

MEZŐSI ANDRÁS–BEÖTHY ÁKOS–KÁCSOR ENIKŐ–
TÖRÖCSIK ÁGNES

A magyarországi távhő-szabályozás modellezése

A megújuló energiára alapozott hőtermelés

Cikkünkben a magyarországi távhőszektor jövőbeli fejlődési lehetőségeit vizsgáljuk, amely a teljes hőfogyasztás 15 százalékát adja. Mind a hazai, mind az uniós dokumentumok kiemelten hangsúlyozzák a fenntartható, megfizethető és biztonságos energiaellátást. Ezt az elvet szem előtt tartva a magyarországi távhőszektor elemzésére kifejlesztettünk egy tökéletes versenyzői viselkedést feltételező alulról felfelé építkező, szektorális modellt. Ennek segítségével a különböző szabályozóeszközök hatását vizsgáltuk a hőtermelés költségére és a megújuló energia alkalmazására. Eredményeink alapján a beruházási és működési támogatások hatékony eszköznek bizonyulhatnak a szektor piaci részesedésének fenntartásához/növeléséhez, ezzel szemben a távhő végfelhasználói árának támogatása, illetve a kapcsolt támogatás nem vezet optimális eredményhez, a távhő részesedése a hőpiacból jelentősen csökkenhet. A jelenlegi magyarországi távhő-szabályozási rendszerről elmondható, hogy a távhő kedvezményes forgalmi adója és a kapcsolt erőművek támogatása pontosan ez utóbbi eszközt alkalmazza, míg a megújuló energiára alapozott távhőtermelés beruházási támogatása csak kismértékben jelenik meg, a hőtermeléshez kapcsolódó működési támogatások pedig szinte teljesen hiányoznak a hazai támogatási palettáról.*

Journal of Economic Literature (JEL) kód: C69, Q42, Q48.

Az Európai Unió kiemelt hangsúlyt helyez a biztonságos, fenntartható, versenyképes és megfizethető árú energiapiacokra, amelyeket a 2015-ben megjelent, energiaunióról szóló bizottsági közlemény is főbb iránynak jelölt meg (EB [2015]). A 2011-ben elfogadott Nemzeti Energiastratégia 2030 is hasonló alapelvekre épül, ennek három fő pillére 1. a versenyképesség növelése, 2. a fenntarthatóság és 3. az energiaellátás

* A szerzők köszönetet mondanak Kerekes Lajosnak és Szabó Lászlónak a hasznos tanácsokért és segítőkész megjegyzéseikért.

Mezősi András, BCE REKK (e-mail: andras.mezosi@uni-corvinus.hu).

Beöthy Ákos, BCE REKK (e-mail: akos.beothy@uni-corvinus.hu).

Kácsor Enikő, BCE REKK (e-mail: eniko.kacsor@uni-corvinus.hu).

Töröcsik Ágnes, BCE REKK (e-mail: agnes.torocsik@uni-corvinus.hu).

A kézirat első változata 2015. október 12-én érkezett szerkesztőségünkbe.

DOI: <http://dx.doi.org/10.18414/KSZ.2016.11.1149>

biztonságának szavatolása (*Energiastratégia* [2012]). A hőszektorra vonatkoztatva ezeket az alapelveket, a célkitűzések a következők: a magas gázfogyasztás csökkentése, a megújuló energiaforrások elterjedésének növelése, az olcsó energiaellátás, illetve az energiahatékonyság növelése. Cikkünkben azt a kérdést vizsgáljuk, hogy a hőpiac egy szegmensében – a most távhővel ellátott hőfogyasztók esetében – hogyan lehet különböző szabályozóeszközökkel elősegíteni az olcsóbb, fenntarthatóbb és alacsonyabb földgázfelhasználással jellemezhető hőpiacot. Az elemzés elvégzésére egy távhőpiaci közgazdasági modellt fejlesztettünk ki. Mivel kevés olyan közgazdasági alapú modell létezik, amelynek célja a távhőszektor optimális tüzelőanyag-összetételének meghatározása – és elmondható, hogy e modellek is elsősorban a skandináv országokra vonatkoznak, Kelet-Európára nem találtunk elemzést a szakirodalomban –, ezért egy új modell megalkotására volt szükségünk. Az általunk fejlesztett modell sajátossága, hogy lefedi a magyar távhőkörzetek mindegyikét, és – azok tüzelőanyag- és költségadatai, valamint az előre jelzett fogyasztási adatok alapján – meghatározza az optimális tüzelőanyag-összetételt.

A cikk első felében röviden bemutatjuk a magyar távhőszektort, annak főbb jellegzetességeit. Ezt követően kitérünk arra, hogy a távhőpiacot milyen közgazdasági modellek segítségével írhatjuk le, hogyan határozhatjuk meg az optimális tüzelőanyag-szerkezetet. A cikk második részében ismertetjük az általunk fejlesztett távhőpiaci modellt, amely segítségével megvizsgáljuk, hogy milyen hatása van a különböző szabályozóeszközöknek a magyar távhőszektorra, középpontba állítva a különböző technológiák hatékony összetételét és a piaci részesedés alakulását. A cikk végén pedig összefoglaljuk a főbb következtetéseinket.

A magyar távhőszektor rövid bemutatása

Magyarországon a fűtési célú hőenergia-felhasználás mintegy 333 petajoule-t tett ki 2013-ban. Ennek 68 százalékát a földgáz adja, a távhő részesedése 15 százalékos, míg a maradék fűtési célú energiatermelés megújuló energiaforrások, szén és egyéb fosszilis tüzelőanyag bázisán valósul meg. Bár a 2000-es évek eleje óta csökken a távhőtermelés, ennek ellenére a távhő részaránya nő, mivel a többi fűtési móddal megtermelt hőmennyiség nagyobb ütemben csökken (*Eurostat* [2015]). Magyarországon megközelítőleg 100 településen működik távhőrendszer, amely mintegy 650 ezer háztartásnak biztosítja a hőenergiát; ez az összes háztartás körülbelül 18 százalékát jelenti (*KSH* [2015]). Ez európai összehasonlításban középmezőnynek tekinthető, ugyanakkor a régióban inkább alacsonynak mondható: Csehországban a lakosság 38 százaléka, Lengyelországban 41 százaléka, Szlovákiában 36 százaléka, míg Romániában 19 százaléka részesül távhőellátásban (*EEA* [2013]).

A távhőtermelés döntő részét, közel 75 százalékát 2013-ban a földgázalapú termelés adta. Bár a földgázalapú távhő mennyisége az utóbbi években visszaesett, dominanciáját továbbra sem veszítette el. A szén- és egyéb fosszilis alapú távhőtermelés – folyamatosan csökkenő – piaci részesedése 11-12 százalékos. A hagyományos energiahordozók mellett a megújuló energiaforrásokon

alapuló távhőtermelés mind abszolút értékben, mind arányaiban növekszik.¹ Míg 2004-ig a megújuló távhőtermelés mindössze 0,7 petajoule-t tett ki – ami alig több mint 1 százalékos súlyt jelentett a teljes távhőtermelésből –, addig 2013-ra ez 5 petajoule-ra növekedett, és ezzel meghaladta az összes távhőtermelés 10 százalékát. A megújuló távhőtermelés 75 százalékát a szilárd biomassza adja, míg a hulladék 15 százalékban, a geotermikus energiaforráson alapuló távhőtermelés pedig 10 százalékban járul ehhez hozzá (*Eurostat* [2015]). A 2010-ben elfogadott *nemzeti megújuló energiahasznosítási cselekvési terv* célul tűzi ki, hogy 2020-ra a megújuló távhőtermelés 25,5 petajoule-ra emelkedjen, ami további és igen erőteljes növekedési ütemet kíván (*NFM* [2010]).

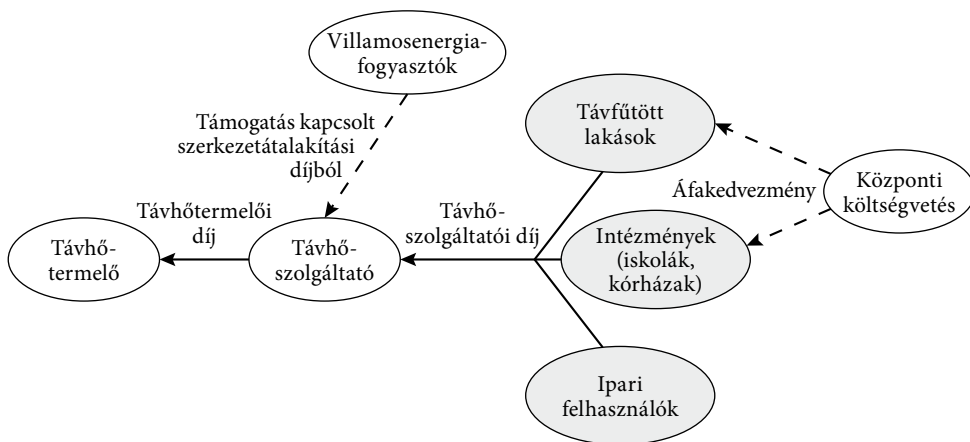
A megújuló tüzelőanyag terjedését elősegíteni hivatott támogatások eredményességét meghatározza a szabályozási környezet, amelyben bevezetésre kerülnek. A magyarországi távhőszektor szabályozását a lehetséges szabályozási rezsimek palettáján elhelyezve *ex ante* árszabályozást találunk mind a hőtermelői (nagykereskedelmi), mind a szolgáltatói (kiskereskedelmi) távhőpiacokon. A távhőárszabályozás kapcsán elkülönített két terület (a távhőtermelő és a távhőszolgáltató közti viszony, illetve a távhőszolgáltató és a végső fogyasztó közötti kapcsolat) esetében a verseny korlátozott. Adott távhő-szolgáltatási körzetben elvileg több, egymással versengő hőtermelő létesítmény lehetséges, de itthon ez ritka; a távhőszolgáltatás pedig természetes monopólium, ezért indokolt lehet a szabályozói fellépés. Fontos azonban hangsúlyozni, hogy a távhőszolgáltatás bizonyos esetekben egyéb fűtési módokkal versenyezhet, így ha tágabb értelemben vizsgáljuk a távhőszolgáltatást, akkor már kevésbé beszélhetünk monopol piacszerkezetről. Ezt a hazai jogi szabályozás is megerősíti, hiszen megengedi a távhőszolgáltatásról való leválást, így erősítve a szektor versenynek való kitettségét.

Fontos változást jelentett a távhőszektorban, hogy 2011-ben véglegesen megszűnt a nem megújuló energiaforrást felhasználó, kapcsolt termelők támogatása. Korábban e termelők hatósági árszabályozás révén jelentős támogatásban részesültek a megtermelt villamos energia után, így a hőenergiát igen kedvezményes áron értékesíthették, ami jelentős versenyelőnyhöz juttatta őket. 2011-től a végfelhasználói árakat szabályozzák. A hatósági ármegállapítást a Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal (MEKH) javaslata alapján a Nemzeti Fejlesztési Minisztérium végzi, tehát az ármegállapítás nem decentralizált, hanem központi szintű. A szabályozás összességében normatív módon, jellemzően az éves költségeket figyelembe vevő díjmegállapítással történik, bár a valóságban az indokolt költségek meghatározása korántsem teljesen egyértelmű. Az elmúlt években bejelentett hatóságiárcsökkentés miatt a távhőszolgáltatók indokolt költségeinél alacsonyabban állapították meg a hatósági távhőszolgáltatói árakat, ám a veszteséget nem a szolgáltatók szenvedik el, mert ők kompenzációban részesülnek, aminek a forrása a villamosenergia-fogyasztók által fizetett kapcsolt szerkezetátalakítási díj. Ennek rendszerét, a főbb pénzügyi mozgásokat mutatja be az 1. ábra.

¹ A továbbiakban a megújuló energiaforrásokon alapuló távhőtermelést megújuló távhőtermelésnek rövidítjük (a szerk.).

1. ábra

A távhőszektor fontosabb pénzügyi mozgásai Magyarországon



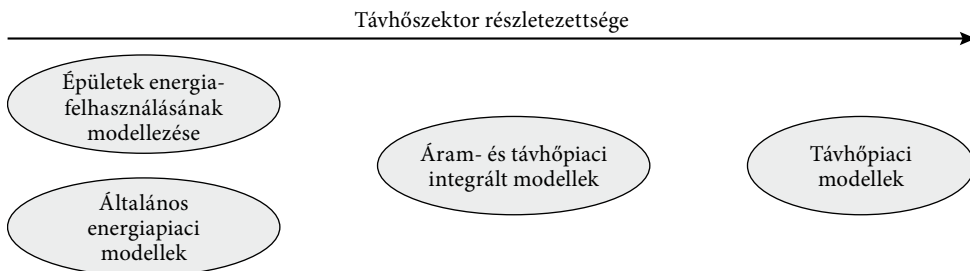
Forrás: saját szerkesztés 104/2011. kormányrendelet és iparági interjúk alapján.

A távhőszektor modellezése – az alkalmazott modellek bemutatása

A távhőszektor energiafelhasználásának előrejelzésére többféle megközelítéssel találkozhatunk a szakirodalomban. Az épületmodellek és az általános energiapiaci modellek jellemzően csak érintőlegesen foglalkoznak a távhőszektorral. Az áram- és távhőpiaci integrált modellek már részletekbe menően vizsgálják ezt a termelési módot, míg léteznek csak a távhőpiacra vonatkozó modellek is (2. ábra).

2. ábra

A távhőszektort leíró modellek csoportosítása a távhőszektor részletezettsége alapján



Forrás: saját szerkesztés.

A következőkben áttekintjük a szakirodalomban fellelhető modelleket.

Épületmodellek • Az épületek energiafelhasználását több megközelítésben is vizsgálhatjuk. Swan–Ugursal [2009] két nagy csoportba sorolja a lakossági épületenergia-felhasználást becselő modelleket: alulról építkezők (*bottom-up*) és felülről építkezők (*top-down*).

Az utóbbiak közé tartoznak a különböző ökonometriai vizsgálatok, amelyek az árak és az energiafelhasználás kapcsolatát írják le, illetve a technológiai megközelítésre épülő módszerek, amelyek során a különböző háztartási gépek állományváltozásának és a tüzelőanyag-felhasználásnak a múltbeli tendenciáiból készítenek előrejelzést.

Az alulról építkező előrejelzések statisztikai és mérnöki megközelítésre bonthatók. Ez utóbbiakat vizsgálja részletesen *Kavgic és szerzőtársai* [2010], bemutatva a leggyakrabban használt épületmodelleket. Az alulról építkező épületmodellek általános jellemzői, hogy különböző dimenziók szerint sorolják be a vizsgált ország/régió lakásait, és becslik azok energiafelhasználását. *Siller és szerzőtársai* [2007] három kategóriába sorolja a svájci lakásokat, és meghatározza azok fajlagos energiafelhasználását. A várható lakásállomány-változásból becsli meg a háztartások energiafelhasználását és tüzelőanyag-összetételét. Összesen hétfajta hőforrást – amelyből az egyik a távhő – határoz meg, ám ezek arányai nem változnak, s áraik sem jelennek meg a modellben. *Snäkin* [2000] egy finnországi régió lakásainak hőfelhasználását vizsgálja. A régiót kisebb körzetekre bontja, és mindegyik esetben tipizálja a lakásokat az építés éve, a tüzelőanyag-felhasználás módja és egyéb jellemzők szerint, amelyek közül egyik a távfűtés. Mindegyik típusú lakásnak meghatározza a várható energiafelhasználását, és ezekből az adatokból becsli a teljes tüzelőanyag-felhasználást, valamint az üvegházhatást okozó gázok (ühg) és egyéb szennyező-anyagok kibocsátását.

Általános energiapiaci modellek • Az épületmodellek mellett léteznek azok az általános energiapiaci input-output modellek, amelyek nem kifejezetten a távhőre készültek, azt csak egy tüzelőanyagként kezelik a sok közül, azaz a távhő esetében figyelmen kívül hagyják annak tüzelőanyag-szerkezetét. Ezek közé tartozik a skandináv piacra fejlesztett EnergyPLAN nevű modell, amelyet *Möller-Lund* [2010] és *Lund és szerzőtársai* [2010] is használ. A modell inputadatai a hő-, villamosenergia- és közlekedési célú fogyasztás, a megújuló erőforrások költségei és egyéb jellemzői, a termelőkapacitások és azok költségei, illetve különböző szabályozói stratégiák. A modell outputjai közé tartozik az energiamérleg, az éves termelési mennyiség, a tüzelőanyag-fogyasztás, az áramexport, -import, illetve a teljes rendszerköltség.

Integrált áram- és távhőmodell • A MODEST egy olyan általános integrált, lineáris optimalizációs energiapiaci modell, amely a villamosenergia-piacot és a hőpiacot szimulán modellezi, ezáltal kezelhetővé válnak a kapcsolt hő- és villamosenergia-termelő létesítmények. A MODEST egymástól független referencia-időszakokra modellezi az optimális, legolcsóbb összköltségű villamosenergia- és hőtermelést. Az optimalizáció során egy új technológiának nemcsak a működési költségeit veszi figyelembe, hanem beruházási tőkeköltségét is. A modellt számos szerző használta kutatásaiban, jellemzően skandináv országokra adaptálva. *Henning* [1997] egy svédországi település példáján keresztül mutatja be, hogy mi az optimális tüzelőanyag-összetétel a hő-, illetve a villamosenergia-piacon, és milyen beruházásokat kellene megvalósítani. A MODEST-modell további felhasználásának példáit adja *Aberg és szerzőtársai* [2012], illetve *Henning és szerzőtársai* [2006].

Aberg-Widén [2013] MODEST-hez hasonló modellje hat svéd város távfűtési célú energiafelhasználását szimulálja. A modell előnye a kisebb inputigény: a keresleti oldalon csak

az éves várható távhőfogyasztással és a maximális napi fogyasztással kalkulál. Minden egyes távhőkörzetre meghatározza, hogy az egyes távhőtermelő létesítményeknek mekkora a kapacitása, kapcsolt erőmű esetében a villamosenergia-kapacitást is beleértve. Továbbá számszerűsíti a termelési és elosztási veszteségeket és a különböző tüzelőanyagok költségeit. Ezen adatok alapján minden egyes városra külön-külön optimalizálja a termelést. Ha összevetjük a modell eredményeit akár a valós energia-összetétellel, akár a MODEST-moddal, látható, hogy a kevés input mellett is megbízható eredményre vezet.

Szektorális távhőmodellek • Knutsson és szerzőtársai [2006] a svéd távhőrendszer optimális tüzelőanyag-összetételét vizsgálja a HEATSPOT-modell segítségével, amely csak a távhőrendszereket modellezi, minden azon kívüli területet exogénnek tekint. A szerzők mindegyik távhőrendszerről kínálati oldalon a következő inputadatokat határozzák meg: az adott távhőtermelő kapacitása, az alkalmazott technológia és annak fix és változó költsége, valamint potenciális hatásfoka, míg a keresleti oldalon az éves hőfelhasználás tartamdiagramja. Ezek alapján minden távhőkörzetre szimulálják az optimális tüzelőanyag-összetételt, majd azokat aggregálva megkapják az országos távhőtermelés tüzelőanyag-összetételét is.

A MARTES-modell egy határköltség-alapú termelésekiosztási megközelítést alkalmaz. A kereslet esetében meghatároz referenciaórákat egy adott évben, és azt vizsgálja, hogy az adott távhőkörzetben milyen távhőtermelési csomaggal lehet a legolcsóbban kielégíteni azt. A modell részletes leírását és adaptálását egy norvég városra vonatkozóan végezte el Fahlén–Ahlgren [2009].

Sjodin–Henning [2004] egy adott svédországi távhőkörzetre vonatkozóan a MARTES-, a MODEST-moddal végzett és egy egyszerű manuális számolási módszertan segítségével kapott távhőtermelési csomagokat veti össze, s megállapítja, hogy a három különböző megközelítés nagyon hasonló eredményre vezet.

Az előző modellektől markánsan eltérő megközelítést alkalmaz Ghafghazi és szerzőtársai [2010]. A szerzők egy többkritériumos elemzést használnak, amely alapján összevethetővé válik az általuk vizsgált négy különböző távhőtermelési mód. A beruházásban érintett főbb csoportok preferenciarendezése meghatározza az egyes dimenziók – többek között az előállítás költsége, a termeléshez kapcsolódó emissziók, a technológia kiforrottsága, illetve a technológia helyi hozzáférhetősége – másikkal viszonyított fontosságát, majd egy előre definiált módszertan alapján kapnak pontokat az egyes rendszerek. A pontozás megadja, hogy melyik a preferált technológia.

A magyarországi távhőpiaci modell bemutatása

A magyarországi távhőszektor vizsgálatára egy tökéletes versenyt feltételező, alulról építkező (*bottom-up*), szektorális modellt fejlesztettünk ki. A magyarországi távhőpiaci modell 97 távhőellátási körzetet és 175 hőtermelőt fed le, ami a teljes magyar piacnak felel meg. A modell beépíti a távhőtermelők főbb jellemzőit: a felhasznált tüzelőanyag típusát, technológiáját, az üzembe helyezés évét, a hő- és villamosenergia-termelés hatásfokát és maximális hőkapacitását is. A különböző tüzelőanyagár-előrejelzések

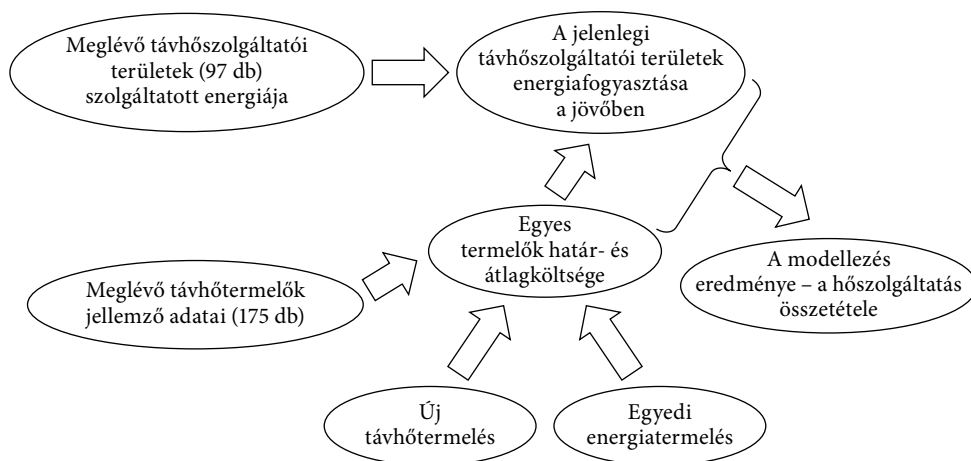
alapján és egyedi működési költségeket feltételezve, ezen adatbázisból² kiszámíthatjuk a hőtermelés határköltségét. A modell nemcsak a távhőtermelés, hanem az egyedi hőtermelési módok költségét is meghatározza. Fontos megkülönböztetni a jelenlegi termelőket az újaktól. Míg a régi távhőtermelő egységek hosszú távú határköltségen termelhetnek, az új termelők esetében figyelembe kell vennünk a befektetés tőkeköltségét is, hiszen különben nem lépnének be a piacra.

A modellben feltételezzük, hogy az adott ellátási körzetekben mindig a legolcsóbb technológia termel, figyelembe véve annak kapacitáskorlátját. Amennyiben azt eléri, akkor a sorban következő legolcsóbb termelő lép be. Minden egyes távhőközretrre vonatkozóan a modell ezen értékelés szerinti sorrend alapján meghatározza a távhőtermelés kínálati görbáját (*merit order*). A modell – információhiány miatt – a szerződéses kötöttségeket nem veszi figyelembe.

A modellezés eredményeképpen meghatározható, hogy különböző forgatókönyvek esetén hogyan alakul a távhőtermelés összetétele, annak átlagos ára, az esetleges támogatás nagysága (3. ábra).

3. ábra

A magyarországi távhőpiaci modell működése



Forrás: Mezősi [2015].

Táv hőelosztás

A modell 97 távhőellátási körzetet tartalmaz. Minden távhőellátási körzetről összegyűjtöttük a három fő szektor (háztartás, szolgáltatás és ipar) hőfogyasztási adatait, és ezeket összehasonlítottuk az országos statisztikákkal. A teljes, jelenleg távhővel

² Az adatbázis a következő főbb forrásokon alapult: MATÁSZSZ [2003] és MEKH [2015a]. Ezeket egészítettük ki a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal távhőtermelőket érintő határozataival, amelyek mellékletei jellemzően tartalmazzák a szükséges információkat, illetve a vállalatok honlapjain megjelenő adatokat is alapul vettük.

ellátott fogyasztást modellezzük, azonban meg kell jegyeznünk, hogy ez a modell csak azt a hőigényt veszi figyelembe, amelyet jelenleg a távhőrendszer lát el hőenergiával. Így a modell sem új távhőterületekkel, sem a jelenlegi távhőrendszerhez újonnan csatlakozó fogyasztókkal nem számol. Ez egy jelentős korlátja a modellnek, ugyanakkor azt is látni kell, hogy az utóbbi évtizedben a hazai távhőrendszerek száma csak kismértékben változott, új távhőközvetítő létesítésére alig találunk példát. A távfűtéssel ellátott lakások száma az utóbbi nyolc évben gyakorlatilag változatlan, számuk 647–650 ezer között mozgott (MEKH [2015c]). A modell által használt aggregált távhőfogyasztás 2014-ben 42 petajoule, amely szinte teljesen megegyezik az Eurostat által 2013-ban közzétett adatokkal (43 petajoule). A modellben használt adatok alapján ennek 46,2 százaléka a háztartások fogyasztása, 16,1 százalékat a szolgáltatás teszi ki, és a maradék 37,7 százalék az ipari fogyasztóké. A referenciaesetben feltételezzük, hogy a háztartások és a szolgáltató szektor fogyasztása 1,5 százalékkal csökken évente az energiahatékonysági beruházások következtében, ami összhangban van a nemzeti épületenergetikai stratégiára vonatkozó 1073/2015. (II. 25.) kormányhatározat céljával. Mindemellett az adatok azt mutatják, hogy az ipari szektorban a fogyasztás csökkenése nagyobb. Az Eurostat elmúlt 10 évről szolgáltatott adatai alapján az átlagos, éves fogyasztáscsökkenés a távhőipari szektorában 3,5 százalékos volt. Feltételezzük, hogy ez a trend a vizsgált időszak alatt is folytatódik.

Ahhoz, hogy számszerűsíthessük a távhőfogyasztás teljes költségét, nemcsak a termelést, hanem a távhő elosztásának költségét is vizsgálni kell. Bár ez a költség nagymértékben függ a távhőrendszer hosszától és korától, erre vonatkozó adatok nem érhetők el, így egyedi költségbecslésre nincs lehetőségünk. Ericsson [2009] tanulmányára alapozva feltételezzük, hogy 2014-ben a távhőelosztás költsége egységesen 2500 forint/gigajoule, amelynek fele fix (ezek közé tartozik többek között a hálózat fenntartása), míg fele változó jellegűnek (legnagyobb tétele a hálózati veszteség fedezése) tekinthető, azaz a fogyasztás csökkenésével a távhőelosztás költségének csak a fele csökken arányosan, a másik fele változatlan marad.

A modell termelői oldala

A modell kínálati oldalán három termelői csoportot különböztetünk meg: 1. meglévő távhőtermelők, 2. jövőbeli távhőtermelők, 3. jövőbeli egyedi hőtermelők. Minden egyes meglévő távhőtermelő-egységre külön-külön számszerűsítjük a termelés hosszú távú határköltségét, amely a következő egyenlettel határozható meg.

$$MC_{hő} = MC_{CO_2} + MC_{ta} + MC_{jövődéki\ adó} + MC_{rhd} + OPEX - MR_{áram},$$

ahol (zárójelben feltüntettük a referenciaesetben használt értékeket is):

$MC_{hő}$: a hőtermelés hosszú távú határköltsége,

MC_{CO_2} : a szén-dioxid-kibocsátás költsége (20 termikus megawatt feletti távhőtermelők esetében 6 euró/tonna, egyébként nem jelentkezik ilyen költség),

MC_{ta} : tüzelőanyag-költség (6,5 euró/gigajoule-os nagykereskedelmi földgázár, illetve 1500 forint/gigajoule-os biomasszaár),

$MC_{\text{jövedéki adó}}$: a távhőtermelő által fizetendő jövedéki adók (az árbevétel 1,1 százaléka),
 MC_{rhd} : földgáztüzelésű erőmű esetében a földgáz rendszerhasználati díja (218 forint/gigajoule),

$OPEX$: működési költség (fűtőművek esetében 100 forint/gigajoule, kapcsolt erőművek esetében 200 forint/gigajoule),

$MR_{\text{áram}}$: áramértékesítésből származó bevétel (44,6 euró/megawattóra az egész időszak alatt).

Meghatároztuk továbbá minden egyes erőművi egység várható leszerelési évét, amelyhez összegyűjtöttük az összes távhőtermelő üzembe helyezésének évét. Feltételezzük, hogy mind a megújuló energiaforrást felhasználó, mind a gáztüzelésű kapcsolt erőművek esetében 20 év a működési élettartam, minden más technológiának 50 éves az élettartama.

Az új távhő és egyedi termelői kapacitások átlagköltségének számításához egy diszkontált cashflow (DCF) módszert alkalmaztunk (1. táblázat). Minden egyes belépési évre technológiánként külön-külön felírtuk a beruházás cashflow-ját, és meghatároztuk azt a hőértékesítési árat, amely esetében éppen megtérül a projekt. A nettójelenérték-számításnál a következő feltételezésekkel éltünk: 8 százalékos reál-diszkontráta, 10 százalékos társasági adó minden technológiára és lineáris amortizáció. A táblázatban szereplő feltételezett tanulási ráták az éves fajlagos beruházási költség csökkenését mutatják.

A geotermikus távhőtermelők beruházási költsége függ a helyszíntől. Minél magasabb az adott régió geotermikus potenciálja, annál alacsonyabb a beruházási költség. Minden távhőközteret három kategóriába soroltunk (nagy, átlagos, alacsony határfokú), annak függvényében, hogy mekkora a hőmérséklet 1000 méter mélyen, 2000 méteres mélységben, és mekkora az adott területen a hőáram. A legjobb adottságú területeken helyezkedik el a modellezett hőfogyasztás 32,8 százaléka, közepes területen a 49,5 százaléka, míg a fennmaradó 17,7 százalék kedvezőtlen területen fekszik.³

Bizonyos technológiákra vonatkozó éves váltási limitet is beépítettünk a modellbe. Ennek alapján gázbojlerre egy adott távhőközterben az adott évi váltás maximálisan a fogyasztás 5 százalékát adhatja ki. Ez az arány a napkollektor esetében 3 százalék, míg hőszivattyúnál 2 százalék. A szakértői becsléssel meghatározott értékek célja annak leképezése, hogy egy adott területen nem lehetséges, hogy mindenki egyszerre váltson át új technológiára, hiszen ennek számos adminisztratív és pénzügyi korlátja van.

Modellezési eredmények

A következőkben a modellezési eredményeket ismertetjük. Először azt az esetet mutatjuk be, amikor semmilyen támogatást vagy más egyéb piactorzító eszközt nem vezetünk be. Ekkor – ahogyan azt a 4. ábra is mutatja – a most ellátott fogyasztók

³ A számítások a MEKH [2015a] adatai alapján összeállított településlistára készültek, a GEO-DH projekt keretében létrehozott hőáramra és hőmérsékletre vonatkozó térképek adatai alapján. (http://map.mfgi.hu/geo_DH).

1. táblázat
A vizsgált hőtermelő technológiák fő jellemzői

	Hőtermelés hatásfoka (százalék)	Villamosenergia- termelés hatásfoka (százalék)	A befektetés költsége (MFt/MWth)	Éves, átlagos kihasználtság (százalék)	Éves működési költség ^a (MFt/MWth)	Tüzelőanyag- költség ^b (Ft/GJ)	Élettartam ^c (év)	Tanulási ráta (százalék/év)	Technológia átlagköltsége ^d (Ft/GJ)
Távhő									
Geotermikus – jó helyen lévő	90	0	200	35	5,5	–	20	1,5	2116
Geotermikus – átlagos helyen lévő	90	0	350	35	5,5	–	20	1,5	3249
Geotermikus – rossz helyen lévő	90	0	600	35	5,5	–	20	1,5	5136
Biomassza – kapcsolt	50	25	953	45	19,1	1500	15	1,5	7667
Biomassza – kazán	85	0	90	45	3,4	1500	15	1,5	2758
Gázkazán	92	0	30	45	1,9	2168	20	0,0	2796
Gáztüzelésű kapcsolt erőmű	38	42	263	45	19,2	2168	15	0,0	5604
Egyedi termelés									
Egyedi gázkazán	91	0	29	15	1,7	3471	15	0,0	4860
Napkollektor	100	0	167	10	2,0	–	15	1,5	5751
Hőszivattyú	100	0	333	36	38,6	–	20	3,0	5795

^a Tüzelőanyag-költség nélkül.

^b Rendszerhasználati díjakkal együtt.

^c Élettartamon az első nagyobb karbantartásig lévő időszakot értjük.

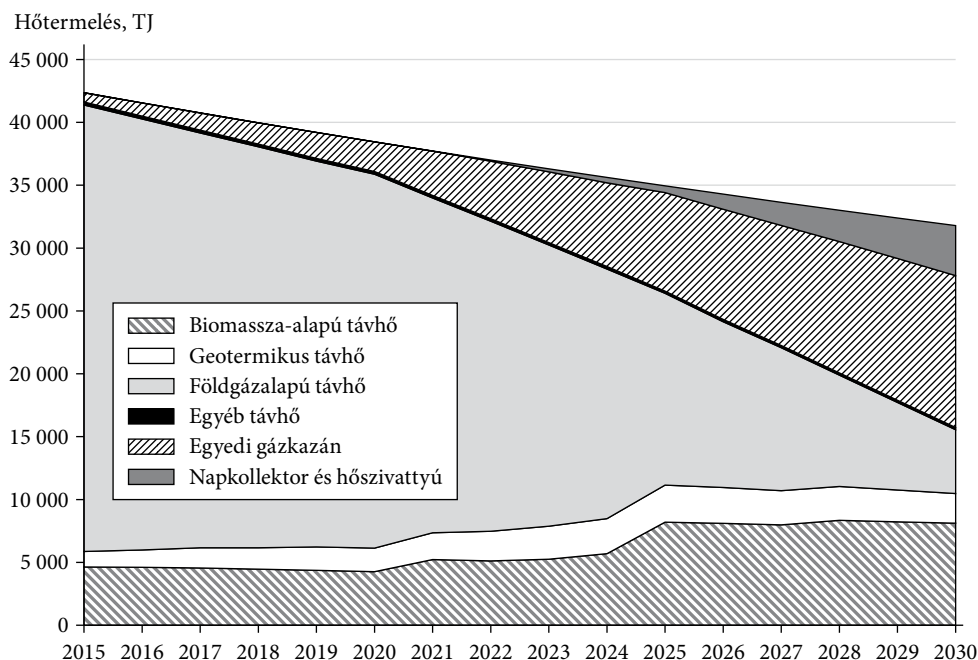
^d 2015-ös belépés esetén.

Forrás: Pöyry [2009], DEA [2012a], DEA [2012b], EB [2008], iparági interjúk.

egy jelentős része leválik a távfűtésről, és egyedi gázkazánra, illetve napkollektorra és/vagy hőszivattyúra tér át. Szintén figyelemre méltó, hogy mindenfajta támogatás nélkül a biomassza-alapú távfűtés egyes helyeken versenyképes, és modelleredményeink alapján 2030-ra közel 8 petajoule-ra növekszik a mennyisége. Ezek az energiaforrások részben kiszorítják a mostani földgázalapú távfűtést, amely elveszti a dominanciáját a következő évtized végére. Ha tehát nem történik beavatkozás a szektorban, akkor piaci alapon a megújuló energiaforrást használó távhőtermelők adják a modellezett hőtermelés egyharmadát, és további közel 13 százalékos részarányt ér el a napkollektor és a hőszivattyú, így 2030-ra összességében 50 százalékos részarányt képviselnek a megújuló energiaforrások.

4. ábra

A jelenleg távhővel ellátott fogyasztók várható tüzelőanyag-összetétele, 2015–2030 (terajoule)



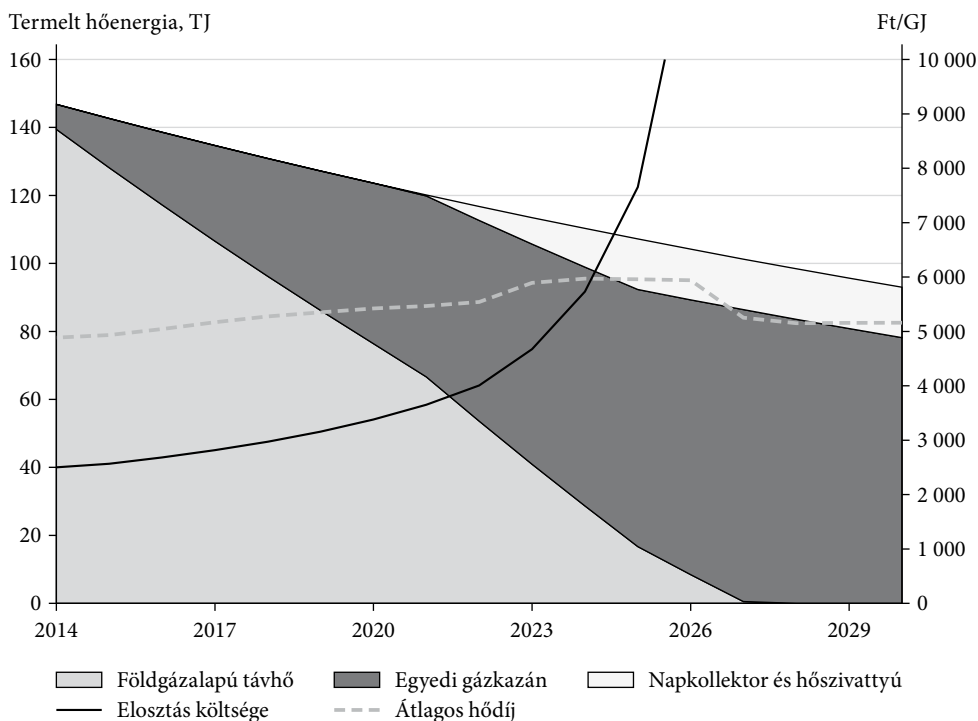
Forrás: saját szerkesztés.

Az *Energiastratégia* [2012] másik fontos alapelve a fenntartható és környezetbarát energia mellett a megfizethetőség. Ennek érdekében számszerűsítjük az úgynevezett rendszerköltséget, amely magában foglalja az előállítás teljes költségét és a különböző támogatásokat is. Emellett meghatározzuk, hogy az egyes években mekkora a hőellátás átlagos költsége (átlagos hődíj), amely magában foglalja a távhőelosztás költségét is. Míg az átlagos hődíj monoton növekvő, a kezdeti 4360 forint/gigajoule-os értékről 2030-ra 5780 forint/gigajoule-ra nő, addig a rendszerköltségben ingadozásokat találunk, ami két ellentétes hatással magyarázható. Egyrészt csökken a teljes fogyasztás, másrészt viszont nő az átlagos hődíj. A fogyasztás csökkenésnek van egy nagyon

fontos hatása. Mivel a távhőelosztás egy része fix költség, ezért a csökkenő fogyasztás hatására növekszik a fajlagos ellátás költsége, ami oda vezethet, hogy a távhő elveszti a versenyképességét, és sok fogyasztó egyedi hőellátásra áll át. Ezt szemlélteti az 5. ábra.

5. ábra

Csorna város tüzelőanyag-összetétele, a hőfelhasználás átlagos költsége és az elosztás költségének alakulása, 2014–2030



Forrás: saját szerkesztés.

Látható, hogy Csorna városában a következő évtized közepére annyira megdrágul az elosztás fajlagos költsége, hogy az összes fogyasztó leválik a távhőhálózatról, és egyedi fűtésre áll át. Hasonló jelenségre hívja fel a figyelmet *Herrero–Ürge-Vorsatz* [2011] is, amelyben a szerzők kiemelik, hogy a távhőrendszerek hatalmas kihívás előtt állnak, és kérdés, hogy az alacsony energiafogyasztású épületek ellátásában milyen szerepet tudnak majd betölteni. Ennek érdekében újra kell gondolni a távhőrendszerek szerepét, valamint azt, hogy miként lehet megőrizni versenyképességüket, hogyan lehet kihasználni azt, hogy az egyedi fűtési rendszerekhez képest kevésbé okoznak negatív externáliákat. Ez utóbbihoz kapcsolódóan *Thyholt–Hestnes* [2007] összehasonlította, hogy a jelenlegi előírásokkal épült, távhővel ellátott norvégiai lakások vagy az áramfűtéssel működő, alacsony energiafelhasználású lakások fűtése esetében alacsonyabb-e a szén-dioxid-kibocsátás. A szerzők arra a következtetésre jutottak, hogy nincs jelentős különbség a kettő között. *Münster és szerzőtársai* [2012] Dánia példáján hasonlított össze, hogy miként alakul a hőtermelés 2025-ben egy referencia-

forгатókönyvben és egy ennél alacsonyabb végső energiafelhasználást feltételező forгатókönyvben. A szerzők eredményei alapján szignifikánsan nem különbözik a távhőtermelés és az egyedi fűtési módok aránya.

A megújuló energiára alapozott távhőtermelés ösztönzésének lehetséges formái

A következőkben áttekintjük a távhőtámogatás jellemzően alkalmazott típusait, annak érdekében, hogy ez alapján eldönthessük, mely eszközöket érdemes a modellezés során vizsgálnunk. A megújuló energiára alapozott távhőtermelés támogatásának eszköztára nagyban összefügg a megújuló hőtermelés rendszerével. Az európai országok jelentős részében a megújuló energiára alapozott hőtermelés támogatása is meglehetősen kezdetleges, és nem beszélhetünk kimondottan a távhőszektor „zöldítését” célzó ösztönző eszközökről. *Cansino és szerzőtársai* [2011] a megújuló energiára alapozott fűtés (illetve az ezzel együtt tárgyalt hűtés) ösztönzési eszközei között a beruházási költség meghatározott százalékát fedező állami támogatásokat, az adózási könnyítéseket, a pénzügyi ösztönzőket és a kötelező átvételt vizsgálja meg.⁴ Az adózási eszközöket a beruházási költségek után elszámolható kedvezmények, a különböző (például az energiaadó alóli) mentességek, illetve a Magyarországon is alkalmazott kedvezményes áfakulcshoz hasonló adórata-könnyítések szerint csoportosítja.

Klessmann és szerzőtársai [2011] a támogatási eszközök közé sorolja – és elsősorban az állami költségvetésektől való függetlenségük miatt méltatja – azokat a szabályokat is, amelyek például előírják az új vagy jelentősen felújított épületek számára, hogy hőellátásukban minimum milyen arányban kell megújuló energiát használniuk. Ezen előírásokat *Bürger és szerzőtársai* [2008] még kiegészíti vásárlási, értékesítési és ellentételezési szabályokkal is, amelyek gyakorlatilag a környezet-gazdaságtan kvóta- és árszabályozási eszközeit ölelik fel, vagyis idetartoznak a bónuszrendszerek és a kötelező átvétel is. A szerzők a fosszilis tüzelőanyagok megadóztatását, a kormányzati támogatásokat és a különböző adókedvezményeket egyaránt a költségvetési eszközök közé sorolják.

A Nemzetközi Energia Ügynökség (IEA) a támogatásokat a megcélzott technológia érettsége alapján csoportosítja (*Beerepoot–Marmion* [2012]). E szerint a beruházási támogatások, különösen a vissza nem térítendő támogatások elsősorban a K + F-tevékenység és az egyedi demonstrációs projektek célzott finanszírozására alkalmasak. A felfutás időszakában bevezethetők működési támogatások, először a beruházóknak nagyobb biztonságot nyújtó kötelező átvétel formájában, később piaci mechanizmusok (például zöld bizonyítványok) formájában. Az érett, versenyképes technológiák esetében már kiróhatók a felhasználási kötelezettségek is, vagy építési szabványokban követelhetik meg a szóban forgó technológia alkalmazását.

⁴ Pénzügyi ösztönzőkön a szerzők a kedvezményes kamatozású hiteleket értik, míg a kötelező átvétel a villamosenergia-szektorban elterjedt módon garantál értékesítési árat a megújuló forrásból származó hő számára.

A megújuló hőtermelés ösztönzésében legelterjedtebbnek tekinthető – mintegy 22 európai uniós tagállamban létező – beruházási támogatások a vissza nem térítendő források mellett lehetnek kedvezményes (alacsony kamatozású, esetleg állami hitelgaranciával megtámogatott) hitelek vagy a beruházás kockázatait csökkentő (ezáltal a finanszírozást segítő) állami garanciavállalások. A működési támogatások a fűtőmű vagy kapcsolt erőmű megépítését követő időszakban biztosítanak rendszeres többletbevételeket vagy költségcsökkentéseket. Ennek a hőszektorban leggyakrabban alkalmazott formája – az általában tartósan adóalap-csökkentést lehetővé tevő – adókedvezmény. A kedvezmény vonatkozhat magára a hőtermelőre, a tüzelőanyagra (például a biomasszára) vagy a berendezés gyártójára. Hozzávetőlegesen 12 uniós tagállam alkalmazza az adókedvezmények valamilyen formáját (2. táblázat). Az adókedvezményekhez hasonló hatást lehet elérni a fosszilis energiahordozók használatának megadóztatásával, ami költségelőnybe hozza a megújuló hőtermelőket. A skandináv országokban ez bevett és rendkívül hatásos eszköznek bizonyult a biomassza-tüzelés elterjesztésére a távhőtermelésben (Connor és szerzőtársai [2015]).

2. táblázat

Adózási ösztönzők a megújuló távhőtermelés támogatására 12 EU-tagállamban, 2011

Ország	Adókedvezmények	Adómentességek	Csökkentett adókulcsok
Ausztria		✓	
Belgium	✓		
Bulgária		✓	
Dánia		✓	
Finnország	✓	✓	
Franciaország			✓
Németország		✓	
Görögország	✓		
Olaszország	✓		✓
Hollandia	✓		
Svédország	✓	✓	
Egyesült Királyság		✓	✓

Forrás: Cansino és szerzőtársai [2011] 3805. o.

A megtermelt energiamennyiséggel arányos működési támogatás – ami a megújuló villamosenergia-termelés ösztönzésében gyakori – egyelőre viszonylag ritka a megújuló távhőtermelésben, de elterjedése nem zárható ki. A kötelező átvétel vagy a hőszektorban inkább bónuszrendszernek nevezett eszköz a megtermelt hő egységére fizetett, hatóságilag meghatározott támogatást takar. Ezt Európában elsőként az Egyesült Királyság vezette be (*Renewable Heat Incentive*), de itt a támogatások költségét a villamosenergia-rendszerben alkalmazott rendszertől eltérően nem a hőfogyasztók viselik, hanem a központi költségvetés (Connor és szerzőtársai [2015]).

A zöldbizonyítvány-rendszerben a hőfogyasztókat ellátó szereplőket (például a távhőszolgáltatókat) a szabályozó arra kényszeríti, hogy a vásárolt hő meghatározott részét megújuló energiával megtermelt hővel elégítsék ki, míg a tenderrendszerben a támogatásért folyamodó megújuló hőtermelők egy aukció keretében versenyeznek egymással a támogatásra való jogosultságért.

Több ország (Spanyolország, Olaszország, Németország) alkalmaz felhasználási kötelezettségeket, amelyek keretében elsősorban új épületek, esetleg felújított épületek tulajdonosait (vagyis jellemzően a kis- és közepes méretű hőfogyasztókat) kötelezik arra, hogy hőigényük meghatározott részét megújuló energiaforrások igénybe vételével elégítsék ki. A geotermikus távhőrendszerek kiépítése kezdeti (a fűrésszel kapcsolatos, geológiai jellegű) kockázatainak enyhítésére egyes országokban (Franciaország, Hollandia, Izland, Németország) állami kockázati alapokat hoztak létre (*Fraser és szerzőtársai* [2013]).

A kapcsolt erőművek által megtermelt megújuló távhő támogatásának egyik gyakoribb formája a villamosenergia-oldali támogatás. A legtöbb európai tagállam önmagában a villamosenergia- és hőtermelés kapcsolt voltát is jutalmazza, még fosszilis energiahordozók alkalmazása esetén is. Ehhez azonban több országban pótlólagos támogatás kapcsolódik, ha a kapcsoltan termelt áram megújuló energiaforrásból származik.

Az IEA megkülönbözteti a megújuló hő támogatásának közvetlen és közvetett eszközeit, utóbbiak közé sorolva azokat, amelyek nem kifejezetten a megújuló hőpiac fejlődését célozzák, de áttételesen azt is elősegítik. Ilyen közvetett eszköznek tekinthetjük magának a távhőszektornak a támogatását is, amit a szociális szempontokon túl éppen az indokolhat, hogy a távhőszektor – mivel koncentrált – a „zöldítés” könnyebb terepét jelenti, mint az egyéni fűtés. Ha a szektor a támogatások révén az egyéni fűtés versenyképes alternatíváját képes kínálni, akkor a megújuló erőforrások – a helyi viszonyoktól függően – felhasználásuk célzott ösztönzése nélkül is a leggazdaságosabb választásnak bizonyulhatnak a szolgáltatók számára.

A magyarországi gyakorlatot és a modellezési lehetőségeket is figyelembe véve mi a lehetséges támogatási formák 3. táblázatbeli csoportosítását ajánljuk.

3. táblázat

A megújuló távhőtermelés lehetséges támogatási formái Magyarországon

Beruházási támogatások	Működési támogatások	Kötelezések	Adózási könnyítések
Vissza nem térítendő pénzügyi támogatás	Garantált hőár	Építészeti/gépészeti szabványok	Beruházások utáni kedvezmények
Kedvezményes hitel	Kötelező átvétel (kapcsolt termelés esetén a villamos energiára)	Kötelező távhőközvet/leválási tilalom	Mentességek
Állami garancia			Adóráták-könnyítések (például kedvezményes áfa)

A különböző szabályozóeszközök hatásainak vizsgálata modellezés segítségével

Ahogy az előzőkben bemutattuk, sok olyan támogatási eszköz létezik, amelyek segítségével elősegíthető a megújuló erőforrások elterjesztése a hőpiacon, különösen a távhőszektorban. Távhőmodellünk segítségével megvizsgáljuk, hogy ezen eszközök mennyire hatásosak, és milyen összköltséggel járnak. Ez utóbbit a teljes rendszerköltséggel mérjük. A korábban már bemutatott szabályozóeszközök közül a következőket vizsgáljuk:

- nincsen semmiféle szabályozóeszköz (REF),
- vissza nem térítendő pénzügyi támogatás a megújuló alapú távhőtermelésre vonatkozóan (INV),
- a távhő végfelhasználói árának támogatása, például kedvezményes áfa (DH),
- kapcsolt biomassza-erőművek támogatása a villamosenergia-termelés kötelező, hatósági áron való átvétele által (CHP),
- a megújuló távhőtermelőkre vonatkozó garantált hőár (FIT),
- a távhőről való leválás megakadályozása, kötelező érvényű távhőkörzetek kijelölése (ADM).

E szabályozóeszközök különböző mértékű bevezetése mellett megvizsgáljuk, hogyan alakul a hőtermelés összetétele 2030-ban, illetve az átlagos rendszerköltség 2015 és 2030 között. Ez utóbbi nemcsak a hőelőállítás átlagköltségét és az elosztás költségeit tartalmazza, hanem a különböző támogatásokat is (6. ábra).

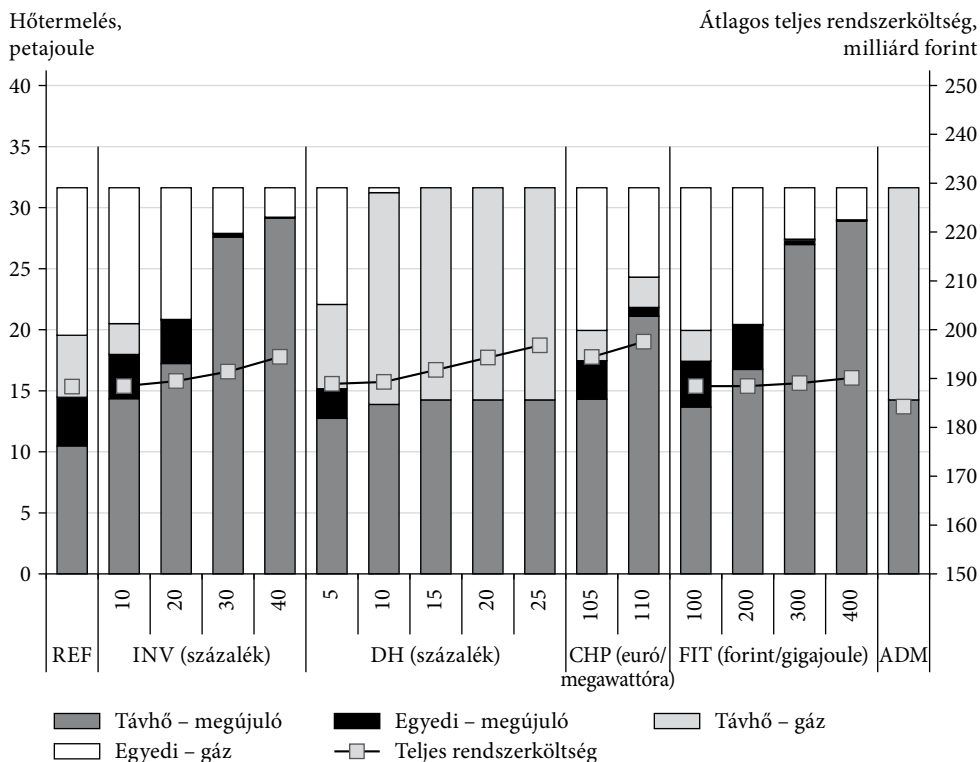
A modellezés alapján a legalacsonyabb rendszerköltség akkor adódik, ha adminisztratív módon megtiltjuk a távhőről való leválást (ADM), és kötelező érvényű távhőkörzeteket jelölünk ki. Ebben az esetben a teljes megújuló hőtermelés mennyisége a vizsgált szegmensben 14 petajoule, amely 45 százalékos aránynak felel meg. Ez alig 1,5 százalékkal kisebb, mint a referenciaesetben a megújuló hőfelhasználás, míg az átlagos rendszerköltség mindössze 2,2 százalékkal alacsonyabb. Az olcsóbb rendszerköltség annak köszönhető, hogy az egyedi fűtési technológiákra éves váltási limitet alkalmazunk a modellben, ahogyan azt korábban bemutattuk. Mivel egy adott évben nem képes mindenki egyedi technológiára váltani, ezért a távhőellátásban maradó fogyasztók a fix költségek áthárítása révén magasabb távhődíjat kénytelenek elszenvedni. Ebből adódik, hogy a távhőről való leválás megakadályozása (ADM forgatókönyv) esetében társadalmi szempontból kedvezőbb összköltség mellett valósulhat meg a hőellátás, mint a referenciaesetben (REF).

A beruházási támogatással (INV) akár 92 százalékos megújuló arány is elérhető, ha a támogatásintenzitás 40 százalékos, ami azonban 194 milliárd forinttal növeli az éves átlagos rendszerköltséget – ez 6,1 milliárd forinttal haladja meg a referenciaesetet. A működési támogatás nagyon hasonló eredményre vezet, mint a beruházási támogatás.

A távhő végfelhasználói árának támogatása (DH) igen érdekes eredményre vezet. Alacsony szint mellett növekszik a megújuló felhasználása, magasabb támogatási szint mellett azonban teljesen kiszorulhatnak a megújuló energiát

6. ábra.

Különböző szabályozóeszközök hatása az energia-összetételre 2030-ban, illetve a 2015–2030 közötti éves átlagos rendszerköltségek mértéke (milliárd forint)



Forrás: REKK.

használó termelők, valamint az egyedi hőtermelők is. Ez annak köszönhető, hogy alacsony támogatási szint mellett még az egyedi megújulók is elterjednek, viszont 10 százalékos támogatás esetén már azok is teljesen kiszorulnak, és helyettük a gázalapú távhőtermelés valósul meg, így a megújuló termelés részaránya csökken a referenciaesethez viszonyítva. Ezzel szemben a rendszerköltség növekszik, 20 százalékos támogatás mellett 3,1 százalékkal haladja meg a referenciaesetét. Érdekes, hogy a jelenlegi szabályozás a kedvezményes áfával pontosan ezt az eszközt alkalmazza. Ez a támogatás a modellezési eredmények alapján mindenképpen felülvizsgálatra szorulna.

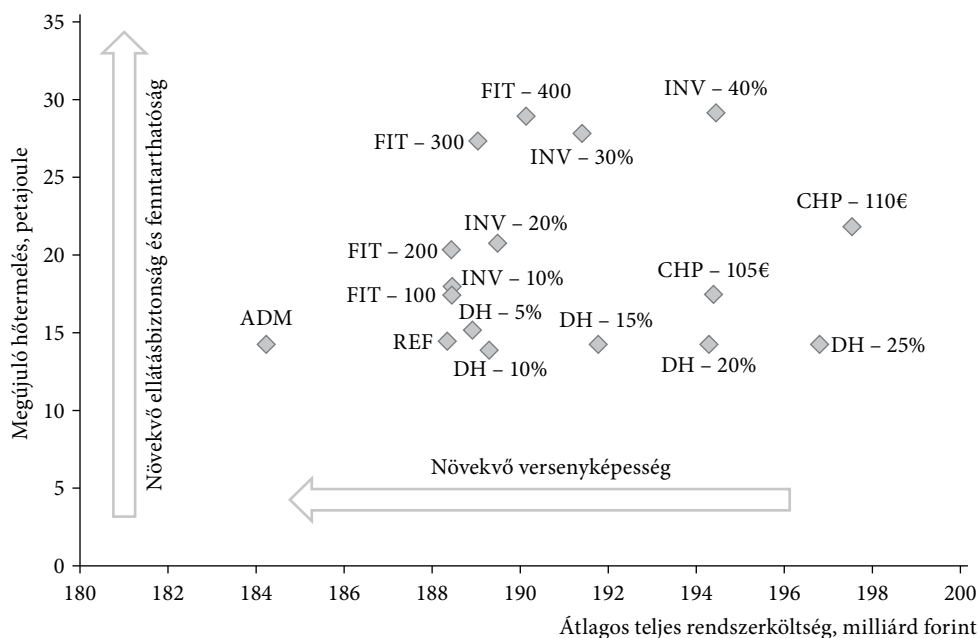
A kapcsolt biomassza-alapú termelés áramoldali támogatása (CHP) jelentősen képes növelni a megújulók arányát. 110 euró/megawattórás kötelező átvételi ár – amely a jelenlegi támogatási szintnek felel meg – közel 70 százalékos megújuló energián alapuló hőtermelést eredményez. A kapcsolt biomassza szinte teljesen kiszorítja a gázalapú távhőtermelést. A teljes rendszerköltség ebben az esetben megközelíti az évi 200 milliárd forintot.

Érdemes összevetni azt, hogy a különböző szabályozási eszközök alkalmazása esetén hogyan alakul a rendszerköltség és a megújulók elterjedése. Ezt szemlélteti a 7.

ábra. Az *Energiastratégia* [2012] által meghatározott cél egy fenntartható, versenyképes és diverzifikált energiarendszer elérése. Lefordítva ezen célokat a távhőszektorra, ez alacsony rendszerköltséget és a földgáztól független, megújuló energián alapuló hőtermelést jelent. Tehát az adott támogatási eszköz minél inkább a bal felső negyedben helyezkedik el a 7. ábrán, annál inkább teljesíti a célkitűzéseket. Az eredmények azt mutatják, hogy nincsen egyetlen olyan szabályozóeszköz sem, amely mindkét feltétel esetén felülmúlná a többi szabályozóeszközt, az eszközök vagy egyik, vagy másik dimenzióban teljesítenek jól. Fontos eredmény továbbá, hogy a működési és a beruházási támogatások szignifikánsan nagyobb megújuló termelést tudnak kiváltani, mint bármilyen más ösztönző rendszer.

7. ábra

Különböző szabályozóeszközök esetén a rendszerköltség és a megújuló energián alapuló hőtermelés alakulása 2030-ban



Forrás: saját szerkesztés.

A legalacsonyabb rendszerköltség abban az esetben valósul meg, amikor megtiltjuk a távhőről való leválást (ADM), ami azonban 15 petajoule alatti érték alá szorítja a megújuló hőtermelést. Ezzel szemben magas beruházási vagy működési támogatás esetén a megújulók jelentősen növekednek, viszont ezzel párhuzamosan a rendszerköltség is növekszik. Vagyis a versenyképes hőtermelés és a diverzifikált, fenntartható hőtermelés között átváltást (*trade-off*) tapasztalhatunk. Vannak azonban olyan esetek, amelyek alkalmazását egyértelműen kerülni kell, mivel létezik olyan eszköz, amely mindkét tekintetben jobb eredményre vezet náluk. Ezek közé tartoznak a kapcsolt támogatások és a távhőfogyasztás támogatása.

A modellezett szabályozóeszközökre vonatkozó eredmények összevetése a szakirodalommal és a magyar gyakorlattal

Nemzetközi tapasztalatok

Nagyon kevés olyan közgazdasági alapú modell létezik, amely megvizsgálja a különböző országokbeli távhőszektor-támogatások eredményességét, mégis érdemes összevetni az Európa többi országára elérhető eredményeket a bemutatott magyar modell eredményeivel.

Szabó és szerzőtársai [2015] kifejezetten az európai uniós megújuló távhő támogatási gyakorlatainak értékelését tűzte ki célul. Az elemzés meghatározta az alkalmazott szabályozóeszközök és az egyes megújuló távfűtési technológiák terjedése között felállítható összefüggéseket, illetve több esetben valószínűsítette azokat. Például Svédországban a fosszilis tüzelőanyagokra az 1990-es évek óta kiszabott magas adók – ami felfogható a megújuló energiaforrások után járó működési támogatások inverzeként – magyarázzák a megújuló energiaforrások kiugró arányát a távhő tüzelőanyag-összetételében. Ez összecseng a modellnek azzal az eredményével, hogy a működési támogatás jelentősen növeli a megújuló energiaforrások alkalmazásának arányát.

Stadler és szerzőtársai [2007] hét európai régióra modellezte a felhasználható támogatások hatását az Invert modell alkalmazásával. A modell egy dinamikus, alulról felfelé építkezésű (*button up*) modell, amelyben a racionális döntéshozók kiválasztják a számukra optimális fűtési módot, majd ezeknek a választásoknak az összessége alakítja ki a teljes fűtési szektort. A döntéshozatal során a fogyasztók először a fűtés (és meleg víz) támogatások nélküli éves költségével szembesülnek. A különböző fűtési módok éves költsége a következő változók függvénye: technológia, beruházási költség, élettartam, megtérülési idő, működési költségek, tüzelőanyag-költség, hatásfok és kamatláb. Az így meghatározott függvényértéket az alkalmazott támogatási formák módosítják. Ezenkívül a modell tartalmaz egy változót a kényelmi szempontok figyelembevételére, ami lehetőséget ad arra, hogy a fogyasztók váltási hajlandóságát befolyásoló egyéb körülményeket beépítse az optimalizációs számításba. A modell azt feltételezi, hogy a fogyasztók a támogatásokat és a kényelmi szempontokat is figyelembe véve a számukra legolcsóbb fűtési megoldást választják.

A referenciaesetben, amikor semmiféle támogatási eszközt nem alkalmaznak, a háztartások gyakorlatilag nem választanak megújuló energiaforráson alapuló fűtési megoldásokat, mivel ezek drágábbak, mint a hagyományos energiaforrások. A támogatások bevezetése esetén a modellben eltérő fűtési megoldások valósulnak meg a különböző épülettípusok esetében.

Az alkalmazott támogatási eszközöket a szerzők egy PSE (*Promotion Scheme Efficiency*) mutatóval mérik és hasonlítják össze, amely a támogatás hatására kiváltott szén-dioxid-mennyiségnek és a támogatás diszkontált jelenértékének a hányadosa. A leghatékonyabbak azok a támogatások, amelyek a referencia-forgatókönyvhöz – amely a jelenlegi támogatásokkal számol – képest a támogatás egyre kisebb szintje mellett képesek csökkenteni a szén-dioxid mennyiségét. Ez akkor valósulhat meg, ha a

jelenlegi rendszerben – amelyben a fosszilis alapú távhőtermelés is támogatást élvez – a hagyományos energiaforrások kisebb támogatásban részesülnek.

Stadler és szerzőtársai [2007] Bécs és környékének konkrét adataira futtatva a modellt, arra az eredményre jutott, hogy a kis méretű biomasszakazánok beruházási költségeire vonatkozó támogatás növelése és a távfűtésre csatlakozás támogatásának emelése vezet a leghatékonyabb támogatási megoldáshoz. Ez az eredmény azt jelenti, hogy e modellszámítás szerint ezek a beruházási támogatások (INV) a leginkább költséghatékony szabályozóeszközök a megújuló fűtési módok terjedésének ösztönzésére (egységnyi szén-dioxid elkerülésére vetítve),

Kranzl és szerzőtársai [2007] szintén az Invert modellt alkalmazza a támogatások eredményeinek elemzésére Németország, Luxemburg és Észak-Írország esetében. Eredményeik alapján egy, a megújuló energiaforrásokra támaszkodó rendszereknek nyújtott bónusz (garantált hőár) alkalmazása (FIT) – amelynek forrása a fosszilis energiahordozót használó fűtési rendszerek üzemeltetőinek befizetése – szintén jelentősen és költséghatékonyan képes növelni a megújuló távhő arányát.

Magyarországon alkalmazott szabályozás

Érdemes megvizsgálni a modellezési eredmények tükrében a Magyarországon alkalmazott szabályozási megoldásokat.

– *Beruházási támogatás* • A távhőellátás energiahatékonyságának növelésére, illetve a megújuló energián alapuló termelés ösztönzésére a Környezet és Energia (2014-től Környezet és Energiahatékonysági) Operatív Program (KEOP) európai uniós forrásokat is biztosít, amelyek beruházási támogatásként vehetők igénybe. 2009 és 2014 között a KEOP keretéből összesen 11,2 milliárd forint⁵ megújuló távhőfejlesztési támogatásra kötöttek szerződést, a KEHOP-ból pedig 2014–2020 között ilyen célra vélhetően mintegy 15 milliárd forint lesz elérhető.

– *Kedvezményes távhőáfa* • A távhőfogyasztókat kedvezményes, 5 százalékos áfafizetési kötelezettség terheli az általános 27 százalékkal szemben. Ez évente 25 milliárd forint támogatásnak felel meg (*REKK* [2013]).

– *Kapcsolt megújuló erőművek áramoldali támogatása* • A megújuló energián alapuló kapcsolt erőművek a szabadpiaci árnál magasabb áron értékesíthetik a megtermelt villamos energiát. A *MEKH* [2015b] adatai alapján a fajlagos támogatás (a hatósági átvételi ár és a versenypiaci ár különbsége) és a termelt megújuló villamos energia mennyiségének szorzata 2014-ben 25 milliárd forintot tett ki.

– *Távhőtermelés támogatása* • A szolgáltatók számára az indokolt (beszerzési) költségeknél alacsonyabban megállapított termelői árak kompenzációjára a villamosenergia-fogyasztók évente 60 milliárd forintot fizetnek (*REKK* [2014a]).

A 4. táblázat foglalja össze a magyarországi távhőszektort érintő támogatásokat.

Látható, hogy a magyar távhőszabályozási eszközök közé tartozik a távhőszolgáltatás és a távhőfogyasztás támogatása, amelyek évente összesen 85 milliárd forintot

⁵ Forrás: NFM-adatok alapján saját számítás.

4. táblázat

A távhősektort érintő támogatások Magyarországon

Szabályozóeszköz	Forrás	Támogatás mértéke	Megnevezés a távhőmodellben
Beruházási támogatás	KEOP (2007–2014)	11,2 milliárd forint/hét év	INV
A távhőfogyasztás támogatása	27 százalékos áfakulcs helyett 5 százalékos áfakulcs	25 milliárd forint/év	DH
A kapcsolt biomassza-erőművekre vonatkozó kötelező átvételi tarifa (KÁT)	KÁT-tarifa	25 milliárd forint/év	CHP
A távhőszolgáltatók támogatása	Kapcsolt szerkezetátalakítási támogatás	60 milliárd forint/év	DH/FIT

Forrás: NFM, MEKH [2015b], REKK [2013], [2014a], [2014b].

tesznek ki, 25 milliárd forintra tehető évente a kapcsolt – áram- és hőtermelést egyaránt folytató – megújuló erőművek áramoldali támogatása, illetve kisebb jelentőségű a megújuló alapú termelők beruházási támogatása, amely évente mindössze néhány milliárd forintra rúg. A modellezési eredményekkel összevetve azt tapasztaljuk, hogy a magyar szabályozás jellemzően azokat az eszközöket alkalmazza – távhőszolgáltatás és fogyasztás támogatása és kapcsolt támogatás – a hőpiac esetében, amelyek nem vezetnek optimális eredményhez, ezeknél sokkal hatásosabb/hatékonyabb eszközök léteznének az *Energiastratégia* [2012]-ben felvázolt célok eléréséhez. Ezzel szemben a beruházási támogatások csak marginálisan jelennek meg, míg a megújuló hőtermeléshez kapcsolódó működési támogatások és az adminisztratív jellegű szabályozások – például kötelező távhőkörzetek kijelölése – teljesen hiányoznak a hazai szabályozási palettáról, pedig a modellezési eredmények igazolták ezen eszközök előnyeit is.

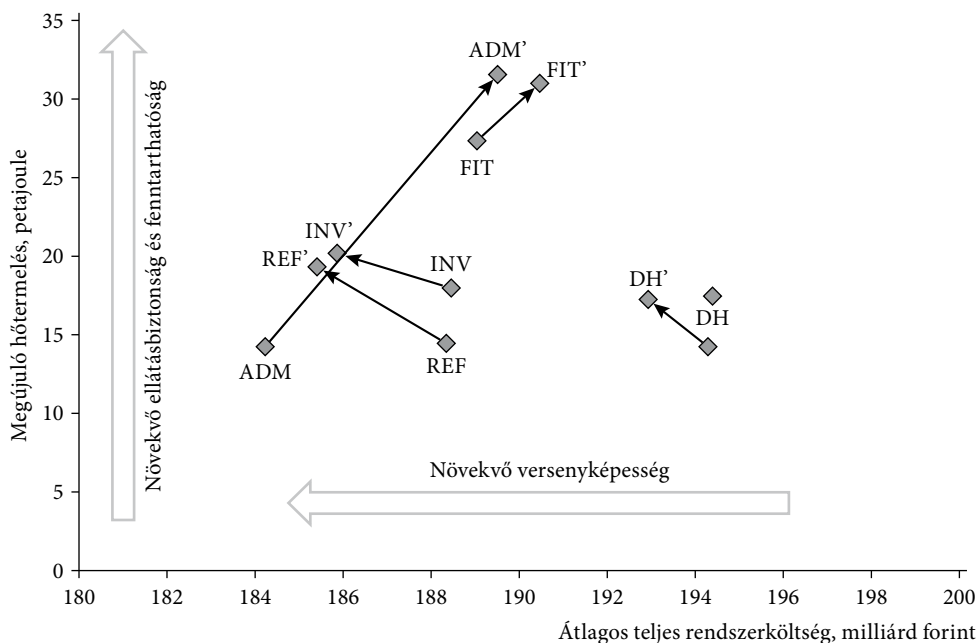
A diszkontráta jelentősége

A távhő termelői és szolgáltatói díjának megállapítására vonatkozó módszertan az 50/2011. NFM-rendeletben⁶ meghatározott fő alapelvek rögzítése mellett a részletek kidolgozását az alkalmazóra bízta, tehát a normativitásán, kiszámíthatóságán van mit javítani. A módszertan előírja, hogy a távhődíjakban érvényesíthető a) az indokolt költségek megtérülésének elve, b) megújuló alapú távhőtermelés esetén 2 százalékos helyett 4,5 százalékos a nyereségküszöb maximális értéke és c) teljesítmény- és hődíjat lehet alkalmazni. Ez az – állami és piaci befektetők számára a szabályozott iparágakban jól ismert – költségalapú hatósági ármegállapítási forma kiszámítható, stabil környezetet biztosíthat a társaságok pénzügyi működése szempontjából

⁶ 50/2011. (IX. 30.) NFM-rendelet a távhőszolgáltatónak értékesített távhő árának, valamint a lakossági felhasználónak és a külön kezelt intézménynek nyújtott távhőszolgáltatás díjának megállapításáról.

8. ábra

Különböző szabályozóeszközök esetén az átlagos rendszerköltség és a megújuló hőtermelés alakulása 2030-ban 8, illetve 5 százalékos diszkontráta mellett*



* A REF, INV, ADM, DH, FIT a 8 százalékos diszkontráta melletti eredményeket, míg a REF', INV', ADM', DH', FIT' az 5 százalékos diszkontráta melletti eredményeket mutatja.
Forrás: saját szerkesztés.

(elsősorban a hagyományos beruházások esetén). Bár egy ösztönző típusú szabályozás (ársapka, jövedelemsapka) nagyobb mozgásteret és ösztönzőt jelenthetne a tulajdonosok számára, de kockázatosabb lenne az új beruházások – így például megújuló energiát használó új technológiák – bevonására. A magyar szabályozás annyiban tér el a költségalapú árszabályozási rezsimek szokásos módszertanától, hogy árképző elemként nem súlyozott tőkeköltségen (WACC) alapuló nyereséget ír elő, hanem a ténylegesen realizált nyereségre alkalmaz nyereségkorlátot, ami megnehezíti a pénzügyi tervezhetőséget a tulajdonosok számára.

A MEKH javaslata alapján a díjakat a Nemzeti Fejlesztési Minisztérium határozza meg és hirdeti ki. A fejlesztéseket jelentősen megnehezítik a kieső bevételek a rezsicsökkentés miatt – az elmúlt években a rendeletben meghatározott módszertan szerint megállapított árakra egy egyszeri 10 százalékos, majd még egy egyszeri 11 százalékos csökkentést, és a díjak befagyasztását vezették be. Mivel a távhőcégek és a MEKH által számított díjak csak iránymutatásként szolgálnak a miniszteri díjmegállapításhoz, a szektor azzal szembesül, hogy nincs egy több éven átívelő, kiszámítható módszertan a szabályozott bevételeket meghatározó díjmegállapításhoz. Ez a kiszámíthatatlanság jelentősen növeli a beruházók által viselt kockázatot, ami magasabb hozamelvárásokban tükröződik. Ezért a modellel megvizsgáltuk, hogy

milyen eredményeket kapunk abban az esetben, ha a korábban használt 8 százalékos diszkontrátát 5 százalékosra csökkentjük. Ez lényegében egy kiszámíthatóbb és ezért kisebb hozamkövetelményt jelent (8. ábra).

Az alacsonyabb diszkontráta eredményeképpen az új távhőtermelők átlagköltsége csökken, aminek két hatása is van: egyrészt csökken a teljes rendszerköltség, másrészt pedig növekszik a megújulóalapú távhőtermelés. Abban az esetben, ha nincsen semmiféle szabályozóeszköz (REF), az átlagos teljes rendszerköltség 3 milliárd forinttal alacsonyabb, ami 1,5 százalékos csökkenésnek felel meg. Ráadásul ezzel párhuzamosan a megújuló termelése közel 5 petajoule-lal nő. A távhő végfelhasználói árának támogatása (DH) és a beruházási támogatás esetén (INV) is hasonló tendenciát figyelhetünk meg, még ha az elmozdulás mértéke különböző is. Ezzel szemben a távhőleválás korlátozása és a működési támogatás esetén növekszik a rendszerköltség, viszont lényegesen nagyobb a megújuló térnyerése. A modellezési eredmény arra is rámutat, hogy a kiszámítható szabályozás és a kevésbé kockázatos környezet segít egyrészt a megújuló technológiák elterjedésében, másrészt pedig csökkenti a teljes rendszerköltséget. Ezt hangsúlyozza Lüthi-Prässler [2011], Klessman és szerzőtársai [2013] és Rathmann és szerzőtársai [2011] is – kiemelve, hogy a megújuló technológiák átlagköltsége jelentősen csökkenthető, ha a beruházók kiszámítható, stabil, visszaemléző hatályú változtatások nélküli szabályozási rezsimmel szembesülnek.

Következtetések

Elemzésünk középpontjában a magyarországi távhőszektor vizsgálata állt, amely a teljes hőfogyasztás 15 százalékát adja. Mind a hazai, mind az európai uniós dokumentumokban kiemelt szerepet kap a fenntartható, megfizethető és biztonságos energiaellátás. A hazai távhőszektor vizsgálatával elsősorban arra kerestük a választ, hogy a különböző szabályozóeszközök hogyan segítik e célok elérését.

Rámutattunk arra, hogy az energiahatékonysági beruházások nagy kihívások elé állítják a távhőszektort. Mivel a távhőelosztás költségeinek jelentős része fix jellegű költség, az energiahatékonyság növekedésével egyre inkább növekszik a fajlagos távhőellátás költsége. Ez egy bizonyos szint felett azt jelentheti, hogy egyes körzetekben teljesen megszűnhet a távhőellátás: az ellátás csak irreálisan magas költségek mellett lehetséges, a fogyasztók pedig leválhatnak a távhőhálózatról, és átállhatnak egyedi fűtési módra. Ezzel egy önerősítő folyamatot indítanak be, hiszen így tovább nő a fajlagos távhőellátási költség. Ezért lehet kiemelt szerepe a szektor jogi/adminisztratív szabályozásának is. A piac nagyságának megtartása érdekében sok európai országban alkalmazzák azt a gyakorlatot, hogy kötelező távhőkörzeteket jelölnek ki, így őrizve meg a távhőszolgáltatás versenyképességét. Ezzel az eszközzel Magyarország nem él, annak ellenére, hogy ez hatékony eszköz a hőszolgáltatás árának alacsonyan tartására, de a megújuló energiák – így a fenntarthatóbb és függetlenebb energiarendszer – ösztönzésére is. Ezt az általunk fejlesztett távhőpiaci modell eredményei is alátámasztják.

Az adminisztratív eszközön kívül megvizsgáltuk a különböző támogatások hatását is a távhőszektorra. A modellezési eredmények rámutatnak arra, hogy a beruházási és működési támogatások hatékony eszköznek bizonyulhatnak, ezzel szemben a távhő végfelhasználói árának támogatása, illetve a kapcsolt támogatás nem optimális helyzethez vezethetnek. Magyarország a kedvezményes távhőáfa és a kapcsolt erőművek támogatása révén pontosan ez utóbbi eszközt alkalmazza, míg a megújuló távhőtermelők beruházási támogatása csak jóval kisebb mértékben jelenik meg a költségvetésben, a hőtermeléshez kapcsolódó működési támogatások pedig szinte teljesen hiányoznak a hazai rendszerből.

Végül a diszkontrátára vonatkozó érzékenységvizsgálat során számszerűen is bemutattuk, hogy a kiszámítható szabályozásnak mekkora pozitív hatása van egyrészt a megújuló erőforrások elterjedésére, másrészt mennyivel csökkenti a hőellátás teljes költségét. Az eredmények alapján is elmondható: fontos, hogy a jelenlegi, nem teljesen transzparens és normatív szabályozáson alapuló éves ármegállapítást felváltsa egy kiszámítható, hosszabb időszakra vonatkozó szabályozási rendszer.

A távhőmodell nem számol sem új távhőkörzetek esetleges megalapításával, sem pedig a távhőfogyasztói kör bővülésével. Ezen egy későbbi kutatás során érdemes lenne változtatni, így további részterületre lehetne kiterjeszteni a modellt, sőt egy ilyen továbbfejlesztett eszköz akár az új távhőkörzetek létesítésének költség-haszon-elemzésében is segítséget nyújthatna.

Hivatkozások

- ABERG, M.–WIDÉN, J. [2013]: Development, validation and application of a fixed district heating model structure that requires small amounts of input data. *Energy Conversion and Management*, 75. 74–85. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.05.032>.
- ABERG, M.–WIDÉN, J.–HENNING, D. [2012]: Sensitivity of district heating system operation to heat demand reductions and electricity price variations: A Swedish example. *Energy*, Vol. 41. No. 1. 525–540. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.034>.
- BEEREPOOT, M.–MARMION, A. [2012]: Policies for renewable heat. An integrated approach. IEA Insight Series, https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Insights_Renewable_Heat_FINAL_WEB.pdf.
- BÜRGER, V.–KLINSKI, S.–LEHR, U.–LEPRICH, U.–NAST, M.–RAGWITZ, M. [2008]: Policies to support renewable energies in the heat market. *Energy Policy*, Vol. 36. No. 8. 3150–3159. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.018>.
- CANSINO, J. M.–PABLO-ROMERO, M. D. P.–ROMÁN, R.–YÑIGUEZ, R. [2011]: Promoting renewable energy sources for heating and cooling in EU–27 countries. *Energy Policy*, Vol. 39. No. 6. 3803–3812. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.010>.
- CONNOR, P. M.–XIE, L.–LOWES, R.–BRITTON, J.–RICHARDSON, T. [2015]: The development of renewable heating policy in the United Kingdom. *Renewable Energy*, 75. 733–744. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.056>.
- DEA [2012a]: Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Technology data for Energy Plants. The Danish Energy Agency, http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf.

- DEA [2012b]: Individual Heating Plants and Energy Transport. Technology data for Energy Plants; The Danish Energy Agency, https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/c_teknologi_katalog_for_individuelle_varmeanlaeg_og_energitransport_2012.pdf.
- EB [2008]: Az energiapolitika második stratégiai felülvizsgálata. Az Európai Unió cselekvési terve az energiaellátás biztonsága és az energiapolitikai szolidaritás terén. COM(2008) 781 végleges, Brüsszel, november 13. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/PDF/?uri=CELEX:52008DC0781&from=HU>.
- EB [2015]: A stabil és alkalmazkodóképes energiaunió és az előretekinthető éghajlat-politika keretstratégiája. A Bizottság közleménye. COM/2015/080 final. Brüsszel, február 25. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/HU/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>.
- EEA [2013]: District Heating and Cooling country by country Survey 2013. Euroheat and Power, Európai Környezetvédelmi Ügynökség (EEA), Brüsszel, <http://www.eea.europa.eu/policy-documents/euroheat-and-power-2013-district>.
- ENERGIASTRATÉGIA [2012]: Nemzeti Energiastratégia – 2030. Nemzeti Fejlesztési Minisztérium, <http://2010-2014.kormany.hu/download/4/f8/70000/Nemzeti%20Energiastrat%C3%A9gia%202030%20teljes%20v%C3%A1ltozat.pdf>.
- ERICSSON, K. [2009]: Introduction and development of the Swedish district heating systems – Critical factors and lessons learned; A report prepared as part of the IEE project. [http://www.res-h-policy.eu/downloads/Swedish_district_heating_case-study_\(D5\)_final.pdf](http://www.res-h-policy.eu/downloads/Swedish_district_heating_case-study_(D5)_final.pdf).
- EUROSTAT [2015]: Complete energy balances – annual data. Databatable: nrg_110a, http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_110a&lang=en.
- FAHLÉN, E.–AHLGREN, E. O. [2009]: Assessment of integration of different biomass gasification alternatives in a district-heating system. *Energy*, Vol. 34. No. 12. 2184–2195. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2008.10.018>.
- FRASER, S.–CALCAGNO, P.–JAUDIN, F.–VERNIER, R.–DUMAS, P. [2013]: European Geothermal Insurance Fund – EGRIF. Geoelec, <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2011/09/D-3.2-GEOELEC-report-on-risk-insurance.pdf>.
- GHAFFHAZI, S.–SOWLATI, T.–SOKHANSANJ, S.–MELIN, S. [2010]: A multicriteria approach to evaluate district heating system options. *Applied Energy*, Vol. 87. No. 4. 1134–1140. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.06.021>.
- HENNING, D. [1997]: MODEST – an energy-system optimisation model applicable to local utilities and countries. *Energy*, Vol. 22. No. 12. 1135–1150. o. [http://dx.doi.org/10.1016/S0140-6701\(97\)86096-1](http://dx.doi.org/10.1016/S0140-6701(97)86096-1).
- HENNING, D.–AMIRI, S.–HOLMGREN, K. [2006]: Modelling and optimisation of electricity, steam and district heating production for a local Swedish utility. *European Journal of Operational Research*, Vol. 175. No. 2. 1224–1247. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2005.06.026>.
- HERRERO, S. T.–ÜRGE-VORSATZ, D. [2011]: Investing in Energy Efficiency in Buildings with District Heating, Cohesion Policy Investing in Energy Efficiency Buildings. Brüsszel, november 29–30.
- KAVGIC, M.–MAVROGIANNI, A.–MUMOVIC, D.–SUMMERFIELD, A.–STEVANOVIC, Z.–DJUROVIC-PETROVIC, M. [2010]: A review of bottom-up building stock models for energy consumption in the residential sector. *Building and Environment*, Vol. 45. No. 7. 1683–1697. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.buildenv.2010.01.021>.
- KLESSMANN, C.–HELD, A.–RATHMANN, M.–RAGWITZ, M. [2011]: Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union. What is needed to reach the 2020 targets? *Energy Policy*, Vol. 39. No. 12. 7637–7657. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.08.038>.

- KLESSMANN, C.–RATHMANN, M.–DE JAGER, D.–GAZZO, A.–RESCH, G.–BUSCH, S.–RAGWITZ, M. [2013]: Policy options for reducing the costs of reaching the European renewables target. *Renewable Energy*, Vol. 57. 390–403. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.01.041>.
- KNUTSSON, D.–SAHLIN, J.–WERNER, S.–EKVALL, T.–AHLGREN, E. O. [2006]: HEATSPOT – A simulation tool for national district heating analyses. *Energy*, Vol. 31. No. 2. 278–293. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.005>.
- KRANZL, L.–BRAKHAGE, A.–GÜRTLER, P.–PETT, J.–RAGWITZ, M.–STADLER, M. [2007]: Integrating policies for renewables and energy efficiency: Comparing results from Germany, Luxemburg and Northern Ireland. *ECEEE*, <http://www.ukace.org/wp-content/uploads/2012/11/ACE-Proceedings-2007-06-Integrating-policies-for-renewables-and-energy-efficiency-comparing-results-from-Germany-Luxembourg-and-Northern-Ireland-ECEEE-Summer-Study-2007.pdf>.
- KSH [2015]: A háztartások megoszlása lakáshasználati jogcím, illetve a fűtés módja szerint. 2.2.2-es táblázat, https://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat_eves/i_zhc002.html.
- LUND, H.–MÖLLER, B.–MATHIESEN, B. V.–DYRELUND, A. [2010]: The role of district heating in future renewable energy systems. *Energy*, Vol. 35. No. 3. 1381–1390. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.11.023>.
- LÜTHI, S.–PRÄSSLER, T. [2011]: Analyzing policy support instruments and regulatory risk factors for wind energy deployment – A developers' perspective. *Energy Policy*, Vol. 39. No. 9. 4876–4892. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.029>.
- MATÁSZSZ [2003]: A Távhőszolgáltatás Magyarországon. MATÁSZSZ, Budapest, <http://mataszsz.hu/tavhoszolgalatok-magyarorszagon>.
- MEKH [2015a]: A Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal távhőadatbázisa, <http://mekh.hu/tavho-engedelyesek-listaja>.
- MEKH [2015b]: Beszámoló a kötelező átvételi rendszer 2014. évi alakulásáról. Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, http://www.mekh.hu/download/1/cd/00000/MEKH_KAT_beszamolo_2014_20150527.pdf.
- MEKH [2015c]: A magyar távhőszektor 2014. évi statisztikai adatai. Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, http://mekh.hu/download/d/8a/10000/trs_statistika_2015.pdf.
- MEZŐSI ANDRÁS [2015]: A magyarországi megújuló távhőtermelés modellezése. *Energiagazdálkodás*, 3–4. sz. 23–29. o.
- MÖLLER, B.–LUND, H. [2010]: Conversion of individual natural gas to district heating: Geographical studies of supply costs and consequences for the Danish energy system. *Applied Energy*, Vol. 87. No. 6. 1846–1857. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.12.001>.
- MÜNSTER, M.–MORTHORST, P. E.–LARSEN, H. V.–BREGNBÆK, L.–WERLING, J.–LINDBOE, H. H.–RAVN, H. [2012]: The role of district heating in the future Danish energy system. *Energy*, Vol. 48. No. 1. 47–55. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.011>.
- NFM [2010]: Magyarország megújuló energiahasznosítási cselekvési terve, 2010–2020. Nemzeti Fejlesztési Minisztérium, [http://videkstrategia.kormany.hu/download/2/7e/60000/Megujulo%20Energia%20Hasznositasi%20Cselekvesi%20Terv\(1\).pdf](http://videkstrategia.kormany.hu/download/2/7e/60000/Megujulo%20Energia%20Hasznositasi%20Cselekvesi%20Terv(1).pdf).
- PÖYRY [2009]: The potential and costs of district heating networks. A report to the Department of Energy and Climate Change, április, Pöyry Energy Consulting, Oxford http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.uk/files/A_report_providing_a_technical_analysis_and_costing_of_DH_networks.pdf.
- RATHMANN, M.–DE JAGER, D.–DE LOVINFOSSE, I. D.–BREITSCHOPF, B.–BURGERS, J.–WEÖRES, B. [2011]: Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost. *Re-Shaping D16 Report*. http://www.resaping-res-policy.eu/downloads/Final%20report%20RE-Shaping_Druck_D23.pdf.

- REKK [2013]: Az épületállomány energetika korszerűsítésének lehetséges finanszírozási forrásai Magyarországon. http://www.rekk.eu/images/stories/letoltheto/emi_20130124.pdf.
- REKK [2014a]: A magyarországi megújuló alapú távhőtermelés akadályai. REKK Piaci Jelentés, 3. sz. 22–25. o.
- REKK [2014b]: Javaslatok egy eredményes megújuló távhőtermelési program megvalósításához Magyarországon. REKK Piaci Jelentés, 4. sz. 24–28. o.
- SILLER, T.–KOST, M.–IMBODEN, D. [2007]: Long-term energy savings and greenhouse gas emission reductions in the Swiss residential sector. *Energy Policy*, Vol. 35. No. 1. 529–539. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.12.021>.
- SJÖDIN, J.–HENNING, D. [2004]: Calculating the marginal costs of a district-heating utility. *Applied Energy*, Vol. 78. No. 1. 1–18. o. [http://dx.doi.org/10.1016/s0306-2619\(03\)00120-x](http://dx.doi.org/10.1016/s0306-2619(03)00120-x).
- SNÄKIN, J. P. [2000]: An engineering model for heating energy and emission assessment. The case of North Karelia, Finland. *Applied Energy*, Vol. 67. No. 4. 353–381. o. [http://dx.doi.org/10.1016/s0306-2619\(00\)00035-0](http://dx.doi.org/10.1016/s0306-2619(00)00035-0).
- STADLER, M.–KRANZL, L.–HUBER, C.–HAAS, R.–TSIOLARIDOU, E. [2007]: Policy strategies and paths to promote sustainable energy systems – the dynamic Invert simulation tool. *Energy Policy*, Vol. 35. No. 1. 597–608. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2006.01.006>.
- SWAN, L. G.–UGURSAL, V. I. [2009]: Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13. No. 8. 1819–1835. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.033>.
- SZABÓ LÁSZLÓ ÉS SZERZŐTÁRSAI [2015]: Renewable Based District Heating in Europe. A policy assessment of selected Member States, Toward 2030. Dialogue Intelligent Energy Europe project, <http://towards2030.eu/sites/default/files/D%203.1a%20RES%20District%20Heating%20in%20Europe.pdf>.
- THYHOLT, M.–HESTNES, A. G. [2008]: Heat supply to low-energy buildings in district heating areas. A analyses of CO₂ emissions and electricity supply security. *Energy and Buildings*, Vol. 40. No. 2. 131–139. o. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2007.01.016>.

Függelék

A REKK által kifejlesztett magyarországi távhőpiaci modell

Ez az Excel-alapú modell számos modulból áll, ezek részben egymásra épülnek, részben függetlenek egymástól. A modell célja, hogy aggregált előrejelzéssel szolgáljon a hazai távhőpiac várható tendenciáiról.

Első lépésként a modell minden egyes távhőszolgáltató esetében meghatározza, hogy mely távhőtermelő létesítmények tartoznak oda, és melyek ezek legfontosabb jellemzői: mekkora a villamosenergia-, illetve a hőtermelés határfoka. További lényeges inputadat, hogy az adott létesítmény mikor épült, hiszen ebből határozzuk meg az élettartalmát, azaz meddig képes üzemelni az adott erőmű vagy fűtőmű.

Minden távhőszolgáltató esetében meghatározzuk a három fő szegmens – háztartás, tercier szektor és ipar – 2014. évi távhőfogyasztását, illetve egyszerűsített módon előre jelezzük a várható fogyasztást. Így 2030-ig minden egyes távhőszolgáltatónak meghatározzuk a fogyasztását. A modell tökéletesen rugalmatlan keresletet feltételez.

Minden évre, minden egyes távhőközrztben külön meghatározzuk az optimális tüzelőanyag-szerkezetet. Első lépésben ehhez az első modellezett évben a meglévő távhőtermelés határköltségét állapítjuk meg, illetve megvizsgáljuk, hogy az alternatív technológiákkal milyen költségek mellett lehet gazdaságosan termelni. Ez utóbbi esetben a technológia átlagköltségével versenyez a meglévő létesítmény, így nyilván akkor van a legnagyobb esély a tüzelőanyag-váltásra, ha a jelenlegi távhőtermelőnek lejár az élettartalma. Az optimalizáció során sorba rendezzük az adott évben, az adott távhőszolgáltató területén a termelőket (legyen az akár egyedi termelés) termelési költségük alapján, majd azon termelést választjuk ki, amely a legolcsóbb kombinációt eredményezi.

Fontos leszögezni, hogy az egyes technológiák esetében beállíthatók az éves váltási korlátok vagy rögzíthető teljes korlátozás. A referenciaesetben a geotermikus távhőtermelés éves váltási limitje az adott évi fogyasztás maximum 10 százaléka lehet, a gázbojler esetében ez az érték 5 százalék, a napkollektornál 3 százalék, míg a hőszivattyúnál 2 százalék. A teljes korlát az adott távhőközrzt keresletének a geotermikus távhő esetében 70 százalékát, a napkollektor 30 százalékát, míg a hőszivattyú legfeljebb 20 százalékát adhatja.

A korlátok alkalmazása mellett kialakul minden egyes évre, minden egyes távhőközrztre a tüzelőanyag-felhasználás összetétele, a termelési költség, illetve ha vannak különböző támogatások, akkor azok is összegezhethők. Így az egyes távhőközrztök összegzése révén alakul ki a teljes piacot lefedő modell.