett jósági fokát (*Coefficient of Performance, COP*) tekintettük, amelyet 3,5-nek vettünk.

** Az egyes távhőtermelő technológiák beruházási költségei a megépítendő távhőhálózatra történő csatlakozást biztosító bekötő vezeték beruházási költségét is tartalmazzák.

*** A geotermia fix beruházási költsége egy kútpárra vonatkozik, amely egy kitermelő és egy visszasajtoló kútból áll.

Forrás: saját gyűjtés REKK [2020], [2022], Danish Energy Agency [2021], [2023], Bossmann és szerzőtársai [2019], Grosse és szerzőtársai [2017].

a kapacitásoktól független (millió forint) fix (autonóm) beruházási költségekre. Ez utóbbi tartalmazza a projekt-előkészítés, a tervezés, illetve a geotermia esetében a kút-fúrás költségét is, mivel ezek (legalábbis a vizsgált mérettartományban) nem függenek attól, hogy mekkora kapacitást építünk ki. A fix beruházási költségek használatának a geotermikus beruházások esetében kiemelt fontossága van, hiszen itt a beruházási költségeket dominál a kút mélységével arányosan növekvő kút-fúrás költségei függetlenül attól, hogy a megfúrt kút mekkora hőtermelő kapacitással rendelkezik. A megfúrásra kerülő kút hőtermelő kapacitása előzetesen csak becsülhető, hiszen a tényleges hőkapacitás (MW_{th}) csak utólag, az adott mélységben található termálvíz tényleges hőfoka és vízhozama függvényében számítható ki. A hőtermelő kapacitás értéke még ebben az esetben sem kellően egzakt, hiszen az az alkalmazott hőlépcső (a kitermelt és a visszasajtoló víz hőmérséklet-különbsége) függvénye: ezt az határozza meg, hogy a termálvízben lévő hőenergia mekkora hányadát sikerül hasznosítani eltérő hőigényű fogyasztók távhőhálózatra történő csatlakoztatásával.

A fix éves működési költség azokat a költségelemeket tartalmazza, amelyek a termeléstől függetlenek (bérek, éves karbantartások), míg a változó működési költségek a termeléssel arányosan növekszenek. A tüzelőanyag-költségeket (a megvásárolt biomassza vagy földgáz költségét), illetve a hőszivattyúk és geotermikus kútszivattyúk által felhasznált villamos energia költségét ezek nem tartalmazzák, azt külön számoltuk el.

A fenti felsorolásból is látszik, hogy egyes tételek változó jellegűek (azaz arányosak a hőszolgáltatás mennyiségével), míg mások fix jellegűek. Ez utóbbiak további két részre bonthatók. Vannak az éves fix működési költséggel járó tételek (például

a távhőtermelő létesítmény fix üzemeltetési költségei), illetve léteznek olyan egyszeri, fix beruházási költségek, amelyeket hosszabb időtávra kell szétosztani. Ezek közé tartozik a vezetékeképítés költsége, illetve a távhőtermelő létesítmény beruházási költsége. A modellezés során feltételeztük, hogy a költségek reáláron változatlanok maradnak. A könnyebb követhetőség érdekében nem a teljes élettartam minden évére írtuk fel a bevételeket és hasznokat, hanem a beruházási költségeket osztottuk el a teljes élettartamra vetítve, amit a következő módon tettünk meg: vettük a beruházási költséget és az adott infrastruktúra élettartamát, amelyet évesítünk (annualizálunk). Ahhoz, hogy ezt pénzügyi szempontból helyesen tegyük, meg kellett határozni azon diszkontrátát, amellyel ezt a beruházást értékelni akartuk. Az annualizálást az alábbi képlet segítségével határoztuk meg:

$$\text{Éves annualizált költség} = \frac{INV}{AF(r, t)},$$

ahol:

INV : beruházási költség,

$AF(t, r)$: annuitásfaktor, amely függ az élettartamtól (t), illetve a diszkontrátától (r):

$$AF(t, r) = \frac{1}{r} - \frac{1}{r} \times \left[\frac{1}{(1+r)^t} \right].$$

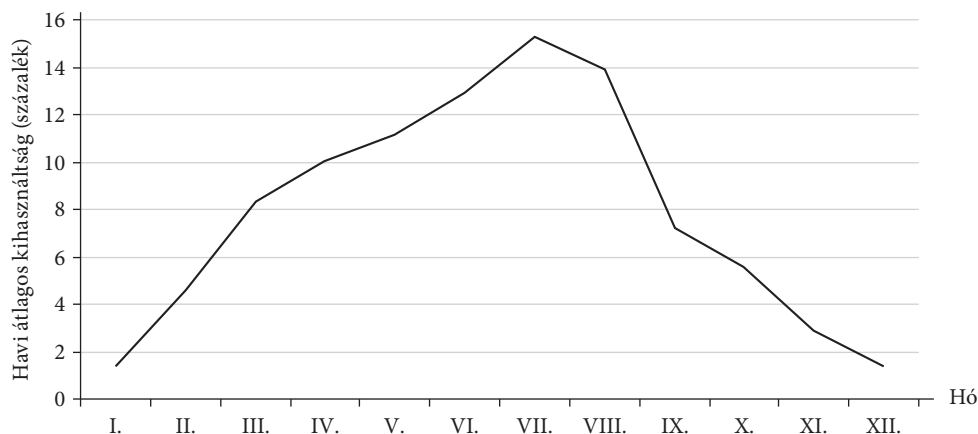
A modellezés során minden távhőtermelő technológia, illetve a vezetékeképítés esetében is 5 százalékos reáldiszkontrátát alkalmaztunk, azaz a jövőbeli költségeket és hasznokat ezen diszkonttényezővel „váltottuk át” a kezdeti időszaki árakra. Mivel reálértéket használtunk, ezért az inflációt is figyelmen kívül hagyhattuk, indirekt módon feltételezve, hogy minden költség azonos módon változik meg évről évre. Az 5 százalékos reáldiszkontráta feltételezése 1 százalékponttal haladja meg az európai közös érdekű projektek (*Project of Common Interest, PCI*) elemzésénél használt értéket (lásd *Mezősi és szerzőtársai* [2023]). Ugyanakkor mivel ezen tényezőre igen érzékenyek lehetnek az eredmények, ezért érzékenységvizsgálatot is végeztünk. Elemeztük, hogy mi történik, ha a reáldiszkontráta 3 százalékos, illetve 7 százalékos értéket vesz fel.

A modellezés során a napkollektorok kivételével úgy számoltunk, mintha az adott hőtermelő technológia az év egészében rendelkezésre állna, és bármikor 100 százalékos kihasználtsággal tudna működni. Mivel azonban ezen technológiák esetében is bizonyos időközönként karbantartásra, javításra van szükség, ezért azzal a feltételezéssel éltünk, hogy a napi csúcsfogyasztás felett plusz 20 százaléknyi kapacitásnak rendelkezésre kell állnia. Ezen paramétert egyrészt az említett karbantartások miatt, másrészt pedig az esetenként előforduló extrém hőmérséklet miatt alkalmaztuk.

A napkollektorok esetében a ténylegesen rendelkezésre álló kapacitások nagysága az időjárás, de mindenekelőtt az évszakok függvényében rendkívül nagy határok között ingadozik. A benapozottság szezonális változását a rendelkezésre álló kapacitások, valamint a termelés erős szezonálisitása kíséri: nyári hónapokban a hőtermelés többszöröse (5-8-szorosa) a télinek. A 4. ábra mutatja, hogy az egyes hónapokban mekkora maximális kihasználtságot feltételeztünk a beépített kapacitásra vetítve.

4. ábra

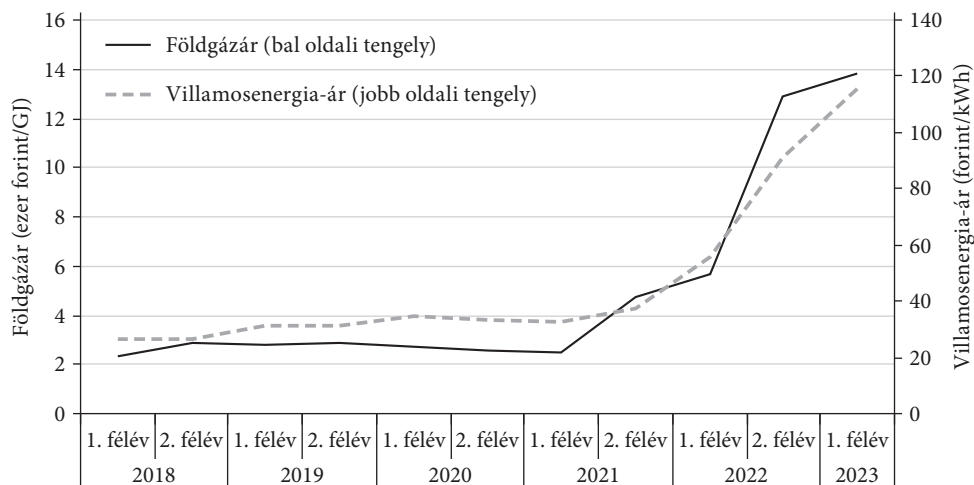
Napkollektorok kihasználtsága (százalék)



A modellezés során alkalmazott földgáz- és villamosenergia-árak meghatározásához megvizsgáltuk, hogy az elmúlt években hogyan alakultak a releváns (nem lakossági) fogyasztói kategóriákban³ ezen energiahordozók árai. Az 5. ábrán feltüntetett értékek tartalmazzák az energiaár mellett a rendszerhasználati díjakat, illetve az egyéb, a távhőtermelő számára felmerülő költségeket is, viszont nincs bennük az áfa, illetve az olyan adójellegű tételek, amelyek visszaigényelhetők.

5. ábra

A földgáz és villamos energia végfelhasználói árának alakulása áfa és egyéb visszaigényelhető adók nélkül (forint/GJ, illetve forint/kWh)



Forrás: saját szerkesztés Eurostat-adatok alapján.

³ A földgáz esetében az 1000–10 000 GJ/év nem lakossági fogyasztói kategóriát (I2), míg a villamos energia esetében az 500–1999 MWh/év fogyasztási kategóriát (IC) vettük alapul.

A biomassza árara nincsenek transzparens piaci árjelzések: sem az eleve heterogén lágy szárú biomasszafajtákra (például szalma, kukoricaszár, napraforgóhéj stb.), sem a konvencionális fás szárú termékekre (például rönkfa, faapríték). Iparági interjúk, illetve a háztartási tűzifa KSH-áraiból kiindulva határoztuk meg a távfűtésben leggyakrabban felhasznált biomasszafajta, a faapríték fajlagos költségét, amelyet 3000 forint/GJ-nak vettünk.

A 3. táblázat összefoglalóan mutatja, hogy az egyes technológiák esetében hogyan alakulnak a különböző költségkategóriák.

3. táblázat

A vizsgált technológiák költségei

Technológia	Tüzelőanyag-költség (forint/GJ)*	Változó működtetési költség (forint/GJ)	Összes változó költség (forint/GJ)	Évesített tőkeköltség és fix működtetési költség (millió forint/MW)	Évesített fix beruházási költség (millió forint)
Biomassza	3529,4	164,7	3694,1	22,813	2,407
Földgáz	5434,8	108,7	5543,5	2,205	0,802
Geotermia**	200,0	0,0	200,0	18,879	32,526
Napkollektor	0,0	0,0	0,0	19,052	0,401
Hőszivattyú**	2381,0	0,0	2381,0	45,441	0,401

* Mind a tüzelőanyag-költség, mind pedig a változó működtetési költség már a kiadott hőre vonatkozik, azaz a különböző hatásfokokat figyelembe vettük.

** A geotermia és a hőszivattyú esetén a felhasznált villamos energia költségét tekintettük „tüzelőanyag-költségnek”.

Forrás: saját gyűjtés REKK [2020], [2022], Danish Energy Agency [2021], [2023], Bossmann és szerzőtársai [2019], Grosse és szerzőtársai [2017].

Hálózat

A távhővezeték-építés költségét iparági közlések, távhővezetékek építésére vonatkozó közbeszerzési hirdetmények és szakirodalmi források alapján 150 millió forintnak vettük kilométerenként, DN150-es átlagos vezetékátmérőt feltételezve.⁴ Feltételezve, hogy ennek élettartama 40 év, az annualizált beruházási költség – a fent bemutatott képlettel számolva – 8,7 millió forint/km-nek adódik.

A távhővezeték-rendszer optimális nyomvonalát, hosszát és kiépítésének költségét szabad felhasználású térinformatikai rendszer (*Quantum Geographic Information System, QGIS*) segítségével becsüljük.

A távhővezeték-rendszer kiépítési költségének becslése a következő lépésekből állt:

⁴ A távhővezetékek beruházási költségére vonatkozó szakirodalmi adatok meglehetősen széles körben ingadoznak. E helyütt *Sánchez-García és szerzőtársai* [2022] különböző európai országokra vonatkozó költségadataiból indultunk ki.

1. a potenciális keresleti pontok (épületek) térbeli elhelyezkedésének meghatározása,
 2. a földrajzi adottságok (például utak, magántelkek) figyelembevétele mellett az egyes keresleti pontokat összekötő legrövidebb út kiszámítása. Fontos kiemelni, hogy az egyes potenciális keresleti pontok esetében az addicionális vezeték hosszát vettük figyelembe a költségek meghatározásakor a fent említett főbb feltételezések mellett.

A QGIS szoftverhez létezik egy programkiegészítés, amely különböző pontok között meghatározza a legrövidebb utat. A lehetséges nyomvonal modellezése során feltételeztük, hogy a távhővezetékek csak az úthálózat mellett mehetnek. A 6. ábra térképei mutatják a három városban azonosított fogyasztási pontokat, illetve az azokat összekötő legrövidebb vezetéseket.

Fontos megjegyezni, hogy a QGIS segítségével felrajzolt nyomvonalak nem veszik figyelembe a műszaki megfontolásokat, azok kizárólag adott fogyasztói kör kiszolgálását célzó legrövidebb vezetékrendszer költségének becslésére szolgálnak. Nem tartalmazzák továbbá az egyes távhőtermelők településen belüli elhelyezkedésére vonatkozó információkat és az azok rendszerre csatlakoztatása érdekében kiépítendő bekötő vezetékek nyomvonalát, valamint azok költségét: utóbbiakat a távhőtermelés beruházási költségei között vettük figyelembe.

6. ábra

Potenciális keresleti pontok (középületek) elhelyezkedése Nyírbátorban (bal felső), Kiskunmajsán (jobb felső), illetve Gyomaendrődön (alsó)



Modellezési eredmények

Hálózatmodellezés

Az inputadatok ismertetése során bemutattuk, hogyan néz ki a hálózat (milyen hosszú és milyen nyomvonalon halad), ha minden potenciálisan vizsgált fogyasztót bevonunk a távhőrendszerbe. Ugyanakkor a vizsgálat során elemeztük, hogy ha nem egyszerre vonjuk be a távhőhálózatba az összes fogyasztót, akkor mekkora fajlagos költség adódik egy újabb GJ fogyasztás bevonásakor. Ehhez a következőket kell meghatározni:

- mely pontból indulunk ki,
- milyen módszer alapján kötjük be a következő fogyasztót,
- mekkora az egyes fogyasztók egymáshoz viszonyított távolsága.

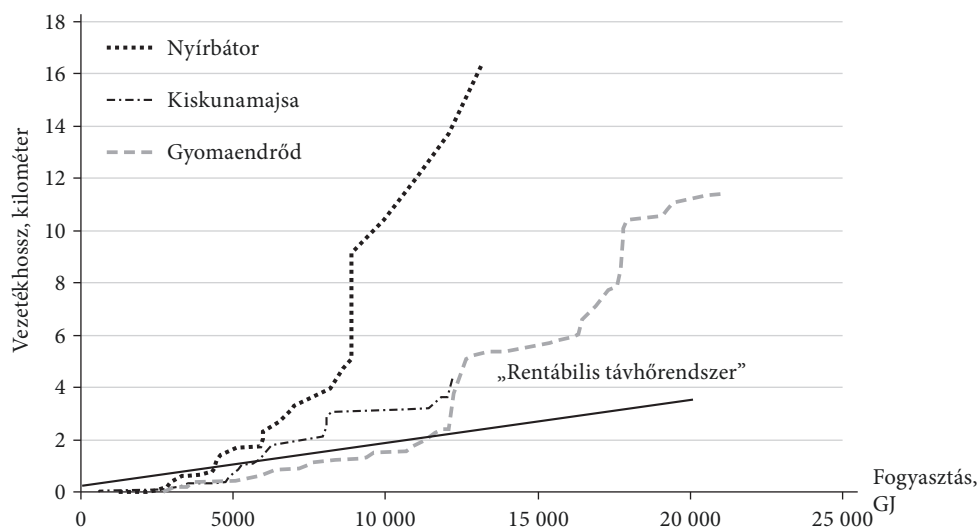
Minden egyes település esetében meghatároztuk a kiindulópontot, azaz hogy mely fogyasztót kötjük rá először a hálózatra. Ennek során két paramétert mérlegeltünk: mekkora az adott pont fogyasztása, illetve a településen belül mennyire központi helyen helyezkedik el. A kettő kombinációjával határoztuk meg a kiindulási pontot. Ezt követően a hozzá legközelebbi fogyasztót kötöttük be. A harmadik lépésben – amikor már két fogyasztó képezte a távhőrendszert – megvizsgáltuk, hogy melyik az a fogyasztó, amely a már bekötött fogyasztókhoz legközelebb található, és azt kötöttük rá a hálózatra. Ezt a számítást az összes fogyasztó bekötéséig elvégeztük, így kialakult egy optimális bekötési sorrend. A távhővezeték nyomvonalának (és hosszának) meghatározásához azonban azt is meg kell határozni, hogy az egyes fogyasztók milyen távolságra helyezkednek el egymástól. Ezt a térinformatikai szoftver segítségével tettük meg, amely lehetőséget biztosít arra, hogy kiszámolja a két fogyasztót összekötő vezeték szakaszok legrövidebb távolságát, feltételezve, hogy azok csak az úthálózattal párhuzamosan futhatnak.

A távolságmátrix és a kezdeti kiindulópont alapján meghatározható, hogy különböző számú (és fogyasztású) fogyasztó bevonása aggregáltan mekkora hálózatépítési hosszt igényel. A 7. ábra mutatja a három településre vonatkozóan a vezeték hosszát és a potenciálisan bevont pontok fogyasztását, illetve bizonyos hálózatra kötött fogyasztói csoportokra megmutatja, mekkora a rendszer lineáris hőszűrősége, vagyis az egységnyi hálózathosszra jutó hőfogyasztás.

A 7. ábrán jól látható, hogy mennyit számít a település szerkezete, a távhőszolgáltatásba bevonható épületek elhelyezkedése, illetve azok száma. Míg Gyomaendrőd és Kiskunmajsa esetében 10 000 GJ-nyi fogyasztó integrálása a távhőhálózatba 1,8, illetve 3 kilométer vezeték hosszát igényel, addig ez az érték Nyírbátor esetében meghaladja a 10 kilométert. Eltérő mértékben, de mindhárom településre igaz, hogy meghatározott fogyasztási szintet követően ugrásszerűen megemelkedik a vezeték hossz, és elszakad a távhőrendszerek gazdaságosságát reprezentáló „rentábilis távhőrendszer” görbétől. A távhőrendszerek indokoltságának mérőszáma, az egységnyi hálózathosszra jutó hőfogyasztás (lineáris hőszűrőség) ugyanis a legtöbb esetben nem éri el a rentábilis távhőrendszerek küszöbértékének tekinthető 1,5 MWh/m (vagy 5400 GJ/km) értéket.

7. ábra

A bevonás alá kerülő fogyasztás (GJ) vezetékhozzigénye (km) a három vizsgált településen



A fenti értékek ugyanakkor a településszerkezeti különbségek mellett azt is tükrözhetik, hogy az egyes településeken több vagy kevesebb távhőhálózatra csatlakoztatható fogyasztót sikerült azonosítani. A közintézményeken túli üzleti fogyasztók felkutatása és azonosítása jelentősen növelheti a hősűrűséget, csökkentheti az egységnyi hőfogyasztás integrálásának költségét és a távhőtermelői létesítmény egységnyi fogyasztásra jutó beruházási költségét, növelheti a távhőtermelői létesítmény kihasználtságát, és így lejjebb szoríthatja a távhőszolgáltatás fajlagos költségét.

Termelési optimalizáció

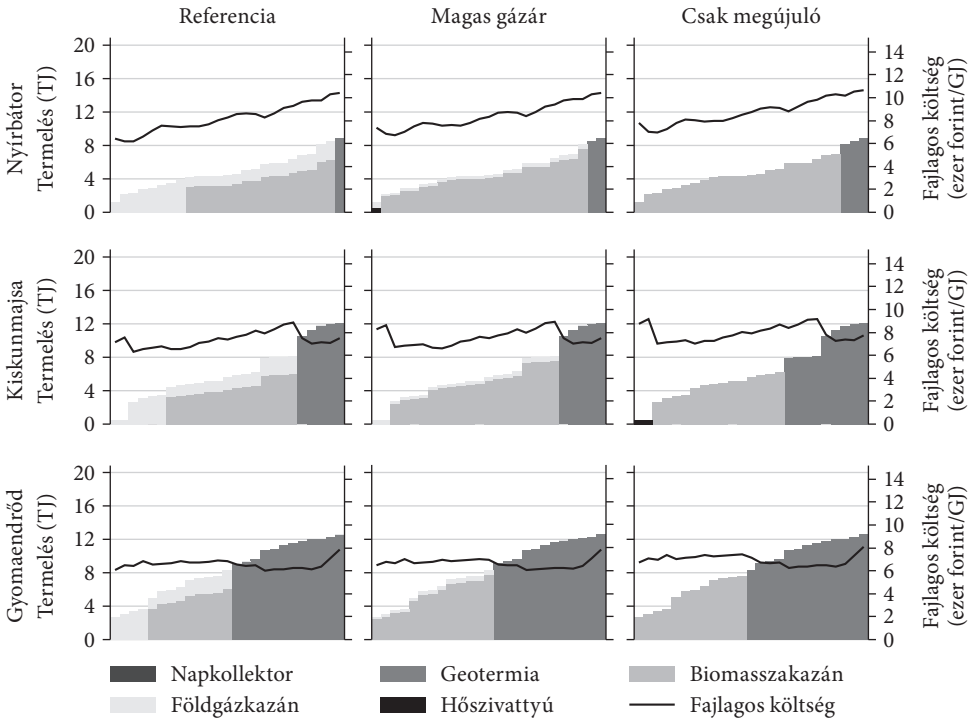
A hálózatra kötött hőfogyasztók ellátásához szükséges távhőtermelő létesítmények technológiájának és kapacitásának meghatározására mindegyik város esetében három forgatókönyvet vizsgálunk meg:

- „Referencia-forgatókönyv”: feltételezzük, hogy minden tényező a korábban bemutatottak szerint alakul,
- „Magasgázár-forgatókönyv”: a földgázár 5000 forint/GJ-os ár helyett 6000 forint/GJ-os árat vesz fel,
- „Csak megújuló” forgatókönyv: az inputadatok megegyeznek a referencia-forgatókönyvvel, azzal a korláttal, hogy csak megújuló technológiákat vonhatunk be a távhőhálózatba, földgázalapú termelést nem.

A 8. ábra mutatja a három forgatókönyv szerinti termelés összetételét és a fajlagos távhőszolgáltatási költség alakulását különböző bevont fogyasztószám esetében az egyes városokban.

8. ábra

A termelés összetétele (TJ) és a fajlagos költség (ezer forint/GJ) különböző bevont számú fogyasztó esetében a három vizsgált forgatókönyvben a három városra vonatkozóan



A referencia-forgatókönyv esetében megfigyelhető, hogy alacsony fogyasztási szint mellett (körülbelül 4 TJ-ig) mindhárom városban csak földgázkazának üzemeltetése lenne gazdaságos. A rendszer további bővítése esetén a földgázkazának mellett már megjelennek a megújuló termelők, jelen esetben a biomasszakazának is. A biomasszánál azonban minden esetben megmarad valamekkora mértékben a földgáz-alapú hőtermelés, amely a csúcsigények kielégítésében játszik szerepet. Ez annak köszönhető, hogy a biomasszakazának fajlagos beruházási költsége lényegesen magasabb, mint a földgázkazánaké: az évnek csupán néhány nagyon hideg napján tapasztalható hőigény-növekedés nem indokolja egy nagyobb, de magasabb beruházási költséggel járó berendezés kiépítését. A nagy fogyasztási szinteknél (hősrúségtól függően 10–15 ezer GJ éves távhőigényszint felett) megjelenő geotermia esetében ez a kiegészítő jelleg nem jelenik meg, mert a geotermia esetében a kapacitásfüggő (addicionális) beruházási költségek eltörpülnek a fix beruházási költségek mellett, vagyis relatíve olcsón „túlméretezhető” a geotermikus távhőkapacitás. Ennek köszönhető, hogy számos magyarországi geotermikus városfűtési rendszerben nem került sor tartalék gázkazának telepítésére.

Fontos megjegyezni, hogy valós körülmények között teljesen életszerű lehet az a megoldás is, hogy a biomassza-kapacitásokra vagy geotermiára épülő távhőhálózatra kötött épületek átmenetileg megtartják egyéni tüzelőberendezéseiket (földgázkazánjukat),

ami alkalmas az extrém hideg időjárás esetén megjelenő addicionális hőigények kielégítésére. Nyírbátor esetében – ahol a legköltségesebb a fogyasztók bevonása – 4 TJ-os fogyasztási szint mellett már érdemes bevonni a biomassza-alapú távhőtermelést, jól lehet kiegészítő jelleggel megmarad némi földgázalapú távhőtermelés. E település esetében (a relatíve alacsony hőszűrőség miatt) a referencia-forgatókönyvben csak nagyon magas fogyasztási mennyiség esetén jelenne meg a geotermia.

Kiskunmajsa esetében is hasonló tendenciákat figyelhetünk meg. 4 TJ-os fogyasztás felett szintén szignifikáns mértékben megjelenik a biomassza mint tüzelőanyag. Ugyanakkor van egy jelentős különbség a két város között. Kiskunmajsa esetében – ahol az adott fogyasztásra vetített hálózatépítési költség lényegesen alacsonyabb – 10 TJ-os fogyasztás esetében már a geotermikus rendszerek kiépítése is gazdaságos megoldás lehet. Gyomaendrőd esetében még inkább érvényesül ez a tendencia. Fontos e helyütt is megjegyezni, hogy nagy fogyasztásra méretezett kisvárosi távhőrendszerek esetén a geotermia mellett jellemzően nincs szükség más távhőtermelő létesítményre. Amikor azonban erre a geotermikus rendszerre rosszul szigetelt, elavult fűtési rendszerekkel (magas hőfokra tervezett radiátorokkal) rendelkező épületek, illetve „hőérzékeny” háztartási fogyasztók is csatlakoznak, egyre inkább szükség lehet a kiegészítő távfűtő-berendezések kiépítésére és fenntartására.

A fajlagos költségeket vizsgálva is jelentős különbségeket tapasztaltunk a három település között. Nyírbátor esetében folyamatosan emelkedett a fajlagos költség, ahogy egyre több fogyasztót integráltunk a távhőhálózatba. Ez a látszólag ellentmondásos jelenség annak köszönhető, hogy a szolgáltatásba bevont új fogyasztók távol fekszenek a meglévő távhővezetékű, így csatlakoztatásukhoz jelentős mértékű (az addicionális fogyasztáshoz képest aránytalanul nagy) hálózatépítés szükségessége.

Kiskunmajsa – és különösen Gyomaendrőd – esetében nem ennyire tiszta a trend. Kiskunmajsa esetében is növekvő fajlagos költség tapasztalható, ugyanakkor a növekedés sokkal kevésbé meredek, míg Gyomaendrődnél leginkább állandó fajlagos költség a jellemző, az utolsó néhány fogyasztót leszámítva. Az is megfigyelhető, hogy a fajlagos költségek bizonyos fogyasztók bekötésének hatására hirtelen visszaesnek: ez rávilágít arra, hogy ha egy szűk városrészben több, viszonylag nagy fogyasztású épületet (úgynevezett horgonyfogyasztót) sikerül a hálózatra kötni, akkor mind a hálózatépítéssel, mind a termeléssel összefüggő fajlagos költségek csökkenthetők.

Érzékenységvizsgálatok

A két érzékenységvizsgálat esetében a következő főbb megállapításokat tehetjük. Magas földgázár mellett hasonló tendenciákat látunk, mint a referencia-forgatókönyvben, de a megújulók elterjedése sokkal korábban történik meg, akár biomassza-tüzelésről, akár geotermiáról legyen szó. Bár a biomassza mellett jellemzően megmarad valamekkora mértékű földgázalapú termelés is, elsősorban a csúcshőigények kielégítése érdekében, de sokkal kisebb mértékben, mint ahogy a referencia-forgatókönyvben láthattuk. A földgáz ára döntő abból a szempontból, hogy mikor és milyen mértékben lép be a biomassza, de csak minimális szerepet játszik

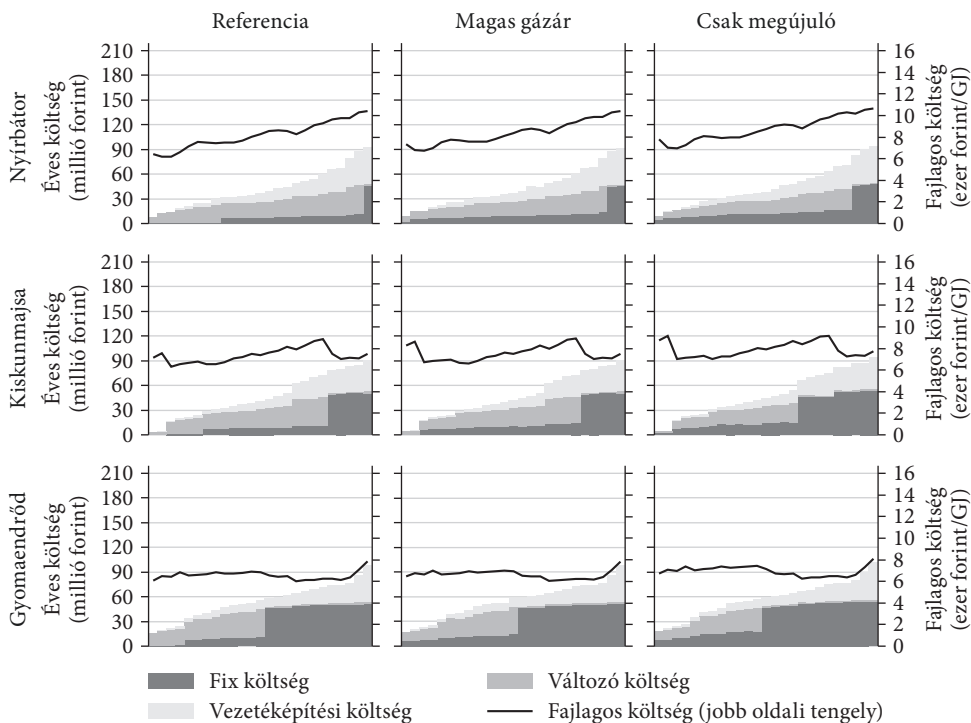
a biomassza–geotermia váltásra, azaz hogy mekkora fogyasztás esetében éri meg a biomasszáról geotermiára váltani.

Megvizsgáltuk azt az esetet is, ha megtiltjuk a földgázalapú ellátást, azaz kizárólag csak megújuló energiaforrásokkal láthatjuk el a távhőfogyasztókat. A „csak megújuló” forgatókönyvben két domináns technológia elterjedését figyelhetjük meg: a biomassza-alapú, illetve a geotermikus távhőtermelését. A napkollektorok még kiegészítő elemként sem jelennek meg, de a hőszivattyú is csak Kiskunmajsa esetében, és csak akkor, ha kevés fogyasztót integrálunk a távhőhálózatba. A tisztán megújuló alapú rendszerekben a földgázt jellemzően biomasszával helyettesítjük (a csúcshőfogyasztás kielégítésére a referencia-forgatókönyvben használt földgázakazán helyett egy kisméretű pótlólagos biomasszakazánt használunk), a biomassza–geotermia váltás pedig egy kicsit korábban jelenik meg.

A teljes költségösszetétel változása rámutat arra a furcsa jelenségre, hogy minél több (és egyre távolibb) fogyasztót vonunk be az érintett településeken, annál meghatározóbb költségelemmé válik a vezetéképítés költsége. Míg kevés fogyasztó esetén a változó költségek dominálnak (elsősorban a földgáz, majd később a biomassza mint tüzelőanyagok költségei), addig nagyszámú fogyasztó bevonása esetében már a vezetéképítés válik domináns költségelemmé.

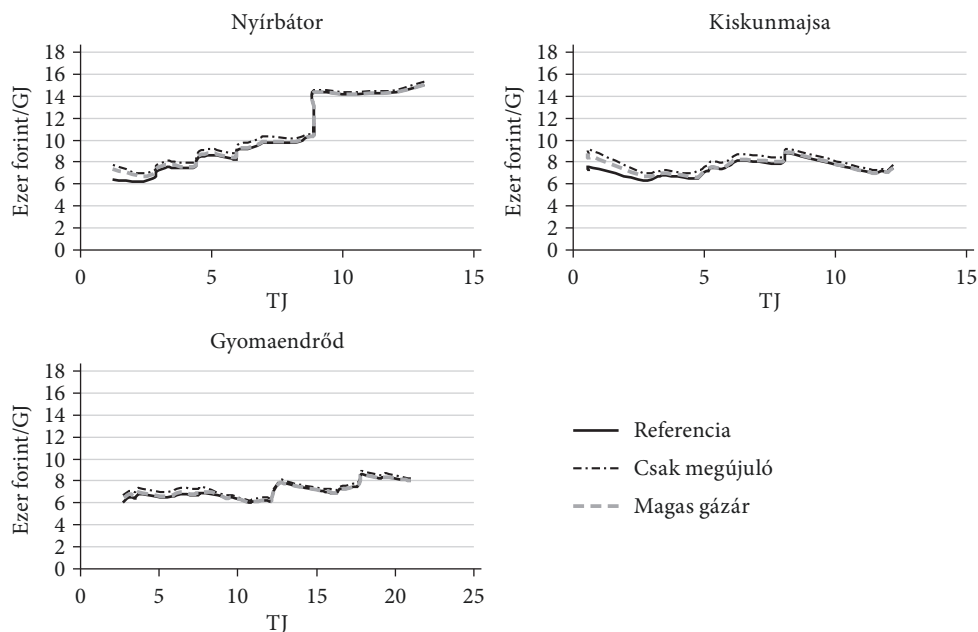
9. ábra

Az éves termelési költségek összetétele (millió forint/év) és a fajlagos szolgáltatási költség (forint/GJ) különböző bevont számú fogyasztó esetében, a három vizsgált forgatókönyvben a három városra vonatkozóan



10. ábra

A fajlagos szolgáltatási költség (forint/GJ) különböző fogyasztás mellett, a három vizsgált forgatókönyvben a három városra vonatkozóan



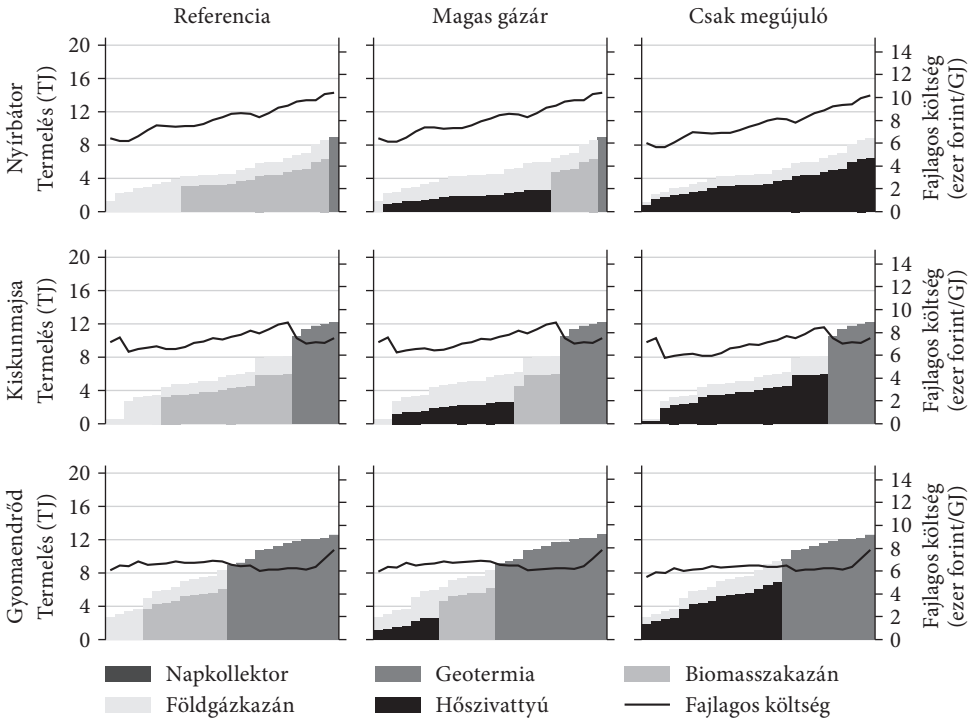
Kezdetben – alacsony fogyasztói rákötés esetén – a vezetéképítés költsége adja a teljes éves költségek 10–20 százalékát. Ugyanakkor, ha minden fogyasztót rákötünk a hálózatra, akkor ezen költségtétel részesedése jelentősen megnő: Nyírbátor esetében 72 százalékra, Gyomaendrőd esetében 59 százalékra, míg Kiskunmajsa esetében nem éri el az 50 százalékot sem (42 százalék). Ez is rámutat arra, hogy igen fontos az adott településen belül a főbb fogyasztók elhelyezkedése, illetve adott területen belül minél több csatlakoztatható fogyasztó azonosítása.

Egy másik fontos megállapítás a költségösszetevők kapcsán, hogy geotermikus rendszer telepítésekor a teljes éves költség döntő része évesített beruházási költség. Ez azt is jelenti, hogy az így kiépített távhőhálózat „fejnehéz”, azaz igen jelentős beruházási költség keletkezik az első évben, azt követően viszont a működtetési költségek igen alacsonyak, és nagyon kevésbé kitettek a tüzelőanyagár-változásoknak. Ez egyben azt is jelenti, hogy az átlagos értékesítési hóár nagyobb biztonsággal kalkulálható, mivel a jövőbeli működtetési költségek csak kis részét adják a teljes költségnek (9. ábra).

Ahogy korábban rámutattunk: a fajlagos költségek alakulása a bevont fogyasztói számtól függően különböző képet ad a három településre vonatkozóan. Míg Nyírbátorban (ahol a vizsgálatot a távhőhálózatra csatlakoztatható középületekre korlátoztuk) a bevont fogyasztás arányában meredeken emelkedett az átlagos fajlagos költség, addig ez a jelenség Gyomaendrődön (ahol számos ipari és egyéb üzleti fogyasztó is azonosításra került) és különösen Kiskunmajsa esetében nem jellemző tendencia. Ebből következően jelentős fajlagosköltség-különbségek alakulnak ki a települések

11. ábra

A termelés összetétele (GJ) és a fajlagos szolgáltatási költség (forint/GJ) különböző bevont számú fogyasztó esetében, különböző áramárak mellett a három városra vonatkozóan



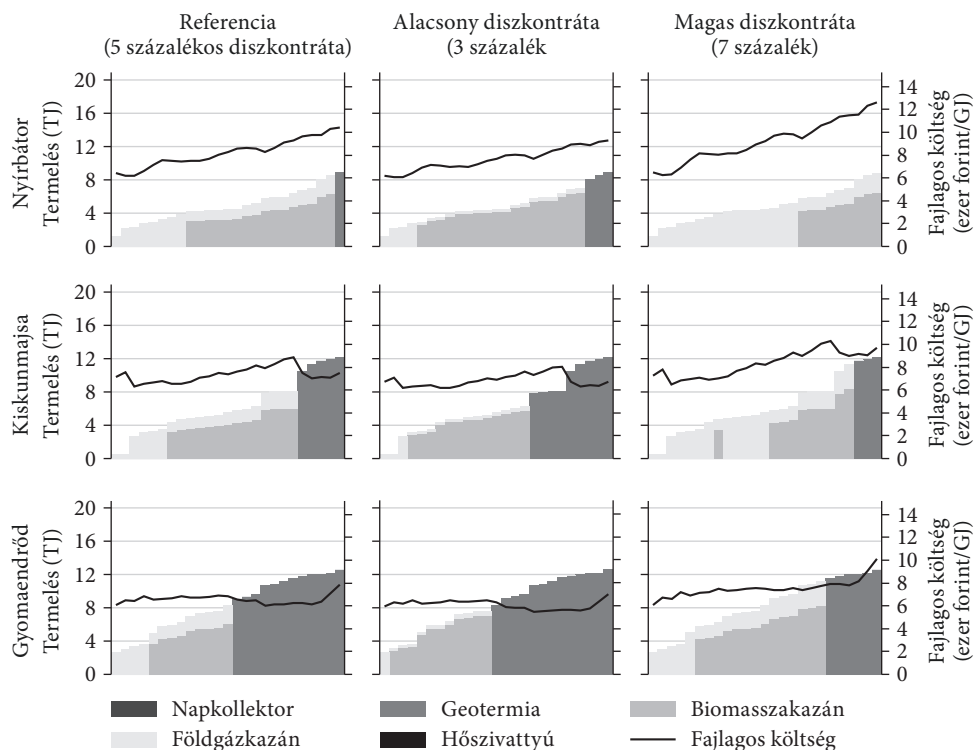
között: míg Nyírbátorban 15 ezer forint/GJ-os fajlagos átlagköltséggel is szembeültünk, addig a másik két településen ez minden fogyasztási mennyiség esetében a 9 ezer forint/GJ-os szint alatt maradt. A három forgatókönyvet (referencia-forgatókönyv, magas gázár és csak megújuló) összevetve megállapítható, hogy – a nagyon kis fogyasztási mennyiségeket leszámítva – nem volt jelentős, 10 százaléknál nagyobb költségkülönbség a különböző forgatókönyvek között, ami azt mutatja, hogy a megújuló távfűtési technológiák meglehetősen versenyképesnek mutatkoznak a földgáz-tüzeléssel szemben (10. ábra).

Megvizsgáltunk olyan eseteket is, amikor a villamos energia végfelhasználói ára alacsonyabb szinten alakult. Ahogy korábban bemutattuk, a referencia-forgatókönyvben 48 forint/kWh-s végfelhasználói árral kalkuláltunk, emellett megvizsgáltuk azon eseteket is, amikor az ár 40, illetve 30 forint/kWh. Ezen árszintek a 2021 második félévében tapasztalható (~40 forint/kWh), illetve a 2020–2021-es átlagos értékekkel egyezik meg (~30 forint/kWh). A modellben alkalmazott áramárak a hőszivattyúk költségére és versenyképességére hatottak jelentősen.

Már mérsékelt áramár (40 forint/kWh) mellett is jelentős penetrációját láthatjuk a hőszivattyúknak, amelyek elsősorban azokban az esetekben jelentek meg, amikor viszonylag kevesebb fogyasztót integráltunk a rendszerbe. A hőszivattyú elsősorban földgáz-, kisebb mértékben biomassza-alapú tüzelést helyettesített ezekben az

12. ábra

A termelés összetétele (GJ) és a fajlagos szolgáltatási költség (forint/GJ) különböző bevont számú fogyasztó esetében, különböző reáldiszkontráták mellett a három városra vonatkozóan



esetekben. Alacsony áramár esetében (30 forint/kWh) már domináns technológiává válik, és teljesen kiszorította a biomassza-alapú termelést. Ugyanakkor a magas beruházási, de nagyon alacsony működtetési költséggel jellemezhető geotermiát (melynek működési költségei alacsony áramár mellett tovább csökkennek) már nem képes maga mögé utasítani, ezért magas távhőfogyasztás esetében a geotermia még mindig költséghatékonyabb megoldáshoz vezet.

A hőszivattyúk versenyképességét az alacsony villamosenergia-árak mellett az is jelentősen növelheti, ha adott település a környezeti hőt meghaladó hőmérsékletű hulladék hőt (például strand elfolyó meleg vizét) képes hasznosítani. Ez jelentősen (akár 50 százalékkal) megnövelheti a hőszivattyú hatásfokát reprezentáló COP-értéket, ami megmutatja, hogy egy kWh árammal hány kWh hőt tud előállítani a berendezés.

Látható, hogy az áramár jelentős hatást gyakorolt az optimális tüzelőanyag-összetételre, ugyanakkor a fajlagos költségekre csak kis hatással volt; ez annak elsődleges meghatározója, hogy hány fogyasztót integrálunk a rendszerbe, és ahhoz mekkora hálózatra van szükség.

A villamosenergia-ár mellett elemeztük, hogy milyen hatással van a reáldiszkontráta értéke az eredményekre. A referenciaesetben 5 százalékos reáldiszkontrátát

alkalmaztunk, míg az érzékenységvizsgálat során megvizsgáltunk egy ennél alacsonyabb, 3 százalékos, illetve egy magasabb, 7 százalékos reáldiszkontráta melletti esetet is (12. ábra).

Látható, hogy a kialakuló energiamixre, illetve az árakra is jelentős hatást gyakorolt a diszkontráta szintje. Alacsonyabb diszkontráta esetében sokkal „korábban” beléptek a megújuló energiaforrások, és kismértékben a teljes költség is csökkent. Magas diszkontráta esetében ellentétes hatást láthatunk, itt az áremelkedés mértéke sokkal szignifikánsabb, mivel a vezetéképítés költsége jelentősen megnövekedett a diszkontráta emelkedésével. Emiatt érdemes olyan kiszámítható szabályozást megalkotni, amely képes jelentősen csökkenteni az elvárt hozamot.

Összefoglalás, következtetések

Kutatásunk során közepes méretű (5–15 ezer fős) településeken vizsgáltuk a megújuló energiára alapozott távhőrendszerek kiépítésében rejlő lehetőségeket. Elemzésünk unikális abból a szempontból, hogy integráltan vizsgálja a távhőhálózat bővítését és a különböző távhőtermelési technológiákat. A legfontosabb megállapításunk, hogy e két tényező nagyon is összefügg, amit három magyar település példáján kvantifikáltunk is.

Számításokat végeztünk továbbá, hogy a különböző nagyságú fogyasztói és termelői portfólió (hány fogyasztót vonunk be, és milyen távhőtermelési technológiát alkalmazunk) milyen hatást gyakorol a távhőszolgáltatás átlagos fajlagos költségére. Összességében megállapíthatjuk, hogy a fajlagos költség legmeghatározóbb eleme, a fogyasztók térbeli elhelyezkedése. Minél koncentráltabban jelenik meg a hőfogyasztás, annál inkább kedvez a megújuló energiaforrásoknak, és ez egyben hozzájárulhat ahhoz, hogy újabb fogyasztók bekapcsolása esetén csökkenjen a távhőellátás fajlagos költsége. A vizsgált településeken a kizárólag közintézményekre alapozott távhőfejlesztés (különösen „laza” településszerkezet mellett) nem igazán kedvez a megújuló energiaforrásokra alapozott távhőrendszerek kiépítésének: a rendszerre csatlakoztatható ipari és egyéb üzleti fogyasztók azonosítása és az egységnyi vezetékszakasra jutó hőfogyasztás növelése (ami jelentősen csökkentheti a fajlagos vezetéképítési költséget) ezeknek a településeknek az esetében kiemelt fontosságú.

A kutatás során megállapítottuk, hogy a megújuló konszolidáltabb gázárak mellett is közel vannak a versenyképességhez; alacsony fogyasztási mennyiség esetében a biomassza, magasabb fogyasztás esetében a geotermia is versenyképes lehet a földgáztüzeléssel szemben. A jövőben várható esetleges szabályozásmódosítások (például a fosszilis tüzelőanyagok árába beépítésre kerülő karbonköltségek), illetve a világpiaci gázárak geopolitikai feszültségeknek kitett fluktuációja tovább növelheti az alternatív fűtési módok versenyképességét. A hőszivattyúra alapozott távhőtermelés a referenciaesetben csak minimális szinten jelenik meg, ugyanakkor alacsonyabb áramár vagy magasabb hőmérsékletű (30–40 °C-os) hulladék hő rendelkezésre állása esetében e technológia jelentős elterjedését figyelhetjük meg: ez elsősorban alacsonyabb távhőfogyasztásnál érvényesül, mivel a sok fogyasztót integráló esetben a geotermikus

rendszereket a hőszivattyúk sem képesek kiszorítani. A napkollektor egyik forgatókönyvben sem jelenik meg domináns technológiaként, ugyanakkor kis méretben kiegészítő jelleggel működhet.

A kutatás három magyar településre terjedt ki, de a későbbiekben érdemes lenne nagyobb elemszámmal is bővíteni, hogy a hősűrűség felmérésének leghatékonyabb módjáról, illetve a hálózatbővítés és a fajlagos költségek közötti összefüggésről pontosabb képet kaphassunk. A jelen elemzés emellett csak a középületekre terjedt ki, egy későbbi kutatásban érdemes lenne a lakóépületeket (elsősorban a többlakásos társasházakat) is bevonni a vizsgálatba.

Hivatkozások

- ANAND, A.–DEB, C. [2023]: The potential of remote sensing and GIS in urban building energy modelling. *Energy and Built Environment*, Vol. 5. No. 6. 957–969. o. <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2023.07.008>.
- BOSSMANN, T.–ATTARD, P.–VERRIER, G.–FOURNIÉ, L. [2019]: Cost-efficient district heating development. European Commission Directorate-General for Energy, METIS Studies, Study S9. https://www.artelys.com/app/uploads/2023/02/Artelys_METIS-S9_developpement_reseaux_chaleurs-europeens_2030.pdf.
- DANISH ENERGY AGENCY [2021]: Technology Data for Heating installations. <https://ens.dk/media/3332/download>.
- DANISH ENERGY AGENCY [2023]: Technology Data for Individual Heating Plants. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-individual-heating-plants>.
- DECC [2009]: Heat and Energy Saving Strategy. Department for Energy and Climate Change, London, <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7b8ccbe5274a7318b8f630/9780108508158.pdf>.
- DOCHEV, I.–PETERS, I.–SELLER, H.–SCHUCHARDT, G. K. [2018]: Analysing district heating potential with linear heat density. A case study from Hamburg. *Energy Procedia*, Vol. 149. 410–419. o. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.205>.
- FINNEY, K. N.–SHARIFI, V. N.–SWITENBANK, J.–NOLAN, A.–WHITE, S.–OGDEN, S. [2012]: Developments to an existing city-wide district energy network – Part I: Identification of potential expansions using heat mapping. *Energy Conversion and Management*, Vol. 62. 165–175. o. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.03.006>.
- GROSSE, R.–CHRISTOPHER, B.–STEFAN, W.–GEYER, R.–ROBBI, S. [2017]: Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. Publications Office of the European Union, Luxembourg, <https://doi.org/10.2760/24422>.
- JALIL-VEGA, F.–HAWKES, A. D. [2018]: The effect of spatial resolution on outcomes from energy systems modelling of heat decarbonisation. *Energy*, Vol. 155. 339–350. o. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.160>.
- LUND, R.–PERSSON, U. [2016]: Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark. *Energy*, Vol. 110. 129–138. o. <https://doi.org/10.1016/J.energy.2015.12.127>.
- MEZŐSI ANDRÁS–KÁCSOR ENIKŐ–DIALLO, A. [2023]: Projects of common interest? Evaluation of European electricity interconnectors. *Utilities Policy*, Vol. 84. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101642>.

- NIELSEN, S.–MOLLER, B. [2013]: GIS based analysis of future district heating potential in Denmark. *Energy*, Vol. 57. 458–468. o. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.05.041>.
- NOVOSEL, T.–PUKŠEC, T.–DUIĆ, N.–DOMAC, J. [2020]: Heat demand mapping and district heating assessment in data-poor areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 131. 109987. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109987>.
- NUSSBAUMER, T.–THALLMAN, S. [2014]: Status Report on District Heating Systems in IEA Countries. IEA Bioenergy Task 32, Swiss Federal Office of Energy, and Verenum, Zürich, https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/reports/iea_bioenergy_task32_status_report_on_district_heating_systems.pdf.
- PETROVIĆ, S.–KARLSSON, K. [2016]: Ringkøbing-Skjern energy atlas for analysis of heat saving potentials in building stock. *Energy*, Vol. 110. 166–177. o. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.046>.
- REIDHAV, C.–WERNER, S. [2008]: Profitability of sparse district heating. *Applied Energy*, Vol. 85. 867–877. o. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.01.006>.
- REKK [2020]: Megújuló és kapcsolt távhőtermelés potenciálbecslése. REKK Alapítvány, Budapest, <https://rekk.hu/downloads/projects/REKK%20Tavho%20Potenci%C3%A1lbecsl%C3%A9s%202020.pdf>.
- REKK [2022]: Megújuló város- és távfűtési rendszerek létesítésének lehetőségei Magyarországon. REKK Alapítvány, Budapest, https://rekk.hu/downloads/projects/REKK_V-02%20Potencialbecsles%20reszanyag_final.pdf.
- SÁNCHEZ-GARCÍA, L.–AVERFALK, H.–PERSSON, U. [2022]: sEnergies special report: Construction costs of new district heating networks in Germany. <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:hh:diva-48303>.
- SCOTTISH GOVERNMENT [2022]: First national assessment of potential heat network zones. Zero Waste Scotland. The Scottish Government, <https://www.gov.scot/publications/first-national-assessment-potential-heat-network-zones/>.
- TORABI, S.–TONIOLO, J.–MUTANI, G.–LOMBARDI, P. [2018]: A GIS-statistical approach for assessing built environment energy use at urban scale. *Sustainable Cities and Society*, Vol. 37. 70–84. o. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.10.002>.